

# Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	8
1.1 Характеристика объекта.....	8
1.2 Расчет нагрузок .....	8
1.3 Гидравлический расчет газовой сети низкого давления.....	12
1.4 Расчет внутреннего газопровода .....	20
1.5 Расчет газовых сетей среднего давления .....	22
1.6 Технические решения по газовому оборудованию ГРП .....	24
1.7 Газоснабжение котельной .....	25
1.8 Технология и оборудование для прокладки газопроводов высокого и среднего давления .....	27
1.9 Защита от коррозии .....	28
2. АВТОМАТИЗАЦИЯ И КОНТРОЛЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ .....	35
2.1 Новые технологические решения в организации учета газа .....	35
2.2 Приборы приведения рабочих расходов газа к нормальным параметрам .....	40
2.3 Технические решения по автоматизации ГРП .....	41
3. ОРГАНИЗАЦИОННО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ И ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО МАГИСТРАЛИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ).....	44
3.1 Исходные данные .....	44

3.2 Расчет объемов строительно-монтажных работ основного периода строительства .....	45
3.3 Выбор землеройно-транспортного комплекта машин .....	49
3.4 Линейный график производства работ .....	51
3.5 Расчет количества работающих .....	55
3.6 Расчет объема строительства временных зданий .....	55
3.7 Расчет потребности в воде .....	56
4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	58
4.1 Безопасность труда при разработке котлованов и траншей .....	58
4.2 Требования безопасности при ручной сварке .....	62
4.3 Требования безопасности при эксплуатации средств механизации, ручных машин и инструмента .....	63
4.4 Пожарная безопасность .....	65
4.5 Основные мероприятия по охране труда .....	65
4.6 Обеспечение безопасности газового хозяйства .....	66
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	70
5.1 Используемые источники .....	70
5.2 Смета .....	73
Заключение .....	78
Список используемой литературы .....	79

# ВВЕДЕНИЕ

Интенсивный рост добычи природного газа в нашей стране объясняется устойчивой тенденцией роста цен на основные энергоносители, высокими экономическими показателями в этой области и ростом капиталовложений.

Себестоимость добычи газа остается относительно низкой по сравнению с другими видами органического топлива, а удельная теплотворная способность — максимально высокой. При транспортировке газа на большие расстояния его себестоимость возрастает в несколько раз, но и в этом случае она остается значительно ниже себестоимости добычи всех иных видов топлива.

От места добычи газ транспортируется потребителям по магистральным газопроводам.

Распределительные системы газоснабжения городов, областей, поселков и промышленных предприятий представляют собой сложный взаимосвязанный комплекс газопроводов разных давлений, газораспределительных и газорегуляторных станций, оборудования сетей, системы очистки и одоризация газа, системы телеуправления.

Сегодня, в новых экономических условиях, осуществляется массовая газификация большинства населенных пунктов ряда административных регионов Ставропольского края, что является государственной политикой на основе реализации правительственной программы по существенному повышению уровня благосостояния населения страны. Одним из таких объектов является село Сунжа Минераловодского района Ставропольского края.

Планом перспективного развития села предусматривается комплексная реконструкция всей инфраструктуры населенного пункта и расширение системы подземного газового хозяйства.

Условия развития топливно-энергетической базы России в настоящее время определяются складывающимися рыночными отношениями, основанными на конкурентоспособности товара. Поэтому, в технологии транспортировки, распределения газа и средств автоматизации активно внедряются образцы новой техники и прогрессивные направления отраслевой технологии.

					<i>ВКР СКФУ 08.03.01 СТР-д-о-14-2 ДС 142961-18</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гасюк С.А.</i>			<i>Проект газоснабжения села Сунжа Минераловодского района Ставропольского края с применением инновационных технологий</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Касеев В.В.</i>					6	81
<i>Н. Контр.</i>		<i>Стоянов Н.И.</i>				СКФУ 14		
<i>Утверд.</i>		<i>Стоянов Н.И.</i>				<i>Кафедра ТГСцЭН</i>		

Проект разрабатывается с учетом последних изменений в нормативно-технической базе по системам газоснабжения промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства.

В предлагаемом дипломном проекте будут определены расчетные расходы газа по отдельным потребителям и всему объекту с учетом перспектив развития населенного пункта.

В проекте будут предложены, разработаны и решены технические вопросы по схемным решениям технологических узлов системы газоснабжения поселка и вопросам автоматизации газорегулирующего оборудования. Определены объемы строительных работ по системе газового хозяйства проектируемого объекта.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Лис	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата

# 1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Характеристика объекта

Подача газа от газопровода среднего давления 0.3 МПа непосредственно к потребителям проектируется через газораспределительный пункт (ГРП), после которого давление газа понижается до 5 кПа.

В данной выпускной квалификационной работе необходимо определить расчетные расходы газа и диаметры газораспределительной сети низкого давления в селе Сунжа. Данное село населяют 2797 человек.

Газовое оборудование жилых домов, включает уличные газопроводы, а также газовые приборы и установки для сжигания газа: четырех конфорочные газовые плиты, котлы для водяного отопления жилых и бытовых помещений и проточные водонагреватели.

Природный газ подается в село по магистральному газопроводу. Фактическое потребление газа характеризуется резкой неравномерностью, связанной с изменением погоды, временем года, укладом жизни населения и др.

## 1.2 Расчет нагрузок

При определении расходов газа для рассматриваемого района необходимо найти следующие виды расходов.

Расход газа на бытовые нужды (приготовление пищи и горячей воды в домашних условиях) определяется по формуле:

$$V_1 = \frac{N \cdot (n_1 \cdot Q_1 + n_2 \cdot Q_2 + n_3 \cdot Q_3)}{Q_H} \text{ м}^3/\text{год} \quad (2)$$

где  $Q_1$  - норма расхода тепла при наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения ( $Q_1$  не учитываем);

$Q_2$  - норма расхода тепла при наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя,  $Q_2 = 3393,9$  МДж/год;

$Q_3$  - норма расхода тепла при наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя ( $Q_3$  не учитываем);

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Лист	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

$Q_H$  - низшая теплота сгорания природного газа  $Q_H = 35,5 \text{ МДж} / \text{м}^3$   
при  $t=0^\circ\text{C}$ ,  $P=101,3 \text{ кПа}$ .

$n_1, n_2, n_3$  - доля охвата газоснабжением населения района для выше-  
указанных типов газопотребления;

Бытовое потребление газа зависит от численности населения, которое  
пользуется газом и норм расходования газа на различные нужды.

Общая численность населения охваченного кольцевой схемой  
газоснабжения определяется по формуле:

$$N = F * a, \text{ чел.} \quad (1)$$

где  $F$  - площадь застройки (находим в масштабе по генплану), га;

$a$  – плотность населения, чел/га;

$a = 50 \text{ чел/га}$  – для индивидуальной застройки.

Расчеты сводим в таблицу 1

Номер квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Численность населения, чел
I	7	50	350
II	6,5	50	325
III	5,98	50	299
IV	6,72	50	336
V	3,84	50	192
VI	3	50	150
VII	6,44	50	322
VIII	3,64	50	182
IX	3,12	50	156
X	2,70	50	135
XI	4,20	50	210
XII	2,80	50	140

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Лис.	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата

В газоснабжении населенного пункта используется газ, транспортируемый по системе магистральных газопроводов ООО «Кавказтрансгаз», осуществляющего поставки топлива на юге России.

$$V_1 = \frac{2797(1*3393,9)}{35,5} = 267401, \text{ м}^3/\text{год}$$

Коммунально-бытовое потребление газа зависит от количества и мощности (пропускной способности) предприятий и норм расходования ими газа.

А) Бани

В районе имеется одна баня

$$V_2 = N * n_4 * 52 * Q_3 / Q_H, \text{ м}^3/\text{год} \quad (3)$$

где  $Q_3$  - норма расхода тепла в бане (мытье без ванн) на одну помывку,  $Q_3=40$  МДж/год;

$n_4=0,15$  - бани посещают 10% населения.

$$V_2 = \frac{2797*0,15*52*40}{35,5} = 24582, \text{ м}^3/\text{год}$$

Б) Поликлиника

В районе имеется одна поликлиника.

$$V_3 = N * Q_5 * b / Q_H, \text{ м}^3/\text{год} \quad (4)$$

где  $Q_4$  - норма расхода тепла в поликлинике  $Q_4=83,8$  МДж/год;

$b$  - число посещений поликлиники одним жителем в год  $b=10$ .

$$V_3 = \frac{2797*10*83,8}{35,5} = 66024, \text{ м}^3/\text{год}$$

Общий годовой расход газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды по району составит:

$$\sum V_{\text{к.б.}} = V_1 + V_3 \quad (5)$$

$$\sum V_{\text{к.б.}} = 267401 + 66024 = 333426, \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчетный часовой расход газа (при  $t=0^\circ\text{C}$  и давлении 760 мм. рт. ст.) определяется как доля годового расхода газа по следующей формуле:

$$V_{\text{р.ч.}} = \sum V_{\text{к.б.}} * k_m, \text{ м}^3/\text{год} \quad (6)$$

где  $k_m$  - коэффициент часового максимума при числе жителей снабжаемых газом до 3 тысяч человек,  $k_m=1/2050$  [1, табл. 4]

$$V_{\text{р.ч.}} = 333426 * 1/2050 = 162,6, \text{ м}^3/\text{год}$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Лис	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата

Расход газа на мелкие промышленные предприятия принимаем в размере 10% от бытового и коммунально бытового потребления газа.

$$V'_{p.ч.} = 1,1 * V_{p.ч.}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (7)$$

$$V'_{p.ч.} = 1,1 * 162,6 = 178,91, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Газовый расход на отопление жилых и промышленных зданий определяем по формуле:

$$V_{от} = \frac{N * [W_{ж} * q_{ср}^{ж} * (t_{в}^{ж} - t_{ро}) + W_{об} * q_{ср}^{об} * (t_{в}^{об} - t_{ро})] * E * 24}{Q_{п} * \eta}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (8)$$

где  $W_{ж}$ ,  $W_{об}$  – соответственно объем жилых и общественных зданий, м<sup>3</sup>/год,  $W_{ж} = 50 \text{ м}^3/\text{чел}$ ,  $W_{об} = 15 \text{ м}^3/\text{чел}$ ;

$q_{ср}$  – средняя удельная тепловая характеристика зданий, МДж/(м<sup>3</sup> \* ч \* °С),

$$q_{ср}^{ж} = 0,0012 \text{ МДж}/(\text{м}^3 * \text{ч} * \text{°С}),$$

$$q_{ср}^{об} = 0,0015 \text{ МДж}/(\text{м}^3 * \text{ч} * \text{°С});$$

$t_{в}^{ж}$ ,  $t_{в}^{об}$  – соответственно расчетная температура внутри жилого и общественного здания, °С,  $t_{в}^{ж} = 18\text{°С}$ ;  $t_{в}^{об} = 16\text{°С}$ ;

$t_{ро}$  - средняя температура отопительного периода, °С,  $t_{ро} = 0,9\text{°С}$

E - продолжительность отопительного сезона, сут, E=175 сут;

$\eta$  – КПД отопительной системы,  $\eta = 0,85$

$$V_{от} = \frac{2797 * [50 * 0,0012 * (18 - 0,9) + 15 * 0,0015 * (16 - 0,9)] * 175 * 24}{35,5 * 0,85} = 531698, \text{ м}^3/\text{год}$$

Характерной особенностью использования газа на отопление является сезонность его потребления.

Поскольку в отопительный сезон по месяцам бывает разная наружная температура, поэтому определяем процент потребления газ по отдельным месяцам в зависимости от величины среднемесячной расчетной отопительной температуры наружного воздуха  $t_{ср.м}$  и числа отопительных дней в месяце  $n_m$

Определяем процент потребления газа по самому холодному месяцу:

$$A = \frac{(t_{в}^{ж} - t_{ср.м}) * n_m * 100}{\sum [(t_{в}^{ж} - t_{ср.м}) * n_m]}, \% \quad (9)$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Лис	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата



$$A = \frac{(18 - 0) * 30 * 100}{(18 + 4,1) * 31 + (18 + 3,2) * 28 + (18 - 1,1) * 31 + (18 - 8,3) * 10 + (18 - 9,5) * 14 + (18 - 2,8) * 30 + (18 + 1,8) * 31} = 17,48\%$$

Определяем процент расхода газа за месяц от годового значения:

$$V_M = A * V_{OT}, \text{ м}^3/\text{мес.} \quad (10)$$

$$V_M = 0,1748 * 531698 = 92966, \text{ м}^3/\text{мес.}$$

Часовой расход газа на отопление определяем для самого холодного месяца по формуле:

$$V_{\text{ч}} = \frac{V_M * (t_B^{\text{ж}} - t_{\text{HO}})}{n_M * 24 * (t_B^{\text{ж}} - t_{\text{PO}})}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (11)$$

где  $t_{\text{HO}}$  – расчетная температура холодной пятидневки,  $t_{\text{HO}} = -18^\circ\text{C}$ ;

$$V_{\text{ч}} = \frac{92966 * (18 + 18)}{30 * 24 * (18 - 0,9)} = 271,8, \text{ м}^3/\text{ч}$$

### 1.3 Гидравлический расчет газовой сети низкого давления

Гидравлическим расчетом газовых сетей предусматривается определение диаметров газопроводов по отдельным участкам распределительной газовой сети.

Расчет годовых сетей низкого давления регламентирует рабочее давление и перепад давлений в распределительных газовых сетях.

На генплане населенного пункта наносят кольцевые газовые сети. При этом учитываем, что индивидуальная застройка закольцовывается поквартально. Определяем площади застройки кварталов и заносим в таблицу 2.

Определяем часовой расход газа на человека:

- для индивидуальной застройки расход газа объединяет в себе как долю расчетного расхода газа на бытовые, коммунально-бытовые нужды и мелкие предприятия, так и долю часового расхода газа на отопление, т.е.

$$V''_{\text{р.ч.}} = \frac{V_{\text{р.ч.}} + V_{\text{ч}}}{N}, \text{ м}^3/\text{ч} * \text{чел} \quad (12)$$

$$V''_{\text{р.ч.}} = \frac{178,91 + 271,8}{2797} = 0,161 \text{ м}^3/\text{ч} * \text{чел}$$

Определяем часовой расход газа на квартал по формуле:

-для индивидуальной застройки:

$$V_{p.ch.i} = V''_{p.ch.} * N_i, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (13)$$

Определяем удельный расход газа на квартал по формуле:

$$V_{уд.i} = V_{p.ch.i}/F_i, \text{ м}^3/\text{ч*га} \quad (14)$$

Результаты сводим в таблицу 2

Таблица 2 – Расходные поквартальные характеристики потребителей

№ квартала	Площадь F, га	Число жителей N, чел	Часовой расход газа на человека $\text{м}^3/\text{ч*чел}$	Часовой расход газа на квартал, $\text{м}^3/\text{ч}$	Удельный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч*га}$
I	7	350	0,14969	52,39	7,484
II	6,5	325	0,14969	48,65	7,484
III	5,98	299	0,14969	44,76	7,484
IV	6,72	336	0,14969	50,29	7,484
V	3,84	192	0,14969	28,74	7,484
VI	3	150	0,14969	22,45	7,484
VII	6,44	322	0,14969	48,19	7,484
$\Sigma$	39,48			295,48	

Определяем расходы газа по площади, входящие в кольца по формуле:

$$V_{ki} = f_{ki} * V_{уд.i}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (15)$$

где  $f_{ki}$ - площадь кольца, га.

Результаты вычислений сводим в таблицу 3

Таблица 3 – Кольцевые поквартальные характеристике потребителей

№ кольца	№ квартала	Сумма площади и кварталов, га	Площадь кольца, га	Удельный расход газа $\text{м}^3/\text{ч*га}$	Расход газа на кольцо, $\text{м}^3/\text{ч}$
I	I	7	7	7,484	52,39
II	II	6,5	6,5	7,484	48,64
III	III	5,98	5,98	7,484	44,75
IV	IV+V+VI+VII	6,72+3,84+3+6,44	20	7,484	149,68
$\Sigma$			39,48		295,48

Определяем погрешность вычислений:

$$\sigma = \frac{\Sigma V_{p.ch.i} - \Sigma V_{k.i}}{\Sigma V_{p.ch.i}} * 100\% \quad (16)$$

$$\sigma = \frac{295,4837587 - 295,4837587}{295,4837587} * 100\% = 0$$

Определяем удельные расходы газа, отнесенные к единице длины периметров колец по формуле:

$$V_{уд} l_i = \frac{V_{k.i}}{P_i}, \text{ м}^3/\text{ч на пог. м.} \quad (17)$$

где  $P_i$  – периметр кольца, м.

Результаты вычислений сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Удельные кольцевые расходы газа

№ кольца	Участки входящие в кольца	Длины участков, м	Периметр кольца, м	Расход газа на кольцо, м <sup>3</sup> /ч	Расход газа пог. метр, м <sup>3</sup> /ч на пог. м.
1	1-2-8-9-1	280+250+280+250	1060	52,39	0,04942
2	2-3-4-7-8-2	260+250+260+250	1020	48,64	0,04769
3	4-5-6-7-4	230+260+230+260	980	44,75	0,0456
4	10-11-12-13-10	840+240+840+240	2160	149,68	0,06929

Определяем путевые расходы газа по отдельным участкам по формуле:

$$V_{ai} = l_i * V_{уд} l_i, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (18)$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 5

Таблица 5 – Путевые расходы газа по расчетным участкам

№ участка	Длина участка, м	Удельный расход газа по участку, м <sup>3</sup> /ч на м	Путевой расход газа по участку, м <sup>3</sup> /ч
1-2	280	0,0494	13,839
1-9	250	0,0494	12,356
9-8	280	0,0494	13,839
2-8	250	0,0971	24,279
2-3	260	0,0476	12,4
8-7	260	0,0476	12,4
3-4	20	0,0476	0,953
4-7	230	0,0933	21,473
4-5	260	0,0456	11,874

7-6	260	0,0456	11,874
5-6	230	0,0456	10,504
10-11	840	0,069299917	58,21
11-12	240	0,069299917	16,631
12-13	840	0,069299917	58,211
13-10	240	0,069299917	16,631
$\Sigma$			295,483

$$\sigma = \frac{\Sigma V_{p.ch.i} - \Sigma V_{n.i}}{\Sigma V_{p.ch.i}} * 100\% \quad (19)$$

$$\sigma = \frac{295,4837587 - 295,4837587}{295,4837587} * 100\% = 0$$

Определяем узловые расходы газа по формуле:

$$V_{узл.i} = 0,5 * \Sigma V_{n.i}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (20)$$

Результаты вычислений сводим в таблицу 6

Таблица 6 – Узловые расходы газа по расчетным участкам

Номер узла	Номер входящих в узел участков	Путевые расходы участков	Сумма путевых расходов	Узловой расход
1	1-2, 1-9	13,839+12,356	26,19	13,09
2	1-2, 2-8, 2-3	13,839+24,280+12,401	50,51	25,25
3	2-3, 3-4	12,401+0,954	13,35	6,67
4	3-4, 4-5, 4-7	0,954+11,874+21,474	34,3	17,15
5	4-5, 5-6	11,874+10,504	22,37	11,18
6	5-6, 6-7	10,504+11,874	22,37	11,18
7	8-7, 4-7, 7-6	12,401+21,474+11,874	45,74	22,87
8	9-8, 2-8, 8-7	13,839+24,280+12,401	50,51	25,25
9	1-9, 9-8	12,356+13,839	26,19	13,09
10	10-13, 10-11	16,632+58,212	74,84	37,42
11	10-11, 11-12	58,212+16,632	74,84	37,42
12	11-12, 12-13	16,632+58,212	74,84	37,42
13	12-13, 13-10	58,212+16,632	74,84	37,42
$\Sigma$				295,48

Определяем погрешность вычислений:

$$\sigma = \frac{\Sigma V_{p.ch.i} - \Sigma V_{узл.i}}{\Sigma V_{p.ch.i}} * 100\% \quad (21)$$

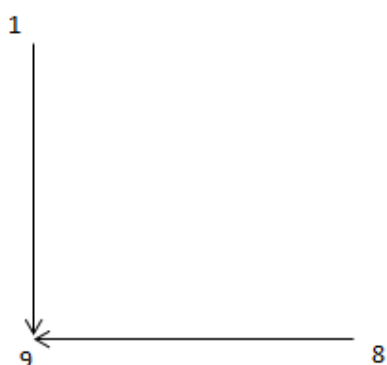
$$\sigma = \frac{295,4 - 295,4}{295,4} * 100\% = 0$$

Вычисляем расчетные расходы газа по отдельным участкам сети из условия «равновесия узлов», т.е. из условия соблюдения равенства количества газа, протекающего к узлу и отходящего от него:

$$\sum V_{pi} - V_{узл i} = 0 \quad (22)$$

Намечаем на плане расчетные направления потоков газа. Если в уравнении «равновесия узлов» неизвестны несколько расходов, то неизвестными расходами (за исключением одного) задаются, а один из них вычисляют. Величины расходов, которыми задаются, могут быть приняты произвольно, но, во всяком случае они не должны быть меньше половины путевых расходов для соответствующих участков. Расчет ведем с точек сходов 9, 11.

Узел 9

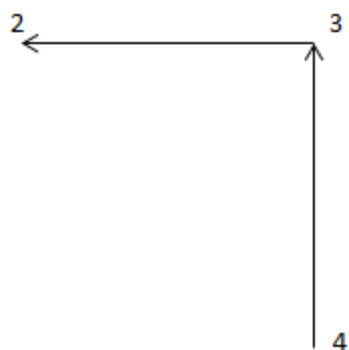


$$V_{p1-9} + V_{p9-8} - V_{узл.9} = 0$$

$$V_{p1-9} = 0,5 * V_{п1-9} = 0,5 * 12,356 = 6,178 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p9-8} = V_{узл.9} - V_{p1-9} = 13,097 - 6,178 = 6,919 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Узел 3



$$V_{p2-3} + V_{p3-8} - V_{узл.3} = 0$$

$$V_{p2-3} = 0,5 * V_{п2-3} = 0,5 * 12,4 = 6,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p3-4} = V_{узл.3} - V_{p2-3} = 6,677 - 6,2 = 0,477 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Узел 6

$$V_{p5-6} + V_{p6-7} - V_{узл.6} = 0$$

$$V_{p5-6} = 0,5 * V_{п5-6} = 0,5 * 10,504 = 5,252 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p6-7} = V_{узл.6} - V_{p5-6} = 11,189 - 5,252 = 5,937 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Далее, расчеты проведены аналогично, результаты расчетов сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты гидравлического расчета по участкам.

№ участка	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Средние удельные потери давления, мм. вод. ст. на пог. м.
1-2	32,74	0,066
1-9	18,9	0,0663
9-8	20,38	0,0722
2-8	34,47	0,0692
2-3	65,77	0,0663
8-7	22,59	0,0722
3-4	66,73	0,0663
4-7	32,77	0,0692
4-5	111,37	0,0663
7-6	23,17	0,0722
5-6	33,67	0,0722
10-11	76,92	0,101
11-12	35,34	0,101
13-12	93,55	0,101
10-13	93,55	0,101

Гидравлический расчет газовой сети низкого давления ведется в табличной форме – таблица 8

В таблице 8 заполняем графы 1,2,3,4 и 5 по ранее сделанным расчетам.

По средним удельным потерям давления (графа 5) и расчетным расходам газа (графа 4), по номограмме определяем диаметры газопроводов и действительную удельную потерю давления по принятому диаметру

газопровода. Полученные данные заносим в таблицу, соответственно в графы 6 и 7.

Умножаем действительные удельные потери давления на длину участков газопровода (графа 3) и определяем линейные потери на соответствующих участках. Полученные данные заносим в графу 8.

Определяем общие потери давления на участках с учетом местных сопротивлений, которые составляют 10% от линейных потерь. Результаты вычислений вносим в графу 9.

Суммируют общие потери давления по участкам кольца (по часовой стрелке – положительные и против часовой стрелки – отрицательные). Невязка полуколец не должна превышать 5%. Невязки, выраженные в кПа и %, заносятся в графы 10 и 11.

Таблица 8 – Гидравлический расчет газовой сети низкого давления.

№ кольца	№ участка	Длина участка, м	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Средние удельные потери давления, Па	Диаметр, мм	Потери давления, Па			Невязка	
						Удельные	Общие	С учетом местных сопротивле ний	Па	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	1-2	280	32,74	0,066	76*3	0,09	25,2	27,72	4,84	4,03
	1-9	250	18,9	0,066	70*3	0,06	15	16,5		
	9-8	280	20,38	0,072	70*3	0,07	19,6	21,56		
	2-8	250	34,4	0,069	76*3	0,1	25	27,5		
II	2-3	260	65,77	0,066	102*3	0,075	19,5	21,45	3,63	3,025
	2-8	250	34,47	0,069	76*3	0,09	22,5	24,75		
	8-7	260	22,59	0,072	70*3	0,075	19,5	21,45		
	7-4	230	32,77	0,069	76*3	0,09	20,7	22,77		
	4-3	20	66,73	0,066	102*3	0,075	1,5	1,65		
III	4-7	230	32,77	0,069	76*3	0,09	20,7	22,77	4,29	3,575
	4-5	260	111,37	0,066	121*4	0,09	23,4	25,74		
	5-6	230	33,67	0,072	76*3	0,09	20,7	22,77		
	6-7	260	23,17	0,072	70*3	0,075	19,5	21,45		
IV	10-11	840	76,92	0,101	102*3	0,1	84	92,4	2,64	2,2
	11-12	240	35,34	0,101	76*3	0,11	26,4	29,04		
	12-13	840	93,55	0,101	108*4	0,1	84	92,4		
	13-10	240	93,55	0,101	108*4	0,1	24	26,4		



## 1.4 Расчет внутреннего газопровода

Рассчитывается газопровод для одноэтажного жилого дома. Объем кухни-столовой 108 м<sup>3</sup>. В кухне-столовой установлена одна четырехконфорочная плита с духовым шкафом П 4/1.

Газопроводы жилых домов присоединяют к внутриквартальным газопроводам низкого давления на расстоянии 20 м от здания. И на выходе из земли снаружи здания устанавливают кран.

Расчетный перепад давлений принимаем равным 350 Па.

Рассчитываем газопроводы, соединяющие распределительную сеть с дальним газовым прибором, т.е. с четырехконфорочной плитой.

Расчеты газопроводов производятся в следующей последовательности:

- 1) определяем расчетные расходы на всех участках;
- 2) задаемся диаметрами участков;
- 3) определяем сумму коэффициентов местных сопротивлений; для каждого участка;
- 4) по номограмме находим удельные потери на трение и эквивалентные длины;
- 5) определяем расчетные длины участков и потери давления на них;
- 6) рассчитываем гидростатическое давление
- 7) определяем потери давления на участках с учетом гидростатического давления;
- 8) определяем суммарные потери в газопроводе с учетом потерь в трубах и арматуре прибора (до газовых горелок).
- 9) полученные суммарные потери сравниваем с расчетным перепадом давления, и если в этом есть необходимость, производим перерасчет.

В данном жилом доме предусмотрена установка двухконтурного настенного газового теплогенератора Вахі Есо Four 24 с открытой камерой сгорания, мощностью 24кВт для целей отопления и ГВС, установка газовой плиты ПГ-4 и счетчика газа ВК G4T.

Для прокладки проектируемого вне помещений жилого дома, применить стальные водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75\*. Материал стали труб принят по ГОСТ 1050-88 и ГОСТ 380-94 (группа В).

Для учета расхода газа в помещении теплогенераторной установить газовый счетчик G4. При установке газового счетчика следует соблюдать требования завода-изготовителя. Газовый счетчик установить на расстоянии - по радиусу не менее 0,8м от газоиспользующего оборудования, в зоне исключаяющей механическое воздействие, тепловое и воздействие влаги на его корпус. Для снятия счетчика в случае ремонта или поверки выполнить обводной газопровод из трубы  $\text{du}32\text{мм}$  в виде хомута с резьбой на обоих концах.

Вентиляция кухни приточно-вытяжная: приток - через окно с открытием фрамуги в верхней части и возможностью щелевого проветривания и подрез в двери сечением  $F=0,025\text{м}^2$ ; через проектируемый вентиляционный канал  $F=140\times 140\text{мм}$  (3 шт.) из красного кирпича. Вентиляция теплогенераторной приточно-вытяжная: приток - через окно с открытием фрамуги в верхней части и возможностью щелевого проветривания и подрез в двери сечением  $F=0,025\text{м}^2$ ; вытяжка - через проектируемый вентиляционный канал  $F=140\times 140\text{мм}$  из красного кирпича.

Проектируемую газовую плиту ПГ-4 подключить к газопроводу с помощью металлорукава сильфонного типа. Гибкий рукав должен быть 1,0-1,5м в длину. Гибкие рукава должны иметь техническое свидетельство на их пригодность.

Установку двухконтурного настенного газового котла в помещении теплогенераторной на несгораемой стене выполнить на расстоянии не менее 20мм от задней стенки.

Присоединение к газопроводу теплогенератора выполнить с помощью металлорукава сильфонного типа в соответствии с инструкцией на газовый прибор.

Перед фронтом газоиспользующего оборудования обеспечить 1 м свободного пространства.

Отвод продуктов сгорания от теплогенератора выполнить через проектируемый дымоход  $F=140\times 250\text{мм}$  из красного кирпича с помощью дымоотводящего патрубка  $\text{Ø}120\text{мм}$ .

Вентиляционный и дымовой канал выводится:

- на уровень прямой проведенной от конька к горизонту под углом  $10^\circ$  если они отстоят на расстоянии более 3м;

- на уровень конька если они отстоят на расстоянии от 1,5м до 3м от конька;

- на 500мм выше уровня конька если они отстоят на расстоянии менее 1,5м от конька.

Во всех случаях высота вентканала над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5м и выше границы зоны ветрового подпора.

Выдержать минимальное нормативное расстояние между газопроводом, газовыми приборами и электропроводкой при параллельной прокладке не менее 0,4м, а расстояние до электровыключателей, штепсельных розеток и электросчетчиков - не менее 0,5 м.

Корпус теплогенератора подлежит заземлению путем соединения с нулевым защитным проводником.

Подключение вытяжных зонтов с принудительной вентиляцией к каналу естественной вентиляцией не допускается.

Монтаж газопровода и газовых приборов производить в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 и паспортными данными на оборудование.

После монтажа и испытаний, согласно СНиП 42-01-2002 газопровод защитить лакокрасочным покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки ГФ-021 и двух слоев эмали ПФ-115.

Выдержать минимальное нормативное расстояние между газопроводом, газовыми приборами и электропроводкой при параллельной прокладке не менее 0,4м, а расстояние до электровыключателей, штепсельных розеток и электросчетчиков - не менее 0,5 м.

До начала монтажных работ обеспечить водоснабжение жилого дома. Подключить теплогенератор по воде в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

На газовый теплогенератор до начала монтажных работ иметь сертификат соответствия и разрешение Ростехнадзора на применение на территории РФ.

Часовой расход газа от установленных газовых приборов: Вахi Eco Four 24 и ПГ-4 составляет - 3,98 м<sup>3</sup>/ч. Отапливаемая площадь  $S \approx 140 \text{ м}^2$ .

### **1.5 Расчет газовых сетей среднего давления**

Гидравлическим расчетом газовых сетей среднего давления предусматривается определение оптимальных диаметров газопроводов,

обеспечивающих пропуск заданных объемов газа при допустимых перепадах давлений.

От сети среднего давления предусматривается газоснабжение котельной и бани.

Порядок расчета.

а) на генплане определяем конфигурацию газовой сети среднего давления и длины всех участков;

б) по расчетным расходам газа на котельную, баню и газораспределительный пункт определяем расчетные расходы участков сети;

в) задаемся давлением на всех участках - для сети среднего давления  $p=0,3-0,6$  Мпа;

г) диаметры участков определяем с помощью номограмм. Для определения потерь давления газопроводов среднего давления следующим образом: для каждого из участков определяем среднее значение отношений:

$$a_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{1,1 * \Sigma l}, \quad (22)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления.

По  $a_{\text{ср}}$  и расходу газа определяем диаметры газопроводов для каждого участка сети по номограмме.

При выборе конкретного диаметра трубопровода из номограммы определяем действительные значения  $a_{\text{д}}$ .

д) из соотношения для  $a_{\text{ср}}$  по выбранным значениям  $a_{\text{д}}$  уточняем давление в узлах сети.

$$P'_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - 1,1 * \Sigma l * a_{\text{д}}} \quad (23)$$

или

$$P'_{\text{н}} = \sqrt{P_{\text{к}}^2 + 1,1 * \Sigma l * a_{\text{д}}} \quad (24)$$

Полученные значения не должны отличаться от заданных более чем на 1%.

Участок 1-2:

$$Q^{1-2} = Q^{2-3} + Q^{2-4} = 450,74 + 150,39 = 601,13, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Участок 2-3: расход газа на ГРП

$$Q^{2-3} = 450,74, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Участок 2-4:

$$Q^{2-4} = 150,39, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Участок 4-5: расход газа на баню

$$Q^{4-5} = 13,19, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Участок 4-6: расход газа на котельную

$$Q^{4-6} = 137,2, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Результаты всех расчетов сведены в таблицу 9

№ участка	Длина участков, м	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Диаметр, мм	Требуемое начальное давление, Мпа	Требуемое конечное давление, Мпа	Среднее удельное падение давлений	Удельное падение давлений
1-2	2296,1	601,13	150	0,6	0,35	0,094	0,1
2-3	371,3	450,74	125	0,35	0,27	0,121	0,14
2-4	218	150,39	100	0,35	0,32	0,083	0,06
4-5	15	13,19	25	0,32	0,31	0,381	0,35
4-6	36	137,2	50	0,32	0,27	0,744	0,9

## 1.6 Технические решения по газовому оборудованию ГРП

Расчётный расход ГРП составляет 450,74 м<sup>3</sup>/ч;

Абсолютное давление на входе в ГРП 290 кПа;

На выходе 5 кПа;

Плотность газовой смеси 0,723 кг/м<sup>3</sup>.

В проекте используется проект «Газорегуляторного пункта с регулятором РДГ-50-Н».

В данной схеме ГРП используются 2 фильтра: основной и резервный. Фильтры предназначены для очистки газа от механических примесей. Основным фильтром является стальной сварной фильтр. Выбираем фильтр кассетный сварной типа ФВ с диаметром корпуса 200 мм. Для обеспечения непрерывной работы ГРП в блоке предусматривается байпас.

Основным элементом газового оборудования ГРП является блок редуцирования. Блок редуцирования состоит из последовательно соединенных между собой при помощи катушек запорного крана, фильтра,

запорно-предохранительного клапана, регулятора давления и выходной задвижки.

Запорная арматура, имеющая герметичность затвора ниже первого класса, должна быть притерта и обеспечивать герметичность затвора.

На входе и выходе газопроводы оборудованы изолирующими фланцевыми соединениями. Все соединения газопроводов между собой и блоками производится на сварке.

При монтаже продувочных и сбросных газопроводов необходимо обеспечивать уклон в сторону основного газопровода.

Крепление продувочных и сбросных газопроводов производится к стенам здания ГРП при помощи опор через каждые два метра по месту.

### **1.7 Газоснабжение котельной.**

Газоснабжение автономной котельной с двумя газовыми водогрейными котлами «Rendamax» R 18 180 EM, тепловой мощностью 649 кВт каждый для теплоснабжения школы, детского сада административных зданий - от газопровода низкого давления. Котлы оборудованы газовыми атмосферными горелками.

Атмосферные газовые горелки низкого давления с малым коэффициентом первичной эжекции воздуха обеспечивают стабильные условия горения во всем диапазоне регулирования мощности котлов, от 20 до 100% с сохранением эксплуатационных характеристик и низкого уровня шума (до 25 дБА).

Горелки устойчивы к снижению давления в газовых сетях и сохраняют работоспособность до давления 4 м/бар (при соответствующем снижении мощности).

На вводе газопровода в котельную установлен термозапорный клапан, прекращающий подачу газа при возникновении пожара в котельной и электромагнитный клапан-отсекатель, прекращающий подачу газа к котлам

при превышении концентрации в котельном зале метана выше 10% НВП и угарного газа выше 20 мг/м<sup>3</sup>.

Коммерческий учет газа осуществляется с помощью комплекса измерения расхода газа на базе ротационного счетчика RVG G 100 Ду 80 с корректором по температуре ТС-210.

Расчет расходов газа

Расход газа при нормальных условиях:

$$V_{г.ст.} = Q / Q_{низ} * \eta; \quad (25)$$

$$V_{г.ст.} = 1160 * 3600 / (7900 * 4,187 * 0,92) = 137,2 \text{ нм}^3/\text{ч};$$

где Q – тепловая нагрузка котельной, Вт. ;

$Q_{низ}$  – низшая теплотворная способность газа при нормальных условиях, ккал / н.м<sup>3</sup> ;

$\eta$  - КПД котла, %.

Вводы газопроводов следует предусматривать непосредственно в помещения, где установлены котлы, или в коридоры. Редуцирование газа до необходимого давления решается в наружных газовых сетях.

На вводе газопровода в котельную установлен термозапорный клапан, прекращающий подачу газа при возникновении пожара в котельной и электромагнитный клапан-отсекатель, прекращающий подачу газа к котлам при превышении концентрации в котельном зале метана выше 10% НВП и угарного газа выше 20 мг/м<sup>3</sup>.

Электромагнитный клапан-отсекатель (элемент автоматики безопасности) прекращает подачу газа к котлам:

- при превышении концентрации в котельном зале метана выше 10% НВП и угарного газа выше 20±5 мг/м<sup>3</sup>;
- при перерыве в электроснабжении.

Атмосферные газовые горелки водогрейных котлов «Rendamax» типа R 18 180 EM устойчивы к снижению давления в газовых сетях и сохраняют работоспособность до давления 4 м/бар (при соответствующем снижении мощности). Газовые горелки низкого давления с малым коэффициентом первичной эжекции воздуха обеспечивают стабильные условия горения во всем диапазоне регулирования мощности котлов, от 20 до 100% с сохранением эксплуатационных характеристик и низкого уровня шума (до 25 дБА).

Коммерческий учет газа осуществляется с помощью комплекса измерения расхода газа на базе ротационного счетчика RVG G 100 Ду 80 с корректором по температуре ТС-210. Индивидуальный агрегатный учет расхода природного газа на каждый котел осуществляется узлом учета расхода на базе ротационных счетчиков газа RVG G65.

Газопровод при пересечении стен прокладывается в футляре, уплотнение футляра выполняется по серии 5.905-15.

На общем газопроводе котельной и газопроводах котлов предусмотрен продувочный газопровод, который выводится за пределы котельной на 1м выше карниза крыши.

Газопроводы после монтажа и испытаний окрасить масляной краской желтого цвета по грунту ГФ-021 за два раза, с нанесением колец красного цвета.

### **1.8 Технология и оборудование для прокладки газопроводов высокого и среднего давления**

Применяют цельнотянутые трубы и трубы со швом, из малоуглеродистых и низколегированных сталей. Соединение-сварка. Резьбовые и фланцевые соединения - в местах установки арматуры и на газопроводах низкого и среднего давления, монтируемые внутри зданий.

Глубина заложения газопровода не менее 0,8, а в местах, где нет движения транспорта, □ 0,6 м.



Наземная прокладка газопроводов - по наружным несгораемым стенам зданий и цехов, несгораемым перекрытиям зданий, отдельно стоящим колоннам и эстакадам. Стальные П-образные компенсаторы изготавливаются из труб марок и размеров, применяемых для основного газопровода. Компенсаторы монтируются при установленных неподвижных опорах. Предварительная растяжка или сжатие компенсаторов производится до начала монтажа.

Расстояние от газопровода, прокладываемого на опорах, до соседних сооружений и зданий принимается от 1 до 10 м. Наибольшее расстояние между опорами газопроводов определяется из условий допустимого прогиба и проверяется по условиям прочности.

При пересечении газопровода с подземными коммуникациями газопровод следует укладывать в футляре.

Подземная установка задвижек осуществляется в колодцах. В местах с высоким уровнем грунтовых вод делается гидроизоляция труб: наружные стенки колодца оклеиваются бурулином, бризолом или штукатурятся водонепроницаемым цементом. Гидроизоляция накладывается на 0,5 м выше предельного уровня грунтовых вод.

### **1.9 Защита от коррозии**

Под коррозией металлических трубопроводов понимается самопроизвольное разрушение их под воздействием различных факторов химического или электрохимического характера, определяемых окружающей трубопровод средой. Окружающая среда может быть газообразной, жидкой и твердой. Газообразной средой обычно является атмосфера (при прокладке трубопроводов по надземной или наземной схеме). Жидкая среда воздействует на трубопровод при прокладке его под водой через реки, водохранилища и так далее. Твердой средой является любой грунт, в котором прокладывается трубопровод. Соответственно коррозии, протекающие в каждой из этих сред, называют атмосферной, жидкостной и подземной или почвенной. Они обычно воздействуют на наружную поверхность трубопровода и приводят к ее разрушению. Перечисленные коррозии подразделяются на химическую и электрохимическую коррозии, отличающиеся лишь механизмом коррозионного процесса. Химической коррозией называется самопроизвольное окисление металла, связанное с переходом его в более устойчивое ионное состояние под воздействием токонепроводящей среды.

Электрохимической называют коррозию, при которой металл самопроизвольно разрушается при взаимодействии с жидкой токопроводящей средой (электролитом)

При электрохимической коррозии скорость разрушения металла зависит от электродного потенциала. Это объясняется тем, что ионизация атомов металла и восстановление окислителя в электролите происходит не одновременно. Скорости протекания каждого процесса зависит от электродного потенциала металла. Соответственно от него зависит и скорость коррозии. Поскольку основным условием протекания электрохимической коррозии является наличие токопроводящей среды, то примером электрохимической коррозии может служить коррозия металлов во влажной воздушной или жидкой токопроводящей среде. Для электрохимической коррозии подземных трубопроводов наиболее характерна почвенная коррозия.

Наибольшую опасность представляет так называемая коррозия под воздействием блуждающих токов, возникающих вблизи электропроводящих систем (электрифицированные железные дороги)

Основными видами электрической защиты на газопроводах являются катодная, протекторная и дренажная. Катодные станции и протекторы применяют для защиты газопровода от почвенной коррозии, а дренажная и станции катодной защиты – для защиты газопровода от действия блуждающих токов. Для защиты объектов с разветвленной системой подземных коммуникаций КС и ГРС применяют комбинированную дренажно-катодно-протекторную защиту. В этом случае катодные станции сооружают с несколькими точками дренирования и рассредоточенными анодами, чтобы избежать экранирующего влияния подземных коммуникаций.

Для измерения потенциала, подключения контроля и наблюдения за работой средств электрозащиты без нарушения режима работы газопровода на нем сооружают катодные выводы через каждые 1000 м. Катодные выводы, выполненные из металлических стержней диаметром 6-8 мм или из кабеля, приваривают к газопроводу ручной электродуговой или термитной сваркой и выводят на поверхность земли в специальные катодные колодцы, в ниши железобетонных километровых столбов или в специальные ящики на телефонных столбах линии связи.

Потенциал трубы по отношению к почве измеряют специальными потенциометрами или катодными вольтметрами.

Катодная защита состоит в том, что положительный полюс источника постоянного тока соединяют проводником с анодным заземлением, из которого ток проходит в почву и через поврежденную изоляцию поступает в трубу. По трубе ток через катодный выход направляется к точке подключения проводника и по проводнику к отрицательному полюсу источника тока. При достаточном напряжении, создаваемом источником тока, вся поверхность трубопровода становится катодной (отрицательной), и таким образом можно предупредить возникновение заметной коррозии в ней, анодной зоной при этом становится поверхность зарываемого в землю бросового металла (анодное заземление) Потенциал трубы по отношению к почве, под действием проходящего тока становится более отрицательным.

При протекторной защите защитный потенциал на трубопроводе создается путем присоединения к нему протекторов из металла с более отрицательным потенциалом, чем потенциал трубы. При протекторной защите нет внешнего источника тока, а необходимый для защиты ток создается гальванической парой-защищаемой трубой (анодом) Под влиянием протектора трубопровод подвергается катодной поляризации и коррозия труб прекращается. Материалом для протектора служит смесь магния, алюминия, цинка и др. Наиболее распространенными протекторами являются магниевые сплавы МЛ-4, МЛ-5, а также цинковые марок ЦО и Ц1. Протекторная защита очень проста в эксплуатации и не требует обслуживания. Протекторы в комплексе с другими видами защиты наиболее целесообразно использовать для защиты отдельных участков, не перекрываемых смежными станциями катодной защиты, и защитных кожухов на переходах через железные и автомобильные дороги, а также на объектах с разветвленными подземными коммуникациями. Протекторы устанавливают группами по несколько штук и подсоединяют к катодному выходу или непосредственно к трубе. Протектор с катодным выходом или трубой соединяют кабелем, стальным или медным проводом. Для эффективной работы протекторов их помещают в наполнитель, вследствие чего уменьшается переходное сопротивление. Для магниевых протекторов в качестве наполнителя применяют сернокислый магний с гипсом и глиной(3,5:1,5:5), а для цинковых протекторов - сернокислый натрий с гипсом и глиной(2,5:2,5:5) Протекторы обычно устанавливают на расстоянии 2-6 м от газопровода.

#### Дренажная защита

В большинстве случаев рельсы электрифицированных железных дорог и трамваев не имеют достаточной проводимости, в результате чего часть электрического тока стекает в почву. Такой ток называют блуждающим.

Газопроводы, прокладываемые вблизи железных дорог, необходимо защищать от блуждающих токов, т.к. металлические газопроводы являются хорошими проводниками. В тех местах, где блуждающие токи из почвы входят в трубопровод, образуются катодные зоны, а в тех местах, где токи выходят из трубопроводов в почву, образуются анодные зоны. В анодных зонах происходит активная коррозия металла трубы. Под воздействием блуждающих токов трубопроводы могут разрушаться насквозь в течение короткого периода, поэтому борьба с ними крайне необходима. Эффективным методом борьбы с коррозией, вызываемой блуждающими токами, является электрический дренаж, т.е. отвод блуждающих токов через проводник от газопровода к источнику возникновения этих токов. Отводом токов по проводнику понижается потенциал газопровода по отношению к почве, чем ликвидируются анодные и знакопеременные зоны и прекращается утечка токов с газопровода в землю. В зависимости от расположения тяговых подстанций и других факторов электродренажные линии от газопровода сооружаются либо непосредственно на тяговую подстанцию (на минусовую шину), либо на рельсы железной дороги. При сооружении электродренажной линии на минусовую шину тяговой подстанции электро-дренаж может быть прямым или поляризованным. Прямо дренаж применяется тогда, когда потенциал газопровода больше, чем потенциал системы, в которую отводятся блуждающие токи. При сооружении электродренажной линии на рельсы электро-дренаж должен быть обязательно поляризованным. Поляризованный дренаж отличается от прямого тем, что в схему дренажа вводятся поляризованные дренажные установки, устраняющие возможность обратного течения электрических токов на газопровод. Электродренажная линия может быть кабельной или воздушной. На электродренажной линии устанавливают контрольно-измерительные приборы.

Наибольшее распространение на газопроводах получили универсальные поляризованные дренажные установки типа УПДУ-57.

Коррозия подземных трубопроводов является одной из основных причин их разрушения в следствии образования каверн, трещин и разрывов. Под коррозией понимается реакция металла с окружающей его средой, вызывающая в нем изменения, способные к коррозионному повреждению. Такие реакции, как правило, имеют электрохимическую природу. Участки трубы, имеющие более отрицательный потенциал, являются анодными, участки с менее отрицательным потенциалом - катодным. Под действием электродвижущей силы гальванической пары свободные электроны перемещаются по решетки металла в сторону катодной зоны, где переходят

из металла в грунт, реагируя с окисляющими элементами электролита и образуя ионы кислорода и водорода. При этом потери массы металла не происходит. Однако, в результате нарушения электрического равновесия в решетке металла, в анодной зоне происходит переход положительных ионов железа из металла в грунт. Этот процесс вызывает потерю массы металла, протекающую по закону Фарадея и зависящую от потенциала. Возникает так называемая гальваническая коррозия.

На подземном трубопроводе за счет неоднородности металла трубы и гетерогенности грунта (как по физическим свойствам, так и по химическому составу) возникают участки с различным электродным потенциалом, что обуславливает образование гальванических коррозионных элементов.

Коррозионная ситуация, в которой находится металлический трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с грунтовыми и климатическими условиями, особенностями трассы, условиями эксплуатации. К таким факторам относятся: влажность грунта, химический состав грунта, кислотность грунтового электролита, структура грунта, температура транспортируемого газа.

Большую роль в протекании коррозионных процессов играет влажность грунта. При малой влажности увеличивается удельное электросопротивление грунта, что влечет снижение значения коррозионного тока. При большой влажности удельное сопротивление грунта уменьшается, но и сильно затрудняется диффузия кислорода к поверхности металла, что замедляет коррозионный процесс. Максимальная скорость коррозии наблюдается при влажности грунта 15...20%. По влажности грунты подразделяются на сухие, влажноватые, влажные, сырые и мокрые.

Немаловажным фактором, влияющим на скорость коррозии, является и кислотность грунтового электролита. Структура грунта определяет скорость диффузии кислорода воздуха к поверхности трубы. В результате того, что на различных участках трубы создаются различные условия для диффузии кислорода, т.е. различная степень аэрации грунта, возникают условия для образования коррозионных гальванических элементов

Химический состав грунта является одним из решающих факторов, обуславливающих его коррозионную агрессивность. Количественное и качественное содержание различных веществ в грунте в значительной мере определяет его электрическое сопротивление. Чем ниже удельное электрическое сопротивление грунта при прочих равных условиях, тем выше его коррозионная агрессивность.

Температура транспортируемого газа обуславливает температуру стенок трубы и прилегающего грунта. С повышением температуры до 75...80 °С скорость коррозии значительно возрастает, однако при дальнейшем повышении температуры скорость коррозии из-за высыхания грунта, как правило, уменьшается. Жизнедеятельность анаэробных бактерий в грунте может также увеличивать скорость коррозии за счет влияния на анодные и катодные электрохимические процессы. Микроорганизмы могут вызвать коррозию путем непосредственного влияния на кинетику электродных реакций, продуцирование веществ, вызывающих коррозию, создания на поверхности металла условий, которые обуславливают появление концентрационных электрохимических элементов.

Методы защиты подземных металлических трубопроводов от коррозии подразделяются на пассивные и активные. Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу специальных защитных покрытий (битум, каменноугольный пек, полимерные ленты, эпоксидные смолы и пр.).

Все изоляционные защитные покрытия, наносимые на поверхность трубы должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть химически стойкими;
- обладать высоким электрическим сопротивлением;
- обладать достаточной адгезией к металлу;
- иметь высокую механическую прочность;
- обладать устойчивостью к воздействию климатических факторов;
- сохранять свои свойства при воздействии низких и высоких температур;
- не иметь механических повреждений и заводских дефектов;
- обладать устойчивостью к воздействию различных видов бактерий;
- не содержать компонентов, оказывающих коррозионное действие на металл.

На практике не удается добиться полной сплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие

дефекты. Наиболее опасными являются сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия. Так как пассивным методом не удастся осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита, связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита. Такая защита носит название комплексной защиты. Активный метод защиты от коррозии осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал.

## **2. АВТОМАТИЗАЦИЯ И КОНТРОЛЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ.**

### **2.1 Новые технологические решения в организации учета газа.**

Ещё несколько лет назад сбор данных со счётчиков газа и приборов контроля различных технологических параметров единой системы газоснабжения и учёта газа осуществлялся только визуально, то есть для получения информации следовало выполнять обход объектов учёта. Как правило, это происходило лишь раз в месяц, либо диспетчерские службы пользовались информацией, передаваемой по телефону ответственными лицами, находящимися на объектах газоснабжения. Подобный метод сбора информации является не только наиболее затратным, но и наименее объективным, так как возможны ошибки в процессе снятия и передачи данных. Актуальность и достоверность полученных данных находились, соответственно, на низком уровне, что в свою очередь являлось одной из причин небаланса при расчётах между поставщиком и потребителем газа.

Сегодня своевременный сбор и анализ данных по потреблению газа на региональном уровне играет огромную роль. Ввиду большого количества потребителей делать это качественно и быстро позволяют лишь информационные системы, работающие в автоматизированном режиме.

Одним из первых таких проектов автоматизации учёта газа стала программа АСКУГ (сокр. от «Автоматизированная система коммерческого учёта газа»). В рамках программы во всех регионах РФ осуществлялась модернизация парка промышленных узлов учёта газа, установленных у основных потребителей, или установка собственных дублирующих узлов учёта газа. Одновременно производилось оснащение этих узлов учёта средствами телеметрии и внедрение в региональных газовых компаниях систем автоматизированного опроса и диспетчеризации узлов учёта газа, биллинговых систем и других специализированных программных средств.

Для организации сбора данных и проведения анализа данных на региональном уровне было применено ограниченное количество типов аппаратно-программных комплексов телеметрии. В каждом регионе был применён аппаратно-программный комплекс одного типа. В состав данных комплексов входят универсальные контроллеры телеметрии, устанавливаемые на объекте и позволяющие считывать данные с основных



типов электронных корректоров и вычислителей, применяемых в регионе, а также программное обеспечение, установленное на сервере региональной газовой компании и осуществляющее сбор и обработку данных по потреблению газа.

В качестве информационно-управляющей системы верхнего уровня была разработана и применяется система «ИУС-ГАЗ».

Построенная таким образом система телеметрии позволила свести в одно целое оперативную информацию по потреблению газа основными промышленными и коммунальными потребителями, как на уровне отдельного региона, так и на уровне всей страны в целом.

Сбор данных с бытовых счётчиков газа, относящихся к третьему уровню системы, как правило, выполняется в ручном режиме (визуально). Хотя в последнее время появились эффективные технические решения, позволяющие наладить автоматический сбор информации и в данном сегменте, и реализованные пилотные проекты показали очень хороший результат.

Наряду с успехами работы системы телеметрии можно отметить и ряд недостатков, выявленных в процессе эксплуатации.

Во-первых, универсальные контроллеры телеметрии и в целом аппаратно-программные комплексы должны корректно работать с большим разнообразием приборов учёта газа, установленных у потребителей. Не только различные типы корректоров, но даже один тип корректора в зависимости от года выпуска часто имеет несколько версий программного обеспечения, которые могут содержать принципиальные отличия. Также необходимо принимать во внимание, что производители электронных корректоров активно предлагают рынку новые, более современные изделия. Все это требует постоянной технической поддержки и регулярного обновления аппаратно-программных комплексов.

Во-вторых, это техническая совместимость применяемых электронных корректоров и вычислителей и аппаратно-программных комплексов телеметрии. В некоторых случаях при применении универсальных контроллеров телеметрии корректоры объёма газа получали повреждения цепей питания и интерфейса.

В-третьих, это не полный охват потребителей. Конечно, на момент начала действия системы телеметрии все основные потребители газа были в неё включены, однако, как и в любой работающей системе, регулярно

производятся изменения, в том числе подключения новых потребителей. Очень важно, чтобы их узлы учёта также оснащались контроллерами и информация с этих узлов учёта поступала в систему телеметрии. В случае отсутствия в системе информации обо всех потребителях газа автоматизированное сведение баланса по региону затруднено. Принцип работы аппаратно-программных комплексов, на которых основана система телеметрии, базируется на применении контроллеров телеметрии и не предусматривает вариантов получения информации с узлов учёта, на которых контроллеры телеметрии не установлены.

В-четвертых, универсальные контроллеры телеметрии и аппаратно-программные комплексы собирают основную информацию по потреблению газа и его параметрам, при этом часто не используя полные возможности корректоров и не считывая дополнительные сервисные данные, например архивы изменений, нештатных ситуаций и т.д. Собранной универсальным контроллером телеметрии информации достаточно, если нет никаких нештатных ситуаций в работе узла учёта, но в случае их возникновения необходимы дополнительные данные. В этом случае для сбора полной информации с электронных корректоров специалисты региональных газовых компаний применяют специализированное программное обеспечение. В некоторых региональных газовых компаниях программный комплекс «СОДЭК Экстра» также устанавливается на сервере в региональной газовой компании и собирает данные с узлов учёта газа, не охваченных основной установленной системой телеметрии, или используется для контроля ее работы. Информация из базы данных программного комплекса «СОДЭК Экстра» передаётся в систему верхнего уровня «ИУС-ГАЗ». Таким образом, данные с узлов учёта газа, собираемые ПК «СОДЭК Экстра», интегрированы в систему телеметрии.

В-пятых, техническая реализация сбора данных по технологии GSM/CSD, заложенная в большинстве аппаратно-программных комплексов, при большом количестве подключённых потребителей не позволяет получать данные оперативно. Специфика работы такова, что требуется в небольшой промежуток времени считать данные со всех установленных приборов учёта газа. Существенное увеличение количества подключённых потребителей требует пропорционального увеличения количества применяемых модемных пулов и, соответственно, усложнения работы системы, что может привести к дополнительным ошибкам в работе. В настоящий момент появились новые технологии связи, позволяющие получать данные более оперативно и с меньшими финансовыми затратами.

Также в эксплуатации проявились некоторые программные недочёты аппаратно-программных комплексов, например, такие как пропуск данных за некоторые интервалы. Поскольку полнота данных — один из критериев достоверности учёта, то в рамках аппаратно-программных комплексов необходимо разработать специальные алгоритмы контроля полноты данных, как на уровне контроллера телеметрии, так и на уровне программного обеспечения.

Схема лицензирования некоторых аппаратно-программных комплексов построена таким образом, что ограничивается количество приборов, которые могут быть включены в систему, без дополнительной оплаты. После нескольких лет работы в разных региональных газовых компаниях количество включённых в систему телеметрии потребителей уже приблизилось к определённому первоначально пределу. В этом случае при подключении новых потребителей их включают в систему через программное обеспечение, поставляемое производителями узлов учёта, например, через ПК «СОДЭК Экстра».

В связи с тем, что в настоящий момент все большее внимание уделяется работе газовых хозяйств регионального масштаба, в том числе в вопросах минимизации небаланса, совместимости и эффективности использования оборудования учёта газа, диспетчеризации, метрологического обеспечения, эксплуатации сетей и оборудования, а также в связи с вышеизложенными недостатками действующей системы телеметрии в настоящий момент возникла потребность её модернизации.

В процессе эксплуатации любой системы, как бы тщательно она ни была продумана с самого начала, возникает понимание, как можно улучшить её работоспособность, в каком направлении необходимо её в дальнейшем развивать. При этом, если в составе одной системы применяются приборы и технические решения различных производителей, то результаты работы окажутся более плодотворными, если будет учтён опыт всех участников. Причём улучшение работы системы — это не разовое действие, а ежедневный процесс — постоянное взаимодействие всех заинтересованных сторон. В нашем случае для улучшения работы системы телеметрии узлов учёта газа необходимо взаимодействие производителей приборов учёта газа, производителей контроллеров и коммуникационных модулей, разработчиков программного обеспечения регионального уровня и, главное, специалистов региональных газовых компаний. В процессе модернизации необходимо применить более современные и в то же время более экономичные технологии связи, учесть преимущества реально сложившихся схем сбора

данных и проработать вопрос интеграции технических решений и программного обеспечения, предлагаемых производителями узлов учёта газа.

Рассмотрим возможные пути и варианты модернизации системы телеметрии.

Необходимо обратить внимание на программное обеспечение диспетчерского пункта региональной газовой компании как на основополагающую часть всей системы телеметрии. Если отмеченные выше недостатки, такие как:

- отсутствие технической поддержки,
- некорректное отображение данных, переданных с приборов разных типов или с приборов одного типа с различными версиями программного обеспечения,
- невозможность включения новых потребителей из-за лицензионных ограничений,
- невозможность включения новых типов приборов,
- невозможность работать с новыми коммуникационными модулями, реализующими более современную, чем GSM/CSD технологию связи,
- наличие программных недочётов, приводящих к пропускам данных за некоторые интервалы времени,
- неполное считывание архивных данных, не позволяющее дистанционно оценить состояние узла учёта газа, становятся критичными для работы системы, то обоснованно встаёт вопрос о замене данного программного обеспечения.

При этом новое программное обеспечение должно работать как с уже установленными у потребителей универсальными контроллерами и коммуникационными модулями, так и с новыми контроллерами, применяющими более современные технологии связи.

Новые контроллеры телеметрии и коммуникационные модули, применяемые с корректорами, должны работать по современным технологиям связи. В случае возникновения неустраняемых неисправностей в применяемых контроллерах телеметрии они также должны быть заменены на новые типы контроллеров или коммуникационных модулей с современными техническими характеристиками.

Обновлённая таким образом система телеметрии избавится от существующих недостатков и существенно улучшит свои технические характеристики.

## **2.2 Приборы приведения рабочих расходов газа к нормальным параметрам.**

Корректор объема газа ЕК-260 предназначен для приведения рабочего объема газа, прошедшего через счетчик, к стандартным условиям (давление газа - 760 мм. рт. ст., температура + 200°С) путем вычисления коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 303192-96 и фактора сжимаемости газа с использованием измеренных значений давления, температуры газа и введенных параметров газа.

Корректор объема газа ЕК-260 выполнен в алюминиевом корпусе и состоит из электронного блока, датчика абсолютного давления, датчика температуры, 2-х строчного дисплея, 6-ти кнопочной пленочной клавиатуры и встроенного источника питания (две литиевые батареи со сроком эксплуатации не менее 5 лет).

Электронный корректор выполняет следующие функции:

- вычисление приведенного к нормальным условиям расхода и объема газа;
- просмотр на дисплее текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, данных архива;
- программирование и считывание информации с корректора, осуществляемое с помощью 6-ти кнопочной клавиатуры и 2-х строчного цифробуквенного жидкокристаллического дисплея;
- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению и температуре газа, коэффициенту сжимаемости и фактору сжимаемости за последние 9 месяцев при измерительном периоде 60 минут. Запись значений в архив происходит по истечении измерительного периода, а также в случае возникновения аварийной ситуации (превышение предельных значений измеряемых параметров);
- запись в журнал событий с указанием даты и времени в случае выхода давления или температуры за пределы установленных значений. Максимальный объем записей в журнале событий - 250. Если в настройках корректора производятся изменения (изменение параметров газа,

подстановочных значений и т.д.), то это автоматически фиксируется в журнале изменений. Максимальное число записей — 200;

- возможность интеграции в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса постоянного подключения RS-232C (RS-485) или оптического интерфейса;

- возможность программирования четырех цифровых выходов для передачи значений объемов газа в виде импульсов и передачи сообщений об ошибках.

Конструкция ЕК-260 предусматривает как настенную установку, так и установку непосредственно на счетчик газа с помощью специального кронштейна.

Совместимость ЕК-260 по программному обеспечению с измерительным комплексом учета газа СГ-ЭК позволяет вести оперативный учет и контроль расходов газа у потребителей.

### 2.3 Технические решения по автоматизации ГРП.

Газорегуляторные пункты, далее ГРП, предназначены для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне при газоснабжении промышленных, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых, общественных и жилых зданий.

Основные параметры ГРП должны соответствовать указанным в таблице 10.

Наименование параметра	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Давление газа на входе	МПа	1,2
Давление газа на выходе	кПа	от 1 до 480
Пределы срабатывания предохранительного запорного клапана:		
- при повышении давления	кПа	от 2 до 600
- при понижении давления	кПа	от 0,3 до 30
Пределы срабатывания предохранительного сбросного клапана:	кПа	от 2 до 600
Допустимый расход на кассете фильтра	кПа	10

Настройка предохранительных клапанов на срабатывание должна соответствовать:

- запорный клапан  $1,25 \cdot P_p$  на выходе;
- сбросной клапан  $1,15 \cdot P_p$  на выходе.

Автоматизация ГРП осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В рассматриваемом ГРП предусматриваются показывающие и самопишущие контрольно-измерительные приборы.

Показывающие приборы дают возможность судить об измеряемой величине по положению стрелки или другого указателя на шкале прибора.

Самопишущие приборы систематически ведут запись измеряемой величины в функции времени на дисковый или ленточный диафрагмы.

Организация технологического контроля и выбор приборов осуществлен по следующим параметрам:

а) параметры, наблюдение за которыми необходимо правильного ведения установленных режимов (контролируется показывающими приборами);

б) параметры, измерение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, а также учёт которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов (контролируются самопишущими приборами).

К параметрам первой группы относятся:

- давление на вводе в ГРП;
- давление на выводе ГРП;
- давление на байпасе фильтра;
- давление на узлах регулирования.

Ко второй группе параметров относятся:

- давление на вводе в ГРП;
- давление на выводе ГРП;
- расход газа;
- давление газа на плюсовой камере диафрагмы;
- температура газа за диаграммой;
- перепад давления на фильтре.

В зависимости величины давления газа измеряется напоромером мембранным показывающим типа НМП-52-М1.

Запись давления газа на вводе осуществляется манометром самопишущим типа МТС – 712.

Температура газа на вводе измеряется термометром манометрическим показывающим самопишущим газовым типа ТГС-712.

Перепад давления на фильтре измеряется дифманометром сильфонным самопишущим типа ДСС-712-М1.

Функция автоматики безопасности - прекращение подачи газа при повышении давления больше допустимого. Для этого применяются односедельные клапаны.

Управление силовыми приводами и электрическими исполнительными механизмами, контроль и сигнализация выполняются с помощью электроаппаратуры. В автоматизированном технологическом процессе силовые приводы и исполнительные механизмы имеют блокировочные связи. Технологическая блокировка обеспечивает согласованность и определенную последовательность в работе отдельных приводов.

Аварийная блокировка исключает поломку или выход из строя оборудования воздействием на соответствующие приводы вплоть до их отключения.

При автоматизации ГРП, организации службы диспетчерского управления большое внимание уделяется устройствам сигнализации, предназначенным для извещения обслуживающего персонала о состоянии контролируемого параметра.

Для сигнализации используются различные электромеханические и световые указатели, а также звуковые сигналы.

Для организации диспетчерского пункта в помещении размещают щиты и пульты, на которых установлены аппаратура дистанционного управления, сигнализационная аппаратура, а также приборы контроля технологических параметров.



### 3. ОРГАНИЗАЦИОННО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ И ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПО МАГИСТРАЛИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ)

#### 3.1 Исходные данные.

Длина трассы 371,3 м.

Трубопровод среднего давления  $D_{тр}=125$  мм

Грунт III группы (суглинок).

Круглые железобетонные сборные колодцы (ГОСТ 80.20-68):

Плита днища: ПД-15-1

Диаметр наружный 2000 мм

Толщина стенки 120 мм

Объем железобетона 0,38 м<sup>3</sup>

Масса элемента 0,94 т

Кольца стеновые: КС-15-2:

Диаметр наружный 1680 мм

Диаметр внутренний 1500 мм

Высота 890 мм

Толщина стенки 90 мм

Объем железобетона 0,4 м<sup>3</sup>

Масса элемента 1 т

Кольцо опорное: КО-7-1:

Диаметр наружный **840** мм

Диаметр внутренний **580** мм

Толщина стенки **70** мм

Объем железобетона **0,02** м<sup>3</sup>

Масса элемента **0,05** т

Плита перекрытия: ПП-15-1:

Диаметр наружный 1680 мм

Диаметр внутренний 700 мм

Толщина стенки 150 мм

Объем железобетона 0,27м<sup>3</sup>

Масса элемента 0,68 т

### 3.2 Расчет объемов строительного-монтажных работ основного периода строительства.

Принимаем бесканальный способ прокладки.

Число колодцев – 1 шт.

Подсчет объемов работ

Определяем объемы земляных работ

Глубина заложения газопровода принимается до верха трубы и должно составлять не менее 0,8 м. Для котлованов с откосами расстояние между подошвой откоса и наружной гранью конструкции должно быть равной 0,3 м в каждую сторону. Глубина котлована принимается на 0,2 м больше глубины заложения колодца.

Отсюда находим глубину траншеи:

$$H_{\text{тр}} = 0,2 + 0,3 + 0,8 + D_{\text{тр}159} = 0,2 + 0,3 + 0,8 + 0,125 = 1,425 \text{ м,}$$

где  $D_{\text{тр}159}$  – диаметр газопровода, м.

Крутизну откоса 1/0,25, тогда  $1/0,25=1,44/x$ ,  $x=0,354$

Ширина траншеи по низу:

$$S_{\text{тр}}^{\text{низ}} = 0,3 + D_{\text{тр}159} + 0,3 = 0,3 + 0,125 + 0,3 = 0,725, \text{ м}$$

Ширина траншеи по верху:

$$S_{\text{тр}}^{\text{верх}} = 0,725 + 2 * 0,354 = 1,433, \text{ м}$$

Найдем объем траншеи по формуле:

$$V_{\text{тр}} = \frac{1}{2} (S_{\text{тр}}^{\text{низ}} + S_{\text{тр}}^{\text{верх}}) * H_{\text{тр}} * l_{\text{тр}}, \quad (26)$$

где  $S_{\text{тр}}^{\text{низ}}$  – ширина траншеи по низу;

$S_{\text{тр}}^{\text{верх}}$  – ширина траншеи по верху;

$H_{\text{тр}}$  – глубина траншеи;

$l_{\text{тр}}$  – длина траншеи, м.

$$V_{\text{тр}} = \frac{1}{2} (0.725 + 1,433) * 1,425 * 371,3 = 570,9, \text{ м}^3$$

Найдем глубину котлована:

$$H_{\text{кот}} = 0,12 + 0,89 + 0,07 + 0,15 + 0,2 = 1,43, \text{ м}$$

Найдем ширину котлована днища:

$$D_{\text{кот}}^{\text{дн}} = 0,3 + 2 + 0,3 = 2,6, \text{ м}$$

Ширина котлована верха:

$$D_{\text{кот}}^{\text{верх}} = H_{\text{кот}} * 0,25 * 2 + D_{\text{кот}}^{\text{дн}} = 1,43 * 0,25 * 2 + 2,6 = 3,3115, \text{ м}$$

Найдем объем котлована:

$$V_{\text{кот}} = \frac{\pi * H_{\text{кот}}}{3} (R_{\text{дн}}^2 + R_{\text{верх}}^2 + 2R_{\text{дн}}R_{\text{верх}}) \quad (27)$$

$$V_{\text{кот}} = \frac{3,14 * 1,43}{3} (1,3^2 + 1,6575^2 + 2 * 1,3 * 1,6575) = 13,09, \text{ м}^3$$

Определяем объем приямков необходимых для заделки стыков газопровода. При укладке труб плетями и глубине траншеи до 3 м берется 1% от объема траншеи:

$$V_{\text{приям}} = 0,01 * V_{\text{тр}} = 0,01 * 570,9 = 5,71, \text{ м}^3$$

Подсчитанный объем котлованов, траншей и приямков включает в себя объем грунта, разрабатываемый механизированным способом, и объем подчистки разрабатываемый вручную.

Найдем общий объем земляных работ:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{тр}} + V_{\text{кот}} + V_{\text{приям}} \quad (28)$$

$$V_{\text{общ}} = 570,9 + 13,09 + 5,71 = 589,7, \text{ м}^3$$

Объем грунта, подлежащий разработке вручную:

$$V_{\text{руч.р}} = 7\% * V_{\text{общ}} \quad (29)$$

$$V_{\text{руч.р}} = 0,07 * 589,7 = 41,28, \text{ м}^3$$

Объем грунта, разрабатываемый механизированным способом:

$$V_{\text{мех}} = V_{\text{общ}} - V_{\text{руч.р}}, \text{ м}^3 \quad (30)$$

$$V_{\text{мех}} = 589,7 - 41,28 = 548,42, \text{ м}^3$$

Объем работ по устройству оснований песчаных под трубопроводы:

$$V_{\text{осн}} = H_{\text{осн}} * S_{\text{тр}}^{\text{низ}} * l_{\text{тр}}, \text{ м}^3 \quad (31)$$

где  $H_{\text{осн}}$  – высота основания, м;

$$V_{\text{осн}} = 0,2 * 0,725 * 371,3 = 53,83, \text{ м}^3$$

Определим объем работ по присыпке труб песком на 25 см;

$$V_{\text{присып}} = H_{\text{песк}} * S_{\text{тр}}^{\text{низ}} * l_{\text{тр}}, \text{ м}^3 \quad (32)$$

$$V_{\text{присып}} = 0,25 * 0,725 * 371,3 = 67,3, \text{ м}^3$$

Грунт обратной засыпки подлежит уплотнению. Принимаем уплотнение грунта механизированным способом. Объем работ в этом случае измеряется в 100 м<sup>3</sup> уплотняемой поверхности по формуле:

$$V_{\text{упл}} = \frac{l_{\text{тр}}(b_{\text{тр}}*n_1 + b^{\text{ср}}*n_2)}{100}, \text{ м}^3 \quad (33)$$

где  $l_{\text{тр}}$  – длина трассы, м;

$b_{\text{тр}}$  – средняя ширина траншеи над колодцем,  $b_{\text{тр}} = 1,425$  м;

$b^{\text{ср}}$  – средняя ширина пазух колодцев и трубопровода  $b^{\text{ср}}=1,2$  м;

$n_1$  и  $n_2$  – число уплотняемых слоев грунта над колодцем и трубопроводом при средней толщине уплотняемого слоя грунта механизированным способом 30 см.

$$n_1 = \frac{H_{\text{тр}} - D_{\text{труб}}}{0,3} = \frac{1,415 - 0,125}{0,3} = 4$$

$$n_2 = \frac{D_{\text{труб}}}{0,3} = \frac{0,125}{0,3} = 1$$

$$V_{\text{упл}} = \frac{371,3*(1,425*4+1,2*1)}{100} = 25,62, \text{ м}^3$$

Объем работ по обратной засыпке определяется по формуле:

$$V_{\text{оз}} = V_{\text{общ}} - V_{\text{лишн}} \quad (34)$$

где  $V_{\text{лишн}}$  – объем, не подлежащий засыпке, м<sup>3</sup>

$$V_{\text{лишн}} = \frac{\pi * D_{\text{тр}}^2}{4} * l_{\text{тр}} + \frac{D_{\text{кв}}^2 * \pi}{4} * H_{\text{кот}} + V_{\text{ост}} + V_{\text{прис}} \quad (35)$$

$$V_{\text{лишн}} = \frac{3,14*0,125^2}{4} * 371,3 + \frac{3,14*1,68^2}{4} * 1,43 + 53,83 + 67,3 = 128,85, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{оз}} = 589,7 - 128,85 = 460,85, \text{ м}^3$$

Объем работ по прокладке трубопроводов подсчитывается по проектной длине. Условие прокладки – в траншеи без распоров с укладкой на основание при помощи кранов трубоукладчиков.

Длина 371,3 м.

Число задвижек - 2

Число колен - 2

Объем работ по испытанию трубопровода измеряется как длина всей трассы по осевой линии трубопровода.

Длина 371,3 м.

Объем сварочных работ подсчитываем в количестве свариваемых стыков при условии, что монтаж трубопровода ведется из отдельных труб и применяется односторонняя ручная дуговая сварка без скоса кромок.

Число стыков определяем из условия, что на площадку поступают трубы длиной 10 м. Объем работ ручной резки труб подсчитываем в количестве перерезов, считая кромки без скосов.

Число стыков 42.

Число перерезов 1.

Объемы изоляционных работ. Противокоррозийная защита газопроводов, выполненная в заводских условиях, на стройплощадке сводится к изоляции стыков и самого газопровода.

Объем работ по устройству и разборке ограждения выемок из инвентарных щитов подсчитывается в метрах, высоту ограждения принимаем 1,2 м. Ограждение трассы предусматривается с обеих сторон выемок.

$$L=372*2=744 \text{ м.}$$

Объем работ по устройству пешеходных инвентарных металлических мостов подсчитывается в шт. Принимаем их установку через каждые 150 м по длине трассы – 3 шт.

Принимаем, что работы по вскрытию и последующему восстановлению дорожного покрытия будет вести специальная строительная организация на условиях субподряда.

По результатам расчетов объемов земляных работ составляем таблицу 11.

Таблица 11 – Ведомость объемов работ.

Наименование видов работ и конструктивных элементов	Объем работ	
	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3
Объем траншеи	м <sup>3</sup>	570,9

Объем котлована	м <sup>3</sup>	13,09
Объем приямков	м <sup>3</sup>	5,71
Общий объем грунта	м <sup>3</sup>	589,7
Объем грунта, подлежащий разработке вручную	м <sup>3</sup>	41,28
Объем земляных работ, проводимых механизированным способом	м <sup>3</sup>	548,42
Объем грунта, подлежащий вывозу	м <sup>3</sup>	128,85
Объем работ по устройству песчаных оснований под трубопроводы	м <sup>3</sup>	53,83
Объем работ по присыпке труб песком	м <sup>3</sup>	67,3
Объем работ по уплотнению грунта	м <sup>3</sup>	25,62
Объем работ по обратной засыпке	м <sup>3</sup>	460,85
Объем работ по прокладке трубопроводов	м	372
Объем работ по сварке швов	стык	42
Объем работ по резке труб	шов	1
Объем работ по установлению задвижек	шт	2
Объем работ по установлению колен	шт	2
Объем работ по испытанию трубопроводов	м	372
Объем работ по изоляции газопроводов	м	372
Объем работ по устройству и разборке ограждения выемок из инвентарных щитов	м	774
Объем работ по устройству и разборке пешеходных инвентарных металлических мостиков	шт	3

### 3.3 Выбор землеройно-транспортного комплекта машин.

Комплект машин для производства земляных работ должен состоять из экскаватора, автосамосвалов и бульдозеров.

Экскаваторы для устройства траншей под трубопроводы и котлованов под колодцы выбираем ЭО-26-21А на пневмоколесном ходу с вместимостью ковша 0,25 м<sup>3</sup>. В качестве комплектующих машин для вывоза лишнего грунта из котлована и обеспечения совместной работы с экскаватором выбираем автосамосвалы ЗИЛ-555 с грузоподъемностью 4,5 т и емкостью кузова 3 м<sup>3</sup>.

Определим объем грунта в плотном теле в ковше экскаватора

$$V_{гр} = V_{ков} * K_{нап} / K_{н.р.}, \quad (36)$$

где  $V_{ков}$  – принятый объем ковша экскаватора, м<sup>3</sup>;

$K_{нап}$  – коэффициент наполнения ковша,  $K_{нап} = 0,8$ ;

$K_{н.р.}$  – коэффициент начального разрыхления,  $K_{н.р.} = 1,24$

$$V_{\text{гр}} = \frac{0,25 \cdot 0,8}{1,24} = 0,2, \text{ м}^3$$

Определим массу грунта в ковше экскаватора по формуле:

$$Q = V_{\text{гр}} * j, \quad (37)$$

где  $j$  – объемная масса грунта,  $j=1,95 \text{ т/м}^3$

$$Q=0,2*1,95=0,39 \text{ т}$$

Количество ковшей грунта, загружаемых в кузов автосамосвала:

$$n = \frac{\Pi}{Q} = \frac{4,5}{0,39} = 12 \text{ шт},$$

где  $\Pi$  – грузоподъемность автосамосвала, т

Определим объем грунта в плотном теле, загружаемого в кузов автосамосвала:

$$V = V_{\text{гр}} * n \quad (38)$$

$$V = 0,2 * 12 = 2,4 \text{ м}^3$$

Подсчитываем продолжительность одного цикла работы автосамосвала по формуле:

$$T_{\text{ц}} = t_n + \frac{60 \cdot L}{V_r} + t_p + \frac{60+L}{V_n} + t_m, \quad (39)$$

где  $L$  – расстояние транспортировки груза,  $L=5 \text{ м}$ ;

$V_r$  – средняя скорость автосамосвала в загруженном состоянии, км/ч,  
 $V_r = 21 \text{ км/ч}$

$V_n$  – средняя скорость автосамосвала в порожнем состоянии, км/ч,  
 $V_n = 27 \text{ км/ч}$

$t_p$  – время разгрузки, мин,  $t_p = 1 - 2 \text{ мин}$ ;

$t_m$  – маневрирования перед погрузкой и разгрузкой, мин,  $t_m = 2 - 3 \text{ мин}$ ;

$t_n$  – время погрузки грунта, мин,

$$t_n = \frac{V \cdot H_{\text{вр}}}{100}, \quad (40)$$

где  $H_{\text{вр}}$  – норма машинного времени для погрузки экскаватором  $100 \text{ м}^3$  грунта в транспортные средства, мин.

$$t_n = \frac{2,4 \cdot 5,8}{100} = 0,14 \text{ час} = 8,4 \text{ мин}$$

$$T_{ц} = 8,4 + \frac{60*5}{21} + 2 + \frac{60*5}{27} + 3 = 38,8, \text{ мин}$$

Требуемое количество автосамосвалов составит:

$$N = T_{ц}/t_{п}, \quad (41)$$

$$N = \frac{38,8}{8,4} = 4 \text{ шт}$$

Срезка растительного слоя производится грейдером ДЗ-99.

Бульдозер для производства обратной засыпки принимаем марки ДЗ-18 на базе трактора Т-100

### **3.4 Линейный график производства работ**

Линейный график производства работ выполняется в форме табл. 12.

Во 2 графе таблицы записывается номенклатура работ, подсчитывается трудоемкость работ.

Графы 3 и 4 заполняются по данным подсчета объемов работ (табл. 11)



№	Наименование работ	Объем работ		Обоснование ЕНиР	Норма времени чел-час	Затраты труда на весь объем		Норма маш.врем , маш-час	Затраты маш. времени	
		Ед. изм.	Кол-во			Чел-час	Чел-дн		Маш-час	Маш-см
1	2	3	4	5	6	7	8			
1	Срез растительного слоя грейдером ДЗ-99	1000 м <sup>2</sup>	0,29	Е2-1-6 т.2 п.1	2,9	0,84	0,10	2,9	0,84	0,10
2	Разработка грунта в котлованах одноковшовым экскаватором ЭО-2621 А с обратной лопатой	100 м <sup>3</sup>	0,13	Е2-1-11 т3 п2-в	7,2	0,93	0,11	7,2	0,93	0,11
3	Разработка грунта в траншеях одноковшовым экскаватором ЭО-2621 А с обратной лопатой	100 м <sup>3</sup>	5,71	Е2-1-13 т2 п2-в	6,6	37,68	4,71	6,6	37,68	4,71
4	Разработка грунта вручную (на всю глубину разработки до 1.5 м)	1 м <sup>3</sup>	41,28	Е2-1-47 т2 п2-ж	2	82,56	10,32	-	-	-
5	Откопка приямков вручную (на всю глубину разработки до 1.5 м)	1 м <sup>3</sup>	5,71	Е2-1-50 т3 п1-ж	3	17,13	2,14	-	-	-

6	Устройство ограждений выемок из инвентарных щитов	1 м	774	E9-2-33 П1-а	0,06	46,44	5,80	-	-	-
7	Устройство пешеходных мостиков	1 мост	3	E9-2-34 Т2 П3-а	0,06	0,18	0,02	-	-	-
8	Устройство сборных ж\б колодцев (диаметр труб до 200м)	1 колодец	2	E9-2-29 П5-а	13,5	27	3,37	-	-	-
9	Устройство оснований в траншеях и котлованах (песчаное основание)	1 м <sup>3</sup>	53,83	E9-2-32 П1	0,9	48,44	6,05	-	-	-
10	Укладка стальных трубопроводов (при сборке труб в звенья на бровке траншеи диаметр до 200 мм)	1 м	372	E9-2-1 Т1 П2	0,03	11,16	1,39	-	-	-
11	Укладка стальных трубопроводов (при укладке звеньев труб в траншею, без распор на основание, диаметр труб до 200 мм)	1 м	372	E9-2-1 Т2 П2	0,1	37,2	4,65	-	-	-
12	Сварка стыковых соединений (без скоса кромок, односторонняя)	10 м	0,42	E22-1 П1-в	2,8	1,17	0,14	-	-	-

13	Ручная резка (ацетиленом)	10 м	0,02	Е22-1 П1-а	0,62	0,012	0,0015	-	-	-
14	Антикоррозийная изоляция стыков стальных трубопроводов	2 стыка	21	Е9-2-12 п2-б	0,44	9,24	1,15	-	-	-
15	Установка задвижек	1 задвижка	2	Е9-2-15 п3-а	1,9	3,8	0,47	-	-	-
16	Монтаж колен	2 колена	1	Е9-2-14 т2 П2-а	0,7	0,7	0,087	-	-	-
17	Испытание газопровода	1 м	372	Е9-2-9 т2 п2-а	0,2	74,4	9,3	-	-	-
18	Засыпка траншей и котлованов бульдозером ДЗ-25	100 м <sup>3</sup>	4,61	Е2-1-34 п3-в	0,43	1,9823	0,24	0,43	1,98	0,24
19	Уплотнение грунта присыпным решетчатым катком ЗУР-25	100 м <sup>3</sup>	0,26	Е2-1-30 т1 п1-а	0,46	0,12	0,015	0,46	0,12	0,015
20	Разборка ограждений выемок из инвентарных щитов	1 м	774	Е9-2-33 п2-а	0,04	30,96	3,87	-	-	-
21	Разборка пешеходных мостиков (металлических)	1 мост	3	Е9-2-34 т2 п3-в	0,3	0,9	0,11	-	-	-

### 3.5 Расчет количества работающих

Максимальное количество рабочих работающих в одну смену:

$$N_p = N_{\max}^{\text{см}} = 8 \text{ чел.}$$

Численность рабочих не основного производства:

$$N_H = 0,2 * N_{\max}^{\text{см}} \quad (42)$$

$$N_H = 0,2 * 8 = 2 \text{ чел}$$

Общее количество работающих:

$$N_p^{\text{общ}} = N_p + N_H \quad (43)$$

$$N_p^{\text{общ}} = 8 + 2 = 10 \text{ чел}$$

Количество ИТР:

$$N_{\text{итр}} = 0,08 * N_p^{\text{общ}} \quad (44)$$

$$N_{\text{итр}} = 0,08 * 10 = 1 \text{ чел}$$

Количество МОП, охраны:

$$N_{\text{моп охр}}^{\text{моп}} = 0,04 * N_{\max}^{\text{см}} \quad (45)$$

$$N_{\text{моп охр}}^{\text{моп}} = 0,04 * 8 = 1 \text{ чел}$$

Найдем общее количество работающих:

$$N_{\text{общ}} = (N_p^{\text{общ}} + N_{\text{итр}} + N_{\text{моп охр}}^{\text{моп}}) * K_o, \quad (46)$$

где  $K_o = 1,06$  – коэффициент, учитывающий отпуска, болезни и т.д.

$$N_{\text{общ}} = (10 + 1 + 1) * 1,06 = 13 \text{ чел.}$$

### 3.6 Расчет объема строительства временных зданий

Потребность строительства в административных и санитарно-бытовых зданиях определяют из расчетной численности персонала.

Расчет площадей санитарно-бытовых помещений производят по этапам строительства с учетом динамики движения рабочей силы. Комплекс помещений должен быть рассчитан на всех рабочих, занятых в строительстве. Площади помещений будем принимать по расчетным нормам. Расчет потребности строительства во временных зданиях сводим в табл. 13.

Таблица 13.

Помещение	Число работающих	% пользующихся	Число работающих	Норма площади		Требуемая площадь	Требуемые временные здания	
				Ед. изм.	Кол-во		Тип	Кол-во
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Контора прораба	1	100	1	м <sup>2</sup> /ч	4	4	Сборно-щитовой	1 вагончик
Гардеробная	8	100	8	м <sup>2</sup> /ч	0,7	5,6	Сборно-щитовой	1 вагончик
Душевая	13	40	6	м <sup>2</sup> /ч	0,54	3,24	Сборно-щитовой	1 вагончик
Сушилка	13	50	7	м <sup>2</sup> /ч	0,2	1,4	Сборно-щитовой	1 вагончик
Туалет	13	100	13	м <sup>2</sup> /ч	0,1	1,3	Сборно-щитовой	1 вагончик

### 3.7 Расчет потребности в воде

Найдем расход воды на хозяйственно-бытовые нужды:

$$Q_{\text{хоз}} = \frac{q_x \cdot n_p \cdot K_q}{t \cdot 3600} + \frac{q_d \cdot n_d}{t_1 \cdot 60}, \quad (47)$$

где  $q_x$  – удельный расход воды на хозяйственно-питьевые нужды, на одного работающего 10-15 л;

$q_d$  – расход воды на прием душа одним работающим 30 л/день;

$n_p$  – количество работающих в наиболее загруженную смену;

$n_d$  – количество работающих пользующихся душем;

$t_1$  – продолжительность использования душевой установки, 45 мин;

$K_q$  – коэффициент часовой неравномерности,  $K_q = 1,5$ .

$$Q_{\text{хоз}} = \frac{10 \cdot 8 \cdot 1,5}{8 \cdot 3600} + \frac{30 \cdot 5}{45 \cdot 60} = 0,06 \text{ л/с}$$

Расход воды на пожаротушение принимаем  $Q_{\text{пож}} = 10 - 15 \text{ л/с}$ .

На водопроводной линии предусматривается не менее двух пожарных гидрантов, расположенных друг от друга на расстоянии не более 150 м и от проезжей части 2,5 м.

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{хоз}} + Q_{\text{пож}} \quad (48)$$

$$Q_{\text{общ}} = 0,06 + 10 = 10,06 \text{ л/с}$$

Диаметр труб водопроводной сети найдем по формуле:

$$D = 2 * \sqrt{\frac{Q_{\text{общ}} * 100}{3,14 * v}}, \quad (49)$$

где  $v$  – скорость воды, принимаем  $v = 0,9$  м/с.

$$D = 2 * \sqrt{\frac{10,06 * 100}{3,14 * 0,9}} = 119 \text{ мм}$$

Принимаем  $D=125$  мм.

Потребность в электроэнергии, сжатом воздухе, закрытых складских помещениях удовлетворяется за счет существующей магистрально-технической базы населенного пункта.

## **4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Основной целью данного раздела является идентификация опасностей, создаваемых элементами проектируемой системы газоснабжения, и разработка конкретных инженерных решений, соблюдение которых обеспечит:

- защиту жизни и здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного и муниципального имущества в процессе строительства и эксплуатации объекта;
- охрану окружающей среды, жизни и здоровья животных и растений;
- предупреждение действий, которые могут привести к возникновению аварий и аварийных ситуаций на сетях газораспределения и газопотребления.

Транспортирование газа представляет собой производственный процесс перемещение природного газа от его источников по трубопроводам сети газораспределения и газопотребления непосредственно до потребителей.

Использование газа в качестве топлива в газоиспользующем оборудовании (сжигание газа) представляет собой производственный процесс, при котором горючие составляющие природного газа, вступая в химическую реакцию окисления с кислородом воздуха, преобразуются в газообразные продукты сгорания с выделением значительного количества тепла.

Параметры безопасности устанавливаются на всех стадиях жизненного цикла продукции: проектировании, строительстве (собственно изготовлении), вводе в эксплуатацию, эксплуатации, консервации и утилизации (выводе из эксплуатации).

Безопасность газовых сетей складывается из безопасности отдельных элементов (газопроводы и соединительные детали, здания и сооружения на газопроводах, технические устройства, газоиспользующее оборудование, технологических устройств и т.д.), ее составляющих и связанных между собой технологически.

### **4.1 Безопасность труда при разработке котлованов и траншей**

Безопасность труда при разработке котлованов и траншей должна быть обеспечена:

- устройством откосов согласно при глубине выемки до 6 м в однородных грунтах или расчету в неоднородных (с напластованиями) грунтах при глубине выемки свыше 5 м или ниже уровня грунтовых вод;

- устройством вертикальных откосов без креплений на глубину не свыше 1,5 м в нескальных, незамерзаемых грунтах ненарушенной структуры выше уровня грунтовых вод и при отсутствии вблизи подземных сооружений;

- устройством механических креплений траншей глубиной не свыше 6 м из инвентарных и типовых деталей;

- устройством деревянных и стальных креплений по расчету при глубине выемки свыше 6 м и в сложных гидрогеологических условиях (переувлажнение, напластование грунтов);

- размещение вынимаемого грунта, монтируемых конструкций и строительно-дорожных машин на безопасных расстояниях от подошвы выемки;

- устройством водоотлива поверхностных дождевых и грунтовых вод;

- устройством ограждений, указателей и световой сигнализации в опасной зоне у выемки;

- механизацией работ по планировке дна и откосов котлованов и траншей;

- организацией надзора за безопасностью ведения работ и состоянием устойчивости бортов выемок.

#### Устройство котлованов и траншей без креплений

Выемки с откосами. Крутизна откосов выемок в однородных грунтах нарушенной и ненарушенной структуры глубиной не более 5 м принимают в зависимости от вида грунта.

Крутизна откосов выемок глубиной более 5 м во всех грунтах (однородных, неоднородных, естественной влажности, переувлажненных) и глубиной менее 5 м при расположении подошвы выемки ниже уровня грунтовых вод должна устанавливаться по расчету.

#### Выемки с вертикальными стенками

Рытье котлованов и траншей с вертикальными откосами без креплений в нескальных и незамерзаемых грунтах выше уровня грунтовых вод и при отсутствии вблизи подземных сооружений допускается на глубине не свыше



нормативной. Во всех остальных случаях глубину вертикальных выемок без механических креплений определяют по расчету.

Выемки с равноустойчивыми откосами по методике проф. Н. Н. Маслова.

Во всех случаях устойчивый откос должен иметь профиль переменной крутизны, понижающийся с глубиной выемки. Методика Н. Н. Маслова при определении профиля равноустойчивого откоса позволяет учесть следующие факторы: изменение характеристик грунта в его отдельных слоях, наличие дополнительной перегрузки бермы откоса распределенной нагрузкой.

При расчете крутизну профиля откоса устанавливают для его отдельных слоев высотой 1...2 м, которые должны быть привязаны к естественному напластованию слоев в данном грунте.

Наблюдения за откосами выемок показывают, что естественные откосы береговой линии рек и других водоемов имеют криволинейный профиль, который надолго сохраняет свою устойчивость. Регламентируется разработка выемок глубиной не свыше 5 м с плоскими откосами. Устойчивость откоса такого профиля понижается с увеличением глубины выемки. Допускается применение плоских откосов с существенными дополнительными ограничениями на гидрологические условия (отсутствие переувлажнения, напластования слоев) и перегрузку бермы выемки в пределах призмы обрушения.

Установка автомобильных, пневмоколесных и гусеничных кранов вблизи бровки котлованов и траншей

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок с незакрепленными откосами разрешаются только за пределами призмы обрушения на расстоянии, установленном проектом производства работ. При отсутствии решений в ППР наименьшее допустимое расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машин регламентировано.

При глубине выемки более 5 м или в сложных гидрогеологических условиях (переувлажнение, напластование грунтов) решение вопроса в ППР о безопасной установке машины должно опираться на выявление поверхности скольжения, которая определит призму обрушения грунта в заданных условиях. Поверхность скольжения и призму обрушения определяют по методике равноустойчивого откоса.

При глубине выемки менее 5 м наименьшее допустимое расстояние от верхнего строения пути (конца шпалы, гусеницы, колеса) до основания откоса может быть определено по приближенной оценке задней границы призмы обрушения на основе формулы:

$$L_H = \frac{1,2 \cdot a}{h + 1}, \text{ м} \quad (50)$$

где  $h$  – глубина выемки, м;

$a$  – коэффициент заложения откоса.

Устройство котлованов и траншей с креплением

Виды устройства креплений классифицируют по характеру ограждающих элементов:

- горизонтальное или закладное с расположением элементов ограждения (досок, брусьев) в горизонтальном положении за стойками, удерживаемыми распорками;

- вертикальное простое или забойное, когда концы досок забиты в грунт подошвы выемки, с расположением досок в вертикальном положении за горизонтальными прогонами, удерживаемыми распорками;

вертикальное шпунтовое, когда кромки досок обработаны в шпунт, что обеспечивает повышенную плотность ограждения к грунтовым водам.

По характеру сплошности ограждения:

- сплошное с размещением впритык ограждающих элементов (досок, брусьев);

- сплошное шпунтовое со специальной обработкой кромок досок для повышения плотности стыка.

По характеру крепящих элементов:

- распорное, когда стойки или прогоны удерживаются горизонтальными распорками, работающими на внецентренное сжатие;

- анкерное, когда стойки удерживаются по верху горизонтальными связями, работающими на растяжение и передающими усилие (давление грунта) на свайный якорь;

- подкосное, когда вертикальные стойки удерживаются наклонными связями, работающими на внецентренное сжатие.

По характеру разрабатываемых выемок:

- крепление траншей;
- крепление котлованов и других глубоких и широких выемок.

#### **4.2 Требования безопасности при ручной сварке**

При проведении монтажных работ данной системы газоснабжения придется проводить большое количество сварочных работ. Поэтому следует описать требования безопасности при ручной сварке.

Одежда сварщика должна предохранять от попадания брызг расплавленного металла на тело, защищать от световых лучей дуги. Куртки, брюки и рукавицы должны изготавливаться из плотного брезентового материала, ботинки или сапоги из толстой кожи или кожзаменителей. Брюки не заправляются в сапоги. Для предотвращения поражения глаз, кожи головы и шеи обязательно применение защитных масок. Важно обеспечить вентиляцию в зоне сварки. Следует применять различные мероприятия для предотвращения отравления вредными газами и аэрозолями, выделяющимися при сварке.

При дуговой электросварке возникает опасность пожара от брызг расплавленного металла. Поэтому сварочные посты должны сооружаться из негорючих материалов, в местах проведения сварочных работ не допускается скопление смазочных материалов и других легковоспламеняющихся материалов.

Вблизи места проведения сварочных работ должны располагаться средства пожаротушения: огнетушители, емкости с водой или песком, лопата. Пожарные рукава, краны, стволы, огнетушители должны находиться в легкодоступном месте.

В соответствии с ТКП 45-1.03-40-2006 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования», для безопасного производства ручной сварки должны выполняться следующие требования:

В электросварочных аппаратах и источниках их питания элементы, находящиеся под напряжением, должны быть закрыты ограждающими устройствами.

Электродержатели, применяемые при ручной дуговой электросварке металлическими электродами, должны соответствовать требованиям действующих ТНПА на эти изделия.

Электросварочная установка (преобразователь, сварочный трансформатор и т. п.) должна присоединяться к источнику питания через рубильник и предохранители или автоматический выключатель, а при напряжении холостого хода более 70 В должно применяться автоматическое отключение сварочного трансформатора.

Металлические части электросварочного оборудования, не находящиеся под напряжением, а также свариваемые изделия и конструкции на все время сварки должны быть заземлены, а у сварочного трансформатора, кроме того, заземляющий болт корпуса должен быть соединен с зажимом вторичной обмотки, к которому подключается обратный провод.

В качестве обратного провода или его элементов могут быть использованы стальные шины и конструкции, если их сечение обеспечивает безопасное по условиям нагрева протекание сварочного тока.

Соединение между собой отдельных элементов, применяемых в качестве обратного провода, должно быть надежным и выполняться на болтах, зажимах или сваркой.

Запрещается использовать в качестве обратного провода электросварки провода заземления, трубы санитарно-технических сетей (водопровод, газопровод и др.), металлические конструкции зданий, технологическое оборудование.

#### **4.3 Требования безопасности при эксплуатации средств механизации, ручных машин и инструмента**

В соответствии с ТКП 45-1.03-40-2006 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования», для безопасной эксплуатации средств механизации, ручных машин и инструмента, должны выполняться следующие требования:

Персонал, эксплуатирующий средства механизации, оснастку, приспособления и ручные машины, до начала работ должен быть обучен безопасным методам и приемам работ с их применением.

— проверка комплектности и надежности крепления деталей, исправности защитного кожуха, кабеля (рукава) должна осуществляться при каждой выдаче машины в работу;

— до начала работы следует проверять исправность выключателя и работу машины на холостом ходу;

— при перерывах в работе, по окончании работы, а также при смазке, чистке, смене рабочего инструмента и т. п. ручные машины должны быть выключены и отсоединены от электрической или воздухоподводящей сети;

— ручные машины, нагрузка от которых, приходящаяся на руки работающего, превышает 100 Н, должны применяться с приспособлениями для подвешивания;

— надзор за сменой рабочего оборудования, его смазкой, заточкой, ремонтом и исправлением, а также регулировку, смену частей или ремонт механизмов следует поручать только специально выделенному для этого лицу.

Ручные электрические машины должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.013.0.

При работе с машинами II класса необходимо применять средства индивидуальной защиты (боты, коврики, диэлектрические перчатки).

Во всех случаях применения ручных электрических машин II класса их подключение должно производиться только через преобразователь с отдельными обмотками или разделительный (понижающий) трансформатор.

Ручные пневматические машины должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.010.

При работе с пневмомашинной следует:

— не допускать работу машины на холостом ходу (кроме случаев опробования);

— при обнаружении неисправностей немедленно прекратить работу и сдать машину в ремонт;

— следить, чтобы давление сжатого воздуха в магистрали или в передвижной компрессорной станции соответствовало рабочему давлению машины.

Запрещается менять рабочий инструмент при наличии в шланге сжатого воздуха.

Работающие с пневматическими машинами ударного или вращательного действия должны быть обеспечены мягкими перчатками с антивибрационной прокладкой со стороны ладони.

Ручной инструмент, применяемый в строительстве, должен осматриваться не реже 1 раза в 10 дней, а также непосредственно перед

применением. Неисправный инструмент, не соответствующий требованиям безопасности, должен изыматься.

#### **4.4 Пожарная безопасность**

Особенно пожароопасными видами работ являются: присоединение к существующему газопроводу и сварка.

Для пожаротушения используют автоцистерну АЦ-90 (модель 146). Пост противопожарной охраны обеспечивается переносной мотопомпой, которая подает воду из близлежащих источников и пожарных гидрантов в очаг пожара, марка мотопомпы МП-600А.

Первичные средства пожаротушения располагаются на пожарном щите который находится на внешней стороне передвижного вагончика. Используются: два огнетушителя марки ОПХ-10-2, песок, ломы, топоры, лопаты.

#### **4.5 Основные мероприятия по охране труда**

При выполнении сварочных работ необходимо:

- 1) освободить места, где производится сварка, от сгораемых материалов в радиусе больше 5м;
- 2) исключить возможность соприкосновения провода с водой, маслом, стальными канатами, чтобы защитить провод от повреждения;
- 3) в электросварочных аппаратах должны устанавливаться ограждения.

При выполнении изолированных работ необходимо обеспечить защиту рабочих от воздействия вредных веществ, термических и химических ожогов.

Безопасность условий труда обеспечивается содержанием в исправности машин, механизмов, инструментов, приспособлений.

Для обеспечения надежного положения монтажных элементов и труб при их доставке, разгрузке, подъеме и укладке применяют различные устройства: упоры, насадки, турникеты и крепления на трубопроводах, траверсы, стропы, пояса, захваты для подъема и укладки монтажных элементов и др.

Трубы и другие монтажные элементы, а также пути движения кранов и транспорта размещают не ближе чем в 1-1,5 м от бровки траншеи.

Трубы укладывают на надежные опоры или под некоторым уклоном к оси траншеи и укрепляют их так, чтобы не допустить скатывания в траншею.

Когда проводятся работы по испытанию газопровода со сжатым воздухом, организуют постоянное дежурство рабочих по трассе и, особенно в опасных местах.

Аналогичные меры принимают при подключении газопроводов к действующим газовым сетям. Большое внимание обращают на соблюдение противопожарных правил (снижение давления газа, установка и защита резиновых пузырей от огня, искр и т.д.)

#### **4.6 Обеспечение безопасности газового хозяйства**

При эксплуатации газового хозяйства обеспечиваются следующие организационно-технические и инженерные мероприятия:

- бесперебойная подача к горелочным устройствам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов;

- контроль количества и качества поступающего газа;

- безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;

- своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;

- надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией

На каждый газопровод и оборудование газорегуляторных пунктов составляется паспорт с основными данными, характеризующими газопровод, оборудование, контрольно-измерительные приборы и помещение газорегуляторных пунктов.

В паспорт также заносятся сведения о ремонте газопроводов и оборудования газорегуляторных пунктов.

Колебание давления газа в газопроводе котельной не должно превышать величин, указанных в местной инструкции, и не выше рабочего давления более чем на 10%.

По графику, но не реже одного раза в месяц, проверяется действие сигнализации максимального и минимального давлений газа в газопроводе котельной после автоматических регуляторов давления.

Газ по обводной линии (байпасу) допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, в период снижения давления газа перед газорегуляторными пунктами или газорегуляторными установками до величины, не обеспечивающей надежную работу регулятора давления.

Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется анализом или сжиганием отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1%, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газо-воздушной смеси при продувках газопроводов осуществляется в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа продуваются воздухом до вытеснения всего газа. Окончание продувки определяется анализом, при этом остаточное содержание газа в продувочном воздухе должно быть не более 1/5 нижнего предела воспламенения газа.

Обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории котельной, проводится по графику, но не реже одного раза в 2 дня. При этом проверяются на загрязненность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

При обнаружении газа в каком-либо из указанных сооружений дополнительно осматриваются колодцы, подвалы и другие подземные сооружения в радиусе 50 м от газопровода.

Одновременно с проветриванием сооружений и подвалов выявляются и устраняются утечки газа.

Для обслуживания подземных газопроводов обходчикам выдаются маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них указываются схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.



Наличие газа в подвалах, коллекторах, колодцах и других подземных сооружениях проверяется газоанализатором во взрывоопасном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а их отсутствии — путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.

Отбор проб воздуха из коллекторов, колодцев, подвалов и других подземных сооружений производится извне.

Проверка плотности подземных газопроводов и состояния их изоляции организуется в зависимости от условий эксплуатации газопроводов по графику, но не реже одного раза в 5 лет с помощью приборов без вскрытия грунта. Результаты проверки заносятся в паспорт газопроводов и учитываются при назначении видов и сроков их ремонтов.

Осмотр всех газопроводов котельной производится один раз в смену, а проверка плотности соединений газопровода и арматуры, и установленной на нем, — один раз в сутки по внешним признакам утечка газа (по запаху, звуку) с использованием мыльной эмульсии.

Применение открытого огня для обнаружения утечки газа не допускается.

Внешний и внутренний осмотры помещений газорегуляторных пунктов с отбором и анализом проб воздуха на загрязненность на уровне 0,25 м от пола и 0,4-0,7 м от потолка проводятся ежедневно.

Техническое обслуживание газового оборудования организовывается по графику, но не реже одного раза в месяц. Плановый ремонт проводится не реже одного раза в год с разборкой регуляторов давления, предохранительных клапанов, фильтров, если в паспорте завода-изготовителя не указаны другие сроки.

Корпус фильтра после выемки фильтрующей кассеты тщательно очищается. Разборка и очистка кассеты проводится вне помещений.

Очистка фильтра осуществляется также при достижении допустимого значения перепада давления, которое указывается в местных инструкциях.

Проверка настройки и действия предохранительных устройств упорных и сбросных, а также приборов авторегулирования проводится перед пуском газа, после длительного (более 2 месяцев) останова оборудования, а также

при эксплуатации не реже одного раза в 2 месяца, если в инструкции завода-изготовителя не указаны другие сроки.

Газопроводы должны регулярно (по графику) дренироваться через специальные штуцера, устанавливаемые в нижних точках газопровода. Конденсат собирается в передвижные емкости и утилизируется.

Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1. В современных условиях перехода к рыночной экономике важное значение приобретает повышение эффективности (прибыльности) общественного производства. Решение этой задачи применительно к газоснабжению означает выбор таких параметров системы газоснабжения населённого пункта, которые при минимальных затратах на её строительство и эксплуатацию обеспечивали бы получение максимального социально-экономического эффекта.

Сметная стоимость строительства предприятий, зданий и сооружений определяется сметными документами, характеризует величину средств, необходимых для осуществления строительства в соответствии с проектом. Сметная стоимость определяется согласно документам сметно-нормативной базы.

Сметно-нормативная база – совокупность правовых, методических и нормативных документов, устанавливающих порядок определения стоимости строительства.

Сметная стоимость строительно-монтажных работ включает в себя прямые затраты (ПЗ), накладные расходы (НР) и нормативную прибыль (НП), представляющие формулу цены строительной продукции (Ц):

$$Ц = ПЗ + НР + НП \quad (51)$$

Прямые затраты на строительство зданий и сооружений включают: оплату труда рабочих-строителей; стоимость материалов, деталей и конструкций; расходы на эксплуатацию строительных машин и механизмов. Прямые затраты формируют основную часть стоимости строительно-монтажных работ.

Накладные расходы – это сумма средств, предусмотренных в сметных расчетах и предназначенных для возмещения затрат строительных и монтажных организаций, связанных с созданием общих условий строительного производства, его организацией, управлением и обслуживанием, нормируемых косвенным способом в процентах от выбранной базы исчисления.

Состав накладных расходов:

- административно-хозяйственная составляющая: зарплата инженерно-технического персонала, обслуживающего персонала, командировочные, почтово-телеграфные и т.д.;
- расходы на обслуживание работников строительства: подготовка

кадров, медицинское и социальное страхование, охрана труда, бытовые условия;

- расходы на организацию работ на строительной площадке: содержание пожарной (сторожевой охраны), лаборатории, разработка проекта производства работ и т.д.;

- прочие накладные расходы: страхование имущества строительной организации, затраты на рекламу, представительские расходы.

Сметная прибыль в составе сметной стоимости строительной продукции – это средство, предназначенное для покрытия расходов подрядных организаций на развитие производства и материальное стимулирование работников.

Показатели сметной стоимости служат важным инструментом планирования деятельности строительно-монтажных организаций. На основе сметной стоимости формируется договорная цена, финансируется строительство, заключаются договоры подряда между заказчиком и генеральной строительной организацией.

Основанием для определения сметной стоимости служат:

- рабочий проект и рабочая документация, включая чертежи, ведомости объёмов строительно-монтажных работ, спецификации и ведомости на оборудование, основные решения по организации и очередности, а также пояснительные записки к проектным материалам;

- действующие сметные нормативы, а также основные цены на оборудование и инвентарь.

Формы сметной документации позволяют составить её в определённой последовательности, постепенно переходя от мелких к более крупным элементам строительства.

Для определения сметной стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений или их очередей, пусковых комплексов составляется сметная документация, состоящая из локальных смет, локальных сметных расчётов, объектных смет, объектных сметных расчётов, сметных расчётов на отдельные виды затрат, сводных сметных расчётов стоимости строительства, сводных затрат.

Локальные сметы являются первичными сметными документами. Составляются для определения сметной стоимости отдельных видов работ и затрат в составе рабочего проекта или рабочей документации. В отличие от локальных смет локальные сметные расчеты составляются в случае, когда объемы работ и размеры затрат окончательно не определены. Объектные

сметы объединяют в своем составе на объект в целом данные из локальных смет. Это сметные документы, на основе которых формируются договорные цены на объект. Сметные расчеты на отдельные виды затрат определяют минимум средств неучтенных сметными нормативами компенсации на изъятие земель под застройку и т.д.

Сводный сметный расчет (ССР) стоимости строительства составляется на основе объектных смет, сметных расчетов и сметных расчетов на отдельные виды работ.

Базисно-индексный метод определения стоимости строительства - основан на использовании системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном или текущем уровне цен предшествующего периода. Приведение в уровень текущих (прогнозных цен) производится путем перемножения базисной стоимости по строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений на соответствующий индекс с последующим суммированием итогов по соответствующим графам.

Ресурсно-индексный метод определения стоимости строительства – сочетание ресурсного метода с системой индексов цен на ресурсы, используемые в строительстве.

Ресурсный метод определения стоимости строительства - это калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. Калькулирование ведется на основе выраженных в натуральных измерителях потребности в материалах, изделиях, конструкциях (в том числе вспомогательных, применяемых в процессе производства работ), данных о расстояниях и способах их доставки на место строительства, расхода энергоносителей на технологические цели, времени эксплуатации строительных машин и их состава, затрат труда рабочих. Указанные ресурсы выделяются из состава проектных материалов, различных нормативных и других источников.

Сметная стоимость строительства системы газоснабжения в населённом пункте можно определить на основании сводного сметно-финансового расчёта или по укрупнённым показателям.

Расчет локальной, объектной смет произведен в соответствии со СНИП 11-01-2003 «Инструкция о составе, порядке, разработке, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

Расчет сметы в экономической части данного дипломного проекта

произведен базисно-индексным методом с переводом значений с 2001 в 2018 год.

Проектируемая система газоснабжения расположена в Селе Сунжа Минераловодского района Ставропольского края.

Единичные расценки на строительные работы и стоимость местных материалов, полуфабрикатов и изделий приняты по каталогу, привязанному к местным условиям строительства по краю.

Все суммы в сводной смете обеспечены сметами на отдельные объекты, работы и затраты с выделением сметной заработной платы и трудоемкости.

Сметная документация составлена в соответствии с МДС 81-1,99, МДС 81-28.2001, МДС 81-29.2001, МДС 81-4-99, МДС 81-21.2001.

Объемы строительных и монтажных работ определены по рабочим чертежам.

Для определения сметной стоимости строительных работ, монтажных работ и оборудования использованы:

1. Сборник ТЕР-2001, ТЕРм-2001.
2. Прайс-листы.
3. Стоимость материалов и изделий приняты по сборникам сметных цен на строительные материалы ФССЦ ч. 1-5.
4. Источники финансирования – Федеральный бюджет, собственные средства.
5. Способ строительства – подрядный.
6. Генподрядчик будет определен по тендеру.
7. Накладные расходы приняты по видам строительных и монтажных работ
8. Сметная прибыль принята по видам строительных и монтажных работ.
9. Сметная стоимость строительных работ пересчитана в ценах на 1 квартал 2018 года.

## **5.2 Смета. Таблица 14.**

Номер	Шифр номера нормативов и коды ресурсов	Наименование работ и затрат, характеристика оборудования и его масса, расход ресурсов на единицу измерения	Единица измерения	Количество единиц по проектным данным	Сметная стоимость, руб. (ПЗ, ОЗП, ЭМ, ЗПМ)			
					в базисных ценах		в текущих (прогнозных) ценах	
					на единицу измерения	всего	на единицу измерения	всего
<b>Земляные работы</b>								
1	ТЕР-01-01-009-23	Разработка грунта в траншеях экскаваторами "обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,25 м <sup>3</sup> в отвал, группа грунтов: 2	1000м <sup>3</sup>	0,54	3743,02	2052,74	43793,33	24017,14
2	ТЕР-01-02-057-02	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, группа грунтов 2	100м <sup>3</sup>	0,41	1122,66	463,43	22778,77	9403,07
3	ТЕР-01-01-033-01	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л.с.), группа грунтов 1	1000м <sup>3</sup>	0,46	476,82	219,74	5578,794	2570,98
4	ССЦ01-08-01-22	Песок природный для строительных работ средний	м <sup>3</sup>	121,13	233,78	28317,77	1729,97	209551,50
5	ТЕР-23-1-001-01	Устройство основания под трубопроводы песчаного	10м <sup>3</sup>	12,11	877,06	10623,82	17795,55	215557,46

6	ТЕР-01-02-003-02	Уплотнение грунта вибрационными катками 2,2 т на первый проход по одному следу при толщине слоя: 30 см	1000м <sup>3</sup>	0,02	1040,01	26,64	12168,12	311,74
Сети газоснабжения среднего давления								
7	ТЕР-24-02-031-02	Укладка газопроводов из полиэтиленовых труб в траншею	100м	3,72	6342,17	23592,87	74203,39	276036,60
8	ССЦ-01-507-3745	Труба напорная из полиэтилена PE 100 для газопроводов ПЭ-100 SDR 17, размером 125x7,4 мм	м	372	311,42	115848,2	2304,50	857276,97
9	ТЕР-22-03-002-01	Установка полиэтиленовых фасонных частей отводов, колен, патрубков, переходов	10шт	0,2	380,83	76,16	7727,04	1545,40
10	Цена по прайсу	Отвод 90°, диаметр 125мм	1шт	2	2433	4866	18004,2	36008,4
11	ТЕР-24-02-002-03	Сварка полиэтиленовых труб при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями	1 соедин ение	42	373,72	15696,24	7582,77	318476,70
12	Цена по прайсу	Муфта 125 электросварная ПЭ 100 SDR11	1шт	42	1372	57624	10152,8	426417,6
13	ТЕР-24-02-004-02	Механическая резка полиэтиленовых труб	1 конец	1	4	4	81,16	81,16
14	ТЕР-24-02-003-02	Выравнивание концов полиэтиленовых труб	1 конец	1	12,61	12,61	255,85	255,85



Испытание газопровода								
15	ТЕР-24-02-120-01	Очистка полости трубопровода продувкой воздухом, условный диаметр газопровода: до 150 мм	100м	3,72	32,83	122,12	384,11	1428,89
16	ТЕР-24-02-121-03	Монтаж инвентарного узла для очистки и испытания газопровода, условный диаметр газопровода: до 150 мм	1 узел	1	232,92	232,92	4725,94	4725,94
17	ТЕР-24-02-122-03	Подъем давления при испытании воздухом газопроводов низкого и среднего давления (до 0,3 МПа) условным диаметром: до 200 мм	100м	3,72	14,63	54,42	171,17	636,75
18	ТЕР-24-02-124-01	Выдержка под давлением до 0,6 МПа при испытании на прочность и герметичность газопроводов условным диаметром: 50-300 мм	1 участок к газопроводу	1	1314,42	1314,42	15378,71	15378,71
Прокладка сигнальной ленты								
19	ТЕРм-10-06-048-05	Прокладка сигнальной ленты	1000м	0,37	707,25	263,09	14350,1	5338,23
20	ТСЦ-507-2610	Лента сигнальная	1м	372	1,17	435,24	8,65	3220,77
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.						261846,52		

Затраты в ценах 1 кв. 2018 года	2408239,96
НДС 18%	2841723,16
Итого по смете	2841723,16

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В современных экономических условиях газ – как топливо в сфере коммунально-бытового хозяйства был и остается наиболее экономичным и перспективным видом топливно-энергетических ресурсов. Обладая наивысшей из всех видов топлив теплотой сгорания, газ, при этом, является наиболее чистым в экологическом отношении видом топлива.

В данном проекте представлены и успешно решены задачи реконструкции сетей газоснабжения села Сунжа Минераловодского района Ставропольского края.

В проекте определены реальные технологические нагрузки, рассматриваемые в соответствии с генеральным планом села потребителей; выполнены гидравлические расчеты проектируемых участков газовых сетей низкого и среднего давления.

Предложены также прогрессивные технологические решения по организации работы разветвленной сети газораспределительных пунктов.

Разработанные технологические решения подкреплены конструкторскими разработками по вопросам автоматизации производственных процессов, технологии проведения строительных работ и вопросам безопасности разработанного проекта.

В заключительной части проекта выполнены экономические расчеты, подтверждающие эффективность и экономическую целесообразность предлагаемых решений.

Реализация технологий разработанного проекта позволит снизить необоснованные перерасходы газа, повысить качество газоснабжения и комфортность проживания населения села Сунжа.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы.
2. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
3. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
4. СП 12-135-2002 Безопасность труда в строительстве.
5. СП 48.13330.2011 Организация строительства.
6. Сборник зональных сметных цен на материалы, изделия и конструкции для промышленного и гражданского строительства в Ставропольском крае.
7. Ионин А.А. Газоснабжение.- М. Стройиздат, 1989 г. – 439 с.
8. Скафтымов Н.А. - Основы газоснабжения. - Л.: Недра, 1975. -343с.
9. Хамзин С.К. Карасев А.К. Технология строительного производства. Курсовое и дипломное проектирование. М.: Высш. шк. , 1989. — 216 с..
10. Абрамов Л. И., Манаенкова Э. А. Организация и планирование строительного производства. Управление строительной организацией. Москва: Стройиздат, 1990. - 400 с
11. Яковлев А. Блоштейн А. Наружные газопроводы. Недра, Ленингр. отделение, 1982. - 176 с
13. Орлов Г.Г. Инженерные решения по охране труда в строительстве. М.: Стройиздат, 1985, 278с.
14. Абрамов Л. И., Манаенкова Э. А. Организация и планирование строительного производства. М.: Стройиздат, 1990 . – 400 с
15. ЕНиР сборник 1. Внутрипостроечные транспортные работы.
16. ЕНиР сборник 2 выпуск 1. Земляные работы.
17. ЕНиР сборник 9 выпуск 2. Наружные сети и сооружения.
18. ЕНиР сборник 22 выпуск 2. Сварочные работы.
19. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные.

20. ГОСТ Р 50838-95 Трубы из полиэтилена для газопроводов.

21. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

22. ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.