

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.И.Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Расчет ГНС и газификация жилого района и ООО «Прогресс»
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

О.Ю. Миронов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	Error! Bookmark not defined.
Введение	4
1 Расчет численности населения	7
2 Расчет годового потребления газа.....	8
3 Расчет ГНС	9
3.1 Расчет резервуаров и эстакады	10
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов	12
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов	13
3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения.....	16
3.5 Расчет количества автотранспорта	18
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа	19
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.....	21
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	24
5 Расчет внутридомового газопровода.....	30
6 Расчет внутриквартирного газопровода	305
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной	36
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода.....	369
7.2 Общее описание котла КСВа-1,0.....	38
7.3 Горелка ГБ-1,2	403
7.4 Расчет ГРУ для котельной	414
7.5 Описание электрического испарителя.....	425
8 Технология возведения инженерных систем.....	42
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения	43
8.1.1 Подготовительные работы	43
8.1.2 Монтажные работы	44
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода	44
8.2 Монтаж подземного газопровода	45
8.2.1 Подготовительные работы	45
8.2.2 Земляные работы	50
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья	50

8.3 Монтаж трубопроводов.....	50
8.4 Предварительное испытание газопровода	471
8.5 Монтаж резервуаров.....	471
8.6 Изоляция трубопровода	482
8.7 Благоустройство трассы.....	493
8.8 Окончательное испытание газопровода.....	503
8.9 Определение объема земляных работ	503
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов.....	569
Заключение	592
Список сокращений	603
Список использованных источников	614

ВВЕДЕНИЕ

Базой для широкого развития газовой промышленности являются значительные запасы природного газа. Газ - ценное промышленное сырье. Для газоснабжения городов и промышленных предприятий в настоящее время широко применяют природные газы. Кроме природного в общем объеме энергетического баланса значительное применение находят сжиженные углеводородные газы. Газ в больших количествах применяется в хозяйстве в качестве топлива в промышленности и в быту, а также и как сырье для химической промышленности. В металлургии и промышленности используется также для отопления прокатных, кузнечных, термических и плавильных печей и сушил.

Основой сжиженных углеводородных газов являются предельные углеводороды, содержащие три или четыре атома углерода: пропан и бутан. Также могут присутствовать малые концентрации других углеводородов.

При атмосферных условиях сжиженные газы переходят в газообразное состояние, а при повышении давления или при снижении температуры превращаются в жидкость. Для транспортировки и хранения эти газы обычно сжижаются, а используются у потребителей в газовой фазе.

Первоочередной потребитель газового топлива в нашей стране — это коммунально-бытовой сектор. Использование сжиженных углеводородных газов в промышленности позволяет осуществить принципиально новые прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы.

Сжиженные углеводородные газы транспортируются в железнодорожных и автомобильных цистернах, хранятся в резервуарах различного объема в состоянии насыщения: в нижней части судов размещается кипящая жидкость, а в верхней находятся сухие насыщенные пары.

Таким образом, можно подвести итог и выделить основные свойства пропан-бутановых смесей, влияющих на условия их хранения, транспортирования и измерения:

- сжиженные углеводородные газы относятся к низкокипящим жидкостям, способным находиться в жидком состоянии под давлением насыщенных паров;
- сжиженные углеводородные газы характеризуются высоким коэффициентом теплового расширения и низкой плотностью, и вязкостью по сравнению со светлыми нефтепродуктами;
- транспортирование, хранение и измерение сжиженных углеводородных газов возможны только посредством закрытых систем, рассчитанных, как правило, на рабочее;
- перекачивающие, измерительные операции требуют применения специального оборудования, материалов и технологий;
- при естественном испарении смеси пропана и бутана их пары имеют переменный состав, хотя при искусственном испарении он однороден;

- у сжиженных газов малы значения нижней границы предела взрываемости (1.5-9.5%). Они значительно тяжелее воздуха и собираются в нижней части помещения (емкости), где может образоваться газообразная взрывоопасная смесь при очень малых утечках. При затекании (в виде стелющегося тумана или прозрачного облака) в подвалы, устройства канализации, заглубленные помещения сжиженные газы могут там оставаться очень долго.

Народно-хозяйственная эффективность газоснабжения во многом определяется правильностью выбора методов сжигания, совершенства оборудования и приборов, квалификацией обслуживающего персонала, действительностью системы контроля за использование газа. При работе агрегатов на газовом топливе появляется реальная возможность глубокого ступенчатого использования практически чистых продуктов сгорания.

Газонаполнительная станция (ГНС) – это база снабжения сжиженных углеводородных газов, включающая комплекс технологического оборудования, предназначенного для выполнения операций по приему, хранению и наполнению баллонов и цистерн автомобильных газовозов. Кроме того, комплектация оборудования газонаполнительной станции может обеспечивать диагностику, ремонт и восстановление баллонов. Газонаполнительные станции располагают вне населенных пунктов на установленных нормативными документами расстояниях от зданий, сооружений и коммуникаций. Территория ГНС в обязательном порядке должна быть огорожена и разделяется на две основные зоны: рабочую, включающую главную эстакаду, хранилище, насосно-компрессорный и испарительный участки, цех наполнения баллонов, колонки для наполнения автоцистерн и вспомогательную, с административно-хозяйственными помещениями, гаражом и резервуаром хранения противопожарного запаса воды.

На ГНС производится отпуск газа, как в автоцистернах, так и в баллонах различной емкостью до потребления этого газа. Район Сибири и Дальнего Востока в основном газифицированы на сжиженном газе. Создана широкая сеть ГНС, групповых установок сжиженного газа, промежуточных складов баллонов и газонаполнительных пунктов. Сжиженный газ в основном используется на коммунально-бытовые нужды населения, часть газа используется на предприятиях коммунального хозяйства, прачечных.

1 Расчет численности населения

Согласно [1], для того чтобы определить газопотребление необходимо знать численность населения района, которая рассчитывается по формуле

$$N = m \cdot F, \tag{1.1}$$

где m – плотность населения, $m = 500$ чел/га;

F – площадь квартала, га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.	№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.
1	13,4	6700	14	8,75	4375
2	8,05	4025	15	12,26	6130
3	8,05	4025	16	7,7	3850
4	13,48	6740	17	7,7	3850
5	5,5	2750	18	13,6	6800
6	5,5	2750	19	7,52	3760
7	7,25	3625	20	7,52	3760
8	7,5	3750	21	7,7	3850
9	8	4000	22	5,25	2625
10	7,52	3760	23	3,04	1520
11	7,52	3760	24	3,04	1520
12	7,7	3850			
13	5,59	2795			$\Sigma = 94570$

Итого численность населения всего города составляет 94570 чел.

2 Расчет годового потребления газа

Расчет годового газопотребления газа на население, производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Все виды потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

- 1) бытовое потребление (потребление газа в квартирах);
- 2) потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
- 3) потребление на отопление и вентиляцию зданий;
- 4) промышленное потребление.

Потребление газа на отопление и вентиляцию зданий, а также промышленное потребление в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют.

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого

этими потребителями, зависят от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

Определяем количество жителей, чел, использующих газ для приготовления пищи, по формуле:

$$n_x = x \cdot N, \quad (2.1)$$

где x – доля квартир, имеющих газовую плиту, равная 0,85;

N – количество жителей, чел, таблица 1.1.

Количество жителей, чел, использующих газ на горячее водоснабжение, рассчитываем по формуле:

$$n_y = y \cdot N, \quad (2.2)$$

где y – доля квартир, с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей, равна 0,8;

N – то же, что и в (2.1).

Определяем низшую массовую теплоту сгорания, кДж/кг, по формуле:

$$Q_H^P = K_{ПР} \cdot Q_{H(ПР)}^P + K_{БУТ} \cdot Q_{H(БУТ)}^P, \quad (2.3)$$

где $K_{ПР}$ и $K_{БУТ}$ – доля пропана и бутана соответственно, $K_{ПР} = 0,8$, $K_{БУТ} = 0,2$;

$Q_{P(ПР)}^H$ и $Q_{P(БУТ)}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы

$$Q_{P(ПР)}^H = 45973 \text{ кДж/кг}, \quad Q_{P(БУТ)}^H = 45431 \text{ кДж/кг}.$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 45973 + 0,2 \cdot 45431 = 45854,6 \text{ кДж/кг}.$$

Определяем низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м³, по формуле:

$$Q_H^P = K_{ПР} \cdot Q_{H(ПР)}^P + K_{БУТ} \cdot Q_{H(БУТ)}^P, \quad (2.4)$$

где $K_{ПР}$ и $K_{БУТ}$ – то же, что и в (2.3);

$Q_{P(PP)}^H$ и $Q_{P(БУТ)}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/м³, для газовой фазы.

$$Q_{P(PP)}^H = 91321 \text{ кДж/м}^3, \quad Q_{P(БУТ)}^H = 118736 \text{ кДж/м}^3.$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 91321 + 0,2 \cdot 118736 = 96804 \text{ кДж / кг кДж/м}^3.$$

Плотность газовой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho = \kappa_{PP} \cdot \rho_{PP}^{ГАЗ} + \kappa_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^{ГАЗ} = 0,8 \cdot 2,019 + 0,2 \cdot 2,708 = 2,16 \text{ кг / м}^3, \quad (2.5)$$

где κ_{PP} и $\kappa_{БУТ}$ – то же, что и в (2.3);

$$\rho_{PP}^Г \text{ и } \rho_{БУТ}^Г \text{ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м}^3, \quad \rho_{PP}^Г = 2,019 \text{ кг/м}^3, \\ \rho_{БУТ}^Г = 2,708 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле:

$$\rho = \kappa_{PP} \cdot \rho_{PP}^Ж + \kappa_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^Ж = 0,8 \cdot 585 + 0,2 \cdot 600 = 588 \text{ кг / м}^3, \quad (2.6)$$

где κ_{PP} и $\kappa_{БУТ}$ – то же, что и в (2,3);

$$\rho_{PP}^Ж \text{ и } \rho_{БУТ}^Ж \text{ – плотность газовой фазы, кг/м}^3, \\ \rho_{PP}^Ж = 585 \text{ кг/м}^3, \quad \rho_{БУТ}^Ж = 600 \text{ кг/м}^3.$$

Нормы расхода газа на одного человека принимаем согласно [1] ведем расчет годового газопотребления всеми газопотребителями, учитывая резерв мощности ГНС в размере 20%.

Расчет газопотребления жилым районом, приведен в таблице 2.1.

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода			Расход газа	
		На 1 го человека кДж	м ³ /чел	кг/че л	м ³	кг
1	2	3	4	5	6	7
При наличии газовой плиты и газового водоподогревате ля.	$N = (a \cdot n) =$ $= 80384,5$	$7300 \cdot 10^3$	159,16	75,41	12794330	6061804
При наличии только газовой плиты.	$N = (a - b) \cdot n =$ $= 4728,5$	$4240 \cdot 10^3$	92,45	43,8	437131	207108
Суммарное количество газа	-	-	-	-	13231461	6268912
Суммарное количество с учетом резерва	-	-	-	-	15877753	7522694

3 Расчет ГНС

Газонаполнительные станции (ГНС)- являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом населения и коммунально-бытовых потребителей.

Они осуществляют прием, хранение и распределение, ряде случаев осуществляют поставку газа своим транспортом потребителям. На ГНС газ поставляют железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны, баллоны различной вместимости. Современные ГНС снабжены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, в которых обязательно должно быть предусмотрено раздельное хранение C_3H_8 и C_4H_{10} , производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно-компрессорным, погрузочно-компрессорным, погрузочно-разгрузочным, бытовым и др. отделениями, а также блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта и оборудованы системами водо-, тепло- и электроснабжения, связи и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- 1) прием от поставщиков;
- 2) слив в хранилища;
- 3) хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
- 4) слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
- 5) разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- 6) приём пустых и выдача наполненных баллонов;
- 7) транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
- 8) ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
- 9) технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- 10) доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- 11) заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
- 12) регазификация сжиженных газов;
- 13) смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- 14) подача паров, сжиженных газов, газоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Так-же проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями и сооружениями и до окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, отопления и вентиляции.

Эксплуатация производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, в основе которых система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы, материальных средств и снижать их за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

3.1 Расчет резервуаров и эстакады

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные, цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м³, устанавливаемые над землей и под землей, изготовленные из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15С° и не ниже -40С° и рабочим давлением 1,8 МПа. В их верхней части вырезаны отверстия для установки муфт и штуцеров различного назначения.

В комплект поставки входят: резервуар с опорами без арматуры; ответные фланцы к штуцерам; прокладки и лапки (в случае установки на железобетонные опоры); металлические опоры. Каждый резервуар оборудован лазерным и

световым люком и имеет не менее 2 предохранительных клапанов. Необходимый объем резервуарного парка определяется, исходя из газового объема потребления, запас рассчитываем на 5 суток, т.к. расстояние до поставщика не превышает 500 км.

Общий объем хранения газа на ГНС, м³, рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{Q_{год} \cdot n}{365 \cdot k \cdot \rho_{ж}}, \quad (3.1)$$

где $Q_{год}$ – годовое потребление газа, кг, таблица 2.1;

n – принятый запас хранения, $n = 5$ сут;

k – коэффициент наполнения, для подземного размещения равен 0,9;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³, по (2.6).

$$V = \frac{7522694 \cdot 5}{365 \cdot 588 \cdot 0,9} = 194,7 \text{ м}^3$$

Необходимое количество резервуаров, штук, при единичном объеме одного резервуара марки ПС-50, рассчитывается по формуле

$$m = \frac{V}{V_p}, \quad (3.2)$$

где V – общий объем газа, м³, по (3.1);

V_p – единичный объем принятого к установке резервуара, м³.

$$n = \frac{194,7}{50} = 4 \text{шт}$$

Принимаем к установке 4 резервуара с единичным объемом 50 м³.

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружения высотой 5м и длиной до 180 м. В зависимости от количества сливных и наливных устройств, каждое с двумя патрубками для жидкой фазы и одним для паровой, с отключающей аппаратурой и резиноканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных систем. Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенных с трубопроводами станции.

Количество сливно-наливных устройств принимается из условия обеспечения суточного слива или налива. Исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн, количество устройств рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{Q_{\max}}{360 \cdot G}, \quad (3.3)$$

где Q_{\max} – максимальный месячный грузооборот, т, таблица 2.1;
 G – грузоподъемность одной цистерны, $G = 31$ т.

$$N = \frac{7522694}{360 \cdot 32,1 \cdot 1000} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 сливно-наливное устройство.

3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

Баллононаполнительное отделение – одно из основных отделений ГНС. Оно оборудовано раздаточными постами, которые в зависимости от числа заполняемых баллонов бывают ручными, полуавтоматическими и автоматическими. При наполнении до 200 – 500 баллонов в смену практикуется ручная или полуавтоматическая разливка, при необходимости наполнять свыше 500 баллонов в смену следует переходить на автоматическую разливку.

В наполнительном отделении ГНС выполняются следующие операции: слив из баллонов неиспарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения баллонов, контроль герметичности баллонов.

Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно наполнения и контроля количества залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Поэтому различают весовой и объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом.

Наполнение баллонов ручным либо полуавтоматическим способом осуществляется на специальной рампе, вдоль которой вмонтированы весовые установки. Пустые баллоны устанавливаются на весовые установки. При помощи струбицы (или наполнительных головок) к штуцеру баллона прикрепляется шланг от наполнительной рампы. Взвесив баллон, движок рейки весов устанавливается на цифру, указывающую массу баллона плюс массу допустимого количества газа, затем пускают газ. Отсоединив струбицу, после наполнения баллона необходимо проверить массу баллона и убедиться в отсутствии утечки газа через клапан. Сняв баллон с весов, заглушают штуцер запорного устройства баллона и, открыв вентиль или клапан на баллоне, проверяют его герметичность. Убедившись в исправности, вентиль или клапан закрывают.

Наполнению подлежат баллоны емкостью 5, 12, 27, 50 и 80 л.

Количество баллонов, шт, заполняемых в течение суток, рассчитывается по формуле

$$n_6 = \frac{G_{сут}}{g}, \text{ шт} \quad (3.4)$$

где $G_{сут}$ – максимальное потребление газа, т/сут

g – масса газа в одном баллоне равная 0,021 т, для баллона емкостью 50 л.

$$G_{сут} = Q_{год} \cdot \frac{K}{365} = 7522,694 \cdot \frac{0,1}{365} = 2,06 \text{ т/сут} \quad (3.5)$$

$$n_6 = \frac{2,06}{0,021} = 99 \text{ шт.}$$

Принимаем 99 баллонов.

Количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составляет 99 шт.

3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

Для предотвращения повышения давления в резервуарах выше допустимого применяются пружинные запорно-сбросные клапаны типов ППК4, ППК4Р.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются, устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Установка ПЗК на резервуарах является обязательной, т.к. причин для чрезмерного повышения давления может быть множество:

- 1) нагрев солнечной радиацией или открытым огнем в случае пожара;
- 2) увеличение объема жидкости в случае переполнения при повышении температуры жидкости или отсутствии парового пространства;
- 3) наполнение сжиженным газом, имеющим упругость паров компонентов более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;
- 4) подача жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и т.д.

Наибольшую опасность представляет нагрев резервуара открытым огнем при пожаре, т.к. резкое повышение давления может привести к его разрушению. Следовательно, ПЗК надо подбирать с такой пропускной способностью, чтобы в случае пожара через них мог пройти весь образующийся пар, имеющий избыточное давление.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными: регулировка точнее и тщательнее фиксируется; несложная конструкция;

компактная форма; простое исполнение. К ним предъявляются следующие требования:

- 1) клапан должен безотказно срабатывать при достижении предельного давления;
- 2) в открытом положении клапан должен пропускать среду в таком количестве, чтобы дальнейшее повышение давления было невозможным;
- 3) при снижении давления до значения немного ниже рабочего клапан должен закрыться;
- 4) в закрытом состоянии после многократных срабатываний клапан должен сохранять герметичность.

В резервуарах должны устанавливаться клапаны, которые должны срабатывать при повышении давления не более чем на 15% от рабочего. При обосновании допускается повышение давления до $1,25P_r$.

Необходимую площадь проходного сечения клапана, мм^2 , в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, рассчитывают по формуле:

$$F_c = \frac{G}{15,9 \cdot a \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \cdot \rho_1)^{1/2}}, \quad (3.6)$$

где G – максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

a – коэффициент расхода газа клапаном, равный 0,6;

B – коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, равное 2,3 МПа;

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

ρ_1 – плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м^3 .

Плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м^3 , рассчитывается по формуле:

$$\rho_1 = \frac{\rho_n \cdot P_1 \cdot T_n}{T_1 \cdot P_n \cdot z}, \quad (3.7)$$

где ρ_n , T_n , P_n – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях, кг/м^3 , $\rho_n = 2,29 \text{ кг/м}^3$, $T_n = 273 \text{ К}$, $P_n = 10332 \text{ кг/м}^2$;

T_1 , P_1 – температура и давление в рабочих условиях, $T_1 = 333 \text{ К}$, $P_1 = 23000 \text{ кг/м}^2$;

z – коэффициент сжимаемости реального газа, $z = 0,9$.

$$\rho_1 = \frac{2,29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3.$$

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, определяется по формуле:

$$G = \frac{k \cdot F \cdot (t_{\text{в}} - t_{\text{ж}})}{q}, \quad (3.8)$$

где k – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м²ч°С;

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-50 $F = 115$ м²;

$t_{\text{в}}$ – температура окружающей среды равная 550 °С;

$t_{\text{ж}}$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре равная 60 °С;

q – скрытая теплота испарения при $t_{\text{ж}}$ $q = 295,48$ кДж/кг = 1241 ккал/кг = 1439,5 Вт/кг.

$$G = \frac{23,2 \cdot 115 \cdot (550 - 60)}{1439,5} = 908,17 \text{ кг/ч.}$$

Пропускную способность, кг/ч, по эмпирической формуле из правил устройства сосудов рассчитывают по формуле:

$$G = 1000 \cdot D \cdot \left(Z + \frac{D}{2} \right), \quad (3.9)$$

где D – диаметр резервуара, м, для ПС-50 $D=2,4$ м;

Z – длина резервуара, м, для ПС-50 $Z=11,536$ м.

$$G = 1000 \cdot 2,4 \cdot \left(11,536 + \frac{2,4}{2} \right) = 30566,4 \text{ кг/ч.}$$

$$F_c = \frac{30566,4}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 1362,2 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

$$d = \left(\frac{4 \cdot F_c}{\pi} \right)^{1/2}, \quad (3.10)$$

где F_c – необходимая площадь проходного сечения клапана, мм², по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 1362,2}{3,14} \right)^{1/2} = 41,65 \text{ мм.}$$

По [2] подбираем клапан предохранительный полноподъемный марки ППК4-40, $D_y = 50$ мм с пружиной № 117 и пределами регулирования 1,8-2,8 МПа.

3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

Подбор насосно-компрессорного оборудования производится с учетом объема и характера производимых операций по перекачке сжиженных газов по системе сливных и наливных трубопроводов.

При выборе насосов учитывают особенность перекачки сжиженного газа, заключающуюся в том, что он, обладая высокой упругостью паров, при незначительном понижении давления начинает испаряться и по сравнению с другими жидкостями обладает меньшей загрязненностью. Поэтому во всасывающем патрубке необходимо поддерживать давление выше упругости паров сжиженных газов при максимальной температуре жидкости, а конструкции сальниковых уплотнений должны быть повышенной надежности.

При выборе числа типа насосов (Н) учитывают максимальный расход газа на железнодорожные цистерны и баллоны во время сливных и наливных операций.

При выборе компрессоров учитывается их основное назначение по отбору паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетанию их в паровое пространство опорожняемого резервуара или железнодорожных цистерн. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы для подачи ее к насосам или при работе без них. Для определения числа компрессоров и их подачи пользуются опытными и расчетными данными.

Определение подачи компрессора расчетным путем за основу принимают условие: нагнетаемые пары сжиженного газа имеют повышенную температуру и, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости, способствуя ее испарению и дополнительному повышению давления в испаряемом резервуаре.

Подачу компрессора, кг/ч, для слива 3 железнодорожных цистерн объемом 51 м^3 при $D=2,6$ м, $Z=10,8$ м, диаметр сливных трубопроводов $d_T = 100$ мм, приведенная длина трубопровода $l_T = 250$ м, время слива $\tau = 2$ ч, $\lambda = 0,02$, и плотностью смеси $587,25 \text{ кг/м}^3$, определяем по формуле

$$G_c = \frac{k_1 \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \tau^{1/2}}, \quad (3.11)$$

где k_1 – коэффициент условий охлаждения, равный 40;

F – поверхность зеркала конденсации, м^2 , рассчитывается по формуле

$$F = D \cdot Z, \quad (3.12)$$

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

ΔP – перепад давлений в резервуаре, Па;

r – скрытая теплота преобразования, равная 80 кДж/кг ;

τ – время слива, ч.

$$F = d \cdot Z = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2$$

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, рассчитывается по формуле:

$$\omega_{\text{жс}} = \frac{V \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.13)$$

где V_2 – объем цистерны, м^3 ;

k – коэффициент наполнения цистерны, $0,8$;

f_T – площадь сечения трубопровода, м^2 ;

τ – время слива, ч.

Площадь сечения трубопровода, м^2 , определяем по формуле:

$$f_{\text{тр}} = \Pi \cdot d^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,01^2 / 4 = 0,00785, \quad (3.14)$$

где d_T – диаметр трубопровода, м.

$$f_T = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$W_{\text{жс}} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,17 \text{ м/с}$$

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода определяется по формуле:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l_T \cdot \rho \cdot \omega_{\text{жс}}^2}{d_T \cdot 2}, \quad (3.15)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

l_T – длина трубы, м;
 ρ – плотность газа, кг/м³;
 ω – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с, по (3.13);
 d_T – диаметр трубопровода, м.

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \left(\frac{250}{0,1} \right) \left(\frac{2,17^2 \cdot 588}{2 \cdot 9,8} \right) = 7027,6 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{м}^2$$

т.к $\Delta P_{\text{тр}}$ находится в пределах 5000-8000, $\Delta P = 2$ кгс/см².

$$G_{\text{ч}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 24,75 \text{ кг/ч.}$$

Определим среднюю подачу компрессора за 1ч при $\tau_{\text{ср}} = \tau/2 = 1$

$$G_{\text{ч}}^{\text{ср}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 1^{1/2}} = 24,75 \text{ кг/ч.}$$

Определим подачу компрессора за первые 5 минут

$$G_{\text{ч}}^{\text{нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 0,083^{1/2}} = 121,49 \text{ кг/ч.}$$

Отсюда принимаем подачу компрессора 122 кг/ч.

К установке принимаем 2 компрессора: АВ-22 с подачей 24,75 кг/ч при давлении всасывания 2 Мпа, с подачей 122 кг/ч.

3.5 Расчет количества автотранспорта

Сжиженные газы от заводов-поставщиков к потребителям или к базам их приема, хранения и раздачи доставляются в сосудах, работающих под давлением. Доставка является сложным организационно-хозяйственным и технологическим процессом, включающим транспортирование сжиженных газов на дальние расстояния, обработку газов на ГНС, транспортирование их на ближние расстояния для непосредственной доставки газа мелким потребителям.

Опыт эксплуатации показывает, что Газонаполнительные станции должны располагать необходимым автотранспортом для повышения оперативности газоснабжения населения и коммунально-бытовых объектов. Численность подвижного состава, находящегося в эксплуатации на ГНС зависит от количества газа подлежащего перевозке и производительности подвижного

состава за единицу времени. При этом подвижный состав, используемый для доставки сжиженного газа, может быть представлен в виде транспортных и раздаточных автоцистерн, автомобили, оборудованные под перевозку баллонов или обычные.

Автомобильные цистерны представляют собой горизонтальные цилиндрические сосуды, в задних днищах которых вварен люк с требуемыми приборами. Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки сжиженных газов с заводов-поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом их в резервуары.

Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые автомобили предназначены для перевозки баллонов от газораздаточной станции до каждого потребителя. Автоцистерны наполняют из специальных колонок.

Число рейсов автомобиля в сутки, определяем по формуле

$$n = t / (2l/c + 2t_1),$$

(3.1)

где t -число часов работы автомашины в сутки, ч;

l - расстояние от ГНС до потребителей, км (3-5);

c - средняя техническая скорость автомобиля, км/ч (40-50);

t_1 -время погрузки и разгрузки, ч.

$$n = 8 : (2 \cdot 5 : 40 + 2 \cdot 1,5) = 2,46 = 3 \text{ рейса}$$

Определяем средний объем перевозок одним автомобилем в сутки

$$g_1 = g \cdot n, \text{ т} \quad (3.2)$$

где g - грузоподъемность одного автомобиля равная 0,8 т.

n - количество рейсов одного автомобиля в день;

$$g_1 = 0,8 \cdot 3 = 2,4 \text{ т}$$

Необходимый объем перевозок в сутки определится:

$$g_2 = \frac{Q \cdot k}{N}, \text{ т} \quad (3.3)$$

где N -число рабочих дней в году.

Q -количество газа реализуемое через газобаллонные установки, т.

K - коэффициент неравномерности, принимается 1,5

$$g_2 = \frac{7522,69 \cdot 1,5 \cdot 0,1}{364} = 3,1m.$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей определится отношением:

$$A_a = \frac{g_2}{g_1}, \text{ шт.}, \quad (3.4)$$

$$A_a = \frac{3,1}{2,4} = 2 \text{ шт.}$$

Для перевозки данного количества газа необходимо 2 автомашины.

4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различного объема. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными. Они бывают надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

В состав резервуарной установки должны входить: резервуары, трубопроводы обвязки резервуаров по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регуляторы давления газа, предохранительные запорные и сбросные клапаны, показывающие манометры, устанавливаемые до регулятора давления, штуцеры с кранами после регулятора регуляторов давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня сжиженных газов в резервуарах и испарители (в установках с искусственным испарением). Арматура и приборы групповых резервуарных установок должны быть защищены кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

Площадки резервуарных установок должны быть ограждены забором высотой не менее 1,6 м из несгораемых материалов. На территории должны быть углекислотные огнетушители, ящик с песком и лопата. Число резервуаров в установке определяется характером потребителей, районом установки резервуаров (север, юг и т.д.), расходом газа и объемом используемых резервуаров. Для бесперебойного снабжения населения газом и во избежание перегрузки транспорта объем резервуарных установок рассчитывают, исходя из двухнедельного запаса газа. Расчет систем газоснабжения от этих установок с

естественным испарением имеет свою специфику, обусловленную процессом теплообмена между грунтом и резервуарами, а также теплопроводность грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87*, правилами безопасности в газовом хозяйстве Гостехнадзора, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

Схема газоснабжения включает в себя источник газоснабжения (резервуарную установку с естественным испарением), трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет тепла, поступающего к ним от окружающего грунта. Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода. Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильности выбора количества резервуаров и точности определения расчетного расхода газа. Расчетным режимом для групповой подземной установки являются зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуар работает в зоне грунта с отрицательной температурой.

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке определяется по формуле

$$N = \frac{V_p}{V_{рез}}, \quad (4.1)$$

где $V_{рез}$ – производительность одного резервуара, м³/ч, по [1], для резервуара объемом 5 м³ $V_{рез} = 1,9$ м³/ч;

V_p – расчетный расход газа, м³/ч, при максимально суточном потреблении, рассчитывается по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_n}{Q_p \cdot 365}, \quad (4.2)$$

где n – количество жителей пользующихся газом от резервуарной установки, чел;

K_n – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии в квартирах только газовых плит $K_n = 1,4$;

$q_{год}$ – годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах кДж/год, при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом
 $q_{год} = 2800000$ кДж/год;

$K_{с.н}$ – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1],
 $K_{с.н} = 0,12$;

$Q_{н.р}$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2).

$$V_p = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12}{96804 \cdot 365} = 20,24 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

$$N = 20,24 / 1,9 = 11 \text{ резервуаров}.$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается. Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти факторы учитываются коэффициентом теплового взаимодействия m . Коэффициент принимается по [1]. Для 6 резервуаров коэффициент равен 0,84.

Производительность групповой установки, м³/ч, с учетом теплового взаимодействия определяется по формуле:

$$V_{уст} = N \cdot V_{рез} \cdot m, \quad (4.3)$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{рез}$ – то же, что и в (4.1);

m – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{уст.} = 11 \cdot 1,9 \cdot 0,64 = 13,38 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на две недели, поэтому следует проверить запас газа, м³, находящихся в резервуарах установки, который определяется по формуле

$$V_{зап} = N \cdot V_{геом} \cdot h \cdot V_{см}, \quad (4.4)$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{геом}$ – геометрическая емкость резервуаров, 5 м³;

h – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками. Начальный уровень заполнения 85%, остаточный 25 – 35%.

$$h=0,85 - (0,25...0,35) \quad (4.5)$$

$V_{см}$ – объем паров, который образуется при сжигании 1 м³ газа. При сжигании пропана образуется 269 м³ пара, а при испарении 1 м³ бутана 235 м³ пара.

Объем паров, м³, определяется по формуле

$$V_{сж} = 269 \cdot K_{пр} + 235 \cdot K_{бут} , \quad (4.6)$$

где x_i – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

V_i – объем компонентов при испарении, м³.

$$V_{сж} = 269 \cdot 0,8 + 235 \cdot 0,2 = 262,2 м^3$$

$$h = 0,85 - 0,35 = 0,5.$$

$$V_{зан.} = 11 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,35) \cdot 262,2 = 7210,5 м^3$$

Число суток между заправками рассчитывается по формуле:

$$Z = \frac{V_{зан.}}{V_{сут}} , \quad (4.7)$$

где $V_{зан}$ – объем запаса газа в резервуарных установках, м³, по (4.4);

$V_{сут}$ – среднесуточный расход газа, м³/сут, определяется по формуле

$$V_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_n^p \cdot 365} , \quad (4.8)$$

где n , K_n , $q_{год}$, Q_n^p – то же, что и в (4.2).

$$V_{сут} = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000}{96804 \cdot 365} = 1169 м^3 / сут.$$

$$Z = \frac{7210,5}{1169} = 6,17 \text{ суток.}$$

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

Схема газоснабжения включает в себя резервуарную установку, испарительные устройства, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Резервуарные установки сжиженного газа могут оборудоваться емкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Требуемую производительность, кг/ч, испарителя определяем исходя из расчетного расхода газа по формуле

$$G = \frac{n \cdot q_{\text{зод}} \cdot K_n \cdot K_z}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.9)$$

где n , K_n , $q_{\text{зод}}$, K_z – то же, что и в (4.2);

Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, кДж/кг, по (2).

$$G = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12}{45864,6 \cdot 365} = 42,7 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (4.10)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

G_u – паспортная производительность испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации.

$$N_u = \frac{42,7}{60} = 1 \text{ испаритель}$$

Количество резервуаров, шт, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется по формуле

$$N = \frac{Z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (4.11)$$

где Z – количество суток между заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут.), принимаем $Z = 30$ суток;

$G_{\text{сут}}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$ – емкость одного резервуара, м³;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, м³/кг.

Среднесуточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.12)$$

где n , K_n , $q_{год}$, – то же, что и в (4.2);
 Q_n^p – то же, что и в (4.9).

$$G_{сут} = \frac{1520 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 1,4}{45864,6 \cdot 365} = 356 \text{ кг/сут.}$$

$$N = \frac{356 \cdot 30}{5 \cdot 588} = 4 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 420 квартир потребуется резервуарная установка из 4 резервуаров емкостью 5 м³ и 1-го электрического испарителя.

5 Расчет внутридомового газопровода

В жилые здания газ поступает от городской распределительной сети по газопроводам. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между приборами.

Газопровод монтируется в здания через нежилые помещения, доступные для осмотра труб.

Газовые стояки прокладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Если от одного ввода в жилое здание газ подают к нескольким стоякам, то на каждом из стояков устанавливают кран или задвижку. Перед каждым газовым прибором устанавливают краны.

Значение расчетных параметров давления газа при проектировании газовых сетей бытовых, коммунальных и других потребителей принимается в зависимости от предполагаемого давления в месте подключения газовых плит и водонагревателей.

Сопротивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. Сопротивления на трение имеют место по всей длине трубопровода, а сопротивления местные только в местах изменения скоростей, направлений движения газа.

Расчет внутридомового газопровода сводится к определению диаметров газопровода при условии бесперебойного снабжения всех потребителей в часы наибольшего газопотребления. При определении потерь давления в

газопроводах низкого давления должны учитываться потери на трение и местные сопротивления, а так-же потери, вызываемые разностью плотностей газа и воздуха, т.е. гидростатический напор, гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

Расчетные расходы газа, м³/ч, на участках определяем по формуле:

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^n} \cdot n_i, \quad (5.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами , кДж/ч. Для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2) -25000 кДж/ч, то же для четырехкомфорочной (П4)-40000 кДж/ч ,для водонагревателя проточного (ГВ)-100000 кДж/ч.

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³ 96804 кДж/м³ по (2);

n_i – количество квартир.

Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

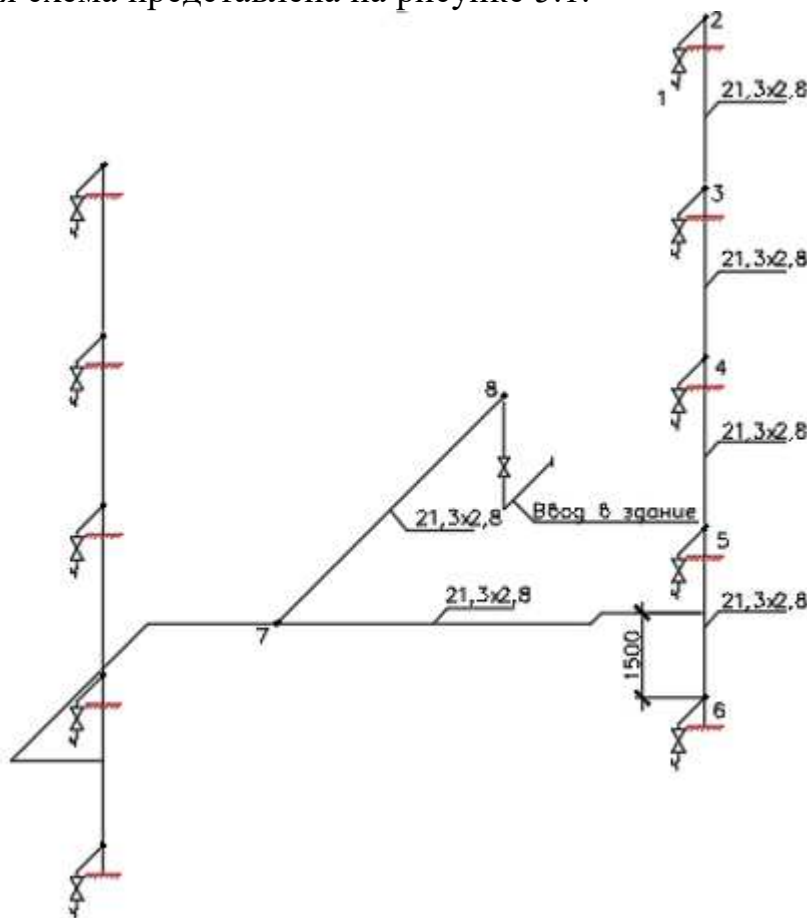


Рисунок 5.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 5.1.

Расчетные длины участков, м, рассчитываются по формуле:

$$l_p = l \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \quad (5.2)$$

где l – длина участка по плану, м;

a – процентная надбавка к потерям давления по длине, %, на подводках к стоякам принимается равной 25 %; на стояках – 20%; на разводках 1-2 м – 450%, 2-3 м – 350% .

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}, \quad (5.3)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 350 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа, средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме рис. 11.10 [2]. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле:

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d \cdot l_p, \quad (5.4)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

l_p – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор по формуле:

$$h_{гидр} = \pm g \cdot Z \cdot (\rho_в - \rho_г), \quad (5.5)$$

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

Z – разность высотных отметок, м;

$\rho_в$ – плотность воздуха, кг/м³, $\rho_в = 1,29$ кг/м³;

$\rho_г$ – плотность газа, кг/м³, $\rho_г = 2,16$ кг/м³;

По окончании расчета находим сумму всех потерь на участках, она не должна превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 – Расчетные расходы газа по участкам

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, K_0	Расчетный расход газа $V_{г}$, м ³ /ч
1-2	П4	1	1,0	0,41
2-3	П4	1	1,0	0,41
3-4	2П4	2	0,65	0,54
4-5	3П4	3	0,45	0,56
5-6	4П4	4	0,35	0,58
6-7	5П4	5	0,29	0,6
7-8	10П4	10	0,254	1,05

Таблица 5.1 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $V_{г}$, $м^3/ч$	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Надбавка на местные сопротивления, %	Разность абсолютных отметок Z , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{ср}$, Па/м	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_д$ Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Гидростатический напор H_g , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_g$, Па
1-2	0,41	1	5,5	450	0	21,3x2,8	18,04	0,69	3,8	0	3,8
2-3	0,41	3	3,6	20	3	21,3x2,8		0,69	2,48	25,6	28,08
3-4	0,54	3	3,6	20	3	21,3x2,8		1,28	4,61	25,6	30,21
4-5	0,56	3	3,6	20	3	21,3x2,8		1,57	5,65	25,6	31,25
5-6	0,58	3	3,6	20	3	21,3x2,8		1,77	6,37	25,6	31,97
6-7	0,6	3,6	4,5	25	0,5	21,3x2,8		1,96	8,82	4,27	13,09
7-8	1,05	2,8	3,5	25	4	21,3x2,8		5,1	17,8	34,14	51,99
Σ 19,4											Σ 240,39

6 Расчет внутриквартильного газопровода

Расчет внутриквартильного газопровода ведется для квартирного газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимается 250 Па, потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью 10% надбавки к потерям давления по длине.

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па.

Расчетная схема внутриквартильного газопровода представлена на рисунке 6.1.

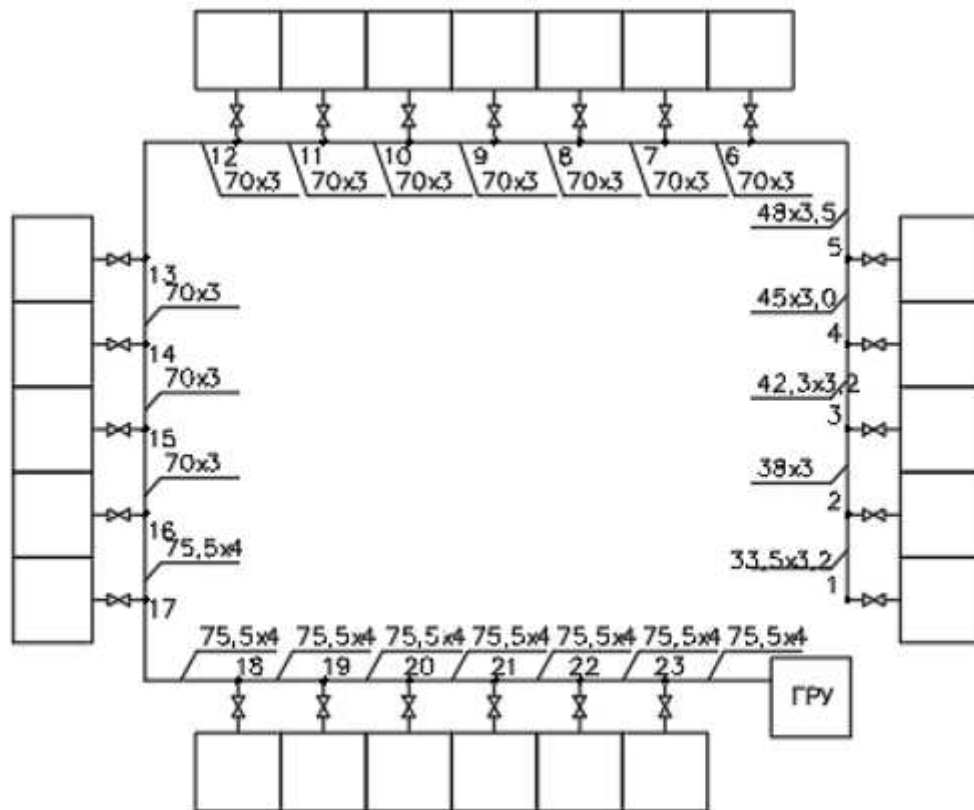


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартильного газопровода

Расчетные расходы газа, м³/ч, на участках определяются по формуле

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^n} \cdot n_i, \quad (6.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности, действия однотипных групп приборов принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для четырехконфорочной плиты $q=40000$ кДж/ч;

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

n_i – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 6.1.
 Определяем количество подъездов в квартале по формуле:

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{ном}}}{K_{\text{сем}} \cdot N_{\text{кв}}}, \quad (6.2)$$

где $N_{\text{ном}}$ – количество потребителей в квартале, (квартал №24) чел;
 $K_{\text{сем}}$ – коэффициент семейности;
 $N_{\text{кв}}$ – количество квартир в одном доме.

$$N_{\text{под}} = 1520 / 3,7 \cdot 10 = 42 \text{ под}$$

Принимаем 3 дома из 8 секций и 2 дома из 9 секций.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (6.3)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле:

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{\text{cp}}, \quad (6.4)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;
 l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа и средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме рисунок- 11.10 [2]. Следовательно по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле:

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l} \right)_d \cdot l_p, \quad (6.5)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_d$ – действительные удельные потери давления, Па/м;
 l_p – расчетная длина участка, м.

Следующим пунктом находим сумму всех потерь на участках, она не должна превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – 2

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	Расчетный расход газа, $Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$
1-2	10П4	10	0,254	1,05
2-3	20П4	20	0,235	1,94
3-4	30П4	30	0,231	2,86
4-5	40П4	40	0,227	3,75
5-6	50П4	50	0,223	4,61
6-7	60П4	60	0,22	5,45
7-8	70П4	70	0,217	6,28
8-9	80П4	80	0,214	7,07
9-10	90П4	90	0,212	7,88
10-11	100П4	100	0,21	8,68
11-12	110П4	110	0,21	9,55
12-13	120П4	120	0,21	10,41
13-14	130П4	130	0,21	11,28
14-15	140П4	140	0,21	12,15
15-16	150П4	150	0,21	13,02
16-17	160П4	160	0,2	13,22
17-18	170П4	170	0,2	14,05
18-19	180П4	180	0,2	14,88
19-20	190П4	190	0,2	15,7
20-21	200П4	200	0,2	16,53
21-22	210П4	210	0,2	17,35
22-23	220П4	220	0,2	18,18
23-24	230П4	230	0,2	19,01
24-25	240П4	240	0,2	19,83
25-26	250П4	250	0,2	20,66
26-27	260П4	260	0,19	20,41
27-28	270П4	270	0,19	21,2
28-29	280П4	280	0,19	21,98

29-30	290П4	290	0,19	22,77
30-31	300П4	300	0,19	23,55
31-32	310П4	310	0,19	24,34
32-33	320П4	320	0,19	25,12
33-34	330П4	330	0,19	25,91
34-35	340П4	340	0,19	26,69
35-36	350П4	350	0,19	27,48
36-37	360П4	360	0,18	26,78
37-38	370П4	370	0,18	27,52
38-39	380П4	380	0,18	28,26
39-40	390П4	390	0,18	29,01
40-41	400П4	400	0,18	29,75
41-42	410П4	410	0,18	30,49
42-ГРУ	420П4	420	0,18	31,24

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартирного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_p , м ³ /ч	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{ср}$, Па/м	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_д$, Па/м	Потери давления ΔP , Па
1-2	1,05	16,11	17,72	33,5x3,2	0,468	0,25	4,43
2-3	1,94	16,11	17,72	38x3,0		0,23	4,08
3-4	2,86	16,11	17,72	42,3x3,2		0,2	3,54
4-5	3,75	16,11	17,72	48x3,5		0,2	3,54
5-6	4,61	16,11	17,72	48x3,5		0,34	6,02
6-7	5,45	16,11	17,72	48x3,5		0,5	8,86
7-8	6,28	16,11	17,72	48x3,5		0,6	10,63
8-9	7,07	19,62	21,58	57x3,0		0,24	5,18
9-10	7,88	16,11	17,72	57x3,0		0,32	5,67
10-11	8,68	16,11	17,72	57x3,0		0,43	7,62
11-12	9,55	16,11	17,72	60x3,5		0,43	7,62
12-13	10,41	16,11	17,72	60x3,5		0,48	8,51
13-14	11,28	16,11	17,72	60x3,0		0,46	8,15
14-15	12,15	16,11	17,72	70x3,0		0,21	3,72
15-16	13,02	16,11	17,72	70x3,0		0,22	3,9
16-17	13,22	19,62	21,58	70x3,0		0,23	4,96
17-18	14,05	16,11	17,72	70x3,0		0,3	5,32

18-19	14,88	16,11	17,72	70x3,0		0,35	6,2
19-20	15,7	16,11	17,72	70x3,0		0,36	6,38
20-21	16,53	16,11	17,72	75,5x4,0		0,29	5,14
21-22	17,35	16,11	17,72	75,5x4,0		0,35	6,2
22-23	18,18	16,11	17,72	75,5x4,0		0,355	6,29
23-24	19,01	16,11	17,72	76x3,0		0,31	5,49
24-25	19,83	16,11	17,72	76x3,0		0,35	6,2
25-26	20,66	19,62	21,58	76x3,0		0,36	7,77
26-27	20,41	16,11	17,72	76x3,0		0,37	6,56
27-28	21,2	16,11	17,72	76x3,0		0,38	6,73
28-29	21,98	16,11	17,72	76x3,0		0,45	7,97

Окончание таблицы №6

29-30	22,77	16,11	17,72	88,5x4,0	0,468	0,24	4,25	
30-31	23,55	16,11	17,72	88,5x4,0		0,28	4,96	
31-32	24,34	16,11	17,72	88,5x4,0		0,29	5,14	
32-33	25,12	16,11	17,72	88,5x4,0		0,31	5,49	
33-34	25,91	16,11	17,72	88,5x4,0		0,33	5,85	
34-35	26,69	28,8	31,68	88,5x4,0		0,38	12,04	
35-36	27,48	16,11	17,72	88,5x4,0		0,41	7,27	
36-37	26,78	16,11	17,72	88,5x4,0		0,38	6,73	
37-38	27,52	16,11	17,72	89x3,0		0,23	4,08	
38-39	28,26	16,11	17,72	89x3,0		0,24	4,25	
39-40	29,01	16,11	17,72	100x4,0		0,14	2,48	
40-41	29,75	16,11	17,72	100x4,0		0,16	2,84	
41-42	30,49	16,11	17,72	114x4,0		0,12	2,13	
42-ГРУ	31,24	15	16,5	114x4,0		0,13	2,15	
			Σ	534,3			Σ	242,34

7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлено 2 котла REX-25 тепловой мощностью 0,86 Гкал/час каждый. Котельная установка предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ, с теплотой сгорания равной 96618 кДж/м³.

Газорегуляторные установки (ГРУ) размещают в котельной вблизи от ввода газопровода в котельном зале или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом. Оборудование и приборы ГРУ должны быть защищены от механических повреждений и от воздействия сотрясения и вибраций, а место размещения ГРУ освещено. Оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией газового хозяйства, должно иметь ограждение из несгораемых материалов. Расстояние между оборудованием или ограждением и другими сооружениями должно быть не менее 0,8 м. Ограждение ГРУ не должно препятствовать проведению ремонтных работ.

7.1 Расчет внутрикотельного газопровода

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

Газопровод разбиваем на участки согласно общепринятым правилам. Замеряем длины участков по плану. Далее используя номограмму для гидравлического расчета газопроводов среднего и высокого давления, определяем среднюю потерю давления на протяжении всего газопровода, далее диаметры участков газопровода, потери давления по участкам. После вычисляем начальное и конечное давление по участкам.

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250$ кПа

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

Потери давления в местных сопротивлениях принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле:

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (7.1)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле:

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}, \quad (7.2)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, равный 250 Па;

l – сумма длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле:

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o \cdot l_p$$

(7)

3)

где $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

l_p – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

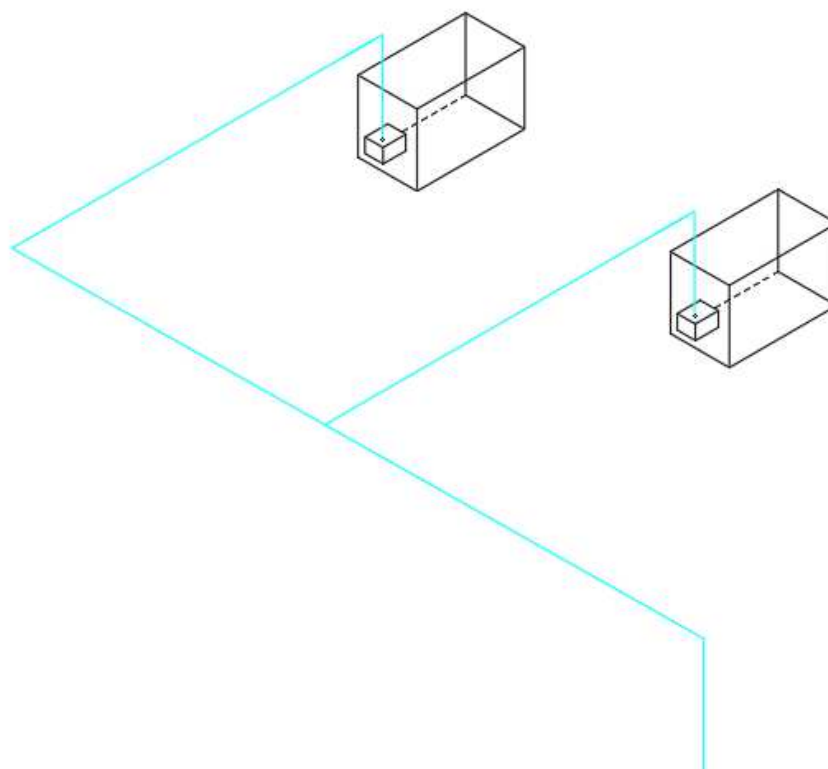


Рисунок 7.1 – Расчетная схема внутрикотельного газопровода

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч	Длина участка, l , м	Расчетная длина участка, l_p , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр. d , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o$, Па/м	Общие потери давления ΔP , Па
1-2	28,8	5,1	5,6	22,52	48x3,5	22,3	124,88

2-3	57,6	5	5,5		60x3,5	22,4	123,2
			Σ11,1				Σ248,1

Расчет выполнен, исходя из равенства: $248,1 < 250$ Па.

7.2 Общее описание котла REX 25

REX 25 – Котел предназначен для выработки насыщенного пара давлением до 8 кгс/см^3 и поставляются укомплектованными системой автоматического регулирования, управления и защиты, питательным насосом, вентилятором с электродвигателем, газовой горелкой и арматурой (Рис. 7.2).

Основные технические характеристики REX 25: паропроизводительность 1 т/ч, полная поверхность нагрева $17,1 \text{ м}^2$; расход газа ($Q_{\text{ir}}=8000 \text{ ккал/м}^3$) при номинальной нагрузке $28,8 \text{ м}^3/\text{ч}$; КПД 92%; температура питательной воды 50°C ; температура уходящих газов $250\text{-}270^\circ\text{C}$; $\alpha_{\text{к}}= 1,15\text{-}1,2$; давление газа перед клапанами автоматики $130\text{-}180 \text{ кгс/м}^2$; установленная горелка Г-1,0; дутьевой вентилятор среднего давления ВД-2,7; масса котлоагрегата 431 кг.

Водогрейные стальные котлы REX 25 предназначены для установки с наддувными горелками, работающими на газообразном или жидком топливе. Температура воды производимой котлом – $60\text{-}110^\circ\text{C}$.

Топка с реверсивным развитием факела имеет цилиндрическую форму. С задней стороны топка полностью закрыта выпуклым днищем, поддерживаемым омываемым патрубком.

Котел, REX 25 образован передней и задней трубными решетками. Передняя трубная решетка развальцована по направлению к топке. Дымогарные трубы, изготовленные с помощью электросварки, приварены к трубным решеткам и снабжены спиральными турбулизаторами.

Пламя развивается до центральной части топки, а горячие дымовые газы в это время возвращаются в переднюю (частично омываемую) часть. После этого дымовые газы поступают к дымогарным трубам.

Теплоизолированная задняя дымовая камера из стального листа соединена с дымоходом и оснащена люком для чистки. При необходимости может легко открываться для осмотра дымогарных труб.

Передняя дверь с реверсируемым открытием изготовлена из стального листа и теплоизолирована фиброкерамикой. Для работы на мазуте или биогазе теплоизоляция дверцы должна быть изготовлена из цемента. Обшивка котла изолирована матрасами из стекловаты высокой плотности и защищена окрашенными стальными панелями, которые могут легко демонтироваться. Обечайка оснащена креплениями для установки рабочего оборудования.

Водогрейный котел REX 25 изготавливается из высококачественной

нержавеющей стали. Основание – из стального профиля (углеродистая сталь). Это обеспечивает прочность конструкции и удобство транспортирования. Для установки котла специального фундамента не требуется. Он крепится анкерными болтами. Расход воздуха, поступающего в горелку через короб регулируется в зависимости от расхода газа заслонкой, к установленной на воздушном регистре и имеющей привод к исполнительному механизму автоматики.

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубки, ее крепления и уплотнения. Конец основной трубки снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубки, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу. Горелка имеет два электрода, заключенные в фарфоровые трубки.

Электроды фиксированы относительно трубы хомутами. Электроды служат для зажигания газа, выходящего из запальной трубки, искрой, возникающей между электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии около 30 мм от его торца на трех стержнях закреплен стабилизирующий плоский диск.

При наличии устойчивого запального пламени через второй электрод, являющийся контрольным и омываемым пламенем, поступает сигнал на подачу газа в основную трубу. Из трубы газ выходит через три ряда отверстий просверленных на боковой поверхности и шахматном порядке, под углом 90° к потоку воздуха.

Воспламеняется газоздушная смесь от стационарного запальника. Постоянно горящий запальник, а также наличие специальной шайбы пути движения потока смеси обеспечивает надежную стабилизацию факела горелки на любых режимах ее работы. Смешение газа с воздухом заканчивается в смесителе. К котлу горелку крепят с помощью фронтального листа, покрытого со стороны топki тепловой изоляцией. Расход газа через горелку: $\Gamma-1,0-100\text{ м}^3/\text{ч}$ ($p=150-180\text{ кгс}/\text{м}^2$), $\Gamma-0,4-40\text{ м}^3/\text{ч}$ ($p=80-90\text{ кгс}/\text{м}^2$), давление воздуха $140-150\text{ кгс}/\text{м}^2$ (при $\alpha=1,1$).

При необходимости работы на жидком топливе: дизельном, соляровом масле, печном масле, бытовом ТПБ –горелку $\Gamma-1,0$ заменяют форсункой типа Ф-1,0 работающей при давлении топлива $10-12\text{ кгс}/\text{см}^2$, воздуха $90-100\text{ кгс}/\text{м}^2$.

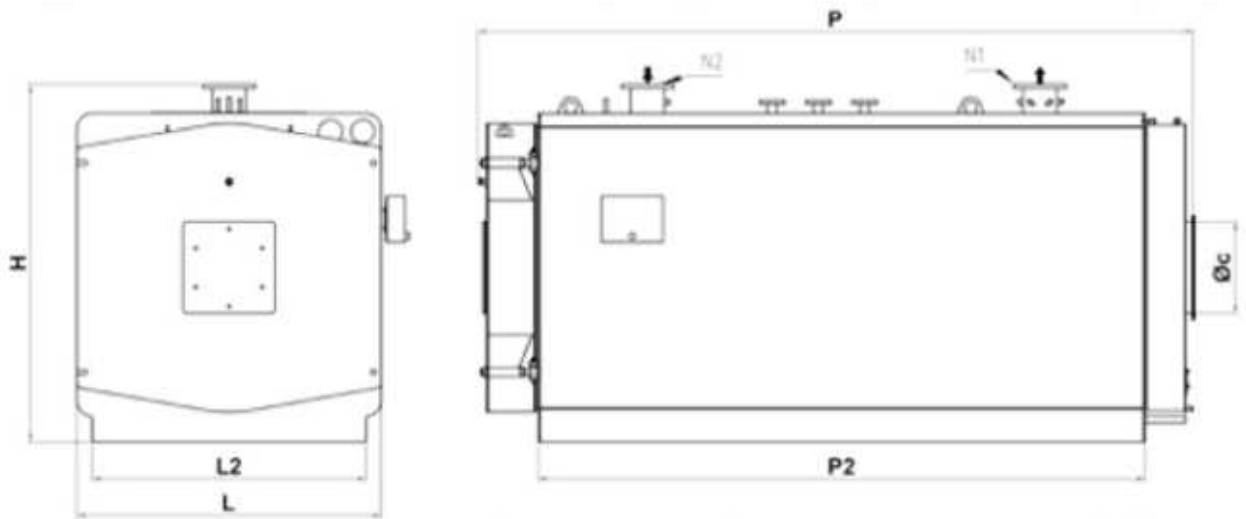


Рисунок 7.2 – Устройство котла REX 25

7.3 Горелка Г-1,0

Горелка предназначена для комплектации автоматизированных отопительных котлов и других тепловых агрегатов номинальной тепловой мощностью до 1МВт.

Состав горелки: вентилятор, горелка газовая, газовый блок, комплект средств управления.

Устройство горелки представлено на рисунке 7.4.

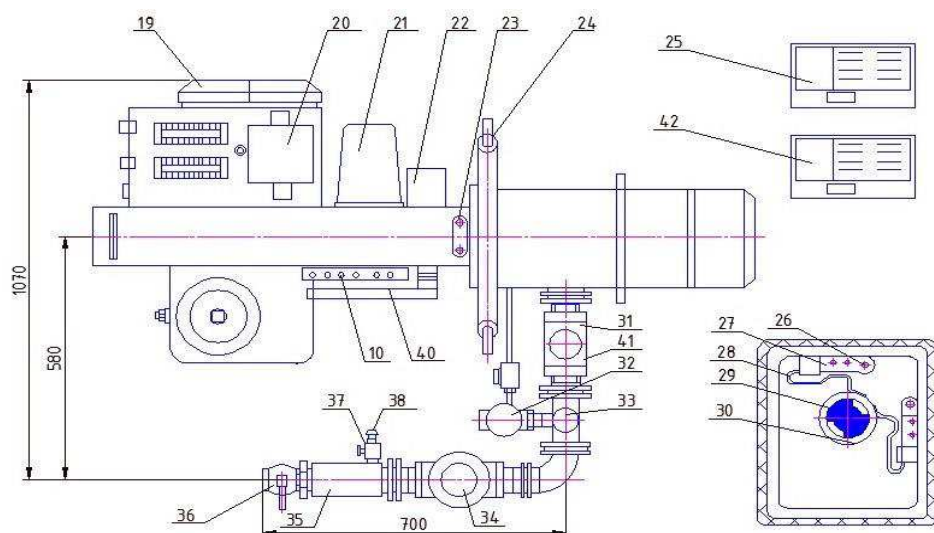
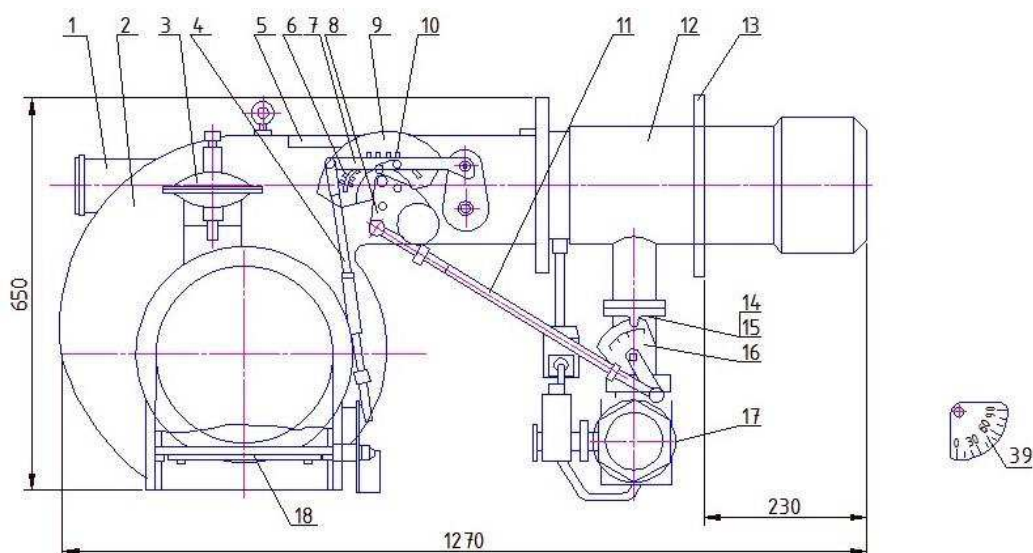


Рисунок 9.3 – Горелка Г-1,0, лист 1



1 - смотровой глазок; 2 - вентилятор; 3 - датчик-реле давления воздуха; 4 - шатун; 5 - крышка вентилятора; 6 - кулачок; 7 - коромысло; 8 - кривошип; 9 - сектор; 10 - винт; 11 - шатун; 12 - горелка газовая; 13 - присоединительный фланец; 14 - штуцер; 15 - регулятор газовый; 16 - шкала газовой заслонки; 17 - блок газовый; 18 - воздушная заслонка; 19 - электродвигатель; 20 - трансформатор; 21 - МЭО (привод заслонок); 22 - датчик пламени; 23 - штуцера; 24 - ось; 25 - блок управления; 26 - болт; 27 - микровыключатель; 28 - пружина; 29 - муфта; 30 - кулачок; 31 - клапан; 32 - клапан безопасности; 33 - датчик-реле утечки; 34 - клапан отсечной; 35 - датчик-реле давления газа; 36 - кран шаровой проходной; 37 - кран трёхходовой; 38 - штуцер; 39 - шкала воздушной заслонки; 40 - ось; 41 - клапан запальника; 42 - блок управления

Рисунок 9.3 , лист 2

7.4 Расчет ГРУ для котельной

Количество резервуаров, необходимое для газоснабжения котельной определяется исходя из расчетного суточного расхода по формуле:

$$N = \frac{z \cdot G}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}}, \quad (9.1)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;
 G – суточный расход газа, кг/сут;
 $V_{рез}$ – объем резервуара, м³;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³.

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле:

$$G = Q_p \cdot \rho \cdot n, \quad (9.2)$$

где Q_p – расчетный расход газа, м³/ч;
 ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м³;

n – часы в сутках.

$$G = 28,8 \cdot 2,126 \cdot 24 = 1469,5 \text{ кг/сут};$$

$$N = \frac{7 \cdot 1469,5}{5 \cdot 542,6} = 4 \text{ шт.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (9.3)$$

где G – производительность испарителя, кг/ч;

G_u – паспортная производительность испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации.

$$N_u = \frac{59,29}{30} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке электрический испаритель производительностью 30 кг/ч.

7.5 Описание электрического испарителя

Электрические испарительные установки PROPAN-1-1-40 представляют собой испарители, установленные в металлическом шкафу, с регулятором давления и газовой обвязкой.

ГК Газовик также изготавливает электрические испарители PROPAN на раме или в блок-боксе.

Испарительные установки Propan изготавливаются по ТУ 4859-002-12261875-2013 и имеют Сертификаты соответствия.

Принцип работы испарительной установки PROPAN-1-1-40

Жидкая фаза СУГ через трубопровод А поступает к фильтру и далее - в испаритель. В данной установке применяется электрический испаритель сухого типа, т.е. для нагрева СУГ не используется жидкий теплоноситель, и нагрев жидкой фазы осуществляется путём электрического подогрева. После испарителя на трубопроводе паровой фазы расположен конденсатосборник-отсекатель жидкой фазы для избежания попадания конденсата в регулятор давления, который расположен далее на линии выхода паровой фазы СУГ к

потребителю через штуцер В. Конденсатосборник по требованию Заказчика может быть дополнен датчиком контроля уровня жидкой фазы. В испарительной установке предусмотрена линия подачи паровой фазы СУГ непосредственно к регулятору давления газа, минуя испаритель. Такой принцип подачи паровой фазы разработан для тех случаев, когда естественного испарение газа достаточно для обеспечения работоспособности потребителей СУГ.

8 Технология возведения инженерных систем

Трассировка газопроводов по территориям населенных пунктов, внутри кварталов или дворов должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов и ответвлений от них к жилым зданиям, а также максимальное удаление от подземных строений и не напорных подземных коммуникаций. Трассировка по незастроенным территориям должна производиться с учетом планировки будущей их застройки.

8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Применяемые материалы для газопроводов и газовые приборы – трубы должны быть бесшовные. Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой ФУМ. При сварке применяют электроды. Для сниженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

8.1.1 Подготовительные работы

К началу монтажных работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены следующие работы: по устройству междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а так же монтировать газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы. Так-же должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки газовых

приборов. Помещения кухонь должны быть оснащены форточками. После приемки составляется акт о приеме объекта под монтаж.

8.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100 м.

Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене. Стояки газопровода устанавливают вертикально с допустимым отклонением 2 мм на 1 м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

Запорную арматуру до установки ревизируют, удаляют смазку и проверяют сальники, прокладки на герметичность.

Ввод газопровода в зданиях, располагают в нежилых, доступных для осмотра помещениях (лестничная клетка).

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для покраски применяют водостойкие лакокрасочные материалы.

8.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании давлением 0,01 МПа применяют жидкостные V-образные манометры. При большем давлении можно использовать V-образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность давлением равным 0,01 МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами. Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в газовую сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

8.2 Монтаж подземного газопровода

8.2.1 Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Разбивка трассы газопровода

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

- 1) нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;
- 2) вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- 3) разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводоизготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации.

Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

8.2.2 Земляные работы

Рытье траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Срезка растительного слоя производится бульдозером ДЗ-42 на базе трактора Т-75. Рытье траншей производится экскаватором ЭО 1621 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

8.3 Монтаж трубопроводов

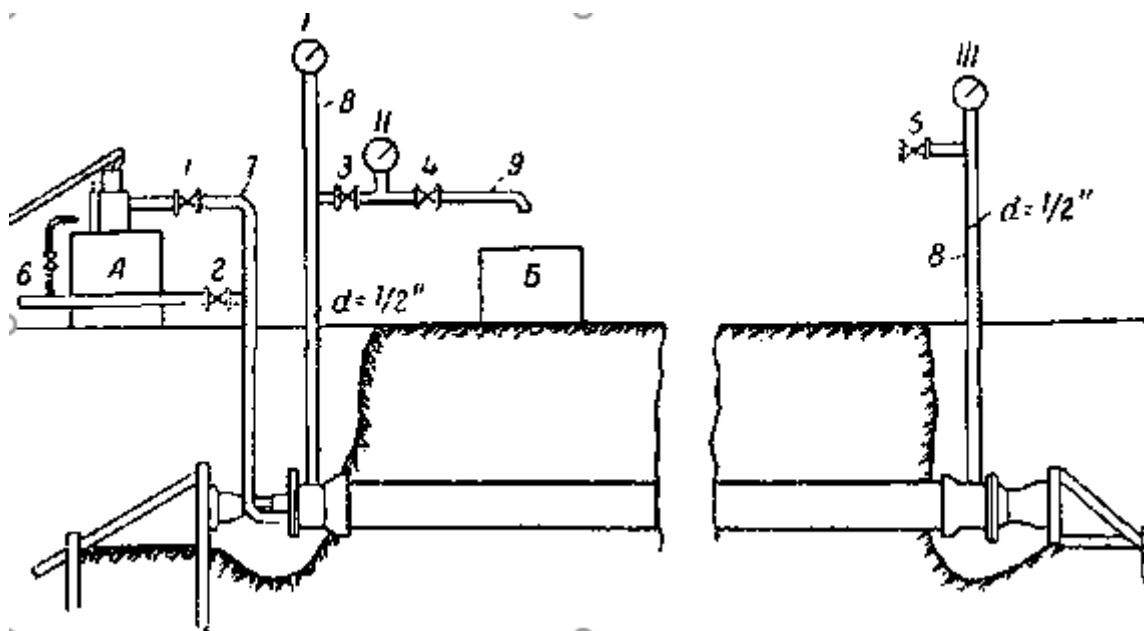
Монтаж производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87* «Наружные газопроводы, сооружения». Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плетью по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже

газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

8.4 Предварительное испытание газопровода

Испытания проводятся в соответствии со СНиП 3.05.04-85 «Испытания трубопроводов и сооружений». Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков. Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.1.



I, II, III – манометры; А – гидравлический пресс; Б – мерный сосуд; 1, 2, 3, 4, 5 – вентили; 6 – труба для заполнения трубопровода; 7 – труба гидравлического пресса; 8 – стояки; 9 – труба для выпуска воды в мерный сосуд Б

Рисунок 8.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

8.5 Монтаж резервуаров

Перед монтажом резервуаров должен быть открыт котлован до проектной отметки, защищено и спланировано дно котлована.

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется утрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0,02 в сторону горловины. Резервуары, устанавливают на фундамент при помощи автокрана марки КС-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами $d = 50$ мм.

При трех подземных резервуарах один из них оборудуется специальной редуциционной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой трубопроводами паровой и жидкой фазами. В редуциционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

Монтажные конструкции, изделия и детали должны поступать на монтажную площадку в готовом виде.

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

Групповые установки сжиженного газа после окончания их строительства должны быть испытаны и приняты комиссией, назначенной заказчиком в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией треста.

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см^2 при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1,6 м по серии 3.017-1.

Столбы ограды устанавливаются в предельно пробуренные скважины с последующей заливкой бетона марки 100. Угловые столбы ограды устанавливаются на фундаменты.

При привязке проекта необходимо откорректировать глубину заложения фундаментов резервуаров с учетом местных гидрогеологических условий.

8.6 Изоляция трубопровода

Изоляция газопроводов — пассивная защита. Она предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии в какой то степени от внешних

воздействий. К изоляционным материалам можно отнести следующие требования: монолитность покрытия, водонепроницаемость, хорошее прилипание к металлу, химическая стойкость, механическая прочность, диэлектрические свойства.

Применяют битумно-полимерные, битумно-минеральные и битумно-резиновые мастики. В битумно-минеральных мастиках в качестве заполнителей используют хорошо измельченные доломитизированные или асфальтовые известняки; в битумно-резиновых — резиновую крошку, изготовленную из амортизированных покрышек. Для повышения пластичности и уменьшения хрупкости при отрицательных температурах в битумные мастики добавляют пластификаторы. В городах и населенных пунктах применяют защитные покрытия весьма усиленного типа, которые наносят на трубу только в заводских условиях. Нанесение защитных покрытий непосредственно на месте укладки газопровода допускается только при проведении ремонтных работ, изоляции сварных стыков и мелких фасонных частей. Битумные покрытия весьма усиленного типа имеют следующую структуру: битумная грунтовка (толщина слоя 0,1 — 0,15 мм), битумная мастика (толщина слоя 2,5—3 мм); армирующая обертка (в 3 слоя), наружная обертка из бумаги. Общая толщина весьма усиленной изоляции не менее 9 мм. Перед нанесением изоляции трубу очищают стальными щетками до металлического блеска и протирают. После этого накладывают грунтовку, которая представляет собой нефтяной битум, разведенный в бензине в соотношении 1:2 или 1:3. После высыхания грунтовки на нее накладывают в несколько слоев горячую (160—180°С) битумную мастику исходя из требований, предъявляемых к изоляции. В зависимости от числа нанесенных слоев мастики и усиливающих обертки различают следующие типы изоляционных покрытий: нормальную, усиленную и весьма усиленную. В качестве изоляционных покрытий для газопроводов применяют пластмассовые пленочные материалы (ленты) с подклеивающим слоем. Поливинилхлоридные и полиэтиленовые ленты выпускают толщиной 0,3—0,4, шириной 400—500 мм и длиной 100—150 м, намотанные в рулоны. Трубы очищают, затем покрывают грунтовкой, представляющей собой клей, растворенный в бензине, после чего обертывают изоляционной лентой в несколько слоев и защитным покрытием из рулонного материала. Весьма усиленная изоляция состоит из 3 слоев ленты толщиной не менее 1,1 мм. Для обертки труб применяют специальные машины. В качестве защитного покрытия используют также эмаль этиноль, состоящую из лака этиноль (примерно 2/3) и асбеста (1/3). Толщина покрытия — не менее 0,6 мм

8.7 Благоустройство трассы

После окончания строительства, подземные и надземные газопроводы испытывают в два этапа: на прочность и герметичность. Участки газопроводов на переходах через водные преграды, а также под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями испытывают в 3 этапа: на прочность

после сварки перехода или его части до укладки на место; герметичность после укладки его на место, полного монтажа и засыпки всего перехода; на герметичность при окончательном испытании всего газопровода в целом

При испытании газопровода применяют следующие типы манометров, подземных и надземных газопроводов на прочность— манометры пружинные класса точности не ниже 1,5 по ГОСТ 2405—80*; подземных газопроводов на герметичность— манометры пружинные образцовые класса точности не ниже 0,4 по ГОСТ 6521—72*; надземных газопроводов на герметичность— манометры пружинные класса точности не ниже 1 по ГОСТ 2405—80*.

Подземные и надземные газопроводы низкого и среднего давлений и подземные газопроводы высокого давления испытывают на герметичность и прочность сжатым воздухом. Надземные газопроводы высокого давления на прочность испытывают водой, а на герметичность — воздухом. При возникновении трудностей в проведении гидравлических испытаний (зимнее время, отсутствие воды на месте испытаний и др.) допускается испытание на прочность подземных газопроводов высокого давления проводить воздухом, если будут соблюдаться условия необходимые по обеспечению безопасности.

8.8 Окончательное испытание газопровода

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ III-29-76 «Правила производства и приемки работ».

8.9 Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле:

$$a = A + 0,5, \tag{8.1}$$

где A – необходимая ширина для установки резервуаров, м.

$$a = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле:

$$b = B + 0,5, \quad (8.2)$$

где B – необходимая длина для установки резервуаров, м

$$b = 7,5 + 0,5 = 8 \text{ м.}$$

Глубину котлована, м, определяем по формуле:

$$h_k = H_y + 0,5, \quad (8.3)$$

где H_y – высота резервуаров, м.

$$h_k = 2,3 + 0,5 = 2,8 \text{ м.}$$

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле:

$$a_1 = a + 2 \cdot m \cdot h_k, \quad (8.4)$$

где a – ширина котлована понизу, м, по (8.1);

m – коэффициент откоса, для суглинка $m = 0,2$;

h_k – глубина котлована, м, по (8.3).

$$a_1 = 4 + 2 \cdot 0,2 \cdot 2,8 = 5,12 \text{ м.}$$

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле:

$$b_1 = b + 2 \cdot m \cdot h_k, \quad (8.5)$$

где b – длина котлована понизу, м, по (8.2);

m, h_k – то же, что и в (8.4).

$$b_1 = 8 + 2 \cdot 0,2 \cdot 2,8 = 9,12 \text{ м.}$$

Глубина траншеи, м, определяется по формуле:

$$H = h + d_{cp} + k + c, \quad (8.6)$$

где h – глубина заложения газопровода, м, $h = 0,8$ м;

d_{cp} – средний диаметр газопровода, м;

k – толщина песчаного основания, $k = 0,1$ м;

c – толщина подушки под газопровод, $c = 0,15$ м.

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле:

$$d_{cp} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i}, \quad (8.7)$$

где d_i – диаметр данного участка, м;

l_i – длина участка, м.

$$d_{cp} = \frac{0,033 \cdot 15 + 0,038 \cdot 15 + 0,042 \cdot 15 + 0,045 \cdot 15 + 0,048 \cdot 45}{485} +$$

$$+ \frac{0,07 \cdot (15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 45 + 15 + 15 + 15) + 0,0755 \cdot (15 + 45)}{485} +$$

$$+ \frac{15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 50}{485} = 0,066 \text{ м};$$

$$H = 0,8 + 0,066 + 0,1 + 0,15 = 1,12 \text{ м.}$$

Определяем объем траншеи, м³, по формуле:

$$V_{тр} = L_{z/n} \cdot C \cdot H, \quad (8.8)$$

где $L_{z/n}$ – длина газопровода, м;

C – ширина траншеи сверху, м;

H – глубина траншеи, м, по (8.6).

$$V_{тр} = 485 \cdot 0,6 \cdot 0,91 = 264,8 \text{ м}^3.$$

Объем котлована, м³, рассчитываем по формуле:

$$V_{\kappa} = \frac{h}{6} \cdot (a \cdot b + a_1 \cdot b_1 + (a + a_1) \cdot (b + b_1)), \quad (8.9)$$

где h_{κ} , a – то же, что и в (8.4);

a_1 – ширина котлована поверху, м, по (8.4);

b – то же, что и в (8.5);

b_1 – длина котлована поверху, м, по (8.5).

$$V_{\kappa} = \frac{2,8}{6} \cdot (4 \cdot 8 + 5,12 \cdot 9,12 + (4 + 5,12) \cdot (8 + 9,12)) = 100,25 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м³, определяем по формуле:

$$V_{p.c.mp.} = L_{z/n} \cdot C \cdot H_{p.c.}, \quad (8.10)$$

где $L_{z/n}$, a – то же, что и в (8.8);

$H_{p.c.}$ – высота растительного слоя, принимается равной 0,2 м.

$$V_{p.c.mp.} = 485 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 58,2 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке работ растительного слоя котлована, м³, определяем по формуле:

$$V_{p.c.k.} = a_1 \cdot b_1 \cdot H_{p.c.}, \quad (8.11)$$

где a_1 , b_1 – то же, что и в (8.9);

$H_{p.c.}$ – то же, что и в (8.10).

$$V_{p.c.k.} = 5,12 \cdot 9,12 \cdot 0,2 = 9,33 \text{ м}^3.$$

Объем недобора грунта по всей площади котлована, м³, рассчитывается по формуле:

$$V_{н.к.} = a \cdot b \cdot h_n, \quad (8.12)$$

где a – то же, что и в (8.4);

b – то же, что и в (8.5);

h_n – недобор грунта, принимается равным 0,1 м.

$$V_{н.к.} = 4 \cdot 8 \cdot 0,1 = 3,2 \text{ м}^3.$$

Объем недобора грунта по всей площади траншеи, м³, рассчитывается по формуле:

$$V_{н.тр.} = C \cdot L_{z/n} \cdot h_n, \quad (8.13)$$

где C , $L_{z/n}$ – то же, что и в (8.8);

h_n – то же, что и в (8.12).

$$V_{н.тр.} = 0,6 \cdot 485 \cdot 0,1 = 29,1 \text{ м}^3.$$

Объем грунта при разработке котлована, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{э.к}} = V_y, \quad (8.14)$$

где V_y – объем резервуарной установки, м^3 , который рассчитывается по формуле:

$$V_y = V_{\text{рез}} \cdot n, \quad (8.15)$$

где $V_{\text{рез}}$ – объем резервуара, м^3 ;
 n – количество резервуаров.

$$V_y = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{э.к}} = 10 \text{ м}^3.$$

Объем работ при разработке траншеи экскаватором с погрузкой в транспортное средство, м^3 , рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{э.т.р}} = V_{\text{з/н}}, \quad (8.16)$$

где $V_{\text{з/н}}$ – объем газопроводов, м^3 , рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{з/н}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_{\text{з/н}}^{\text{ср}}, \quad (8.17)$$

где $L_{\text{з/н}}$ – то же, что и в (8.8);
 $d_{\text{з/н}}^{\text{ср}}$ – то же, что и в (8.6).

$$V_{\text{з/н}} = \frac{3,14 \cdot 0,066^2}{4} \cdot 485 = 1,66 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{э.т.р}} = 1,66 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в траншее экскаватором с выгрузкой в отвал, м^3 , рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{э.о.т.р}} = V_{\text{т.р}} - V_{\text{р.с.т.р.}} - V_{\text{н.т.р}} - V_{\text{з/н}}, \quad (8.18)$$

где V_{mp} – объем траншеи, m^3 ;

$V_{p.c.}$ – объем работ по срезке растительного слоя траншеи, m^3 ;

$V_{н.мп}$ – объем недобора грунта в траншее, m^3 ;

$V_{г/п}$ – объем газопровода, m^3 .

$$V_{эо.мп} = 264,8 - 58,2 - 29,1 - 1,66 = 175,84 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в котловане экскаватором с выгрузкой в отвал, m^3 , рассчитываем по формуле:

$$V_{эо.к} = V_k - V_{p.c.к} - V_{н.к} - V_y, \quad (8.19)$$

где V_k – объем котлована, m^3 ;

$V_{p.c.к}$ – объем работ по срезке растительного слоя котлована, m^3 ;

$V_{н.к}$ – объем недобора грунта в котловане, m^3 ;

V_y – объем резервуарной установки, m^3 .

$$V_{эо.к} = 100,25 - 9,33 - 3,2 - 10 = 77,72 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки траншеи, m^3 , определяем по формуле:

$$V_{оз.мп} = \frac{V_{mp} - V_{г/п}}{K_{ор}}, \quad (8.20)$$

где V_{mp} , $V_{г/п}$ – то же, что и в (8.18);

$K_{ор}$ – коэффициент остаточного разрыхления, равный 1,05.

$$V_{оз.мп} = \frac{264,8 - 1,66}{1,05} = 250,6 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки котлована, m^3 , определяем по формуле:

$$V_{оз.к} = \frac{V_k - V_y}{K_{ор}}, \quad (8.21)$$

где V_k , V_y – то же, что и в (8.19);

$K_{ор}$ – коэффициент остаточного разрыхления, равный 1,05.

$$V_{\text{оз.тр}} = \frac{100,25 - 10}{1,05} = 60,2 \text{ м}^3.$$

8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Для разработки грунта I категории из траншеи в отвал, принят одноковшовый экскаватор, оборудованный обратной лопатой – ЭО 1621.

Технические характеристики:

- емкость ковша – 0,15 м³;
- наибольшая высота выгрузки – 1,7 м;
- максимальный радиус копания – 4,10 м;
- мощность двигателя – 60 кВт;
- масса экскаватора – 3,9 т;
- наибольшая глубина копания – 2,2 м.

В комплексе с экскаватором ЭО 1621 принимаем бульдозер марки ДЗ-42 на базе трактора ДТ-75.

Технические характеристики:

- длина отвала – 2,56 м;
- высота отвала – 0,8 м;
- скорость перемещения – 11,3 км/ч.

Габаритные размеры:

- длина – 4,98 м;
- ширина – 2,52 м;
- высота – 2,65 м.

Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Грузоподъемность:

- при наименьшем вылете крюка – 4 т;
- при наибольшем вылете крюка – 1,2 т.

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы:

- наименьший – 3,5 м;
- наибольший – 8,5 м.

Высота подъема :

- при наименьшем вылете крюка – 6,2 м;
- при наибольшем вылете крюка – 3,8 м.

Скорость передвижения:

- рабочая (с грузом) – 5 км/ч;
- транспортная – 75 км/ч.

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 8.3.

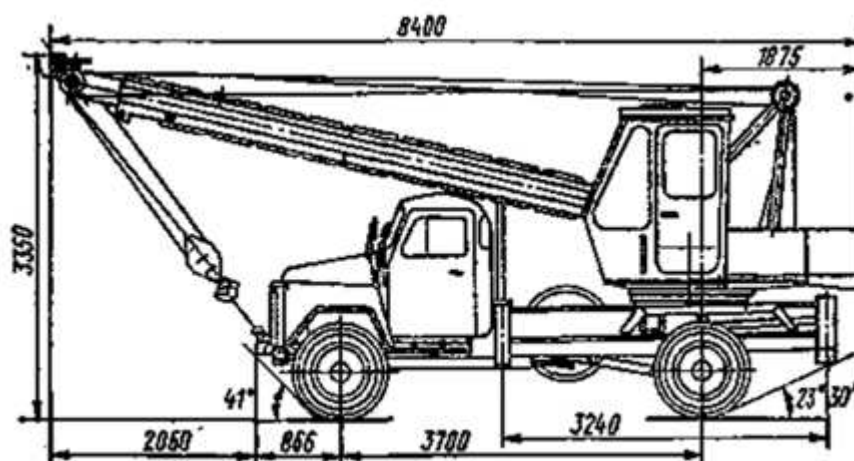


Рисунок 8.3 – Автокран марки КС-1562А

Технические характеристики бортового автомобиля:

- марка – ЗИЛ 130-76
- грузоподъемность – 6 т
- габариты – 6675×2500×3800

Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 8.4.

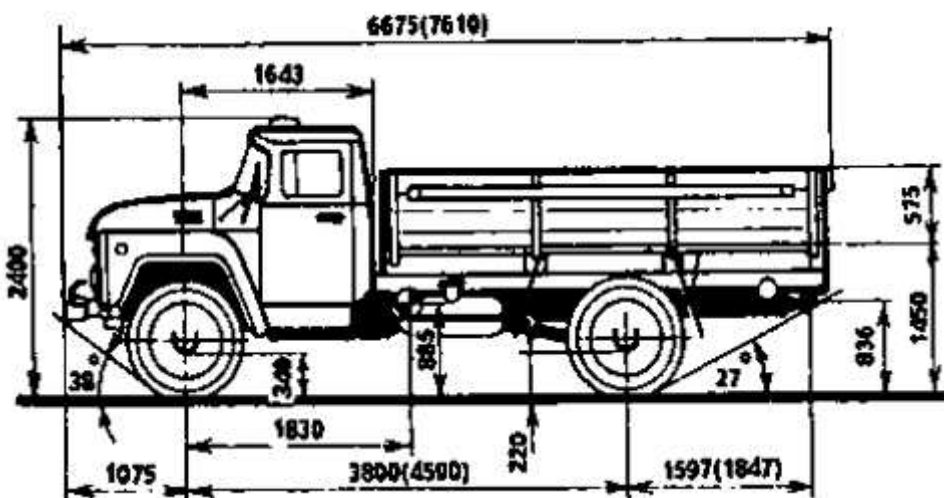


Рисунок 8.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность – 7 т.

Габариты – 5920×2500×2700.

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.

Емкость кузова – 4,0 м³.

Скорость $V_{\max} = 80$ км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

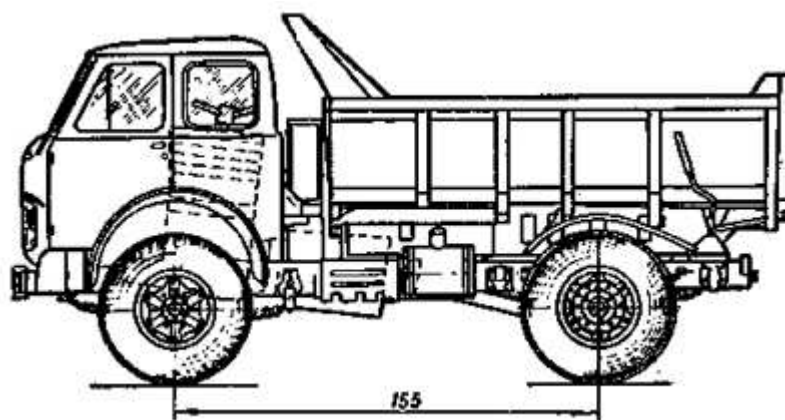


Рисунок 8.5 – Самосвал МАЗ-503

Технические характеристики катка марки ДУ-8В

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.

Количество колес – 2 шт.

Диаметр колес:

ведущего – 1,6 м;

ведомого – 1,3 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы на тему «Расчёт ГНС и газификация жилого района и ООО «Прогресс» » была выполнена главная цель. Рассчитал годовую потребность в газе жилого района с населением 94570 человек с помощью удельных норм потребления газа. Годовое потребление газа с учетом запаса составило 15877753 м³.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

- 1 Произведен расчет газонаполнительной станции;
- 2 Расчет резервуарного парка ГНС;
- 3 Расчет количество сливных эстакад;
- 4 Расчет насосно-компрессорного отделения.

Произведен расчет наполнительного отделения баллонов;

5 Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению;

6 Выполнен расчет групповой резервуарной установки с естественным и искусственным испарением;

7 Выполнен расчет ГРУ и газопровода для котельной;

8 Произведен расчет возведения групповой установки.

Разработана графическая часть для решенных задач в пояснительной записке.

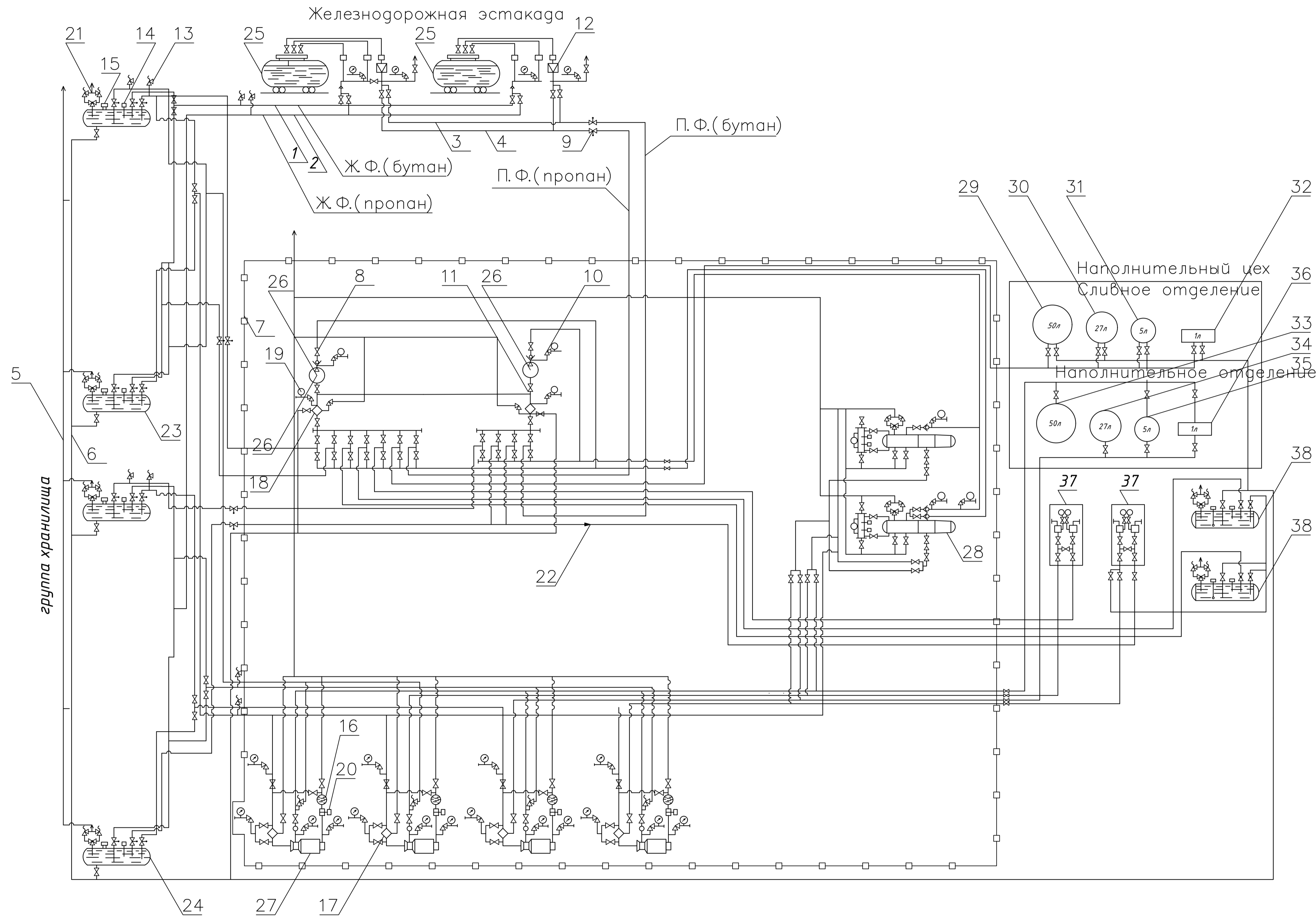
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНС	Газонаполнительная станция
АГЗС	Автомобильная газозаправочная станция
ЦГВС	Центральное горячее водоснабжение
КБСГ	Кустовая база сжиженного газа
ППР	Планово-предупредительный ремонт
ПЗК	Предохранительно-запорный клапан
ГРУ	Групповая резервуарная установка
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
ТЭД	Технико-эксплуатационная документация
ТС	Транспортное средство
ПСП	Первичное средство пожаротушения
КПД	Коэффициент полезного действия
ФОТ	Фонд оплаты труда
ИТР	Инженерно-технические работники
МОП	Младший обслуживающий персонал
КИП	Контрольно-измерительные приборы
ТБО	Твердые бытовые отходы

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат, 1982.
- 2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 3 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 7 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 8 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.
- 9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.
- 10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.
- 11 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1988. – 64 с.

Принципиальная технологическая схема ГНС

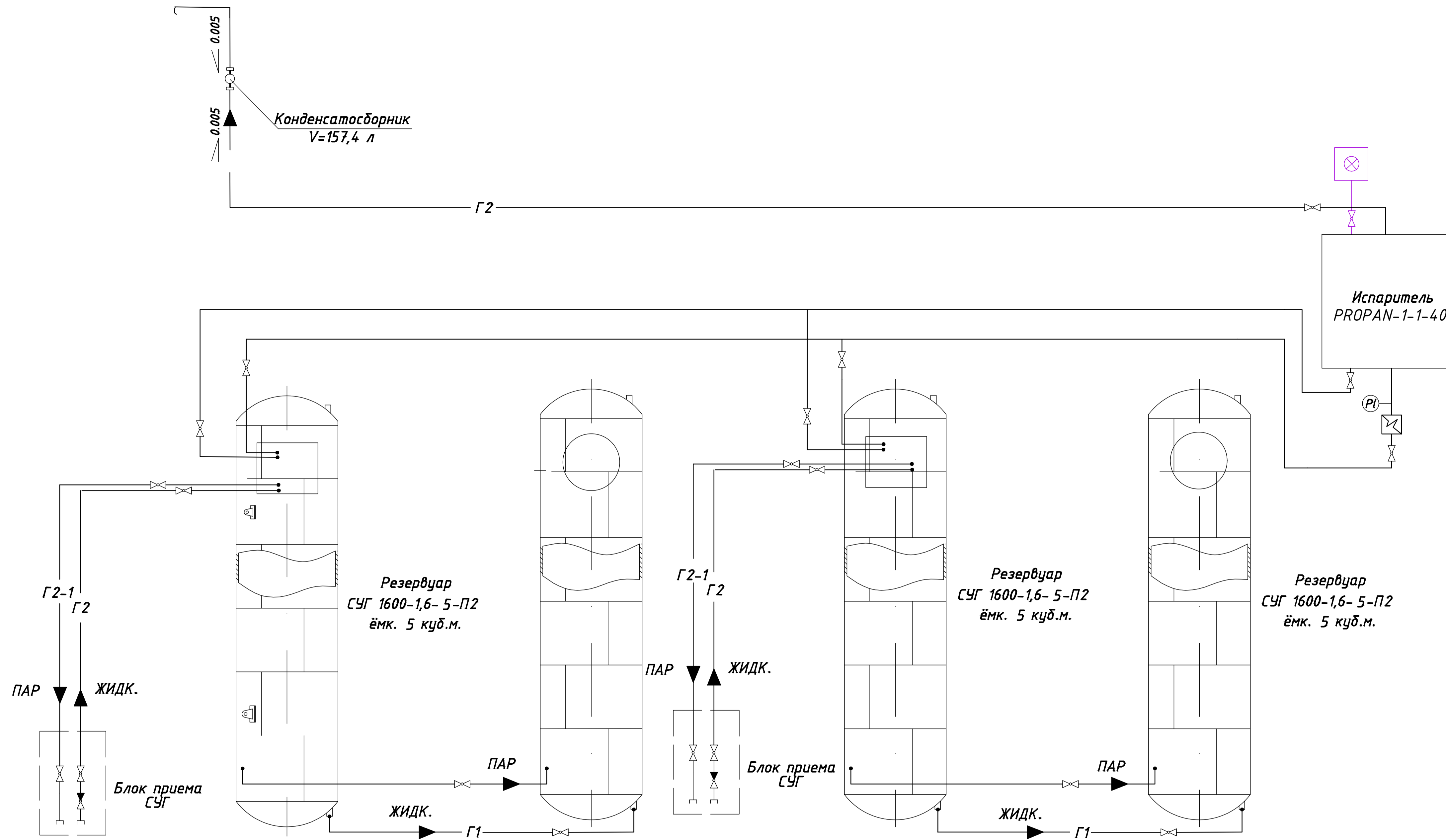


Спецификация оборудования

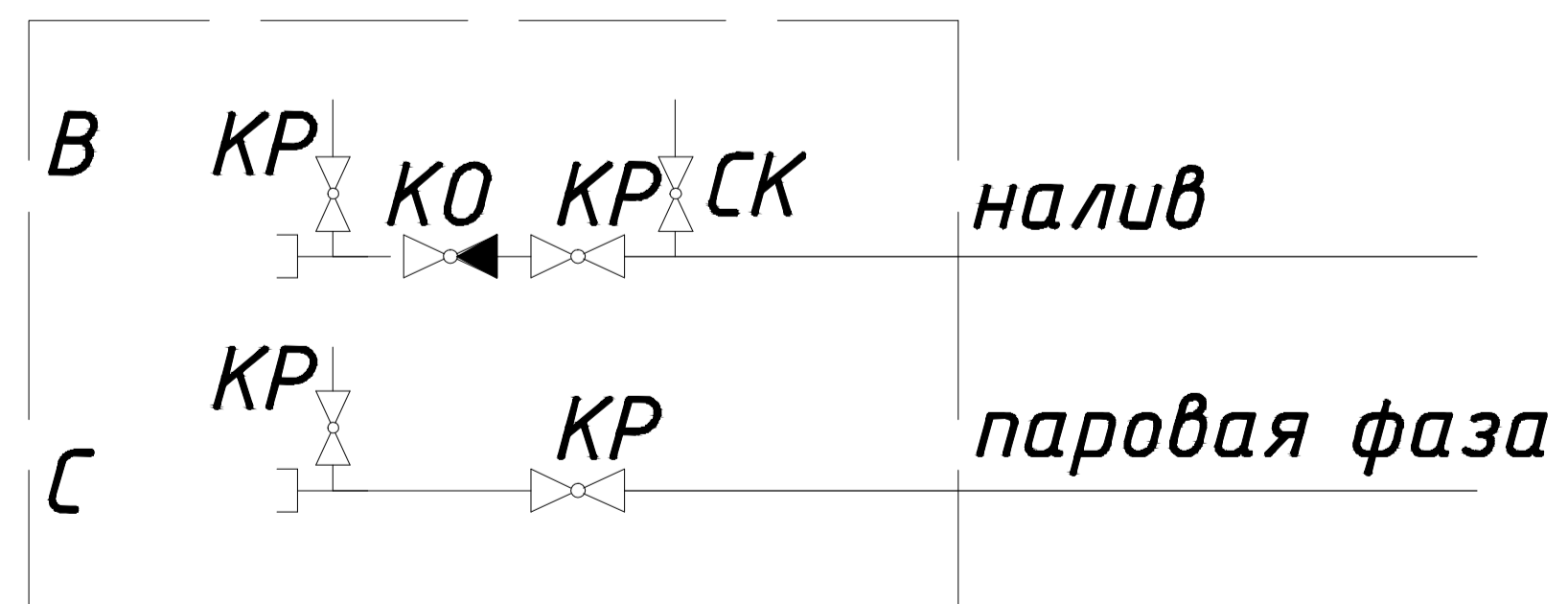
Наименование	
1	Трубопровод жидкой фазы (бутан)
2	Трубопровод жидкой фазы (пропан)
3	Трубопровод паровой фазы (бутан)
4	Трубопровод паровой фазы (пропан)
5	Сбросной газопровод
6	Дренажный газопровод
7	Условная граница отделений
8	Вентиль, задвижка
9	Задвижка с электроприводом
10	Вентиль угловой
11	Обратный клапан
12	Скоростной клапан
13	Предохранительный клапан
14	Сигнализатор уровня
15	Поплавковый указатель уровня
16	Визуальный сигнализатор уровня
17	Фильтр
18	Конденсатосборник
19	Манометр с присоединительным тройником
20	Промежуточная емкость для сигнализатора ур.
21	Трехходовой кран
22	Переход диаметра трубопроводов
23	Резервуар 1 группы хранилища
24	Резервуар 2 группы хранилища
25	Железнодорожная цистерна
26	Компрессор
27	Центробежные герметичные электронасосы
28	Испаритель
29	Пост слива 50-л баллонов
30	Пост слива 27-л баллонов
31	Пост слива 5-л баллонов
32	Пост слива 1-л баллонов
33	Пост наполнения 50-л баллонов
34	Пост наполнения 27-л баллонов
35	Пост наполнения 5-л баллонов
36	Пост наполнения 1-л баллонов
37	Наполнительные колонки
38	Резервуары для слива неиспарившихся остатков

БР-08.03.01.05.-2021					
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Итого	Подп.	Дата
Разработал	Миронов О.Ю.			Стадия	Лист
Проверил	Авлосевич И.			У	1
				Листов	5
Газоснабжение жилого района и ООО "Прогресс"					
Принципиальная технологическая схема ГНС					
				Кафедра ИСЗиС	
Н. Контр.	Авлосевич И.				
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				

Схема газоснабжения жилого района



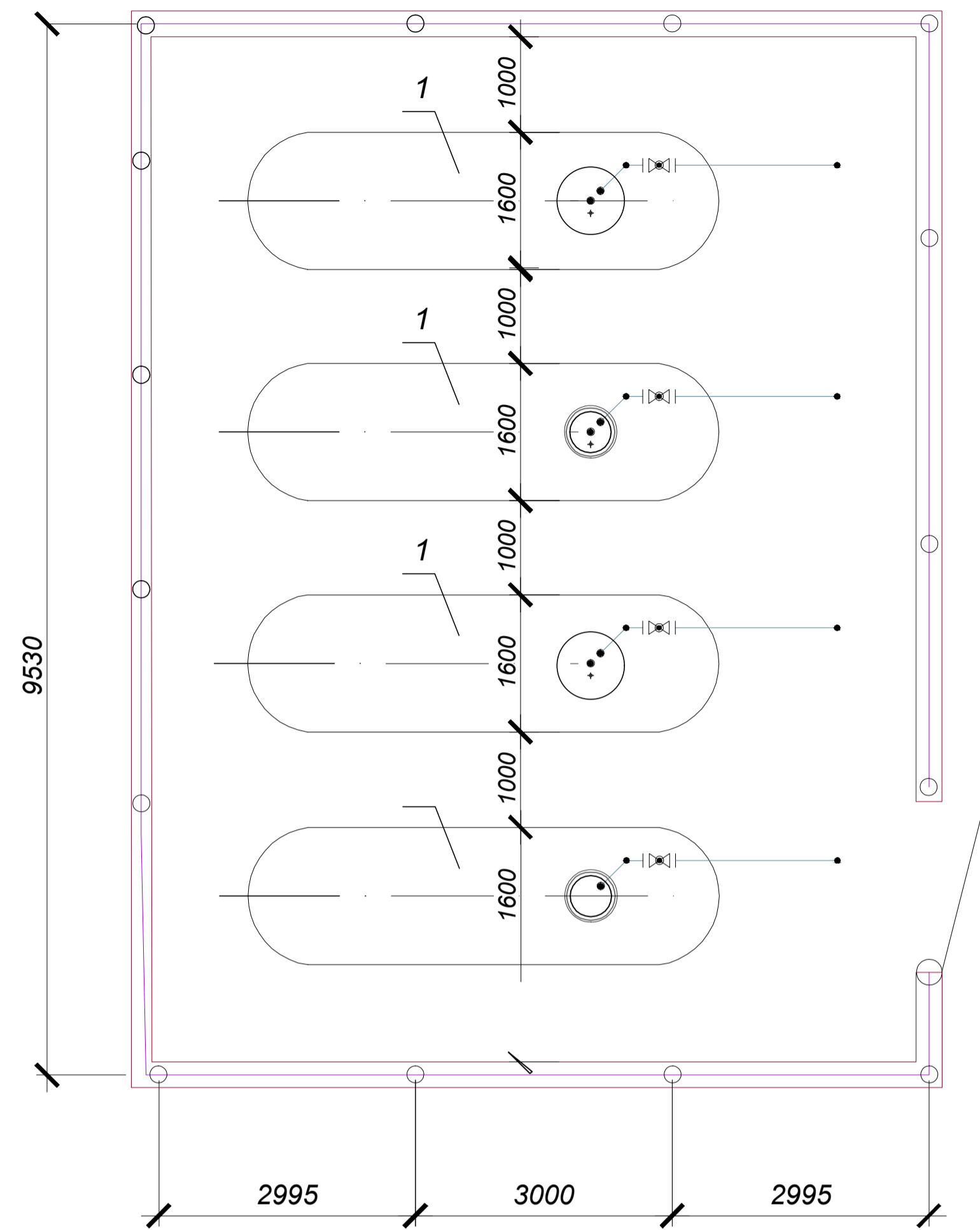
Блок приема СУГ



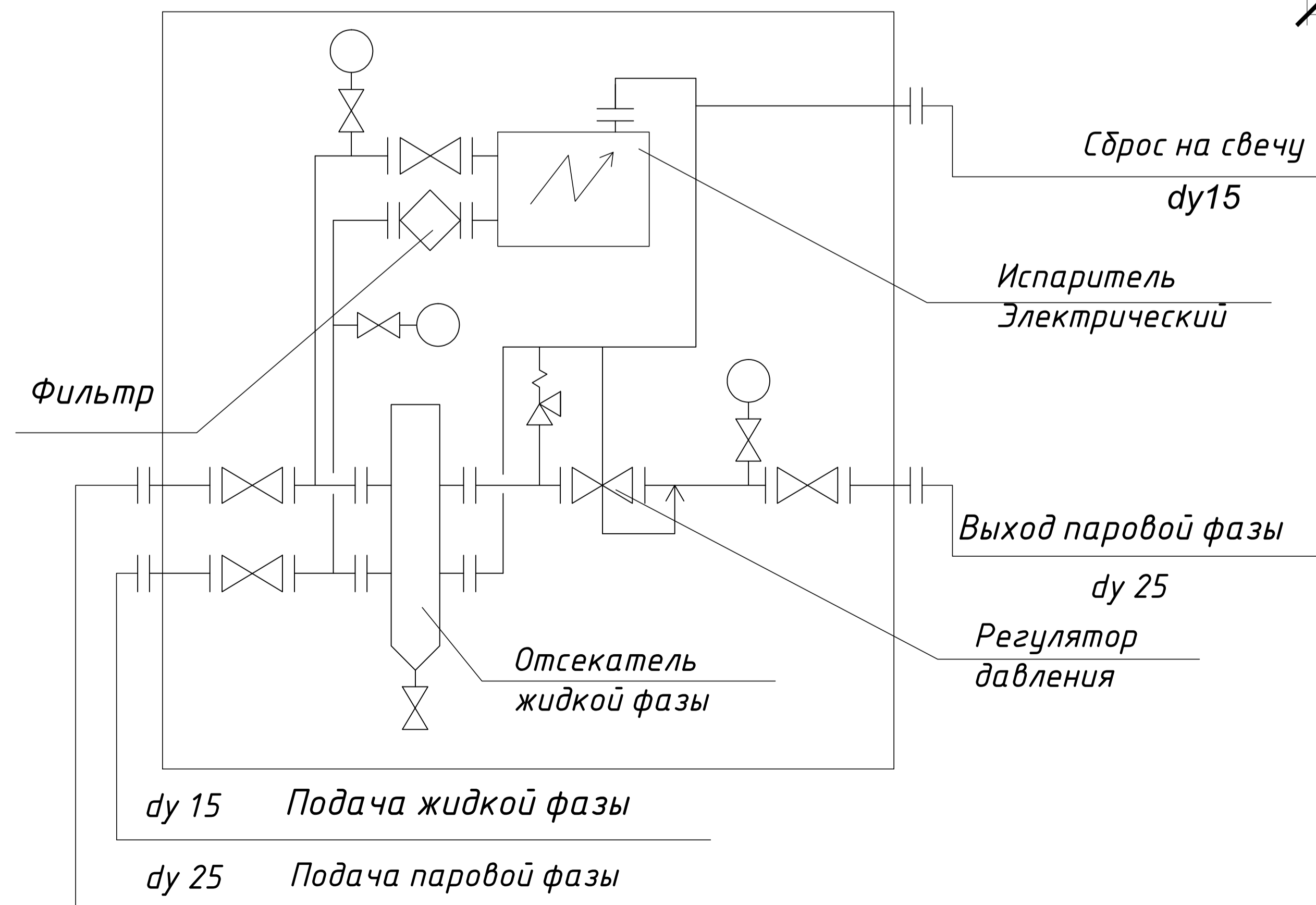
СК – клапан сбросной
 КР – кран шаровый
 КО – обратный клапан

						БР-08.03.01.05.-2021			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Прогресс"	Стадия	Лист	Листов
							У	2	5
Н. Контр.	Зав. каф.	АвласевичА.И.	МатюшенкоА.И.			Схема газоснабжения жилого района; Блок приема СУГ	Кафедра ИСЗиС		

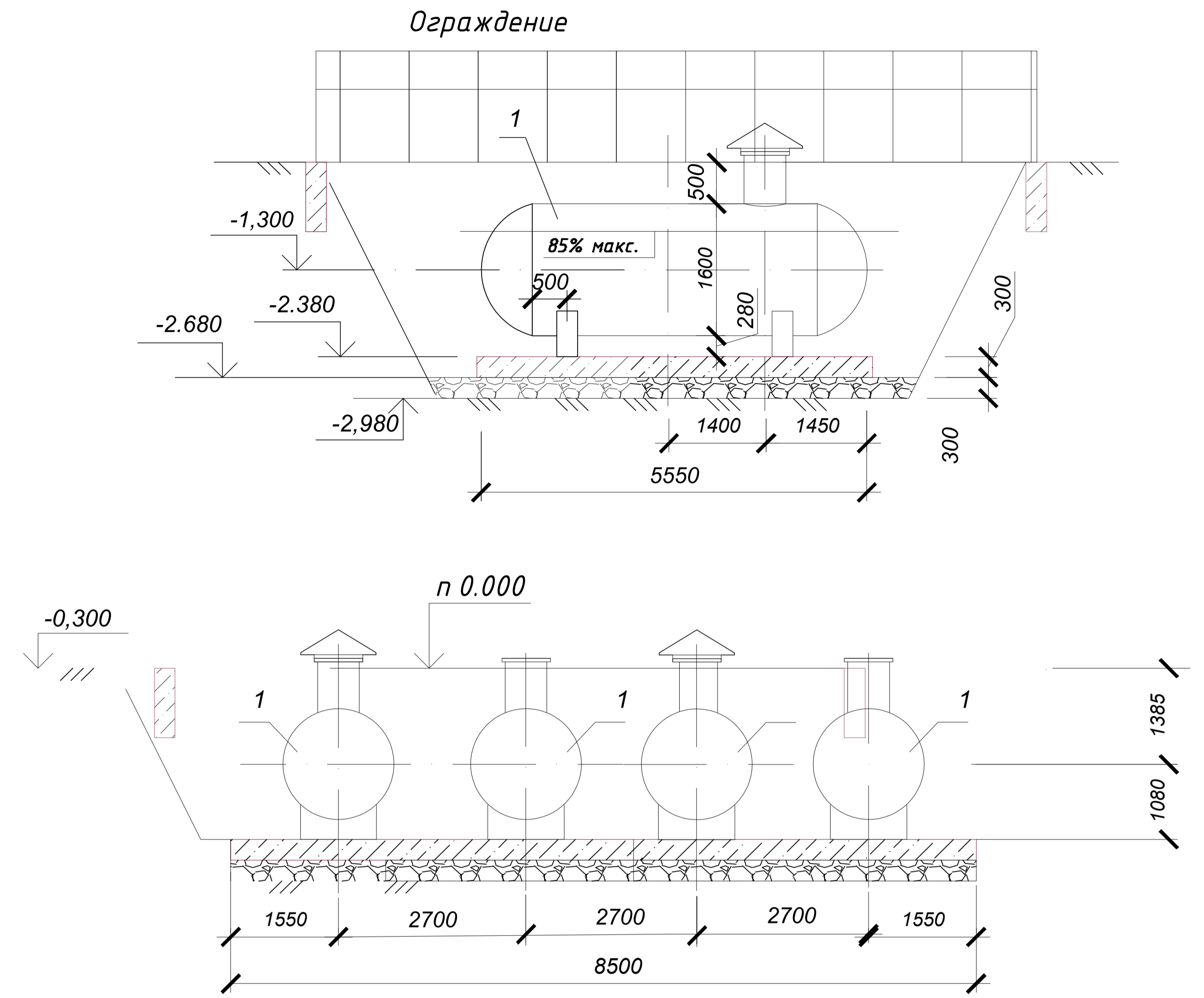
План на отм. +0,000



Принципиальная схема испарителя



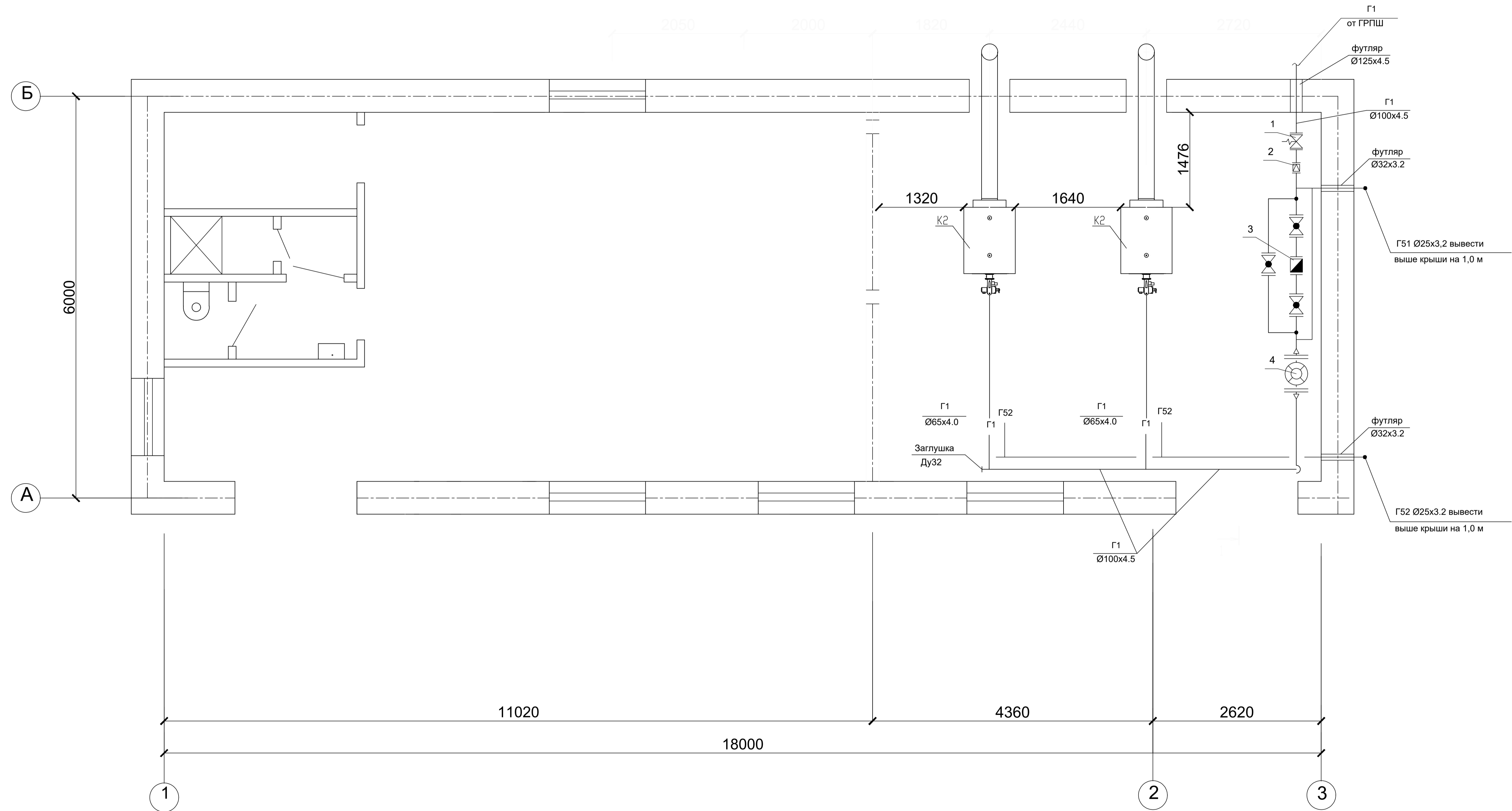
Групповая резервуарная установка (разрезы)



						БР-08.03.01.05.-2021			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Итого	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Прогресс"	Стадия	Лист	Листов
							У	3	5
Н. Контр.						План на отм. +0,000; Разрез групповой резервуарной установки; Принципиальная схема испарителя	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.									

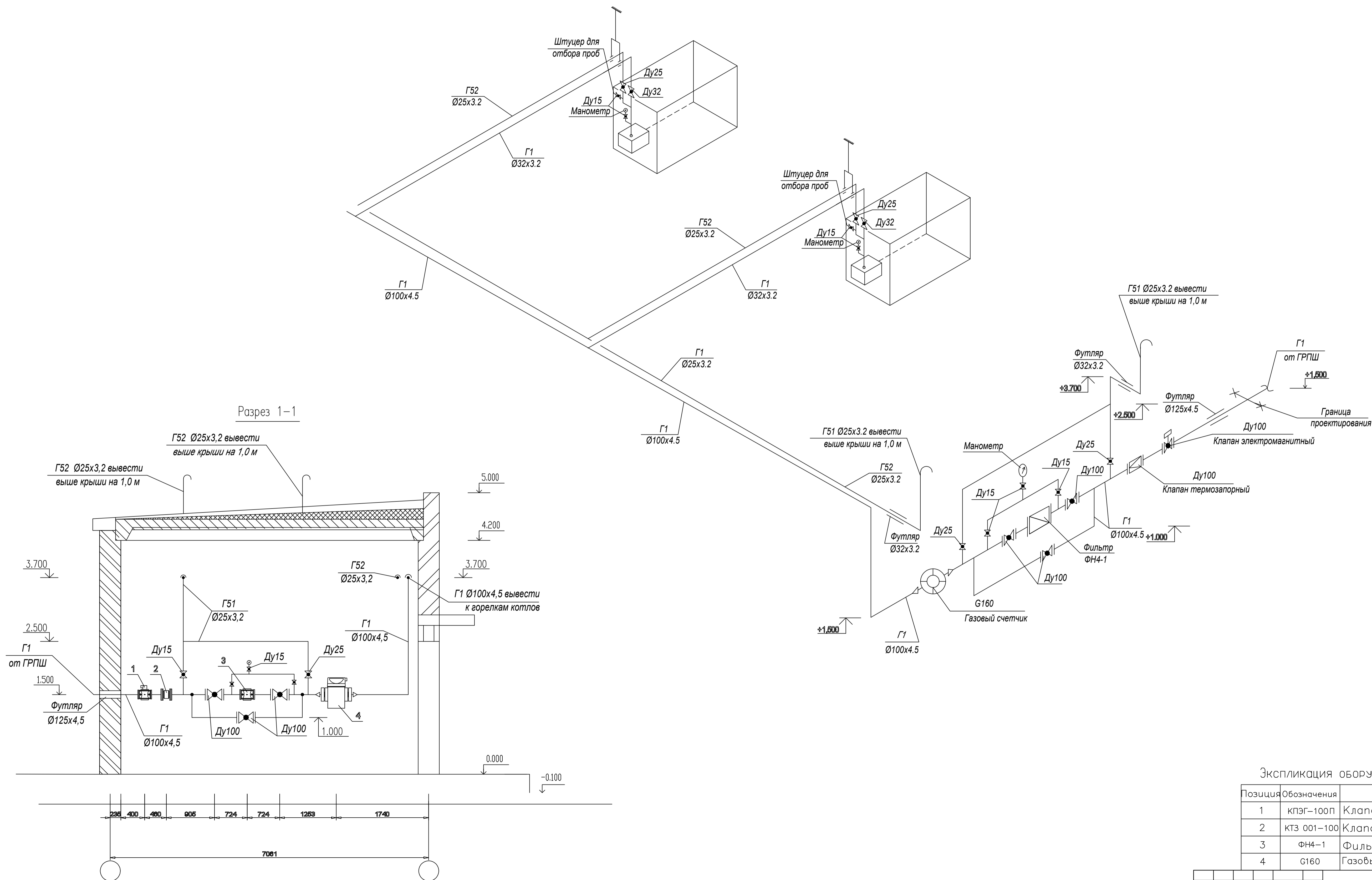
Компоновка оборудования

План на отметке 0,000



						БР-08.03.01.05.-2021			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№рек.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Прогресс"	Стадия	Лист	Листов
							У	4	5
Н. Контр.	А.А.А.И.					Котельная водонагревная мощностью 500 кВт	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.	МатюшенкоА.И.								

Схема газопроводов



Экспликация оборудования схемы газопровода

Позиция	Обозначения	Наименование	Кол-во
1	кпэг-100п	Клапан электромагнитный	1
2	кТЗ 001-100	Клапан термозапорный	1
3	ФН4-1	Фильтр газовый	1
4	G160	Газовый счетчик меморанный	1

БР-08.03.01.05.-2021					
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал	Миронов	О.Ю.			
Проверил	Авласевич	А.И.			
Газоснабжение жилого района и ООО "Прогресс"				Стадия	Лист
				У	5
				Листов	5
Котельная водонагревная мощностью 500 кВт				Кафедра ИСЗиС	
Н. Контр.	Авласевич	А.И.			
Зад. каф.	Матюшенко	А.И.			

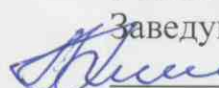
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.И. Матюшенко

подпись инициалы, фамилия

« 18 » « 06 » 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Расчет ГНС и газификация жилого района и ООО «Прогресс»
тема


Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

О.Ю. Миронов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 18.06.21 г.
подпись, дата

А.И. Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021