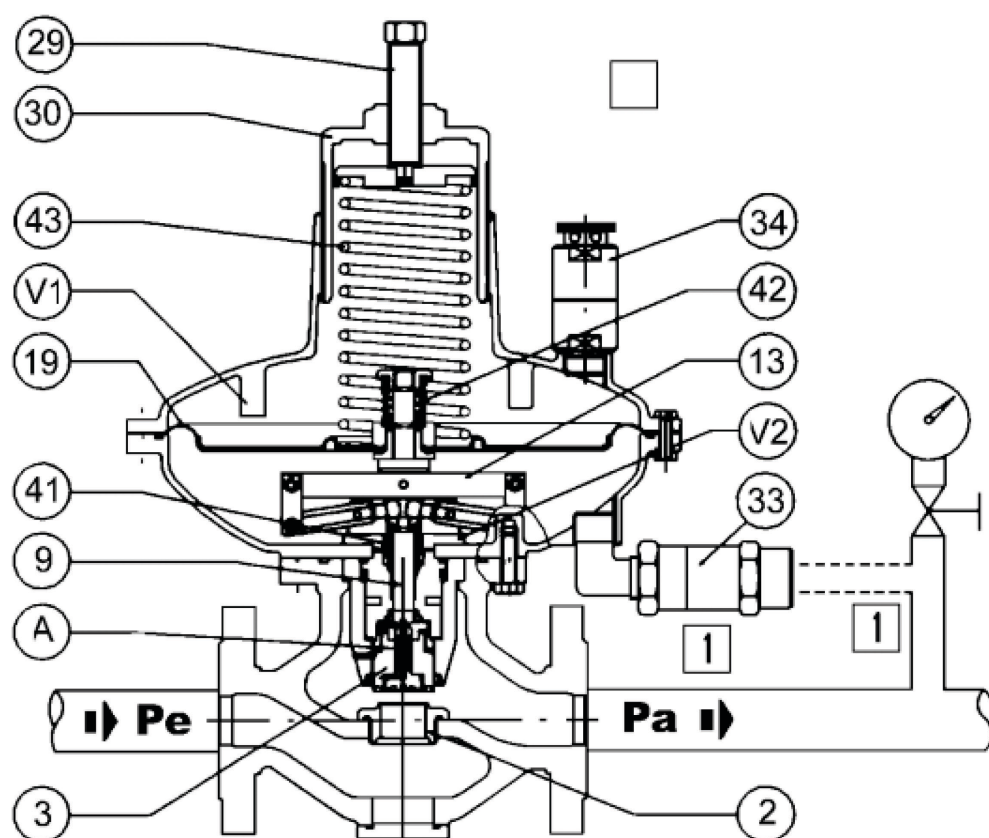


ПЛАМЕН ПЕНЧЕВ

ГАЗОСНАБДЯВАНЕ



ПЛАМЕН ПЕНЧЕВ

ГАЗОСНАБДЯВАНЕ



УНИВЕРСИТЕТСКО ИЗДАТЕЛСТВО

“ВАСИЛ АПРИЛОВ”

ГАБРОВО, 2024

В книгата са разгледани въпросите свързани с проектирането на газопроводните системи с природен газ. Приложени са примери за хидравлично оразмеряване на газопроводи с ниско и средно налягане. Показани са примери на газорегулаторни табла. Подробно са разгледани различните видове горелки и някои от уредите за отопление и горещо водоснабдяване. Показани са схеми на свързване на слънчеви колектори с газови уреди.

При разработване на материала основно са използвани материали от учебниците “Газоснабдяване” на Петков П и Аличков Д (1997), “Проектирование газоснабжения” на Пешехонов Н, (2021), Стаскевич и др., (1990), материали на фирмите Robert Bosch GmbH, Viessmann GmbH, Roberts Gordon Ltd, както и реализирани проекти на автора.

Книгата е предназначена за обучение на студентите по дисциплината “Гопло - и газоснабдяване” от бакалаварският и магистърски курс на специалностите “ОВКГТ” и „ИТГС“ на ТУ-Габрово. Може да се използва и от проектантите в практиката.

© Пламен Йорданов Пенчев – автор, 2024

Рецензент: Проф. Д-р Венцислав Зимпаров

Печат: Университетско издателство “Васил Априлов” – Габрово, 2024
ISBN: 978-954-683-704-2

СЪДЪРЖАНИЕ

УВОД	6
ГЛАВА ПЪРВА	
Транспортиране и съхраняване на газообразни горива	8
1.1 Състав и основни свойства на газообразното гориво	8
1.2 Транспортиране и съхраняване на газ	12
1.3 Избор и особености на трасето на магистралните газопроводи, газохранилища	14
1.4 Хранилища на природния газ	16
1.5 Същност, елементи, класификация, устройство и схеми на селищните газоснабдителни системи	17
1.6 Устройство и начини на полагане и монтаж на селищните (външните) газопроводни мрежи	27
1.7 Тръби, спирателна и друга арматура, оборудване и ГРП за разпределителните (външните) газопроводни мрежи	30
1.8 Особенности на корозията на подземните газопроводи и защитата им от нея	35
ГЛАВА ВТОРА	
Правила и нормативи за проектиране на обектите и съоръженията за промишлените газови инсталации	40
2.1 Общи изисквания	40
2.2 Подземни газопроводи	40
2.3 Надземни газопроводи и газопроводи в производствени сгради	41
2.4 Изисквания към помещенията на промишлените газови инсталации	43
2.5 Съоръжения на промишлените газови инсталации	44
2.6 Горивни уредби	45
2.7 Отвеждане на газовете от промишлените газови инсталации	45
ГЛАВА ТРЕТА	
Хидравлично оразмеряване на газопроводни инсталации	47
3.1 Определяне загубите на налягане в газопроводите, основни уравнения за оразмеряване на газопроводите с различни налягания	47
3.2 Основни уравнения за оразмеряване на газопроводи с ниско, средно и високо налягане, връзка между загубите на налягане в газопроводи с ниско и високо налягане	49
3.3 Зависимости за коефициента на триене, нормативни оразмерителни (работни) формули, местни загуби на налягане и изменението му по височина на газопровода	52
3.4 Методика за оразмеряване на газопроводни инсталации с ниско налягане	59

3.5 Методика за оразмеряване на газопроводни инсталации със средно и високо налягане	62
3.6 Типови проекти на газови инсталации	63

ГЛАВА ЧЕТВЪРТА

Измервателна апаратура	69
4.1 Измерване на разхода на газ	69
4.2 Избор на разходомер	77
4.3 Измерване на масовия разход на газ	78
4.4 Изисквания към монтажа на разходомерите	78

ГЛАВА ПЕТА

Регулираща и предпазна арматура	80
5.1 Регулатори	80
5.2 Филтри за газ	82
5.3 Предпазно-отсекателни клапани	84
5.4 Електромагнитни вентили	85
5.5 Кранове за газ	86
5.6 Манометри за газ	86
5.7 Типови проекти на газорегулаторни табла	87

ГЛАВА ШЕСТА

Основни характеристики на газ пропан – бутан.	
Схеми на свързване на газови инсталации	89
6.1 Характеристики на свойствата на газовата смес LPG (пропан – бутан)	89
6.2 Принципни схеми на работа	91
6.3 Резервоари	94
6.4 Помпи, компресори, изпарителни и смесителни инсталации	96
6.5 Газорегулаторни инсталации	97
6.6 Газоснабдителни станции	99
6.7 Бутилкови инсталации	100
6.8 Горивни уредби и отвеждане на димните газове	102
6.9 Помещения за газови съоръжения и инсталации	102
6.10 Типови проекти на инсталации за пропан – бутан	105

ГЛАВА СЕДМА

Горене на газа и газови горелки	116
7.1 Изгаряне на газа	116
7.2 Методи за изгаряне на газа	120
7.3 Газови горелки	121

ГЛАВА ОСМА

Газови уреди	136
8.1 Нормативна уредба	136

8.2 Битови газови уреди	138
8.3 Уреди за промишлено газоснабдяване	147

ГЛАВА ДЕВЕТА

Димоотводни системи	152
9.1 Изисквания към димоотводните системи	152
9.2 Димоотводни системи на стенните газови котли клас „С”	154
9.3 Методика за определяне на тягата в котелно помещение	157

ГЛАВА ДЕСЕТА

Схеми на свързване на газови котли и слънчеви инсталации за БГВ	162
10.1 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обемен водоподгревател	162
10.2 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обемен водоподгревател и два СК с различна ориентация	163
10.3 Соларно производство на БГВ и хидравличен изравнител (система 1)	163
10.4 Соларна система с подпомагане на отоплението с един смесен отоплителен контур (система 2)	165
10.5 Соларна система за производство на БГВ и подпомагане на отоплението с буферен резервоар и двусерпентинен бойлер (система 2-CD p-v)	167

ГЛАВА ЕДИНАДЕСЕТА

Мерки и предписания за безопасна работа при монтажните и обслужващи работи на съоръжения с повишена опасност	169
11.1 Заваряване и контрол на заваръчните съединения	169
11.2 Защита от корозия	170
11.3 Изпитване на инсталацията	170
11.4 Изисквания за безопасност при монтажа	170
11.5 Експлоатация на инсталацията	171
11.6 Инструкция за безопасна експлоатация на разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите на природен газ	171

ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА	176
------------------------------	-----

УВОД

Природният газ е екологичен и чист източник на енергия. Използването му не води до отделяне на сажди, миризми и прах във въздуха. Природният газ изгаря, без да създава отпадъчни продукти, които да предизвикват киселинни дъждове. За разлика от други изкопаеми горива, при изгарянето на природен газ се отделят значително по-малко парникови газове. Замяната на традиционните енергоносители с природен газ води до намаляване на вредните емисии и до подобряване състоянието на околната и жизнена среда.

Природният газ е известен от древността. В древен Китай се е използвал за изсушаване на сол преди около 2000 години. Понастоящем се смята, че първото приложение на градски газ като енергиен носител е през ноември 1813 г., когато е запалена първата газова лампа на моста Уестминстър в Лондон.

Природният газ навлиза особено бързо както в промишлеността така и в комуналния сектор през последните петдесет години. Образува се от органични вещества и е свързан с образуването на петрол и въглища. Умрелите остатъци от планктон от първичното море потъват на дъното му, на което се разграждат от бактерии. При наслойването на твърди частици: пясък, варовик и органични материали се трансформира в битумна субстанция. Последващото раздвижване на земните пластове при повишаващи се налягане и температура води до образуването на течни и газообразни въглеводороди. При определено ниво на налягане и температура се образува и природният газ. Природният газ се добива от газови полета и след обработка се транспортира до консуматорите. Предвижда се, че в следващите 20 години, делът на природния газ на световния енергиен пазар ще се повиши главно поради две причини: растящата загриженост за околната среда и отварянето на нови пазари на енерго-ефективни системи. Счита се, че търсенето на природен газ ще нараства средно годишно с 2,25%. От друга страна, съответното годишно увеличение на търсенето на първична енергия е само 1%. По този начин се очаква да нарасне делът на природния газ в търсенето на първична енергия.

Природният газ осигурява около 14% от първичното енергийно потребление на България. Потреблението на синьо гориво в страната постоянно нараства както в битовия сектор, така и в индустрията - използват го големи, средни и малки компании. Към момента по-малко от 2% от домакинствата са газифицирани, като този дял е много по-нисък от средните за Европейския съюз 27-50%. 16% от общините имат достъп до природен газ, в сравнение с 27 - 80% в ЕС.

В България природен газ се съхранява единствено в Подземното газово хранилище (ПГХ) Чирен, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. То е създадено на база на вече изчерпаното едноименно газово находище. ПГХ Чирен се използва за компенсиране на сезонната неравномерност на потреблението на природен газ в страната и за гарантиране сигурността на доставките. Хранилището е с капацитет 1 350 млн. m³. като от тях достъпния за използване

капацитет е около 600 млн. m³. Останалите 750 млн. m³ представляват буферен газ. Това е газ, който трябва да поддържа хранилището оперативно.

Природният газ може да се компресира (при 200 - 220 бара налягане), за да се транспортира до места, до които изграждането на газопровод не е целесъобразно или за да се съхранява. По-големите разстояния (например, през-океански дестинации) налагат превозването на природния газ в течно състояние, така наречения LNG - втечнен природен газ (- 163 °C).

Пропан-бутанът не е природен газ. Той е петролен продукт, който се получава при преработката на нефт. Основните му съставки, както сочи и името, са пропан и бутан, в съотношение средно 60% / 40%. Той се складира в течно състояние в бутилки, при високо налягане (до 22 бара), по-тежък е от въздуха пада ниско в помещението при евентуално изтичане. В това отношение природният газ е по-безопасен за употреба в домашни условия. Пропан-бутанът не се доставя по тръбопроводи, тъй като основното му приложение е в транспорта и частично в бита. За разлика от инсталациите на природен газ, при монтирането на бутилка с пропан-бутан не се изисква разрешение, сертификат или последващ технически контрол на монтажа и експлоатацията, което би могло да доведе до сериозни инциденти.

ГЛАВА ПЪРВА

ТРАНСПОРТИРАНЕ И СЪХРАНЯВАНЕ НА ГАЗООБРАЗНИ ГОРИВА

1.1. Състав и основни свойства на газообразното гориво

Газообразното гориво представлява смес от горими и негорими газове, съдържащи някакво количество примеси. Към горимите газове се отнасят въглерод, водород, т.е. въглеводороди и въглероден окис. Негоримите компоненти са азот, кислород и въглероден двуокис. Те съставят т.н. баласт на газообразното гориво. Към примесите спадат водни пари, сероводород, прах.

В таблица 1.1, Петков П., и Аличков Д, (1997), са посочени компонентите и %-ното им съдържание в сместа природен газ, добиван в някои страни.

Таблица 1.1

№ по ред	Състав на компонентите	Русия	Франция	Алжир	Румъния	Холандия	САЩ
1	Метан	98.0	69.4	83.5	99.2	81.9	77.5
2	Етан	0.7	2.8	7.0	-	2.7	-
3	Пропан	-	1.5	2.0	-	0.38	16.9
4	Бутан	-	0.7	0.8	-	0.13	-
5	Пентан	-	0.3	0.3	-	-	-
6	Сяроводород	-	15.2	-	-	-	-
7	Въгледвуокис	0.1	9.5	0.2	-	0.8	6.5
8	Азот	0.2	0.3	6.1	0.8	14.0	-
9	Водни пари	-	-	-	-	-	-
10	Прах	-	-	-	-	-	-

Изкуствените газове може да съдържат амоняк, цианисти съединения, смола и др.

Газообразното гориво трябва да се освободи (пречисти) от вредни примеси. Съгласно международните норми съдържанието на вредни примеси в g на $100 m^3$ газ, предназначен за газоснабдяване на селища, не трябва да превишава следните числени стойности: сяроводород - $2 g$; амоняк (NH_3) - $2g$, цианисти съединения в това число синилна киселина (HCN) - $5 g$; смола и прах - $0.1 g$; нафталин - $10 g$ лятно време и $5 g$ през зимата. Природният газ не съдържа амоняк, цианисти съединения и нафталин.

Отклонението на калоричността (топлината на изгаряне) от номиналната и стойност не трябва да надвишава $\pm 10\%$. За газоснабдяване се използват влажни и сухи газове. Съдържанието на влага не трябва да надвишава количество, насищащо газа при $t = -20^\circ C$ зимно време и $t = 35^\circ C$ през лятото. Влагосъдържанието на наситения газ в зависимост от температурата му е посочено в таблица 1.2.

Ако газът се транспортира на големи разстояния, трябва предварително да бъде изсушен. Повечето от изкуствените газове имат остър мирис, което улеснява откриването на течове от газопроводите и арматурите. Природният газ няма мирис. Поради това преди подаването му в газопроводните мрежи е необходимо да се одорира, т.е. да му се придаде остра неприятна миризма, усещана при концентрация 1% на одориран газ във въздуха. Одоризирането става чрез прибавка на ароматични въглеводородни съединения (одоранти) от типа на етилмеркаптан (C_3H_5SH), пропилмеркаптан (C_3H_7SH), пенталарм и др.

Таблица 1.2

Температура в °C	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Влагосъдържание в g/m ² сух газ при 0°C и 101.3 kPa	5	10.1	19.4	35.9	64.6	114	202	370	739	1950

Миризмата на токсичните (отровните) газове трябва да се усеща при концентрации, допускани от санитарно-хигиенните норми. Втечненият газ, използван от потребителите за битови нужди не трябва да съдържа сяроводород повече от 5 g на 100 m³ газ, а мирисът му трябва да се усеща при концентрация във въздуха 1.5%.

Концентрацията на кислород в газообразното гориво не трябва да надвишава 1 %. При използване в газоснабдяването на смеси от втечен газ и въздух, концентрацията на газ в сместа съставлява не по-малко удвоената горна граница на възпламеняване.

Физико-химичните характеристики, калоричността и други параметри на някои газове са посочени в таблица 1.3 и 1.4.

Ползвайки данните от тези таблици може да се изчисляват калоричността, плътността и другите характеристики на газообразните горива

Към основните физико-химични свойства на горимите газове, имащи голямо практическо значение при проектирането, оразмеряването и конструирането на газоснабдителни системи, съоръжения и устройства се отнасят: налягане; относително тегло (плътност); вискозитет; калоричност; температура на горене; температура на възпламеняване; граници на възпламеняемост и скорост на разпространение на пламъка.

Налягането се характеризира с ударите на газовите молекули в стените съда и се измерва с единиците на силата, отнесена към единица площ. Според СИ то се измерва в Нютони за квадратен метър - N/m^2 (MN/m^2); Паскали - Pa (MPa , kPa) и др.

Относителното тегло на газовете се покрива с обемното им тегло и се измерва с единиците на силата, отнесени към единица обем за газ при нормални условия - температура 0° C и налягане 760 mm живачен стълб (Hg), или

101.3 kPa, т.е. kg/m^3 . Относителното тегло на горимите газове смеси варира в зависимост от състава им в граници от 0.45 до $1.2 kg/Nm^3$

Вискозитет е свойството на газа да оказва съпротивление при взаимното преместване на частиците му под действие на приложените сили. В техническите разработки се използва кинематичният коефициент на вискозитета ν с дименсия m^2/s ; cm^2/s .

Особено важна, основна физико-химична характеристика е калоричността (топлотворната способност) на горимите газове, т.е. количеството топлина, което се отделя при пълното изгаряне на единица количество газ, най-често $1 Nm^3$.

Таблица 1.3

Наименование на газа	Молекулярна маса	Молекулярен обем при 0°C и 101.3 kPa	Плътност ρ_n при 0°C и 101.3 kPa	Относителна плътност спрямо въздуха
-	-	$m^3/kmol$	kg/m^3	S
Азот	28.016	22.4	1.2505	0.9673
Ацетилен	26.038	22.24	1.1707	0.9055
Водород	2.016	22.43	1.08999	0.0695
Водни пари	18.016	23.45	0.768	0.5941
Въздух	28.96	22.4	1.2928	1.0
Серен двуокис	64.066	21.89	2.9263	2.2635
Въглероден двуокис	44.011	22.26	1.9768	1.5291
Кислород	32	22.39	1.429	1.1053
Въглероден окис	28.011	22.41	1.25	0.9669
Сероводород	34.082	22.14	1.5392	1.1906
Метан	16.043	22.38	0.7168	0.5545
Етан	30.07	22.18	1.3566	1.049
Пропан	44.097	21.84	2.019	1.562
<i>n</i> -Бутан	58.124	21.50	2.703	2.091
<i>i</i> -Бутан	58.124	21.78	2.668	2.064
Пентан	72.151	-	3.221	2.491

Съществуват висока (Q_b) и ниска (Q_l) калоричност. Високата включва топлината от кондензацията на водните пари, получаваща се при компресията на горивата. Ниската не включва топлината, съдържаща се във водните пари на продуктите на горенето, тъй като те не кондензират, а се отнасят от остатъчните (изгорелите) продукти.

Величините Q_b и Q_l характеризират само тези газове, при горенето на които се отделят водни пари, т.е. това не се отнася за въглеродния окис.

Известно е, че при кондензация на водни пари се отделя топлина равна на $539 kcal/kg$. Освен това при охлаждане на конзензата до $0^\circ C$ се отделят още $100 kcal/kg$, което представлява разликата между високата и ниската калоричност на газа. За повечето газове, използвани в газоснабдяването, тази разлика е от 8% до 10%.

Калоричността на природните, наричани още естествени и изкуствени-те газове варира от $3500 \div 10000 \text{ kcal}/Nm^3$, на втечените $22000 \div 28000 \text{ kcal}/Nm^3$.

Температурата на горене е температурата, която придобиват получените продукти при запалване на газообразното гориво. Тя зависи от състава на газовата смес, начина на запалване, количеството на въздуха при запалването и е в граници $1100 \div 2000^\circ C$.

Температурата на възпламеняване за горимите газови смеси варира в граници $550 \div 800^\circ C$. За природните газове тези граници може да се приемат ориентировъчно от 5 до 15% съдържание на газ в газовъздушната смес по обем. Тази температура е непостоянна и зависи от много фактори: %-ното съдържание на газ в газовъздушната смес, степента на размесване на газа с въздуха, размерите и формата на пещите и газогоривните камери и др.

Таблица 1.4

Наименование на газа	Калоричност (топлина на изгаряне) Q_u					
	висока	ниска	висока	ниска	висока	ниска
	Q_b	Q_l	Q_b	Q_l	Q_b	Q_l
	kJ/mol		kJ/kg		kJ/m^3 при $0^\circ C$ и 101.3 kPa	
Ацетилен	1308560	1264600	50240	48570	58910	56900
Водород	286060	242940	141900	120080	12770	10800
Въглероден окис	283170	283170	10090	10090	12640	12640
Сероводород	553780	519820	16540	15240	25460	23490
Метан	890990	803020	55560	50080	39860	35840
Етан	1560960	1429020	51920	47520	70420	63730
Пропан	2221500	2045600	50370	46390	101740	93370
<i>n</i> -Бутан	2880400	2660540	49570	45760	133980	123770
<i>i</i> -Бутан	2873580	2653720	49450	45680	131890	121840
Пентан	3549610	277750	49200	45430	158480	146340

Скоростта на разпространение на пламъка има много важно значение при конструирането на газогоривните устройства. Недостатъчното отчитане на влиянието на този фактор може да доведе до нарушаване на нормалните режими на работа на газовите горелки (шумно изгасване, прекъсване и прескачане на пламъка, химическо недогаряне и други), понижаващо КПД-то им.

От така изнесените данни за състава и основните свойства на горимите газови смеси може да се определят следните им преимущества в сравнение с твърдите и течни горива:

- висока калоричност $3500 \div 10000 \text{ kcal}/Nm^3$ (напр. за осигуряване на битовите нужди на човек годишно се изразходват $800 \div 1000 \text{ kg}$ твърдо или течено гориво, еквивалентно на $3 \div 5 \text{ mln. kcal}$, докато разходът на газ за същите нужди е $200 Nm^3$, еквивалентно на $0.6 \div 1 \text{ mln. kcal}$);

- упростено устройство на горивните камери (пещите) за промишлени нужди;
- простота на газозапалващите устройства към газогоривните прибори и камери;
- висок КПД на устройства, прибори и агрегати, използващи газообразно гориво;
- лесно транспортиране;
- липса на т.н. шлаково стопанство, чиято необходимост е наложителна при твърдите горива;
- удобство на съхранение;
- бездимно горене, изключително важно от екологическа гледна точка;
- ниски капитални вложения.

1.2. Транспортиране и съхраняване на газ

Както бе посочено вече, в добивните газоразпределителни станции газът отново се пречиства по-фино (в маслени прахоуловители), изсушава се и одоризира. Ако пластовото му налягане е недостатъчно, то се повишава в началната (главната) компресорна станция. С тези две основни звена (ДГРС и ГКС) се полага началото на магистралната система, наречена по-просто магистрален газопровод (фиг. 1.1).

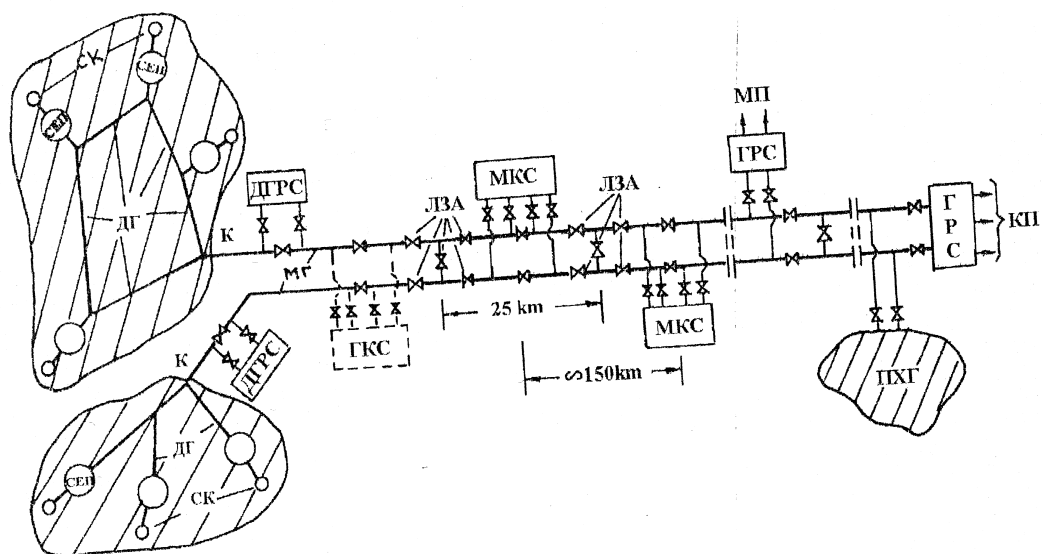
Междинните компресорни станции се устройват през около 125 до 150 *km* по трасето на магистралния газопровод. С цел провеждане на ремонтно-възстановителни работи при аварийни ситуации се предвижда и линейна затваряща арматура на по-рядко 25 *km*. От съображения за висока надеждност и възможност за транспортиране огромни газови потоци на големи разстояния, съвременните магистрални газопроводи се изпълняват най-малко в два клона. Те завършват с една или няколко газоразпределителни станции, подаващи газ към крайния потребител - голям град или селищна-промишлена агломерация. По дългото трасе на магистралния газопровод от двете му страни има отклонения, подаващи газ към ГРС на междинните потребители - селища, промишлени комплекси, селско-стопански и други обекти.

Магистралните газопроводи (МГ) се изпълняват все още от стоманени (съответно изолирани) тръби на заварка. Те са изготвени от високоякостни (въглеродни и ниско легирани) стомани. Оптималният вариант на газопровода и броят на компресорните станции се определят с техникоикономически разработки. Диаметрите на съвременните трансконтинентални магистрални газопроводи варират от 1220, 1420, 1800 до 2000 *mm*, което повишава икономичността на газотранспортната система. Те се оразмеряват на максималното налягане (около 10 *MPa*) непосредствено след главната компресорна станция, ако има такава, или на пластовото налягане, ако такава не е необходима. По дължината на газопровода налягането намалява средно с 2 до 3 *MPa*, което обуславя и разстоянието между компресорните станции. Намаляването на потенциалната енергия на налягането на газа става заради преодоляване на хи-

дравличните съпротивления от триене по дължина между две компресорни станции.

Докато мощността на газопрепомпващите (газотурбинните) агрегати на съществуващите компресорни станции е 8 до 10 MW, то сега се разработват такива с 25 до 75 MW, преодоляващи налягания над 10 MPa. Работи се усилено също така над проблемите на транспортирането на втечен газ и използването на пластмасови, полипропиленови, полибутиленови и други тръби от синтетични материали.

Преди самото включване към газопровода на селища, промишлени, селскостопански и други обекти, се строят газоразпределителни станции. В тях газът се допречиства от механически плаващи вещества, при нужда са одорира допълнително, измерва се количеството му и се понижава налягането му до необходимата степен в съответствие с изискванията на газопотребителите. Това налягане е от порядъка на 0.6 MPa (високо) или 0.3 MPa (средно) за селищните газоразпределителни мрежи. На тези степени то се поддържа автоматически постоянно в ГРС. В тях се предвижда и защитна система, гарантираща поддържането му в допустими граници при аварийен отказ на регулаторите на налягане. Газоразпределителните станции са крайни съоръжения на МГ и начални за селищните, промишлените и другите газоразпределителни мрежи.



Фиг. 1.1 Принцилна схема на магистрална газотранспортна система, Петков П и Аличков Д., (1997)

МГ - магистрален газопровод; СК - сондажен кладенец; ДГ - добивни газопроводи; К - колектори; ДГРС - добивна газоразпределителна станция; ГКС, МКС - главна и междинни компресорни станции; ЛЗА - линейна затваряща арматура; МП, КП - междинен и краен потребител (град); ПХГ - подземно хранилище за газ

Чрез компресорните станции газът се транспортира на огромни (транс-континентални) разстояния. Станциите представляват комплекс от сгради, съоръжения и устройства, по-главни от които са: компресорен цех, електро-

центра или трансформаторна подстанция, обратна водоснабдителна система за охлаждане на компресорните и другите (силови) агрегати, устройства за праховлагоотделяне, маслено стопанство, парокотелна инсталация и други помощни елементи. Към главната (началната) компресорна станция има устройства за допречистване на газа от сероводород и въгледвуокис, изсушаване и одориране. За препомпване (нагнетяване) на газа се използват центробежни нагнетатели с електрическо или газотурбинно задвижване и бутални газомоторни компресори.

Пропускателната способност на МГ ($mln. m^3/y$) се определя на базата на годишната му производителност по формулата

$$\dot{v} = \frac{\dot{V}_y}{365 \cdot K_{m,y}} \quad (1.1)$$

където $\dot{V}_y$ е годишната производителност на газопровода в $mln. m^3/y$;
 $K_{m,y}$ - средногодишен коефициент на натоварване, който се приема 0.85 за МГ без подземни газохранилища и 0.75 - за отклонения от МГ.

Магистралната газотранспортна система от газодобива до газопотреблението е достатъчно твърда (статична) тъй като регулиращата ѝ способност не е голяма. Тя може да покрива частично само денонощната неравномерност на потребление. За покриване на сезонната неравномерност се използват подземни газохранилища и специално подбрани потребители - регулатори (газозагънати или прахогазови електроцентрали), които през зимния период работят на друг вид гориво.

1.3 Избор и особености на трасето на магистралните газопроводи, газохранилища

Трасето на магистралните газопроводи трябва да се избира с максимална праволинейност, по възможност по открита местност със спокоен релеф. Да се избягват пресичанията на находища с полезни изкопаеми, свлачища, блата, заблатяеми и наводняеми терени, поливни обработваеми площи, имоти с ценни земеделски култури, засолен почви, оврази и други естествени препятствия. Пресичането на такива се допуска само в случай, ако обхождането е технически невъзможно или икономически неизгодно.

Препреждането на газопровода през естествени или изкуствени препятствия се извършва чрез един или няколко участъка. При пресичане на жп линии и автомагистрали I и II категория, разстоянието между паралелните газопроводи се приема не по-малко от 30 *m*, при водни прегради 30 до 50 *m*. Не се разрешава полагането на магистрални газопроводи по територията на селища, индустриални зони към тях, през жп и автомобилни тунели, съвместно с ел. кабели и други тръбопроводи, по автомобилни и жп мостове.

Между трасето на магистралния газопровод и регулационните граници на селища и селищно-промишлени агломерации, строителни площадки и

съоръжения трябва да има разстояния от 25 до 250 *m* в зависимост от диаметъра и налягането на газопровода и типа на съоръженията.

Освен посочените линейни затварящи арматури, такива се предвиждат още както на отклоненията от трасето на газопровода към ГРС, така и от двете страни на пресичанията на естествените и изкуствените препятствия в специални за целта шахти. Всички главни съоръжения, компресорни станции и контролнорегулиращи пунктове (КРП) по трасето на МГ имат обходни участъци (байпаси) с изключващи (спирателни) арматури. С цел изпускане на газа и продухването му от аварирали участъци при ремонтно-възстановителни работи, между две последователни изключващи устройства се монтират продухвателни свещи (щупери), със спирателни арматури. За отстраняване на кондензиращата в газопровода влага в най-ниските му точки по трасето в специални шахти се монтират и водосъбирателни устройства.

Преминаването на газопровода под трасетата на ж.п. линии и автомобилни пътища става чрез защитен кожух (стоманена тръба) с диаметър, превишаващ със 100 до 200 *mm* диаметъра на газопровода. В пространството между двете тръби се монтират центриращи диелектрични наставки, предпазващи от сближаване (деформации) и блуждаещи токове. Краищата на това пространство се херметизират със салникови уплътнения, като към единия край (левият или десният в зависимост от относителната плътност на газа) се устройва вентилационна тръба.

При пресичането на водни прегради, магистралният газопровод се полага под дъното на реката, езерото, канала. Подобен подводен преход се нарича "дюкер". При ширина на водната преграда над 50 *m*, дюкерът се изпълнява в два, а при плавателни реки в три паралелни клона. В зависимост от диаметъра на газопровода и ширината на водното препятствие, разстоянията между клоновете на дюкера се приемат от 30 до 50 *m*. За осигуряване на устойчивото положение на клоновете на дюкера и криволинейността им по профила на дъното, освен опорните блокове в чупките, допълнително по трасето им се поставят тежести. Такова натоварване против изплаване се прави и в заливаемите терени с високо ниво на подпочвените води.

При необходимост от допълнително включване към магистралния газопровод на сравнително малки потребители на газ (50 до 100 *m³/h*) се устройват неголеми газорегулиращи пунктове (ГРП), доставени по трасето в сглобяем вид.

Повишената надежност на газоснабдителните системи налага строеж на трилинейни (триклонови) магистрални газопроводи, свързани помежду си с една или две напречни връзки с изключващи устройства между две последователни компресорни станции. Връзките се монтират най-често към линейната затваряща арматура (Фиг. 2.1). По такъв начин става по-бързо и по-лесно прехвърлянето на газовия поток от авариралния участък в паралелния му изправен, чието претоварване за времето на ремонта е предвидено във формулата (2.1) за пропускната способност на МГ.

1.4. Хранилища на природния газ

Необходимостта от "складиране" (резервиране, регулиране) на газа възниква в резултат на неравномерния режим на потреблението му. През летния период (1 май до 31 октомври), когато притокът на газ към селищните газоснабдителни системи е по-голям от разхода му (поради спирането на този за отопление и вентилация на сградите), излишъкът трябва да се подава за акумулиране в специални газохранилища. Така натрупаният в тях газ се включва към увеличеното му потребление в началото на зимния период (1 ноември до 30 април).

За регулиране на денонощната неравномерност в потреблението на газ широко се използва акумулиращата способност на последния участък на магистралния газопровод. Хидравличният режим на този участък съществено се отличава от този на останалите участъци, тъй като има рязко изразен нестационарен характер. Докато количеството газ, постъпващо към последния участък на МГ, не е подложено на резки колебания, то разходът на газ от същия участък е много променлив, зависейки от неравномерния режим на потреблението му в селищата. През нощта са възможни и прекъсвания на газопотреблението в резултат на което от крайния участък се взема количество газ по-малко от това което постъпва. Поради това натрупването му в този участък се увеличава и налягането в него се повишава. В периоди на увеличено потребление и върхови натоварвания, когато разходът на газ се окаже по-голям от притока се налага използването на "резервиран" (акумулиран, натрупан) газ.

Като класически акумулиращи обеми се използват т.н. газхолдерни станции-регулатори на часовата неравномерност на газопотребление. Те представляват система (батерия) от сферични или цилиндрични резервоари с големи обеми, изработени от леки цветни (и скъпи) метали. Съществува тенденция за избягване на тяхното използване поради голямата им металоемкост и съответно високата цена. Техни заместители са други по-прости и по-евтини регулиращи обеми в газопотреблението, които ще бъдат разглеждани в следващите глави.

За изравняване на сезонната (годишната) неравномерност най-често се прибегва до устройването на подземни хранилища на газ, намиращи се или изграждани в близост до трасето на магистралните газопроводи. В качеството на такива се използват изтопени (закрити) газови и нефтени находища. Ако в близост до потребителските центрове такива липсват, то газохранилища може да се устройват в подземни водоносни (водонапорни) пластове. Подземното съхранение на природен газ е получило голямо приложение в световната практика, тъй като е значително по-евтино от другите способи на резервиране. В много страни, включително и у нас (Чиренското газохранилище), по-настоящем се провеждат мащабни проучвателни работи по разширяването и усъвършенстването на съществуващите и създаване на нови подземни газохранилища.

За такива се използват и пропускливи породи земни пластове. Ефикасен акумулатор е пласт с порьозност не по-малка от 15%, като освен това трябва да бъде и херметизиран. Определящо значение имат плътността и якостта на най-горния (покриващия) пласт. Повърхностен пласт от плътни пластични глинни или здрави варовици и доломити без пукнатини, с дебелина 10 - 15 м, осигурява необходимата херметичност и предотвратява изтичането на газа. Отдолу нагоре върху газа налягане оказва водата. За облекчаване на пробиването на газовите и водните сонди, би било добре пластовите породи да имат добра пробиваемост.

Работният обем на газоохранилището се определя от горната и долната граница на допустимото налягане. Максималното допустимо налягане в подземното хранилище зависи от дълбочината (мощността) на порьозния пласт, плътността и якостта на покривния пласт и породите на хранилището и геоложките им характеристики, както и от тези на оборудването на газоохранилището. След извличането на газа от хранилището в него остава определен обем, наричан буферен или подложен. Той създава и минималното необходимо налягане, осигуряващо икономична работа на хранилището.

За създаване на подземни хранилища на газ в пластовете на водонапорните системи се използват т.н. куполи или антиклинали т.е. геоложките гънки, с низходящо (падащо) разположение на слоевете във всички направления на купола (свода). Необходимо е пластовете да бъдат херметически. По такъв начин се получава висящо положение на газа в централната част на купола, а изтласканата от него вода се извежда в пробити за целта (разтоварващи) сондажни кладенци, разположени в полите на антиклиналата във вид на кръгова батерия. При създаването на подземните хранилища от този вид най-целесъобразно се използват еластичните свойства на течността и земните пластове. В случая газът „виси” затворен между централните (газови) кладенци и водата, изтичаща през периферните (водни) сонди.

1.5 Същност, елементи, класификация, устройство и схеми на селищните газоснабдителни системи

Газоразпределителните станции са връзката между магистралната газотранспортна система и нейната подсистема - селищна, промишлена, селищно-промишлена и т.н.

Съвременните селищни (градски) газоснабдителни системи, наричани още външни (разпределителни), за разлика от вътрешните (сградните) газови инсталации, представляват сложен комплекс от газопроводи, съоръжения, устройства, контролно-измервателни прибори и автоматика (КИП и А), газопроводни мрежи с ниско, средно и високо налягане, газорегулиращи и контролно-регулиращи пунктове и уредби (ГРП, КРП, ГРУ), арматури и др.

В тези станции, пунктове и уредби налягането на газа се понижава до необходимата степен за съответната мрежа и автоматически се поддържа в определените граници по време на експлоатацията. Оборудвани са с автоматични предпазни устройства, изключващи възможността от опасно (наднор-

мативно) повишаване на налягането. Притежават и системи за свързка, телемеханизация и телеуправление.

Селищната газоснабдителна система трябва да осигурява непрекъснато (безотказно) подаване на газ към различните потребители, т.е. да притежава висока надеждност. Освен това да е безопасна в експлоатационно отношение, проста и удобна за обслужване, като осигурява добра възможност за изключване на отделни нейни елементи или по-крупни звена при аварийни ситуации.

Разработващите проекти за газоснабдяване на селища, промишлени предприятия, аграрни комплекси и др. трябва да имат предвид тези основни изисквания към функционирането на газоснабдителните системи. Възприетият оптимален вариант в идейна фаза на проектиране трябва да предвижда поэтапно въвеждане в експлоатация на отделните им компоненти и подобекти. Всички съоръжения, оборудването, възлите, арматурите и др. трябва да са еднотипни, обуславящи ефикасно поддържане и бърза и лесна подмяна при аварии.

Главен елемент на селищните газоснабдителни системи са газопроводите им мрежи. Те се класифицират съобразно предназначението им и налягането на газа в тях. В зависимост от максималното им работно налягане те се подразделят на три групи:

- газопроводи с ниско налягане (до 5 kPa) на газа, които от своя страна в зависимост от характера на използваемия газ, се подразделят също на три групи: при втеченните въглеродородни газове до 4 kPa , при обикновен природен газ до 3 kPa и при изкуствени газове до 2 kPa ;
- газопроводи със средно налягане (от 5 kPa до 0.3 MPa);
- газопроводи с високо налягане (от 0.3 до 1.2 MPa).

Газопроводите с ниско налягане служат за транспортиране на газа до жилищни и обществени сгради, сравнително малки обекти за комунално-битово обслужване и неголеми парокотелни инсталации, отопляващи сградите и обектите. Към газопроводите с ниско налягане може да се включват и други дребни потребители от обслужващата сфера с отделни малки парокотелни инсталации към всеки потребител.

Газопроводите със средно и високо налягане служат за захранване на селищни разпределителни мрежи, съответно с ниско и средно налягане чрез газорегулиращите пунктове. Също така те подават газ посредством местни газорегулиращи устройства и към площадкови газопроводни мрежи на промишлени предприятия, по-крупни обществени обекти и др.

Според действащите нормативи максималното налягане при промишлени предприятия, по-крупни парокотелни инсталации, обслужващи комунални и аграрни обекти, се допуска до 0.6 MPa . В по-малки парокотелни, устроени в самите сгради на подобни обекти това налягане е до 0.3 MPa .

Селищните газопроводи с високо налягане са основните артерии, захранващи останалите газопроводни мрежи на селището. Те се изпълняват в склучена, лъчеобразна и комбинирана схема. От тях газът постъпва (чрез

ГРП и ГРУ) в мрежите средно или ниско налягане, както и към по-големи промишлени обекти, чиито технологични процеси изискват налягане по-голямо 0.6 МРа.

Снабдяването с газ на жилищни, обществени (административно културно-битови, балнеолечебни и др.) и промишлено потребители, както и на парокотелни от мрежи средно и високо налягане се осъществява чрез ГРП (ГРУ). Връзката между газопроводи с различни налягания става също само чрез ГРП.

Съгласно нашите норми газопроводните мрежи на селищните газоснабдителни системи се проектират както следва:

- за налягане до 1.2 МРа от стоманени тръби;
- за налягане до 0.4 МРа от полиетиленови и медни тръби;
- за налягане до 0.1 МРа от поливинилхлоридни тръби.

Съвременните схеми на селищните газоснабдителни системи са с ярко изразена подчиненост в построяването си, обусловена от посочената по-горе класификация на газопроводите според налягането в тях. Най-висшето (диктуващото) ниво са газопроводните мрежи с високо налягане, съставляващи скелет (гръбнака) на цялата градска газопроводна мрежа.

Мрежата високо налягане по правило трябва да е с по-висока надеждност, т.е. да се изгражда предимно склучена и по изключение разклонена за по-малки селища. По такъв начин се получава възможност за резервируемост или дублируемост със задължителна проверка на пропускната способност на най-натоварените пръстени (контури) при най-напрегнат хидравличен режим. Мрежата с високо налягане е свързана хидравлично с подчинената ѝ останала част от системата чрез регулатори (редуктори, стабилизатори) на налягането след тях, комплектувани с предпазни устройства, автоматически пренатвратяващи всяка опасност от повишаването му. С преминаването на най-долното ниво (ниското налягане), налягането на газа пак се дроселира (редуцира) с подобни автоматични регулиращи клапани, поддържащи го постоянно.

Според броя на степените (нивата) на налягане, използвани в съвременните газоснабдителни системи, те се подразделят на:

- двустепенни, състоящи се от мрежи ниско и средно, или ниско и високо (до 0.6 МРа) налягане;
- тристепенни, включващи газопроводи с ниско, средно и високо (до 0.6 МРа) налягане;
- четиристепенни (многостепенни), в които освен ниското и средното са на лице и две захранващи мрежи с високо (до 0.6 и 1.2 МРа) налягане.

Освен главното изискване за подчиненост в построението на схемата, съвместното използване на няколко степени на налягане на газа в селищата, се обяснява още и със следното:

- в селището (града) има потребители на газ, изискващи различно налягане. Така например в жилищни и обществени сгради, културни, развлекателни

телни и др. обекти се разрешава само ниско налягане, докато в повечето промишлени предприятия средно и високо;

- необходимостта от средно или високо налягане възниква също така вследствие голямата дължина на градските газопроводи, пренасящи значителни газови потоци;

- в централните райони на градовете със старо застрояване ширината на улиците и кръстовищата е малка и полагането на газопроводи с високо налягане (по-големи диаметри) може да се окаже неизпълнимо. Освен това при висока гъстота на застрояване (и населеност), като се изходи от условието за безопасност и удобство при експлоатацията, полагането на газопроводи с високо налягане е нежелателно;

- преносимите ГРП, устройвани в ниши в стените на сградите и другите обекти (подобно на противопожарните кранове) е разрешено да се свързват само към газопроводи със средно (до 0.3 МРa) налягане;

- наличието на няколко степени на налягане на газа се обяснява още с това, че газоснабдителните системи на големите градове са строени, разширявани, реконструирани в течение на много години и газопроводите в централните им градски части са били проектирани и изпълнявани според старите нормативи с по-ниски от сега действащи налягания.

Систематизирането на по-точна класификация на селищните газопроводи според предназначението им е доста сложна задача, тъй като структурата и построяването им се определят главно от нивата (степените) на подчиненост. Независимо от това може да се обособи и една по-друга класификация загатната по-горе:

- селищни, наричани още външни разпределителни газопроводи високо, и ниско налягане (изпълнявани като склучени, разклонени или комбинирани), транспортиращи газа по цялата територия на селището и подаващи жилищни и обществени сгради, промишлени предприятия, комунални и заведения;

- вътрешносградни газопроводи, наричани още сградни газови инсталации, транспортиращи газа вътре в сградата или група сгради и разпределящи газомера (разходомера) до отделните газогоривни прибори;

- абонатни отклонения, подаващи газ от разпределителната мрежа към абонат сграда или група сгради и други обекти. В този смисъл абонатните отклонения са връзката между хранващата система и хранваната от нея подсистема (вътрешно-сградната) и подчертават още повече характера подчиненост на целия комплекс селищна газоснабдителна система. Основните градски разпределителни газопроводи с високо и средно налягане се проектират като единна мрежа и подават газ на крупни промишлени предприятия и фирми, отоплителни парокотелни инсталации, битово комунални потребители и в мрежовите ГРП. Изпълнението им като обединена мрежа е икономически по-изгодно отколкото полагане като разделни, което се обуславя с по-големите разходи за паралелни газопроводи, отколкото един обединен, поемащ същото натоварване. Освен това битовото и комуналното натоварване са отно-

сително неголеми в сравнение с промишленото и включването им в общия газов поток води само към малко увеличение на капиталовложенията.

От проучването на тези въпроси е доказано, че за малки градове със смесено застрояване разхода за битово-комунални нужди е около 40%, докато за средни, по-големи и крупни (столици) не надвишава 20% от общото годишно потребление. Изследванията показват още, че за малките градове увеличението на инвестициите за мрежата, обслужваща промишлени предприятия и комунално-битовия сектор, в сравнение с тези за разделна мрежа само за промишлени нужди е 21%, докато при разделни мрежи това увеличение е 86%, т.е. четири пъти надвишаващо средствата за мрежата с високо налягане при провеждането от нея и на потоците за комунално-битови нужди. За по-големи (милионни) градове увеличението на инвестициите за промишлено натоварената мрежа, при използването ѝ за газоснабдяване и на цялата прилежаща ѝ територия съставлява 9%, докато при разделната мрежа - 59%.

Селищните газоснабдителни системи се отличават още:

- по принципите за построяване на схемите на разпределителните газопроводни мрежи, изпълнявани като склучени, разклонени или комбинирани: - по характера на захранването на селищната разпределителна мрежа, осъществявано от радиален (лъчеобразен) полукръгов или кръгов (околовръстен на селището) газопровод, чрез различен брой ГРС и ГРП;

- по типа на оборудването и съоръженията към мрежата, системите на свързка и телемеханизация.

Върху избора на селищната газоснабдителна система, оказват влияние редица фактори, по-главни от които са:

- характерът на източника на газ, свойствата му, степента му на пречистване, съдържанието на влага;

- големината на селището, особеностите на планировката и застрояването, гъстотата на населението;

- направлението на използването на газа и степента на обхват на различните категории потребители от газоснабдяването;

- броят и производствено-технологичния характер на индустриалните потребители, електро и отоплителните централи;

- наличието на големи естествени или изкуствени препятствия (реки, канали, езера, жп и трамвайни линии и др.) при полагане на газопроводите;

- общият (градоустройственият) план за развитие на селището.

При проектирането на селищните газоснабдителни системи се разработват възможните (технически издържани и конкурентноспособни) варианти, остойностяват се в идейна фаза и им се прави техникоикономическо сравнение. Най-изгодният от тях се приема за проектиране в технологическа или технолооогработна фаза.

Като най-добре изучени, разработени и разпространени са дву, три и многостепенни селищни системи с газорегулиращи пунктове, устройвани в отопляеми отделни сгради и съоръжения.

За средно големи (от градски тип) селища и неголеми градове най-често се приема двустепенна система от газопроводи с високо (до 0.6 MPa) и ниско налягане. Ако в централната част на града полагането на газопроводи високо налягане е невъзможно, се приема тристепенна система: високо (до 0.6 MPa), средно и ниско налягане, или пък двустепенна: средно и ниско налягане. В първият случай високото налягане се заменя със средно само частично: в централната, най-пълно застроена и най-гъсто населена част на града. Изборът на един или друг вариант се определя пак с технико-икономически сравнения.

Многостепенни газоснабдителни системи с газопроводи с високо налягане се приемат само за големи (милионни) градове и селищнопромишлени агломерации.

За големи и средни градове мрежите се проектират сключени, а за по-малки селища от градски тип както високата степен на налягане, така и ниската, може да бъдат разклонени. Диаметрите на разпределителните газопроводи най-често са в граници от допустимия минимален 50 mm до 400 mm.

Газорегулиращите пунктове, устроени в отделни отопляеми и вентилирани сгради и помещения, са удобни за експлоатация и поддръжка. Те се разполагат в центъра на зоната (с кръгова форма), която ще обслужват. Отималният им брой се определя с технико-икономическото оразмеряване. В идейна фаза броят им се определя по приблизителната формула

$$n_{ГРП} = \frac{A_c}{2R^2}; \quad (1.2)$$

$$n_{ГРП} = \frac{\dot{V}_b^c}{\dot{V}_b^{ГРП}}, \quad (1.3)$$

където A_c е общата площ на селището (района, квартала) без улиците, m^2 ;
 R - радиусът на кръговата зона, обслужвана от един ГРП, $R = (400 \div 800) m$;
 $\dot{V}_b^c$, $\dot{V}_b^{ГРП}$ - часов разход на газ, съответно в селището (района) и m^3/h .

Числото 2 в знаменателя (а не π т.е. 3.14) предполага малко застъпване на кръговите зони, обслужвани от съседни ГРП.

Оптималният радиус на захранване се определя по

$$R_{opt} = 6.5 \frac{c^{0,388} \cdot \Delta p_{n,l}^{0,143}}{\Phi_1^{0,245} \left(m.e \right)^{0,143}}, \quad (1.4)$$

където C е цената на един ГРП;

$\Delta p_{n,l}$ - нормативният пад на налягане в мрежата с ниско налягане, приеман 1000 MPa;

$$\varphi_1 = 0.0075 + 0.009 \frac{m}{1000}; \quad (1.5)$$

m - гъстотата на населението в $жит/h$;

e - относителен часов разход на газ в мрежата ниско налягане - $m^3/h/жит$.

Оптималният брой на ГРП ще се получи по формулата

$$n_{ГРП}^{opt} = \frac{A_c}{2R_{opt}^2} \quad (1.6)$$

а оптималното натоварване на 1 ГРП от

$$\dot{V}_{opt}^{ГРП} = \frac{m \times c \times R_{opt}^2}{5000} \quad (1.7)$$

Пропускателната способност на ГРП обикновено е в граници от 1000 до 3000 m^3/h , а диаметрите на тръбите, довеждащи до тях газа от мрежите със средно или високо налягане са 100 ÷ 150 mm .

Трасетата на газопроводните участъци и клонове се проектират по осите на улиците и кръстовищата по най-късия път, т.е. спазва се изискването за минимална дължина на мрежата. Точките на срещането на газовите потоци следва да се получат на границата на зоните, подхранвани от два съседни ГРП.

Мрежата с ниско налягане е най-често комбинирана и се състои от основни пръстени с разклонени участъци (клонове) и по-къси или по-дълги абонатни отклонения. Основните разпределителни газопроводи (пръстени и разклонени участъци) се проектират в идейнотехнологична фаза, а отклоненията - в работна фаза. Гъстотата на основните газопроводи се проектира така, че дължината на абонатните отклонения да се получи в граници от 50 до 100 m .

В селища в планински и хълмисти местности, т.е. с голяма геодезическа денивелация на уличните платна, при трасирането на газопроводите и определяне на местата на ГРП трябва да се отчита хидростатичното налягане на газа. Ако той е по-лек от въздуха, основните газопроводи и ГРП трябва да се полагат между кръстовищата с най-малки разлики в котите.

Жилищните и обществените сгради, малки предприятия и заведения от обслужващата сфера се присъединяват непосредствено към разпределителната мрежа ниско налягане, поради което на абонатните отклонения се монтират само спирателни кранове. Липсата на ГРП е преимущество на подобно решение, тъй като експлоатацията на голям брой работещи ГРП е доста сложна и скъпа.

С цел изключване на цели пръстени и отделни разклонени участъци мрежата ниско налягане при аварийни ситуации се монтират спирателни кранове. Такива се устройват и към мрежите средно и високо налягане за изключване на отделни участъци от работа. Спирателни кранове се монтират и

в началото, а при по-голяма дължина и в края на абонатните отклонения към обектите, преди и след ГРП и ГРУ, при дюкери, при пресичане на жп и трамвайни линии, автопътница и други препятствия. Броят на изключващите устройства трябва да бъде точно обоснован, минимално необходим за добра възможност за оперативно управление при аварийни ситуации, реконструкции, разширения на отделни елементи от газопроводната мрежа.

Всяко изключващо устройство, освен че увеличава стойността на мрежата, притежава и определена вероятност на отказ, усложнявайки и понижавайки надеждността на цялата система. Оптималният им брой обаче позволява при аварийни ситуации да се изключват по-малко потребители, което пък повишава тази надеждност.

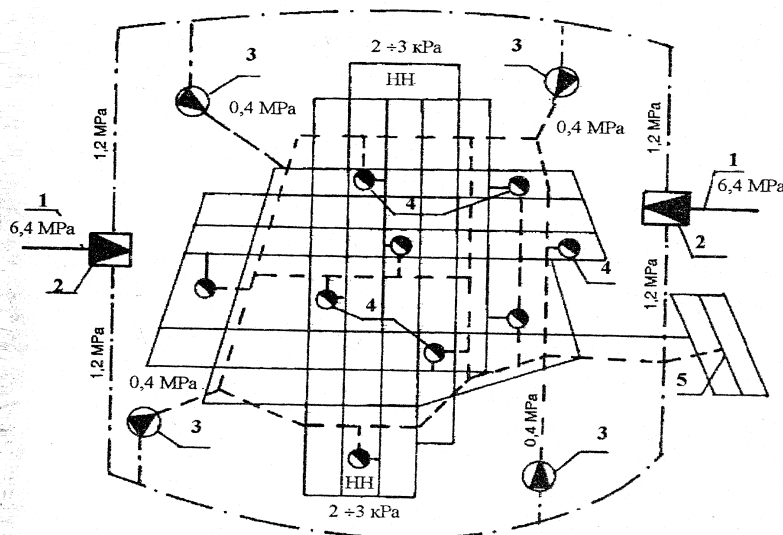
Примерна принципна схема на тристепенна селищна (на голям град с промишлена зона) газоснабдителната система е показана на фиг. 1.2. От магистралния газопровод газът постъпва чрез отклонение 1 към ГРС 2. Големите градове имат минимум 2 ГРС, което повишава надеждността в газоподаването. Оптималния брой ГРС се определя с техникоикономическо пресмятане. От ГРС газът постъпва в мрежата високо налягане (1.2 MPa). От нея чрез ГРП 3 газът с редуцирано налягане (до 0.4 MPa) постъпва в мрежата средно налягане. От нея чрез ГРП 4 газът, редуциран на още по ниско налягане ($2 \div 3 \text{ kPa}$) постъпва в съответната мрежа - последната степен. С позиция 5 е посочена мрежата (високо или средно налягане), обслужваща промишлената зона извън градската територия. На чертежа за по-голяма прегледност и разбираемост различните степени газопроводи са разположени последователно. В действителност по едни и същи улици и кръстовища те са положени паралелно, което е обусловено от изискването за плътно обхващане на цялата газифицируема територия от мрежата ниско налягане.

Необходимостта от паралелно полагане възниква и в случаи, когато в жилищните райони има отоплителни паракотелни (домови и квартални) и промишлени предприятия, преобладаващи в градски райони със старо застрояване. В новите жилищни квартали, микрорайони и комплекси няма промишлени предприятия, а топлоснабдяването им се осъществява от ТЕЦ (ОЦ) или от големи районни паракотелни, което намалява до минимум паралелното полагане на газопроводи.

Повечето промишлени предприятия може да се газоснабдяват от газопроводи както средно, така и високо налягане, което изключва необходимостта от паралелното им полагане по улици и кръстовища. Ако в някои градски райони е възможно полагане на газопроводи само средно налягане, или същото е обусловено заради големия брой преносими ГРП, тогава в тези райони се проектират газопроводи средно налягане, които съединяват последователно чрез главни ГРП (ГГРП) с мрежата високо налягане, разполагаема в останалата част на града.

Газопроводите високо налягане следва да се полагат в покрайнините на градовете, където е малка гъстотата на населението и броят на подземните комуникации.

Тристепенните газоснабдителни системи са икономични, тъй като основните газови потоци се транспортират под високо налягане, което води до намаляване материалоемкостта на газопроводните мрежи. Към мрежите с високо или средно налягане се включват крупни потребители.



Фиг. 1.2. Схема на тристепенна селищна газоснабдителна система,
Петков П. и Аличков Д., (1997)

- 1 – Отклонение от МГ; 2 – Газоразпределителна станция; 3 – ГРП от високо към средно налягане; 4 – ГРП от средно към ниско налягане;
5 – мрежа за промишлени нужди

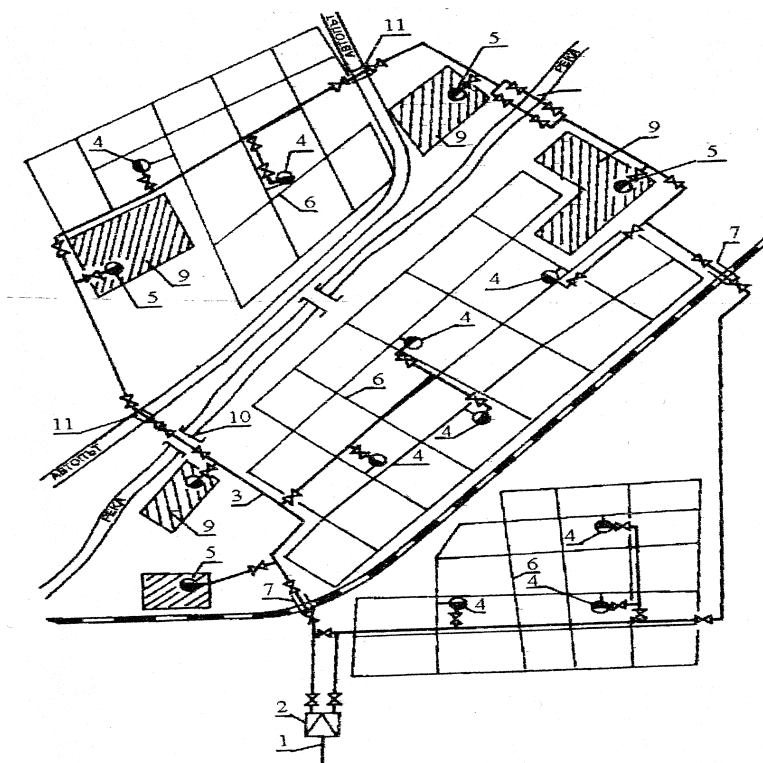
В жилищни и обществени сгради се разрешава полагането само на газопроводи с ниско налягане. Външните им разпределителни мрежи са с различна дължина, зависеща от отдалечеността на сградите от ГРП захранващи мрежите с ниско налягане. В примерната тристепенна схема (Фиг. 1.2) тези мрежи са максимално развити и покриват плътно цялата захранвана от тях територия. Ако ГРП се монтират във всяка сграда, жилищен блок, или група сгради мрежата ниско налягане ще бъде с минимална дължина и ще се състои от къси външни (улични) и вътрешноградни газопроводи.

С цел повишаване надеждността на газоснабдяването е наложително газопроводните мрежи да се склучват. Преди всичко трябва да се склучват мрежите с високо и средно налягане, тъй като те са главните градски артерии. При мрежите с ниско налягане е необходимо да се склучват само основните (главните) газопроводи, а второстепенните да бъдат разклонени. За надеждното газоснабдяване в склучените мрежи трябва да се осигури резерв от налягане, а основните пръстени да бъдат изпълнени с постоянен диаметър. Мрежи с различна степен на налягане се свързват с няколко броя ГРП (в примерната схема на Фиг. 1.2 - 4 броя), което осигурява достатъчен резерв. Мрежите с ниско налягане се захранват също така с достатъчен брой точки (в случая на Фиг. 1.2 - 9 броя ГРП), разположени равномерно или почти равномерно по обхванатата от мрежата територия. Това резервира също така точките на подхранване от страна на ниската степен на налягане: при аварийно из-

ключване на някои ГРП, газовите потоци от съседните му ГРП ще се насочат по най-късия път към зоната на действие на изключения пункт. Подобно решение на мрежата с ниско налягане осигурява необходимата надеждност и заедно с това е икономично, тъй като възприетото склучване не е повсеместно (на всички улични участъци), а само на основните (главните) клонове.

Газоснабдителната система показана на Фиг. 1.2 е не само високо надеждна, но и доста гъвкава в експлоатационно отношение. Заложеният при нейното изграждане принцип на многостранно захранване на всички видове градски газопроводни мрежи, както и склучването на основните линии осигуряват тези два изключително важни показателя. Предвидено е също така изравняване на денонощния график и известно покритие на неравномерността на газопотреблението с помощта на потребители регулатори в промишлената зона (позиция 5) и използване на крайните участъци на магистралния газопровод в качеството на акумулиращи мощности.

На Фиг. 1.3 е показана примерна схема на двустепенна селищна газоснабдителна система за средно голям град с няколко концентрирани консуматори (промишлени предприятия, парокотелни. комунално-обслужващи заведения и др.) и три жилищни района (комплекса).



Фиг. 1.3. Схема на двустепенна селищна газоснабдителна система,
Петков П. и Аличков Д., (1997)

- 1 – отклонение от МГ; 2 – главна ГРС; 3 – газопровод средно налягане; 4 – ГРП от средно към ниско налягане; 5 – ГРУ за концентрирани (промишлени и други) потребители; 6 – мрежа с ниско налягане; 7 – преминаване под ж.п. линия; 8 – преминаване с дюкер под река; 9 – газопроводи, обслужващи концентрираните (промишлени и други) потребители; 10 – преминаване по мост над река; 11 – преминаване под автомобилен път

В съвременните градски газоснабдителни системи газопроводите с ниско налягане не представляват единна градска мрежа, а са обособени по отделни райони, микрорайони (комплекси), квартали. Подобен принцип на изграждане произтича от факта, че е нецелесъобразно пресичането на тези газопроводи с естествени и изкуствени препятствия като реки, жп и трамвайни линии, междуградски автомобилни пътища.

При разпределянето на газовия поток по мрежите средно налягане следва да се определят главните (основните) линии и по тях да се насочат големите транзитни разходи. Подобно решение е по-икономично, тъй като в случая общият газов поток се дели на по-малък брой основни потоци (в схемата на Фиг. 1.3 - 2 броя), без да се разпределя равномерно по всички газопроводи. Оптималното потокоразпределяне на газа по двете паралелни линии съответства на случая, когато целият поток идва от ГРС само по една къса линия.

Ако потокът бъде разпределен равномерно по всички паралелни линии ще се получи преоскъпяване на мрежата. Същият извод е валиден и за няколко паралелни линии. Освен, че открояването на главните (основните) линии от общата мрежа е по-добро технологично решение, то е по-удобно и за експлоатацията, тъй като те, съставлявайки скелет на цялата газоснабдителна система, с цел повишаване надеждността на газоснабдяването могат да бъдат подлагани на по-ефикасен контрол и управление.

Второстепенните разклонени (глухи, задънени) газопроводи, изхождащи от сключените контури имат местен характер и прекъсването на газоподдаването по тях при аварийни ситуации ще засегне по-малък брой потребители. Неизбежните ремонтно-възстановителни дейности в случая може да бъдат извършени за достатъчно кратко време.

1.6 Устройство и начини на полагане и монтаж на селищните (външните) газопроводни мрежи

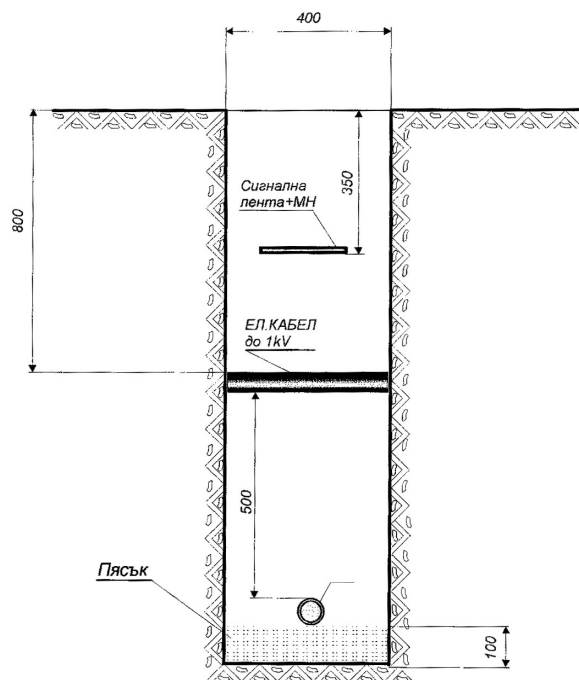
1.6.1. Подземно полагане и монтаж на газопроводи

Подземното полагане и монтажът на селищни газопроводни мрежи се извършва под уличните и тротоарните платна, в технически зони (заедно с други тръбопроводи), зелени площи и общински имоти. Газопроводите с високо налягане следва да се полагат в райони и квартали с малка гъстота на застрояване и с по-малко други подземни комуникации. Полагането на газопроводи по кръстовища с трайни улични (пътни) настилки, както и успоредно на трамвайни и електрифицирани ж.п. линии на разстояние по-малко от 50 mm не се препоръчва, Фиг. 1.4

Разстоянията между подземно положени газопроводи с налягане до 1.2 МРа и други подземни съоръжения трябва да осигуряват условия за поддържането и ремонта им, без да се нарушава тяхната надеждност. Минималните хоризонтални (и вертикални) разстояния между газопроводите и подобни съоръжения, комуникационни линии, тръбопроводи и други препятствия са посочени в Таблица 3.1. Тези разстояния не са задължителни когато газопро-

водите и посочените в таблицата надземни комуникации се полагат в един изкоп или заедно в подземен мрежов колектор.

Допуска се намаляване на разстоянието до фундаментите на сгради и съоръжения до 0.5 *m*, ако газопровода е от безшевни тръби, защитен с кожух или е с минимален брой заварки. При успоредното полагане на газопроводи с посочените инженерни тръбопроводи се допуска намаляване на светлото разстояние между тях на 0.2 *m* при съществуващи тесни улици в застроените части на селищата. При пресичане или успоредно полагане на газопроводи от полиетиленови или поливинилхлоридни тръби с тръбопроводи и паропроводи се предвижда топлинна защита (изолация) на първите с цел недопускане на по-висока от 20°C повърхностна температура на газопроводите.



Фиг. 1.4 Подземно полагане на газопровод, Славов Р., (2005)

При доказана невъзможност да се спазят разстоянията, посочени в колонки 1, 2, 3, 4 и 7 на Таблица 1.5, се предвиждат допълнителни изолационни мерки (кожуси, плочи и др.) с които да се осигури недопускане на пряк контакт на газопроводите с тези съоръжения. Дълбочината на полагане, посочена в колонка 8 може да се намали на 0.6 *m*, ако над трасето на положения газопровод не преминават транспортни средства. Не се допуска полагане на газопроводи в свлачища, неуплътнени и заблатени почви. При наличие на високи подпочвени води газопроводът се осигурява срещу изплуване.

1.6.2. Надземен монтаж на газопроводите

Надземен или открит монтаж на газопроводи се изпълнява когато същите са само от метални тръби. Начин на полагане на външен газопровод е показан на Фиг. 1.5. Монтират се по външни негорими стени на жилищни, обществени и производствени сгради, негорими покриви, отделно стоящи колони и естакади. Не се допуска надземен монтаж на газопроводи от полиети-

ленови и поливинилхлоридни тръби. Не се допуска монтиране на транзитни газопроводи по:

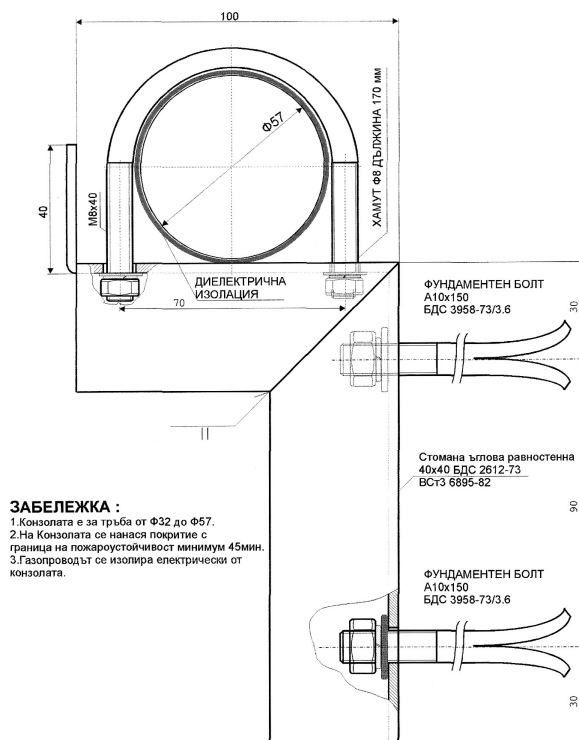
- стени на детски, учебни и здравни заведения, такива за социални грижи (сиропиталища, старопиталища), спортни сгради, кина, театри, естради и други, в които става масово събиране на хора;
- горими конструкции и панели с полимерни пълнители;
- стени на жилища, когато газът е с налягане по-високо от 0.005 МРа.

Надземно газопроводи може да се полагат на опори с височина минимум 0.35 м от терена до долната стена на газопровода, по свободни територии, забранени за движение на транспортни средства и хора.

Разстоянието между надземни газопроводи, положени съвместно с други инженерни тръбопроводи и кабели върху колони и естакади са същите като посочените в Таблица 1.2. Те трябва да осигуряват необходимите условия за изграждане, ремонт и поддържане на всеки тръбопровод.

Таблица 1.5

фундаменти на сгради, съоръжения и др.	външни стени на шахти, камери и др.	трамвайни линии	ж.п. линии	Водопровод, канализация, топловодопроводи и паропроводи, електрокабели, телефонни кабели и други инженерни комуникации		дървета (до стволете)	покривите на газопровода (кожуха)
				при пресичане (кръстосано) (светло разстояние)	при успоредно пресичане (светло разстояние)		
м	м	м	м	м	м	м	м
1	0.3	1	5	0.2	0.4	1	0.8



Фиг. 1.5 Полагане на външен газопровод, Славов Р., (2005)

Допуска се прокарване на газопроводи от безшевни стоманени тръби с налягане до 1.2 МРа по негорими (стоманобетонни, метални, металокерамични, каменни и др.) автомобилни пешеходни мостове и други съоръжения при писмено съгласие на експлоатационните предприятия и фирми. Не се разрешава преминаване на газопроводи по жп мостове, аквадукти или закрепени към конструкцията на автомобилни и пешеходни мостове.

В местата на преход от подземно към надземно полагане, газопроводите се устройват в кожух, чийто долен край е вкопан минимум на 0.5 m в терена, а горният - на разстояние, осигуряващо защитата на газопровода от механични повреди. Допуска се преходът да е без кожух при обоснована липса на опасност от повреди.

На газопроводи, монтирани под прозорци, балкони, веранди и тераси на жилищни и обществени сгради, не се допускат разглобяеми връзки.

При пресичане на надземни газопроводи с въздушни електропреносни кабели, първите се монтират под кабелите, като между двете линии се предвиждат заграждения против допир на скъсани електропроводници с газопроводите. Освен това всички надземни газопроводи трябва да са осигурени с електроизолация от металните части на сгради и съоръжения, по които те са положени. Тръбите и арматурите на надземните газопроводи следва да са и топлинно изолирани.

Надземните газопроводи трябва да се проектират като се държи сметка за компенсиране на температурните удължения по фактически измерени максимални температури. Ако надлъжните деформации е невъзможно да се поемат от криволинейните участъци (самокомпенсирането) на газопроводите, се предвиждат Линзови или П-образни компенсатори.

Разстоянията между опорите на естакадите на надземните газопроводи се определят от условията за якост на греда на много опори, натоварена със следните товари; собственото тегло заедно с изолацията, масата на транспортируемия газ, налягането му, снежната маса върху тръбите или обледяването им, ветровото налягане, температура и др. Големината на отворите се определя от условието провисването f (еластичната линия) на тръбопровода да е $f \leq 0.02d_0$, където d_0 е външният му диаметър. По една и съща методика се измеряват статически както разпределителните селищни, така и магистралните газопроводи.

1.7 Тръби, спирателна и друга арматура, оборудване и ГРП за разпределителните (външните) газопроводни мрежи

В строителството на газопроводи най-широко приложение са намерили стоманените тръби: безшевни, заварени правошевни, спирално заварени и др. Заваръчните шевове трябва да са равностойни на основния тръбен метал. Тръбите се подлагат на хидравлично изпитване още в заводите производителите.

Необходимото вътрешно налягане p_i (МРа) при изпитването се определя от формулата

$$p_i = \frac{2\delta R}{d_i}; \quad (1.8)$$

където R е оразмерителната стойност на допустимото напрежение на натиск, приемана 85% от границата на провлачване на стоманата, MPa ;

δ - минималната дебелина на стената на тръбата, mm ;

d_i - вътрешния диаметър на тръбата, mm .

Минималните номинални диаметри за разпределителните газопроводи с различни налягания са 50 mm , а за абонатните отклонения от ниското налягане – 25 mm . Връзката между отделните тръбни звена се осъществява чрез заварка. Качеството на заваръчните шевове трябва да се подлага на ефикасен контрол. Свързването с фланци се проектира по изключение в местата където се предвиждат спирателни кранове, обратни клапи и друга арматура. Резбови връзки се допускат при устройване на вентилни спирателни кранове, пробки (щупери) и муфи на хидрозатвори и кондензаторсбориратели, на надземно монтирани абонатни отклонения от газопровод с ниско налягане в местата на изключващите устройства и контролно измерителните прибори.

В съвременното строителство на газопроводи вече успешно се използват и пластмасови (полиетиленови и поливинилхлоридни) тръби. Първите се използват при налягане на газа до 0.3 MPa , а вторите (наричани още винипластови) при налягане до 5 kPa . По принцип пластмасовите тръби трябва да се използват за газоснабдяване на средно големи градове и селища от градски тип с ниска наситеност на инженерни комуникации и малък брой абонатни отклонения. Полиетиленовите се изготвят с номинални диаметри 6 до 300 mm и дължина 6 ÷ 12 m . Тръбите с диаметър 40 и 50 mm се изготвят и с по-големи дължини, навити на лесно преносими рулони. Винипластовите се изготвят с номинални диаметри 6 до 150 mm и дължина 5 - 8 m .

Главните достоинства на пластмасовите тръби са високата им антикорозионна устойчивост, отлична хидравлична проводимост, малко тегло, лесен монтаж и др. Основните им недостатъци са стареенето и малката им температуроустойчивост - на полиетиленовите от $-60^{\circ}C$ до $+40^{\circ}C$, а на винипластовите от $0^{\circ}C$ до $45^{\circ}C$. От това следва, че при строителството на газопроводи от пластмасови тръби е необходимо строго съблюдаване на температурния режим.

Понастоящем у нас са открити представителства на различни фирми производители на тръби и фасонни части от синтетични материали като полипропилен, полибутилен, намиращи все по-голямо приложение в газоснабдяването и водоснабдяването на селища. Те са с високи експлоатационни качества и голяма трайност (50 ÷ 80 $год.$).

В качеството на спирателна арматура (изключващи устройства) при газопроводите се използват класическите сферични и шибърни спирателни кранове, и др.

Сферичните кранове осигуряват по-голяма херметичност, отколкото изключващи устройства. Те са бързодействащи и надеждни, но трудно

осигуряват плавно регулиране на газовите потоци. Шибърните са за предпочитане поради по-добрата възможност в това отношение. Те обаче са с недобра херметичност и корозират по-бързо, образувайки неравности (грапавини) от различен характер. Съпоставяйки едните и другите може да се каже, че за предпочитане са вентилните кранове. Те се изготвят от бронз, месинг и чугун. В зависимост от начина на свързване с тръбите те се подразделят на муфени, фланшови и цапкови. Шибърните кранове се изработват от чугун и стомана, на фланци. При големи диаметри те се изготвят с байпас или с електрозавиване.

Всички изключващи устройства при подземните газопроводи се монтират в специални шахти, изградени монолитно или от сборни сглобяеми елементи.

Спирателната арматура се предвижда задължително на подаващите към ГРП и изхождащите от тях газопроводни клонове и на абонатните отклонения. При дължина на отклоненията над 100 *m* спирателните устройства се монтират в началото и края им. Такива се монтират и на отклоненията от разпределителните газопроводи към газоснабдителни райони, квартали, група жилищни сгради с над 400 апартамента (жилища). Спирателна арматура се предвижда и на определени места при разпределителните газопроводи от всички налягания за изключване на отделни пръстени, клонове и участъци от тях при аварийни ситуации и провеждане на ремонтна възстановителни работи. Изключващи устройства се предвиждат при пресичане на водни прегради с два дюкерни клона, а при един, когато ширината на преградата е над 75 *m*. При пресичане на жп и трамвайни линии, автомобилни пътища I и II категория, също се монтират затварящи устройства с изключение на случаите, когато такива са предвидени до 1000 *m* и преди прехода по посока на движение на газа за разклонени, и до 1000 *m* от двете страни на прехода за склучени газопроводи.

Спирателната арматура се устройва в шахти при подземното полагане на газопроводи, а за надземните - в ниши, касетки (шкафове), монтируеми в преносим вид на стени, фасади, колони и други строително конструктивни елементи.

Тези места трябва да са леснодостъпни за обслужване и заедно с това добре защитени от злоумишлени посегателства. Спирателните кранове на успоредно положени газопроводи трябва да са разместени едни спрямо други на разстояния, удобни за монтаж и обслужване. Шахтите им трябва да са осигурени срещу проникване на подпочвени води и изгълнени от негорими влагоустойчиви и биоустойчиви материали. Капаците на шахтите, изградени в зони без пешеходно и друго транспортно движение, са на височина 0.15 *m* над терена. Всички шахти следва да се реперират с трайни знаци. Преминаването на газопроводите през стените или дъното на шахтите става чрез кожух, като се предвиждат и компенсаторни устройства за монтаж и демонтаж на спирателните кранове. Допуска се при фланшови арматури с диаметър над 300 *mm* компенсиращото устройство да бъде заменено с демонтажна връзка.

При стоманени арматури на заварка подобни устройства и връзки не се изискват.

Спирателните кранове към надземните газопроводи по стени и фасади на сгради трябва да се разполагат на следните разстояния от отваряеми врати и прозорци:

- 0.5 *m* за газопроводи с налягане до 0.005 *MPa*;
- 3 *m* за газопроводи с налягане от 0.005 до 0.4 *MPa*;
- 5 *m* за газопроводи с налягане от 0.4 до 1.2 *MPa*.

За спирателни арматури, монтирани на височина по-голяма от 2.20 *m* от терена, се изисква обслужваща площадка от негорими материали.

Спирателната арматура към ГРП, се монтира на разстояние от 5 до 100 *m* преди и след пункта. Същата се предвижда в самостоятелни помещения или към шкафни ГРП при надземните газопроводи. монтирана в места удобни за обслужване, на разстояния най-малко 5 *m* от ГРП.

Спирателни кранове се устройват и вътре в кондензатосъбирателните шахти към мрежите с различни налягания. Те се използват за изпускане на кондензата и газа при продухване на тръбните участъци за провеждане на ремонтно-възстановителни работи.

Газорегулиращите (газорегулаторните) пунктове и уредби (ГРП и ГРУ) се устройват на територията на селищата, промишлените комплекси, селищнопромишлените агломерации, към комунално-битови и други концентрирани (точковидни) потребители на газ. В зависимост от големината на налягането на входа на ГРП и ГРУ, те се подразделят на такива за средно (до 0.3 *MPa*) налягане и за високо (0.3 до 1.2 *MPa*) налягане.

ГРП обикновено са мрежови пунктове, захранващи градската разпределителна мрежа ниско и средно налягане, ГРУ - обектови, подаващи газ с необходимото налягане към концентрираните (точковидните) обекти, посочени по-горе. Първите се монтират в отделни помещения на сградите или в специални шкафове към масивни конструктивни техни елементи. Вторите може да бъдат местени в пристройки, навеси, цехове и помощни помещения и съоръжения на предприятия, заведения, паракотелни и др. Отделно стоящи мрежови ГРП, може да бъдат устроени в защитени (вкопани или полувкопани) в паркове, градини, дворове, междусградни зелени площи помещения, а ГРУ - на площадките на предприятията и обектите, обслужвани от тях.

Предназначението на ГРП и ГРУ е да понижават налягането до необходимата степен и поддържайки го на автоматичен режим. да осигуряват стабилна работа и безопасна експлоатация на захранваните от тях мрежи и обекти. За тази цел пунктовете и уредбите се оборудват със съвременни регулатори (стабилизатори) на налягането, измервателни устройства (газомери), спирателна арматура, уреди за следене и контрол, защитни приспособления, обхождащи (байпасни) и свързващи тръби, фасадни части, съединения, уплътнения и други принадлежности. ГРП и ГРУ се проектират и оразмеряват в съответствие със стойностите на входящото и изходящото налягане и дебита на

газа. Предвидените в проекта материали за оборудването и частите на пунктовете се подбират в съответствие с изискванията за безопасна експлоатация.

Газоизпускащите тръби към ГРП трябва да отвеждат излишният газ извън помещенията, на безопасно разстояние от източници на възпламеняване и не създават условия за обгазяване на затворени помещения. Тръбите се оразмеряват с номинален диаметър най-малко 15 mm, проектират се минимум 3 m над терена и се предпазват от запушване и дъждовни води.

Главни защитни приспособления срещу свръхналягане са:

- предпазни спирателни вентили (отсекатели), настроени за определена защита от свръх налягане;
- предпазни изпускателни вентили, удовлетворяващи изискванията на БДС 19962.

Защитните приспособления не бива да допускат повишаване на изходното налягане повече от 10% от работното. Те трябва да позволяват настройка в тези граници при отчитане допуските на сработването си, като се знае, че затварящото налягане на собствения регулатор е по-малко или равно на работното налягане на газа.

Защитните приспособления срещу свръхналягане се подбират въз основа на оразмерителни изчисления и при необходимост от изпускателни тръби се спазват горепосочените изисквания.

Допуска се конструктивно обединяване на защитните приспособления със съответните регулатори на налягане на газа.

Обходна тръбна връзка (байпас) се предвижда на редуциращата линия на ГРП (ГРУ) с цел осигуряване на непрекъснато подаване на газ при авария на регулатора, както и при пускане и накладката му. Байпасът се оборудва с главна спирателна арматура за херметично затваряне и втора такава за ръчно регулиране, монтирани последователно по посока на протичането на газа. По конструкция тези арматури се избират в съответствие с работното налягане в подаващия газопровод към ГРП.

Както контролно измервателните прибори, така и газомерите с които са оборудвани ГРП (ГРУ) трябва да отговарят на изискванията на БДС в това отношение.

Помещенията на ГРП се проектират с граница на пожароустойчивост не по-малка от II степен, а металните им или от друг негорим материал шкафови с граница - 45 min. Помещенията на полувкопаните и вкопаните ГРП се проектират с олекотена покривна конструкция, оразмерена на максимално натоварване през експлоатационния период. Разстоянието между жилищни и обществени сгради и ГРП с входящо налягане от 0.4 до 1.2 MPa или с номинален диаметър над 50 mm е най-малко 2 m. В помещенията на посочените ГРП се устройва естествена вентилация чрез вентилационни отвори или канали (въздуховоди), защитени с метална мрежа. Въздуховодите се проектират на височина, осигуряваща ефикасна естествена циркулация на въздуха, като се защитават срещу запушване и проникване на валежни води. ГРП се осигуряват с охранителна зона, а надземните и с ограда от негорими материали с

височина минимум 2.5 m. При необходимост те се осигуряват и срещу мъгли.

В случаи когато на газопроводите е предвидена катодна защита, в ГРП се предвиждат и необходимите при това мерки за електроизолиране на оборудването.

1.8 Особенности на корозията на подземните газопроводи и защитата им от нея

В зависимост от състава на газа, материала на тръбите, условията на полагането и физикомеханичните свойства на почвата газопроводите са подложени в една или друга степен на вътрешната и външна корозия. Корозията на вътрешните стени на тръбите зависи главно от свойствата на газа, т.е. от повишеното съдържание на кислород, влага, сяроводород и други агресивни съединения. Премахването на опасността от нея се свежда до отстраняването от газа на агресивните му съединения, т.е. до ефикасното му пречистване.

Значително по-трудна е борбата с корозията на външните стени на тръбите, положени в почвата, т.е. с т.н. почвена корозия. Тя по своята природа се разделя на химична, електрохимична и електрическа (корозия от блуждаещи токове).

Химичната корозия възниква от действието върху тръбния метал на разни газове и течни неелектролити, без да е съпроводена с превръщането на химическата енергия в електрическа. При действието върху метала на химическите съединения, на повърхността му се образува ципа от продуктите на корозията. Ако ципата е неразтворима, с достатъчна плътност и еластичност, добре свързана с метала, то корозията ще се забавя и при достигане на определена дебелина на ципата, може да се прекрати съвсем. Химичната корозия е плътна, еднородна, при която дебелината на стените на тръбите се намалява почти равномерно. Подобен корозионен процес е по-малко опасен отколкото неравномерното пробивно корозионно действие върху тръбите.

Корозията на положените в почвата метални тръби има преди всичко електрохимичен характер. Тя е резултат от взаимодействието на метала, изпълняващ ролята на електрод, с агресивните почвени разтвори, изпълняващи ролята на електролити.

Електромеханичната нехомогенност на положените в почвата (паралелно или последователно) участъци на газопровода предизвиква разлика в техните потенциали. Металните участъци с по-голям отрицателен електроден потенциал ще станат анодни. По този начин тръбният метал е подложен на корозия в анодните зони и участъци, тъй като от тях изтичат метални йони в околната почва.

В реални условия корозията протича значително по-сложно, тъй като към основния процес се наслагват редица други физико-химични явления и процеси. Металният потенциал по отношение на почвата, зависи не само от собствените му физико-химични свойства, но и от тези на почвата. Вследствие на нейната нехомогенност възникват също така и галванични полюси.

Почвената физикохимична нехомогенност около положените метални участъци довежда до образуване на микрополюси. И тъй като газопроводите са положени почвени масиви, рязко различаващи се по свойствата си, то възникналите галванични елементи (микрополюси) се получават на голяма дължина – стотици хиляди метри.

Електрохимическата корозия има местен характер, т.е. на газопровода възникват местни разяждания (язви, каверни) с голяма дълбочина които, развивайки се, се превръщат в пробойни отвори в стените на тръбите. Тази местна корозия е значително по-опасна от всеобхватната равномерноплътна корозия.

Електрохимичната корозия възниква също така при въздействието върху металните газопроводи на електрически ток, преминал в почвата в резултат на изтичане от релсите на електрифицирания транспорт. Подобни токове се наричат блуждаещи, а предизвикваната от тях корозия - електрическа, за разлика от електрохимичната или галванокорозията. Изтеклите от релсите блуждаещи токове протичат по посока на отрицателния полюс на тяговата подстанция. През повредената външна изолация на газопровода те попадат на метала. Близко до подстанцията токовете изтичат от газопровода в почвата под формата на метални положителни йони, т.е., започва се електролиза на метала. Участъците от газопровода с изтичащ ток се превръщат в анодни зони с процес на електрокорозия. Зоните с втичане на постоянен ток в газопровода се наричат катодни. Електричната корозия от блуждаещи токове е много по-опасна от електрохимичната. В градски условия това е най-разпространеният вид корозия.

Корозионната активност на почвата зависи от нейната структура, влажност, въздухопроницаемост, електропроводимост и наличието на соли и киселини в нея. Във водонаситени почви интензивността на корозията ще е минимална, ако самата вода не е агресивна по отношение на метала. При променлива влажност, когато възникват условия за съвместно въздействие на влагата и кислорода, се създава най-благоприятна среда за корозия на метала.

В регулационните граници на селищата има почви наситени с отпадъчни води с различен произход, състав и концентрация. Подобни почви, както и заблатени такива - торфени, засолени и намиращи се под сгуроотвали са корозионноактивни. Чистите пясъци и пясъкливите почви са по-безопасни.

Методите за защита на газопроводите от корозия се разделят на три групи: пасивни, активни и комбинирани. Първите се заключават в изолация на газопроводите, а вторите до електрически методи на защита.

Към изолационните материали, използвани за пасивна защита на газопроводите се предявяват редица изисквания, по-важни от които са: монолитност на покритието, водоуплътност, въздухонепроницаемост, добро прилепване (сцепление) към металните тръби, висока механична якост и трайност, химическа и биологическа устойчивост спрямо различните почви, наличие на диелектрични свойства.

Изоляцията на външните стени на газопровода се извършва преди полагането на тръбите в изкопа при следната последователност. Тръбите се почистват със стоманени четки до метален блясък и избърсват. След това се нанася корозионен пласт боя с дебелина $0.1 \div 0.15 \text{ mm}$. Такова грундиране може да стане и с нефтен битум, разреден с бензин в съотношение 1:2 или 1:3. След изсъхване на боята се нанася горещ ($160^\circ \div 180^\circ\text{C}$) битумен емайл в няколко слоя в зависимост от изискванията към изоляцията. Най-накрая се навива асфалтова мушама, или специална пластмасова лента (сил), намазана с лепило, други (полиетиленови) обвивки и т.н. В съвременните условия всички операции по изолирането на газопроводите са механизирани.

В зависимост от броя на нанесените слоеве емайл и усилящите армировъчни пояси, изоляцията се подразделя на нормална, усилена и най-усилената. Нормалната се прилага при ниска корозионна активност на почвата, усилената при средна, а в останалите случаи - най-усилената.

Към активните методи се отнасят катодната и протекторната защита и електрическият дренаж. Основен метод на защита на газопроводите от блуждаещи токове е електрическият дренаж. Същността му е в отвеждане на попадналите на газопровода токове обратно към техния източник. Това става с изолиран проводник, свързващ газопровода с релсите на електрифицирания транспорт или с отрицателната шина на тяговата подстанция. С това се спира изтичането на металните йони в почвата и прекъсва самата корозия.

Една инсталация за електрически дренаж може да защити няколко километра подземен газопровод.

За защита на газопроводи от почвена корозия се прилага катодна защита. При нея в газопровода се натрупва отрицателен потенциал, т.е. целият защитаван участък се превръща в катодна зона. В качеството на анод се използват трудно разтворими материали (чугунени, стоманени, графитни), както и остатъци от черни метали, положени в почвата близо до защитавания газопроводен участък. Отрицателният полюс на източника на постоянен ток се свързва с газопровода, а положителният с анода. По такъв начин при катодната защита в получената затворена електрическа верига токът протича от положителния полюс на захранващия източник по изолиран кабел към анодното заземяване, от което, разсейвайки се в почвата, попада на защитавания газопровод. По-нататък той, протичайки по газопровода чрез изолирания кабел се връща в отрицателния полюс на захранващия източник. Електрическият ток протича от анода под формата на положителни метални йони поради което, в следствие на разпадането на метала, анодът постепенно се разгражда. В зависимост от качеството на изоляцията една катодна инсталация може да защитава газопроводен участък с дължина от 1 до 20 km.

При протекторната защита газопроводният участък се превръща в катод без външен източник на ток. В качество на анод се използват метални пръти, положени в почвата редом с газопровода, като между тях се установява електрически контакт. Металният прът трябва да е от метали с по-големи отрицателни потенциали (напр. цинк, магнезий, алуминий и сплавите им),

отколкото на стоманата. В обособената по този начин галванична верига се разрушава протектора (анода), а газопровода (катода) се защитава от корозия.

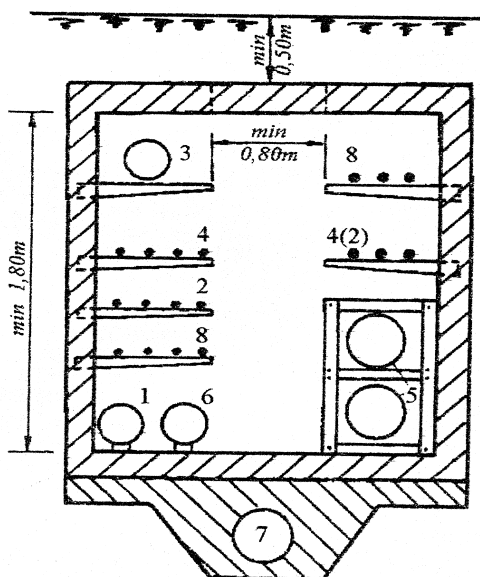
За избягване на опасност от електрически контакт на газопровода със заземени конструкции и комуникации на различни притежатели, на вертикалния участък от абонатното отклонение се монтира изолиращо фланшово съединение. Такива се устройват и при надземните и надводните преходи на газопроводите, както и на входящите и изходящите от ГРС, ГРП и ГРУ газопроводни участъци. Фланшовите съединения на подземните газопроводи трябва да бъдат защитени с постоянни токоразединители, устройвани в специални шахти. Изолиращите фланци на токоразединителите трябва да бъдат осигурени срещу разместване на контактните съединения извън шахтата.

За защита на надземно положени газопроводи от атмосферна корозия се нанасят лакобояджийски покрития.

Понастоящем в практиката намират приложение нови методи за ремонт и подмяна на силно корозирали и износени (амортизирани) газопроводни тръби. Редица фирми предлагат методи за "безтраншейна подмяна" на корозирали водопроводи, газопроводи, канализационни и други тръбопроводи. Същността на един от тях, приложим за газопроводи, е впръскването под налягане в корозирания газопровод на емулсия от каучуковото лепило "Латекс". Емулсията запълва плътно пробивите, образувайки хомогенно равномерно водо- и газоплътно покритие. При другите методи, корозиралите участъци се разширяват и оформят под земята със специални въртящи се с големи обороти пробивни (ракетни) устройства. В така оформените (при нужда с по-голям диаметър от досегашния) подземни легла на тръбопроводите, последните (от синтетични материали на рулони) се вкарват с помощта на специално оборудвани транспортни средства. Това става на участъци с дължина $300 \div 400 \text{ m}$, без да се разкопават улици и кръстовища, без да се спира движението и т.н. На местата на сградните (абонатните) водопроводни и газопроводни отклонения се оставят отвори, които после се свързват със съществуващите или с новите (при необходимост) отклонения.

Като се има предвид, че досега по класическите способности корозиралите тръбопроводи трябваше да се разкопават, демонтират и изхвърлят навън, след което изкопите да се разширят и укрепят и чак тогава да става полагането на новите тръби, засипването, трамбоването, възстановяването на трайните улични, пътни и тротоарни настилки, то е очевиден големият икономически и технически ефект от прилагането на новите методи. По тях вече в много страни на западна и централна Европа са възстановени стотици и хиляди километри тръбопроводи. По оценката на специалисти към фирмите икономическият ефект е около 50% по-малко инвестиции в сравнение с класическият метод.

От тази гледна точка и за леснодостъпен контрол, ревизия и ремонт е най-целесъобразно колекторното полагане и монтаж на подземни тръбопроводи и комуникации, Фиг. 1.6.



Фиг. 1.6. Колекторно полагане на газопровод
1 – водопровод; 2 – ел. кабели; 3 – газопровод; 4 – телефонни кабели;
5 – топлопроводи; 6 – напорна канализация; 7 – гравитачна канализация;
8 – други комуникации

ГЛАВА ВТОРА

ПРАВИЛА И НОРМАТИВИ ЗА ПРОЕКТИРАНЕ НА ОБЕКТИТЕ И СЪОРЪЖЕНИЯТА ЗА ПРОМИШЛЕНИТЕ ГАЗОВИ ИНСТАЛАЦИИ

2.1 Общи изисквания

Обектите и съоръженията на промишлените газови инсталации се проектират в съответствие с правилата и нормативите на “Наредба № 6 от 25 ноември 2004 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ”, Закона за енергетиката (ЗЕ) и предвижданията на подробните устройствени планове (план-схемите за газоснабдяване към подробните устройствени планове на урбанизираните територии и парцеларните планове на газопроводите, проектирани извън границите на урбанизираните територии). Промислените газови инсталации включват площадковите газопроводи (газопроводите на територията на промишлените и селскостопанските производствени обекти), съоръженията за регулиране и/или измерване и регулиране, вътрешните газови инсталации, горивните уредби, газовите уреди и съоръжения, разположени в производствените сгради или на открито, димоходите и комините за отвеждане на димните газове.

Съоръжаването на промишлената газова инсталация с необходимите устройства и автоматика за всеки конкретен случай се определя в зависимост от експлоатационните условия и изискванията за безопасна работа.

Съставните части на промишлените газови инсталации се оразмеряват при нормален режим на експлоатация така, че да поемат механичните, химичните и топлинните натоварвания.

В зависимост от работното налягане промишлените газови инсталации заедно със съоръженията към тях се класифицират на:

1. инсталации с работно налягане до 0.01 МРa;
2. инсталации с работно налягане от 0.01 до 0.2 МРa;
3. инсталации с работно налягане от 0.2 до 0.5 МРa;
4. инсталации с работно налягане от 0.5 до 1.6 МРa;
5. инсталации с работно налягане над 1.6 МРa.

2.2 Подземни газопроводи

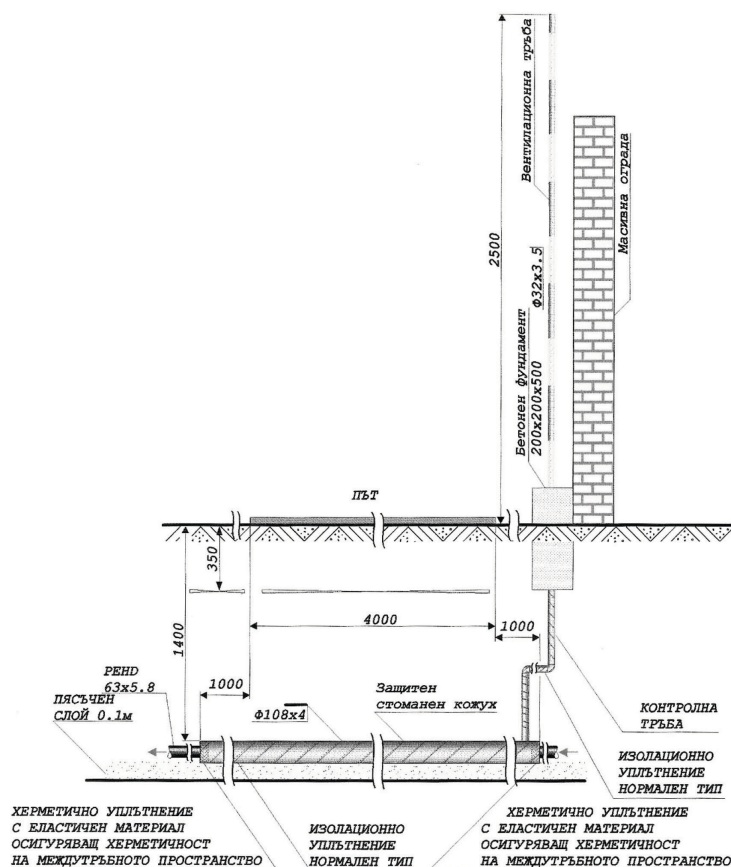
Газопроводите на територията на производствените предприятия се проектират по начин, отговарящ на изискванията за работа с газ, и с възможност да бъдат обезгазвани, продухвани и почиствани, Фиг.1.4. Върху подземните площадкови газопроводи не се допуска разполагане на сгради, складови площадки, други строежи и трайни насаждения, които застрашават експлоатационната сигурност и възпрепятстват възможността за ремонт.

Газопроводите се проектират по начин, който осигурява недопускане на остатъчни механични напрежения. Подземните метални газопроводи, Фиг.2.1 се защитават от корозия по реда на чл. 57 – 61, от “Наредба № 6 от 25 ноември 2004 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ”

Газопроводите в сгради се осигуряват със защитни покрития срещу корозионното въздействие на контактуващите с тях строителни материали, вода, кондензат и други корозионноактивни среди.

Защитен кожух се предвижда на:

1. стоманени газопроводи, положени във или намиращи се в контакт с бетонни или гипсови елементи;
2. стоманени газопроводи, положени в строителни елементи от агресивни материали (киселит, шлака и др.);
3. медни газопроводи, положени в строителни елементи, съдържащи нитритни и амонитни вещества.



Фиг.2.1 Типово полагане на газопровод под път, Славов Р., (2005)

2.3 Надземни газопроводи и газопроводи в производствени сгради

Надземните газопроводи се полагат:

1. върху негорими колони, опори и естакади на височина най-малко 0.35 m от кота долен ръб тръба до прилежащия терен; при пресичане на

пътища на територията на промишленото предприятие се осигурява светло разстояние най-малко 5.5 *m* до долния ръб на тръбата;

2. съвместно с други технически проводи върху едни и същи негорими колони и естакади, като се осигурява възможност за монтаж и техническо обслужване на всички проводи;

3. на външните стени и негорими покриви на сгради - за газопроводи с налягане до 0.5 *MPa* включително.

Газопроводите в производствени сгради се проектират и изграждат:

1. открито, на разстояние от стената не по-малко от 0.1 *m*, удобно за монтаж и експлоатация;

2. в шахти и канали;

3. в бетонни подове или в подовата настилка.

Откритите газопроводи, Фиг.1.5, се закрепват с негорими разглобяеми елементи, върху негорими конзоли или висящи конструкции.

Не се допуска неподвижно закрепване на газопроводите чрез заваряването им.

Шахтите и каналите за преминаване на газопроводите се проектират с такава конструкция и размери, че да осигуряват:

1. възможност за монтаж и техническо обслужване;

2. защита от корозия, повреди и замърсяване;

3. естествена вентилация на шахтите и каналите.

Вентилация не се предвижда, когато шахтите и каналите са изградени от негорими материали и са запълнени с подходящ материал.

В помещенията на производствените сгради се допускат газопроводи за наляганя над 0.5 *MPa* в технически обосновани случаи.

Когато газопроводите преминават през стени и подове, те се проектират в обсадна тръба. Следователно газопроводите се проектират така, че да не увреждат конструкцията на сградата, както и нейната огнеустойчивост и топло- и звукоизолация. Пространството между обсадната тръба и газопровода се запълва с изолиращ и устойчив на корозия материал.

Не се допуска преминаване на газопроводи през:

1. трансформаторни постове и електрически уредби;

2. машинни и помпени помещения;

3. асансьорни шахти и шахти на сметопроводи;

4. димоходи, комини и стени на комини;

5. вентилационни шахти (отдушници и въздуховоди) и климатични камери;

6. зидария на котли и пещи;

7. дилатационни и други фуги на сгради.

Не се разрешава прикрепването на газопроводите към други тръбопроводи, както и използването им като носеща конструкция на други тръбопроводи и товари.

Не се разрешава използването на газопроводите като заземители или елементи на мълниезащитни инсталации.

Не се допуска проектиране на строителни конструкции и други елементи на сгради и съоръжения, които предават вибрации на газопроводи, застрашвайки тяхната безопасна експлоатация.

Не се допуска полагане на газопроводи в места, изложени на топлинното въздействие на горещи газове, разтопен или нагрят метал, както и заливане или напръскване с корозионноактивни течности, без да се вземат допълнителни предпазни мерки.

2.4 Изисквания към помещенията на промишлените газови инсталации

Помещенията, предназначени за газови уреди (котли, пещи, агрегати и др.) и инсталации, се проектират от негорими строителни материали. Предвижда се вентилация за осигуряване на:

1. пълно изгаряне на природния газ във всички газови уреди и съоръжения при едновременната им работа и отвеждане на продуктите на горенето от тях;

2. подаване най-малко на $1.6 \text{ m}^3/\text{h}$ въздух за горене на 1 kW обща номинална мощност на газовите уреди и съоръжения;

3. отвеждане най-малко на $0.5 \text{ m}^3/\text{h}$ въздух на 1 kW обща номинална мощност.

Отворите за отвеждане на въздуха от помещенията се проектират по възможност най-близо до тавана, срещуположно и най-отдалечено от отворите за приток на чист въздух. Те се предвиждат така, че да не предизвикват въздушни потоци, нарушаващи нормалната експлоатация на газовите уреди. Помещенията, в които се монтират котли, пещи или агрегати, работещи с природен газ, се осигуряват с естествено и изкуствено осветление при спазване изискванията на съответните норми и стандарти за електрически инсталации и уредби. В отоплителните котелни освен инсталацията за основно електрическо осветление в нормално изпълнение се предвиждат и електрически лампи с арматура във взривозащитно изпълнение, със самостоятелно електрозахранване и с прекъсвачи и предпазители, изнесени извън помещението на котелното.

При монтиране на газовите уреди се спазват техническите спецификации и инструкции на производителя. Газовите уреди се монтират на разстояние най-малко 0.4 m от леснозапалими материали. Това разстояние може да бъде намалено, като се вземат предпазни мерки, осигуряващи при номинална мощност на уреда повърхностна температура на леснозапалимите материали не по-висока от 85°C .

Газови инсталации с отоплителните уреди с излъчваща повърхност, ползващи въздух за горене от помещението, се проектират в помещения с обем най-малко $10 \text{ m}^3/\text{kW}$ инсталирана мощност. Необходимият въздух за горене се подава през външни отвори, които се разполагат под нивото на уредите.

Отоплителни уреди с излъчваща повърхност тип C_1 , C_3 , C_4 и C_5 се монтират при спазване на предписаните от производителя изисквания за минимална височина на монтиране и за разстояния до околните предмети.

2.5 Съоръжения на промишлените газови инсталации

Газорегулаторните и/или газоизмервателните пунктове са съоръжения за регулиране или измерване и регулиране налягането на природния газ с оглед осигуряване на безопасна експлоатация и работа на автоматичен режим. Съществуващите ГРП с входящо налягане до 0.6 МРа включително, изградени до влизането в сила на наредбата, се приравняват към ГРП с входящо налягане до 0.5 МРа.

Газорегулаторните и/или газоизмервателните пунктове с входящо налягане до 0.5 МРа включително се проектират, както следва:

1. на открито;
2. непосредствено при потребителите на газ;
3. в покрити пространства;
4. в шахти, ниши или шкафове.

Допуска се разполагане на ГРП с входящо налягане над 0.5 МРа непосредствено в производствени помещения или в пристройки към тях в случаите, когато технологията изисква подаване на газ с налягане над 0.5 МРа. Допуска се ГРП или части от тях (кранове и филтри) да се монтират на оградени открити площадки на територията на производствени обекти, когато климатичните условия позволяват нормалното им функциониране. Пристройките към сгради или помещенията, в които се монтират ГРП, се категоризират като производства от категория А съгласно нормите за пожарна безопасност. Подовите на помещенията се проектират негорими и неискрообразуващи. Помещенията се проектират с врати, необразуващи искри и отварящи се навън. Сградите към ГРП се предвиждат със самостоятелен изход и с лек покрив, отделени с плътна негорима и газонепроницаема стена. В разделителните стени към ГРП не се допуска полагане на дымоотводи и вентилационни канали. При необходимост ГРП се съоръжават с мълниезащитна и заземителна инсталация.

Газорегулаторните пунктове се проектират на разстояние, което осигурява защитата им от недопустимо загряване от газови съоръжения и уреди, излъчващи топлина, от искри и от открит пламък. В работното помещение и в непосредствена близост до ГРП не се допуска монтиране на съоръжения, които не са свързани с работата на ГРП. Допуска се от ГРП да се подава газ към агрегати, разположени в други помещения на същата сграда.

В ГРП в зависимост от климатичните условия и конструкцията на предвидените уреди и КИП се проектира отопление. При водно отопление отоплителният котел се разполага в изолирано помещение със самостоятелен изход, отделено от технологичните и другите помещения с плътни, газонепроницаеми стени и с граница на огнеустойчивост най-малко 150 min. Когато спирането на притока на газ може да доведе до технологични загуби (напри-

мер в стъкларски пещи и други топилни пещи), се допуска на газовите горивни уредби, които работят на непрекъснат режим, вместо предпазно-спирателни вентили да се монтира сигнална инсталация, показваща изменението на налягането на природния газ над допустимите граници.

Не се допуска ГРП да преграждат входовете на помещения, като покрай тях се осигурява проход с широчина най-малко 1 *m*. В разделителните стени към ГРП не се допуска проектиране на дымоотводи и вентилационни канали.

Газорегулаторните пунктове шкафово изпълнение се монтират върху негорими основи или негорими стени. Шкафовете на ГРП се изработват от негорими материали и с вентилационни отвори в горната и долната част на шкафа. Местото на шкафа се избира така, че да е удобно за ремонт и обслужване. Площта на вентилационните отвори в горната и долната част на ГРП е най-малко 10 на сто от площта на дъното, съответно от площта на тавана на шкафа.

Допуска се площта на вентилационните отвори по да се намали до 5 на сто при наличие на изпускателни тръбопроводи от регулаторите на налягане и защитните устройства, които отвеждат природния газ в атмосферата, извън шкафа на ГРП. Изпускателните тръбопроводи се оразмеряват с условен диаметър най-малко 15 *mm*, но не по-малък от диаметъра на предпазно-изпускателния вентил. Допуска се изпускателните тръбопроводи по ал. 2 да се обединяват с продухвателен тръбопровод с еднакво налягане на природния газ.

В ГРП се допуска проектиране на резбови връзки при диаметри до D_N 50 включително, при условие че резбата е допустима за работа при максималното работно налягане на природния газ в съответното ГРП.

Газорегулаторните пунктове може да се разполагат на открити площадки на разстояние до 1.5 *m* под нивото на прилежащия терен. В тези случаи откъм работната страна на ГРП се осигурява свободно пространство с широчина най-малко 1 *m*. При необходимост от тръби за приток на въздух, съответно за обезвъздушаване, те се предвиждат на разстояние най-малко 2 *m* над нивото на прилежащия терен, като се осигуряват срещу запушване.

Обслужваните ГРП се осигуряват с външна далекосъобщителна връзка.

2.6 Горивни уредби

Горивните уредби се проектират съгласно БДС EN 746 при спазване изискванията на чл. 151 - 155 от наредбата по чл. 200, ал. 1 ЗЕ. При монтиране на газови конвектори в производствени сгради се допуска газовете да се отвеждат с къса връзка през стената, на която е монтиран уредът.

2.7 Отвеждане на димните газове от промишлени газови инсталации

Комините и дымоходите за отвеждане на димните газове от промишлени газови инсталации се проектират негорими. Предвидените за изхвърляне димни газове в края на комина са с температура над точката на оросяване.

Фуковите шибри в котелните се проектират с отвори за проветряване на пещите на неработещите котли с диаметър не по-малък от 50 *mm*. Упра-

влението на фуксовите шибри се извежда на фронта на котлите, като се предвиждат фиксатори на положенията "отворено" и "затворено".

На котли и пещи с монтирани вентилатори за димни газове се предвижда защита срещу подаване на газ при изключване на вентилатора.

При преустройство на котли, пещи и агрегати, работещи с природен газ, сеченията на дымоходите се проектират за нормално отвеждане на димните газове.

На пещите и дымоходите на газовите агрегати се проектират взривни клапи с площ на клапите не по-малка от 0.05 m^2 . Взривните клапи се монтират в горните части на пещите и фуксовете и в места, за които има вероятност от натрупване на газ, като се предвиждат специални защитни устройства за предпазване на обслужващия персонал при задействане на клапите. Взривни клапи може да не се предвиждат за малки промишлени пещи, изпускащи продуктите на горенето под чадър или в помещението.

Отделените димни газове от отоплителните уреди с излъчваща плоскост се изхвърлят извън сградата, в която са монтирани.

Димните газове се отвеждат от помещенията за газови уреди тип "А" посредством:

1. вентилация чрез термично отвеждане (аерация) на сместа продукти на горене - околн въздух;
2. механична вентилация;
3. естествена вентилация на въздуха.

При термично и механично отвеждане на димните газове от помещението се осигурява отвеждане най-малко по $10 \text{ m}^3/\text{h}$ за 1 kW топлинна мощност на работещите уреди.

Естествена вентилация се допуска в:

1. помещения с най-малко 1.5-кратен въздухообмен за един час;
2. помещения, в които плътността на топлинния поток не надвишава $5 \text{ W}/\text{m}^3$.

ГЛАВА ТРЕТА

ХИДРАВЛИЧНО ОРАЗМЕРЯВАНЕ НА ГАЗОПРОВОДНИ ИНСТАЛАЦИИ

3.1. Определяне загубите на налягане в газопроводите, основни уравнения за оразмеряване на газопроводи с различни налягания

При изследване движението на газа в тръбопроводите следва да се отчита изменението на плътността му. Това е необходимо тъй като налягането по дължина на тръбопровода намалява и съответно намалява плътността на газа. Само газопроводи с ниско налягане може да се оразмеряват като се счита, че в тях се движи несвиваем флуид.

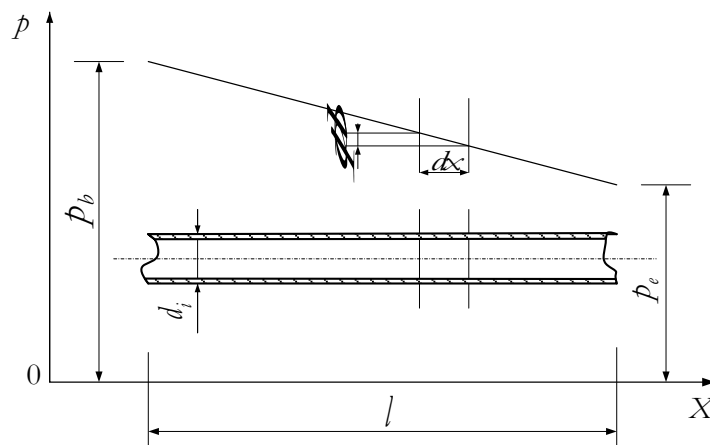
В най-общият случай движението на газа в газопроводите е нестационарно. Нестационарността се обуславя, както от променливия режим на работа на газодобивния отрасъл (изменя се броят на работещите газови кладенци и се регулира интензивността на газочерпенето от тях) и на компресорните станции (периодично се включват и изключват различен брой компресорни агрегати в зависимост от схемата на съвместната им работа), така и от променливия режим на газопотребление, определящо се от броя и степента на натоварване на отделните потребители в даден момент. Посочените фактори довеждат до променлив по време хидравличен режим (променливо налягане) в газопровода и до изменение количеството на газа, намиращо се в него. Последното се определя от акумулиращата способност на газопровода, позволяваща да се покрива неравномерността в денонощния график на газопотребление. Акумулиращата мощност притъпява неравномерността и обуславя закъснение в предаването на изменението на режима от единия край на газопровода до другия. Така напр. изменението на режима на потребление се отразява на закъснението на режима на налягане на газа в началото на газопровода. На свой ред промяната на режима на газодобива или газотранспортирането се отразява на закъснението на режима на налягането при газопотребителите. Независимо от това при проектирането на газопроводите в повечето случаи може да не се държи сметка за нестационарността в движението на газа, като диаметрите им се оразмеряват за постоянен разход (количество) за определено време (час, денонощие).

За по-голямата част задачи от оразмеряването на газопроводи, движението на газа може да се счита за изотермично, а температурата му равна на температурата на почвата в която е положен газопроводът. С вземане предвид на посочените обстоятелства, параметрите, определящи газовия поток са следните: абсолютно налягане p (манометрично), плътност ρ и скорост w . По такъв начин за определяне на p , ρ и w е необходима система от три уравнения.

Първото уравнение, определящо загубите на налягането за преодоляване на хидравличните съпротивления от триене по дължина на елементарен участък от газопровода дължина dx и диаметър d_i , (Фиг. 3.1.) е това на Дарси

$$dp = -\lambda \frac{dx}{d_i} \rho \frac{w^2}{2}, \quad (3.1)$$

където λ коефициент на хидравлично съпротивление от триене по дължина;
 d_i - вътрешен диаметър на газопровода, (m).



Фиг. 3.1 Определяне загубите на налягане от триене по дължина на газопровода

Тъй като плътността на газа ρ в уравнение (3.1) е променлива величина, затова и скоростта на движение на газа при постоянен диаметър на тръбния участък ще бъде също променлива. Изменението на плътността в зависимост от налягането се дава от уравнението за състоянието на газа

$$p = \rho RT \quad (3.2)$$

В качеството на трето уравнение се използва това за непрекъснатостта

$$\dot{m} = \rho w A = \rho_0 w_0 A = \rho_0 \dot{V}_0, \quad (3.3)$$

където $\dot{m}$ е масовият разход;

$\dot{V}_0$ - обемния разход, приведен към нормални условия.

От уравнение (3.3) получаваме $\rho w = \frac{\rho_0 \dot{V}_0}{A}$. Повдигайки двете части на равенствата на квадрат, замествайки A с площта на сечението и разделяйки ρ , получаваме

$$\rho w^2 = \frac{16}{\pi^2} \frac{\rho_0}{\rho} \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^4} \rho_0. \quad (3.4)$$

Използвайки уравнение (3.4) при нормални и различни от нормалните условия за състоянието на плътността получаваме

$$\frac{\rho_0}{\rho} = \frac{p_0}{p} \frac{T}{T_0}. \quad (3.5)$$

Като заместим дясната част на израза (3.5) в (3.4), а новополученият за ρw^2 във формула (3.1) и разделим променливите, получаваме

$$-p dp = \frac{16}{2\pi^2} \lambda \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^4} \rho_0 p_0 \frac{T}{T_0} dx. \quad (3.6)$$

След като интегрираме уравнение (3.6), считайки λ и T константи, в граници от p_b до p_e и от $x_1 = 0$ до $x_2 = l$, се получава

$$p_b^2 - p_e^2 = 1.62 \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^5} \rho_0 p_0 \frac{T}{T_0} l. \quad (3.7)$$

Уравнение (2.7) е основно уравнение за оразмеряване на газопроводи както с високо, така и с ниско налягане при предпоставка за изотермично движение на газа.

За селищни газопроводи при оразмерителните им натоварвания, температурата на газа T е близка до 0°C , поради което съотношението T/T_0 може да се приеме равно на единица, след което формула (3.7) добива вида

$$p_b^2 - p_e^2 = 1.62 \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^5} \rho_0 p_0 l, \quad (3.8)$$

Уравнение (3.8) се използва за оразмеряване на разпределителни селищни (външни) газопроводи със средно и високо налягане.

3.2 Основни уравнения за оразмеряване на газопроводи с ниско, средно и високо налягане, връзка между загубите на налягане в газопроводи с ниско и високо налягане

При налягане по-високо от 1.2 MPa трябва да се отчита отклонението в поведението на природните газове от законите на идеалните газове. За тази цел в уравнение (3.8) за състоянието на газа се въвежда емпиричният коефициент на свиваемост ξ и то добива вида

$$p = \xi \rho R T \quad (3.9)$$

Стойностите на коефициента ξ са в зависимост от т.н. приведено налягане Π и приведена температура θ и са дадени в номограмен вид в различни учебни помагала.

$$\Pi = \frac{p}{p_{cr}}, \quad (3.10a)$$

$$\theta = \frac{T}{T_{cr}}, \quad (3.106)$$

където p_{cr} и T_{cr} са критически параметри.

За газови смеси определянето на коефициента ζ се извършва въз основа на среднокритическите параметри, получени от $p_{m,cr} = \sum r_i p_{cr,i}$ и $T_{m,cr} = \sum r_i T_{cr,i}$, където r_i е обемната част на i -ия газ в сместа.

За естествените (въглеводородните) газове в областта на налягания и температури, характерни за магистралните газопроводи коефициентът $\zeta < 1$. Това означава, че реалните газове се свиват (сгъстяват, компримират) повече от идеалните. Така например при изотермично увеличение на абсолютното налягане на идеалния газ от 0.1 до 5 MPa, т.е. 50 пъти, обемът му се намалява също така 50 пъти. Ако на метана (при $t = 0^\circ\text{C}$) се увеличава абсолютното налягане от 0.1 до 5 MPa, т.е. 50 пъти при съответните коефициенти $\zeta_{0.1} = 1.002$ и $\zeta_5 = 0.883$ обемът му се намалява съответно $50 \frac{1.002}{0.883} = 56.7$ пъти.

При включване на коефициента на свиваемост ζ в уравнение (3.7) също добива окончателния вид

$$p_b^2 - p_e^2 = 1.62 \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^5} \rho_0 p_0 \frac{T}{T_0} l \zeta. \quad (3.11)$$

От уравнение (3.8) може да се получи оразмерителна зависимост и за проводи с ниско налягане. За целта разлагаме разликата от квадратите на налягането на изрази

$$p_b^2 - p_e^2 = (p_b - p_e)^2 p_m \quad (3.12)$$

където $p_m = \frac{p_b + p_e}{2}$ е средноаритметичната стойност на началното и крайното налягане, която за газопроводи с ниско налягане е $p_m = p_0$. При уравнение (3.11) се модифицира в

$$p_b - p_e = 0.81 \lambda \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^5} \rho_0 l \quad (3.13)$$

Уравнение (3.13) е основно уравнение за оразмеряване на газопроводи с ниско налягане.

От сравненията на уравнение (3.9), (3.12) и (3.13) може да се получи връзка (съотношение) между загубите на налягане в газопроводи с високо и ниско налягане $(p_b - p_e)_{hp}$ и $(p_b - p_e)_p$:

$$\frac{(p_b - p_e)_{hp}}{(p_b - p_e)_p} = \frac{1.62}{2} \lambda \frac{\dot{V}_0^2}{d_i^5} \rho_0 l \frac{p_0}{p_m} \quad (3.14)$$

Уравнение (3.13) се тълкува по следния начин: загубите на налягане в газопроводи с високо налягане са толкова пъти по-малки от загубите в газопроводи с ниско налягане (при еднакви стойности на $\dot{V}_0$, ρ_0 , и l/D_i), колкото средноаритметичното налягане в тях (p_m) е по-голямо от налягането в газопроводите с ниско налягане (при нормално налягане p_0). С този извод се обясняват технико-икономическите преимущества на газопроводите с високо налягане, тъй като те, запазвайки почти същите падове, характерни за ниското налягане, може да получат по-малки диаметри.

Изказаните съображения се потвърждават с достатъчна точност в случай, че с изменение на налягането режимът на движение на флуида остава предишният и λ ще остане неизменена. Теоретически, числото на Рейнолдс зависи от налягането, но практически твърде малко. Това се доказва с

$$Re = \frac{wd_i}{\nu} = \frac{\rho w \frac{\pi d_i^2}{4}}{\mu d_i \frac{\pi}{4}} = \frac{4}{\pi \mu} \dot{m} d_i, \quad (3.15)$$

където ν и μ са съответно коефициенти на кинематичния и динамичния вискозитет $\left(\nu = \frac{\mu}{\rho} \right)$; $\dot{m} = \rho w \frac{\pi d_i^2}{4}$ - масовия разход.

С промяната на налягането масовия разход $\dot{m}$ не се изменя, поради което числото на Рейнолдс ще зависи само от μ . Динамичният коефициент на вискозитета на метана при $t = 0^\circ\text{C}$ и изменение на налягането 20 пъти (от 0.1 до 2 MPa) се изменя обаче всичко на всичко 3.5%. Точно поради това може да се счита, че режимът на движение, т.е. Re практически не се изменя.

Като следствие на посочените съображения се явява възможността таблиците, съставени за оразмеряване на газопроводи с ниско налягане да се използват и за газопроводи с високо налягане. Това е целесъобразно и дава по-голяма точност при оразмеряване на газопроводи със средно или високо налягане, когато относителния пад на налягане в оразмерителните клонове е

доста малък, т.е. $\left(\frac{\Delta p}{p_m} \right)_{tube} \ll 1$. Подобно положение е характерно за промишлени площадкови и вътрешно-сградни газопроводи.

От сравнението на уравнения (3.8), (3.12) и (3.13) се получава следното съотношение

$$\frac{(p_b - p_e)_{bp}}{(p_b - p_e)_{lp}} = 2p_m, \quad (3.16)$$

което е достоверно само при еднакви дименсии в посочените уравнения. По този начин табличните данни, определящи квадратичната разлика в налягането в газопроводи с високо и средно налягане ($p_b^2 - p_e^2$) и падът на налягането в газопроводи с ниско налягане ($p_b - p_e$), са свързани помежду си със съотношението (3.14).

3.3. Зависимости за коефициента на триене λ , нормативни оразмерителни (работни) формули, местни загуби на налягане и изменението му по височина на газопровода

Ако в уравнения (3.9) и (3.13) коефициентът на триене по дължина λ се мести с равностойни изрази, зависещи от режима на движение на газа, материала и технологията на производство на тръбите и съединенията им, качеството на монтажа и експлоатацията на газопроводите, ще се получат т.н. работни формули за практическото им оразмеряване. Такива формули, препоръчвани от нормативите, са получени чрез заместване с изрази за λ в зависимост от режима (Re)

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ за ламинарен режим } (Re < 2000); \quad (3.17)$$

$$\lambda = 0.0025\sqrt[3]{Re} - \text{критически (преходен) режим } (2000 < Re < 4000); \quad (3.18)$$

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k}{d_i} + \frac{68}{Re} \right)^{0.2} - \text{турбулентен режим } (Re > 4000); \quad (3.19)$$

където k е коефициент на абсолютната еквивалентна грапавина, приета 0.01 *см*. По работните формули са построени номограми за оразмеряване на газопроводни мрежи с различни налягания и различни данни на природните и втечнените газове (фиг. 3.2; 3.3; 3.4 и 3.5), Пешехонов Н И., (2021).

Загубите на налягане от местни съпротивления се определят по формулата на Дарси-Вайсбах.

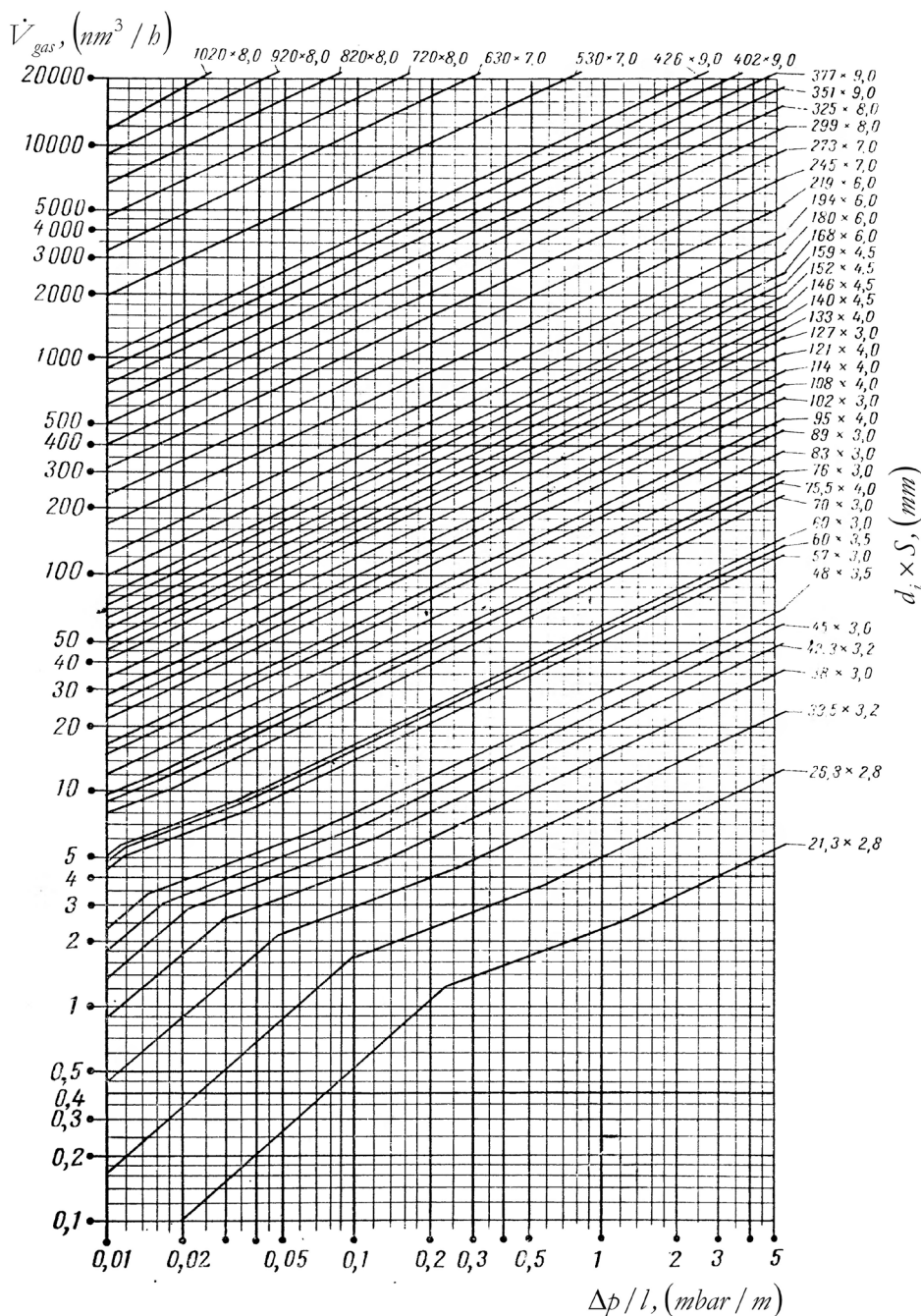
$$\Delta p_{loc} = \sum \xi \frac{w^2}{2} \rho, \quad (3.20)$$

където $\sum \xi$ е сумата на коефициентите на местните съпротивления в оразмерителния участък от газопровода.

В практиката загубите от местни съпротивления може да се изчисляват и чрез т.н. еквивалентна дължина l_e , определена от уравнение (3.19).

$$\sum \xi \frac{w^2}{2} \rho = \frac{l_e}{d_i} \frac{w^2}{2} \rho, \text{ откъдето}$$

$$l_e = \sum \xi \frac{d_i}{\lambda} \quad (3.21)$$

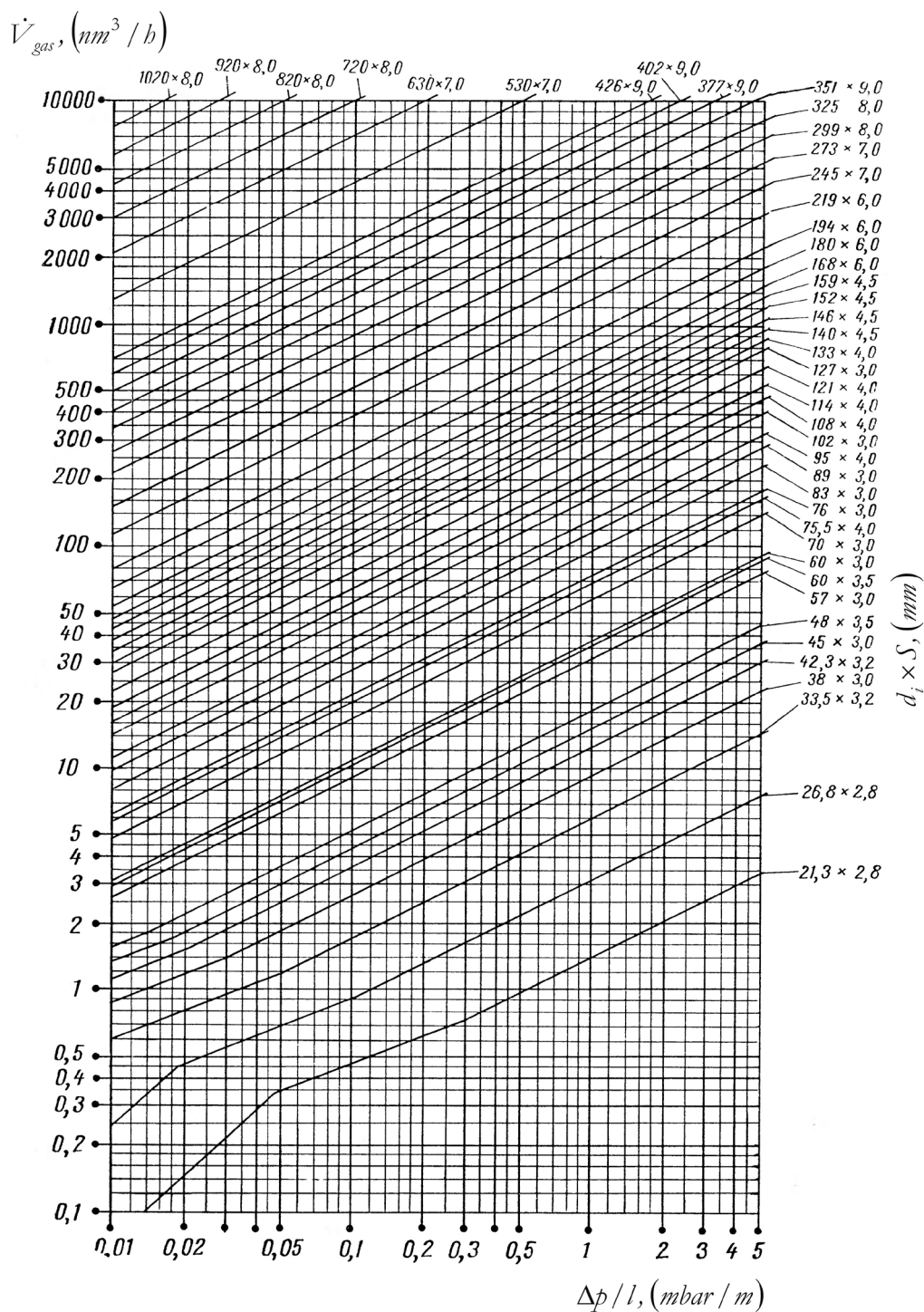


Фиг. 3.2.

Номограма за оразмеряване на газопроводи с ниско налягане (до 5 kPa) за природен газ с $\rho = 0.73 \text{ kg/m}^3$ и $\nu = 14.3 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ при нормални условия (0°C и 101.3 kPa)

За коефициента на триене по дължина λ (при предпоставката, че $\sum \xi = 1$) е получено уравнение за изчисляване на l_e , по което е построена номограмата на Фиг. (3.6).

Оразмерителната дължина на газопроводния участък се определя като сума от действителната и еквивалентната дължина

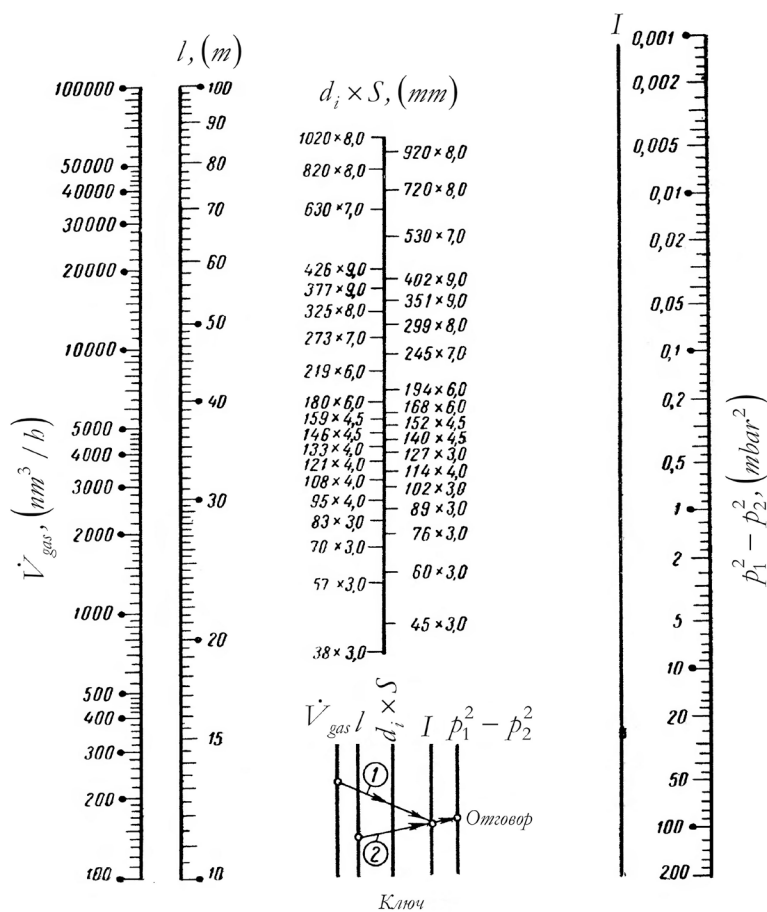


Фиг. 3.3. Номограма за оразмеряване на газопроводи с ниско налягане (до 5 kPa) за втечен газ с $\rho = 2 \text{ kg/m}^3$ и $\nu = 3.7 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ при нормални условия (0°C и 101.3 kPa)

При оразмеряването на разпределителните селищни газопроводни мрежи, загубите от местни съпротивления най-често се приемат като част от тези на триене по дължина. Според нормативите те са 5 до 10% от линейните загуби.

Ако отделните клонове и участъци на газопроводите са с доста различни геодезически коти, то за мрежите с ниско налягане възниква допълнително (излишно) налягане, чиято големина е пропорционална на разликата между плътностите на въздуха и газа. Големината на това допълнително (излишно) налягане може да се определи въз основа на следните разсъждения и изводи по схемата на вертикален напречен разрез през газопровод, показана на Фиг. 3.7, Пешехонов Н И., (2021). В сечение I-I, близко до повърхността на земята (терена), абсолютното налягане в газопровода е p_{gas}^I , а барометричното p_{bar}^I .

Ако отделните клонове и участъци на газопроводите са с доста различни геодезически коти, то за мрежите с ниско налягане възниква допълнително (излишно) налягане, чиято големина е пропорционална на разликата между плътностите на въздуха и газа. Големината на това допълнително (излишно) налягане може да се определи въз основа на следните разсъждения и изводи по схемата на вертикален напречен разрез през газопровод, показана на Фиг. 3.7. В сечение I-I, близко до повърхността на земята (терена), абсолютното налягане в газопровода е p_{gas}^I , а барометричното p_{bar}^I .

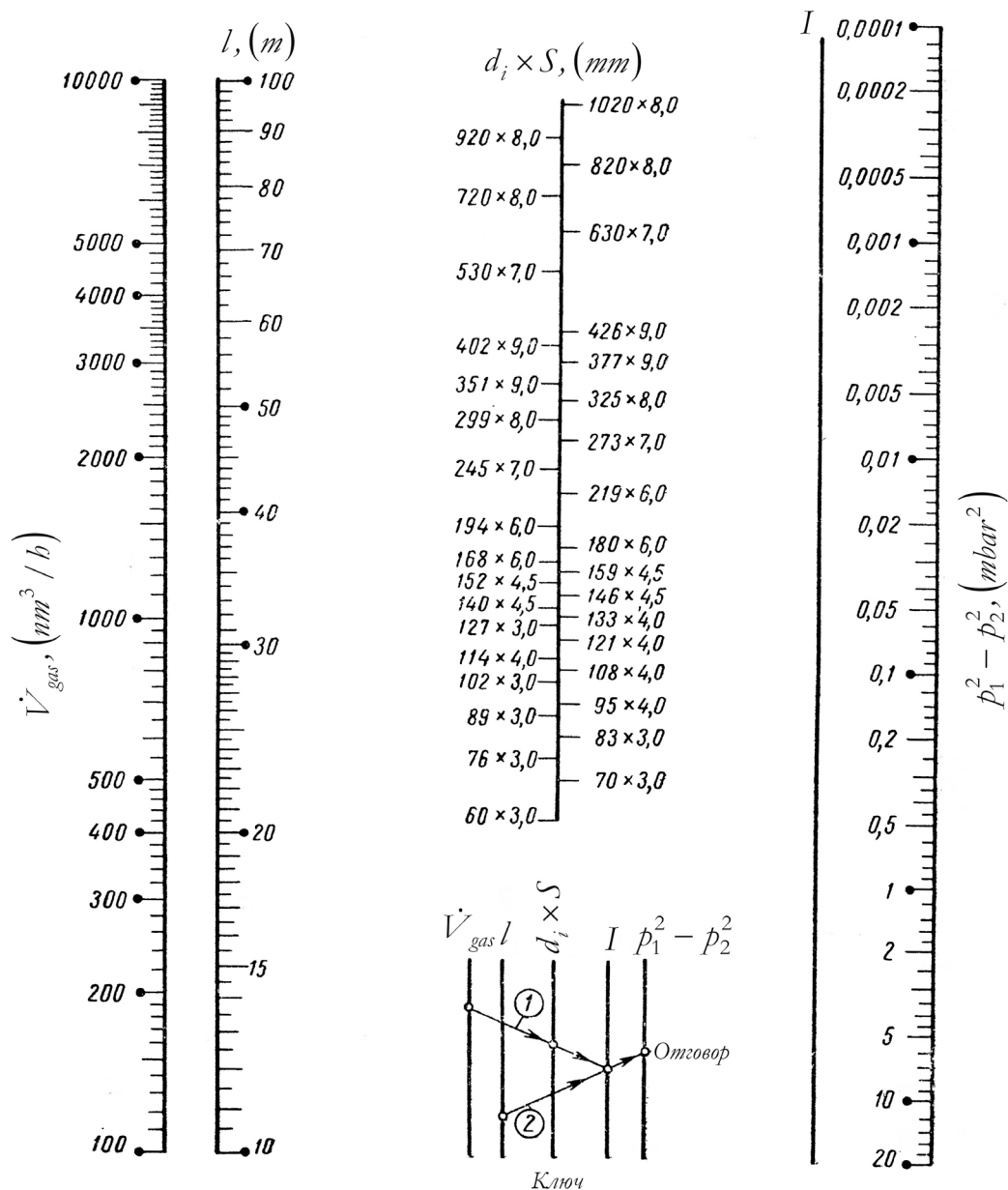


Фиг.3.4.

Номограма за оразмеряване на газопроводи със средно и високо налягане (до 1.2 МПа) за природен газ с $\rho=0.73\text{kg/m}^3$ и $\nu = 14.3 \times 10^{-6} \text{m}^2/\text{s}$ при нормални условия (0°C и 101.3 kPa), ($p_1=p_b$ -начално налягане, $p_2=p_c$ -крайно налягане)

С увеличаване на височината газопроводното и барометричното налягане намаляват. Намалението се определя от уравненията

$$\begin{cases} p_{gas,I}^I = p_{gas}^I - g \cdot \rho_{gas} \cdot H \\ p_{bar,I}^I = p_{bar}^I - g \cdot \rho_{bar} \cdot H \end{cases} \quad (3.22)$$



Фиг.3.5.

Номограма за оразмеряване на газопроводи със средно и високо налягане
(до 1.2 МРа) за втечнен газ с $\rho=2 \text{ kg/m}^3$ и $\nu = 3.7 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$
при нормални условия (0°C и 101.3 kPa
($p_1=p_b$ -начално налягане, $p_2=p_e$ -крайно налягане)

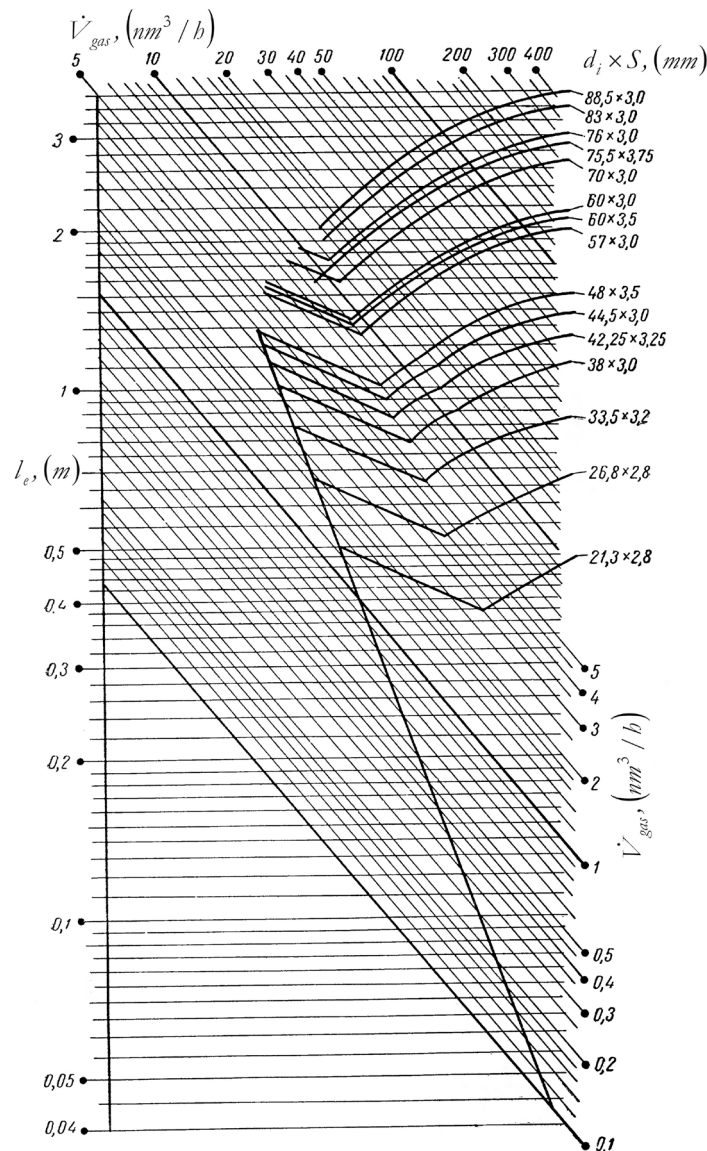
При използване на газа особен интерес представляват т.н. излишни налягания, тъй като от тях зависи производителността на газогоривните прибори и другите газоползващи устройства.

Излишните налягания в сечение I-I и II-II се определят от изразите

$$\begin{cases} p_{ex}^I = p_{gas}^I - p_{bar}^I; \\ p_{ex}^{II} = p_{gas}^{II} - p_{bar}^{II}; \end{cases} \quad (3.23)$$

Замествайки съответните изрази във второто уравнение на (3.23) с равни-
те им от (2.22), за излишното налягане p_{ex}^{II} получаваме

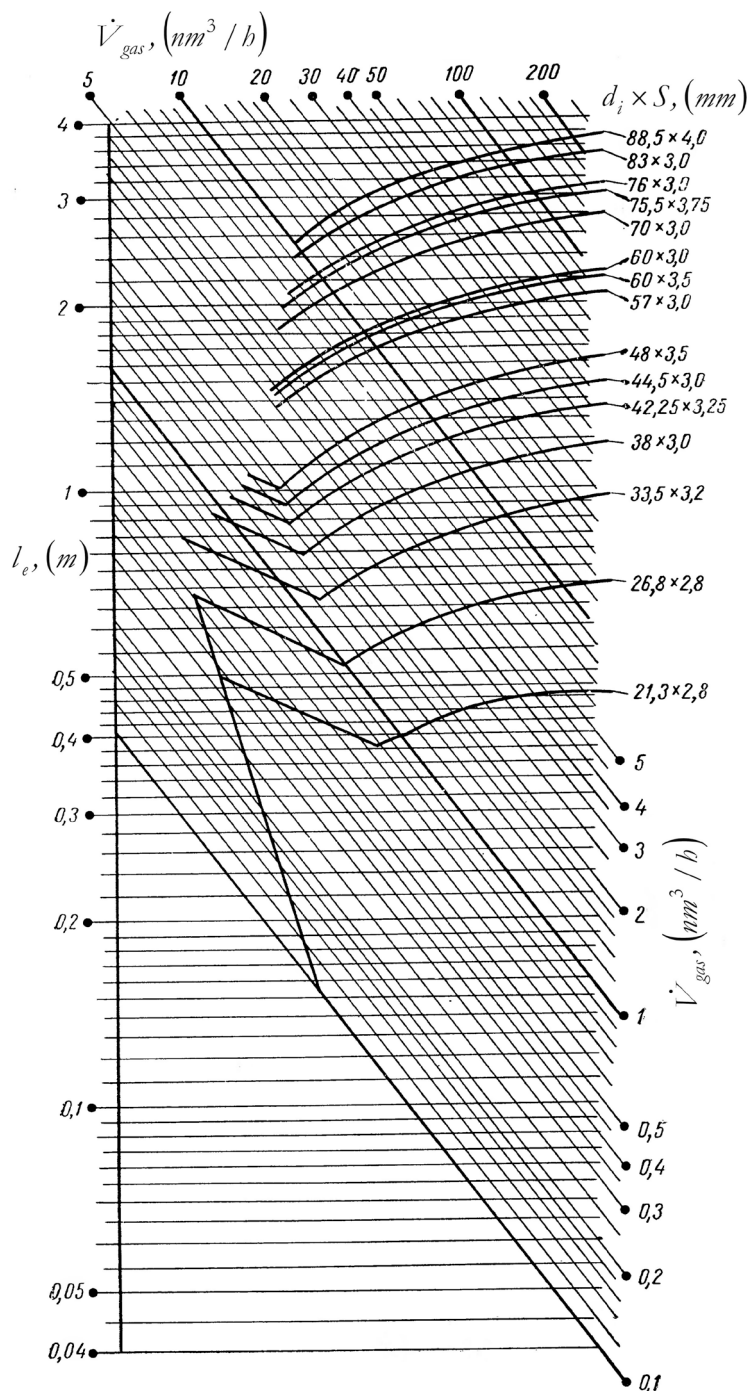
$$p_{ex}^{II} = (p_{gas}^I - g \cdot \rho_{gas} H) - (p_{bar}^I - g \cdot \rho_{bar} \cdot H) = p_{ex}^I + g(\rho_{bar} - \rho_{gas})H \quad (3.24)$$



Фиг 3.6а. Номограма за определяне на еквивалентните дължини l_e за природен газ
с $\rho=0,73 \text{ kg/m}^3$ и $\nu = 14,3 \times 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$;

Вторият член на формула (3.24) показва, че излишното налягане във второто сечение се е увеличило спрямо това в първото с величината

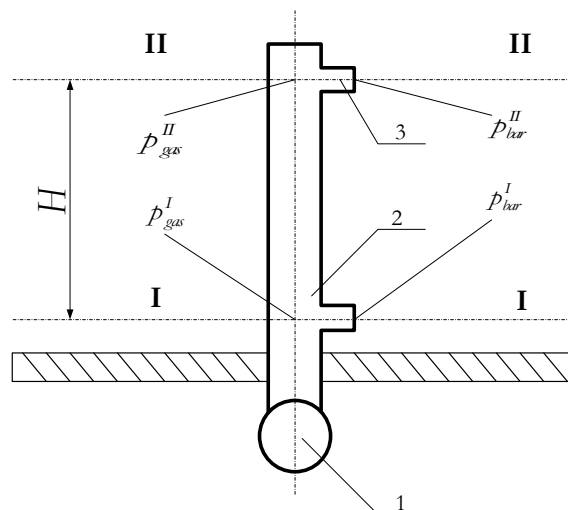
$$\Delta p = g(\rho_{bar} - \rho_{gas})H. \quad (3.25)$$



Фиг 3.66. Номограма за определяне на еквивалентните дължини l_e за пропан с $\rho = 2 \text{ kg/m}^3$ и $\nu = 3.7 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ при нормални условия (0°C и $101,3 \text{ kPa}$)

От което следва, че допълнителното налягане на газа по височината на газопровода възниква защото абсолютното налягане в него намалява в по-малка степен, отколкото барометричното налягане. Във формула (3.25) пара-

метъра H (m) означава геометричната денивелация (геодезическата разлика) между началото и края на газопроводния клон (участък). При възходящ наклон (качване) на газопровода H ще бъде положително, а при низходящ (слизане) - отрицателно. Ако газът е по-тежък от въздуха (напр. пропан), то допълнителното налягане Δp ще бъде с отрицателен знак, т.е. излишното налягане намалява.



Фиг.3.7. 1 – подземен тръбопровод, 2 – вертикален газопровод, 3 – дюза на газов уред

За това налягане се държи сметка при оразмеряване на селищни и промишлени газопроводи с ниско налягане при рязко изразен променлив (силно пресечен) релеф на кварталите, районите и промишлените площадки. Същото трябва да се има предвид и при оразмеряване на вътрешноградни (жилищни, обществени, производствени и др.) газопроводи с ниско налягане, където пък височината H е доста голяма.

Въз основа на горните уравнения се съставя математичен блок за пресмятане на хидравличните загуби в газопроводни мрежи.

Изборът на трасето и газовите уреди обикновено се правят въз основа изискванията на инвеститора и архитектурата на сградата, в която ще се помещават.

3.4 Методика за оразмеряване на газопроводни инсталации с ниско налягане

3.4.1 Избор на газови уреди

Изборът на газови уреди, освен според потребностите на жилището, в което ще се монтират, се прави и според архитектурните особености на сградата. Често определящи при избора са изискванията на българското законодателство, определени с “Наредба №6 от 25.11.2004г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ”. Изборът на газовите уреди за отопление се определя от топлинните натоварвания на отделните помещения, които ще се отопляват. Уредите за производ-

ство на БГВ (битова гореща вода) и техните топлинни мощности се определят от разходните норми за член от семейството. Битовите уреди за готвене обикновено са газови готварски печки с 2 до 4 котлона и една газова фурна, като общият максимален разход на газ не надхвърля $0.7 \text{ nm}^3/\text{h}$.

Най-често срещаните технически решения за снабдяване на сгради с природен газ са:

- решение с газови конвектори за отопление, проточен или обемен газов бойлер за снабдяване с БГВ и газова готварска печка;
- решение с газов едно или –двуконтурен котел за отопление и БГВ и газова готварска печка;
- решение с топловъздушни апарати или инфрачервени излъчватели.

Обикновено първите два варианта се прилагат за едно-или многофамилни жилища, офиси или хотели, а третият вариант за отопление на църкви, производствени помещения, ферми и др., където има изисквания към работната среда.

Първият вариант се прилага за едно - или двустайни жилища или малки офиси, където най-често целодневно се отоплява едно помещение и нуждата от БГВ не е толкова голяма. Обикновено проблем се получава при избора на помещение за проточния бойлер, тъй като в голямата си част това са уреди от клас “В”, изискващи допълнителен приток на пресен въздух в помещението, в което са разположени.

Вторият вариант на газоснабдяване се прилага за жилища с обща отопляема площ $80\text{-}350 \text{ m}^2$. Тъй като съвременните и най-масови газови котли с отоплителни мощности до 240 kW се произвеждат вече и в турбовариант (не изискващи въздух за горене от помещението, в което се намират), те са напълно приложими и удобни за монтиране почти във всякакви помещения. Освен това голяма част от котлите, особено за битови нужди до 42 kW са снабдени с вторични топлообменници за производство на БГВ, което ги прави особено подходящи за жилища с една или две бани.

Според изискванията на “Наредба №6 от 25.11.2004г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ”, максималното допустимо налягане в общите части на жилищна сграда е 100 mbar . Преди да влезе в дома налягането се редуцира до $20\text{-}25 \text{ mbar}$, чрез регулатор на налягане, а изборът на диаметрите на тръбите се прави, така, че загубите на налягане от линейни и местни съпротивления в най-неблагоприятната точка на инсталацията, да не бъде повече от 2 mbar , а скоростта на газа да не надвишава 6 m/s .

3.4.2 Хидравлично оразмеряване на трасета

Оразмерителният разход на газопровода се изчислява на база общата консумирана мощност на газовите уреди.

След като са ясни оразмерителните разходи се пристъпва към хидравлично оразмеряване на инсталацията. Падът на налягане в газопроводите с ниско налягане възлиза на 2 mbar .

Дължините на участъците се определят от архитектурния чертеж. За да се определи еквивалентната дължина за всеки участък, се отчитат загубите на налягане от местните съпротивления, които обикновено се представят като процентна надбавка a , Табл. 3.1.

Така например еквивалентната дължина на даден участък се определя по зависимостта

$$l_e = l \left(1 + \frac{a}{100} \right) \quad (3.26)$$

Табл. 3.1 Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в % (по данни на Пешехонов Н. И. 2021)

В газопровода от входа на сградата до разклонение	25
В разклонение	20
Във вътрешна инсталация при дължина на трасето 1-2м	450
Във вътрешна инсталация при дължина на трасето 3-4м	200
Във вътрешна инсталация при дължина на трасето >5-7м	120
Във вътрешна инсталация при дължина на трасето >7-8м	50

Табл.3.2 Хидравлично оразмеряване на газопровод ниско и средно налягане

Оразмеряване на клон от газопровод								
Номер на участъка	Оразмерителен разход, nm^3/h	Дължина на участъка, m	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, m	Среден относителен пад на налягане h_m , Pa/m	Условен диаметър на газопровода, mm	Относителен пад на налягане h , Pa/m	Съпротивление в участъка Δp , Pa
								Хидростатично налягане H , Pa
								Пад на налягане в участъка, Pa $\Delta p + H$

За яснота оразмерените участъци за представят в табличен вид (Табл 3.2). Събират се всички дължини на участъци, за да се определи средният относителен пад на налягане h_m . Общата еквивалентна дължина на газопровода е сума от еквивалентните дължини на всеки участък $\sum l_e$.

Следователно средният относителен пад на налягане е

$$h_m = \Delta p / \sum l_e \quad (3.27)$$

По номограмата Фиг. 2.2 се определят условните диаметри на газопроводите, като при това те не трябва да са по-малки от присъединителните отвори на газовите уреди. Също по номограмата въз основа на избраните диаметри и разход на газ се определят стойностите на относителните падове на налягане за всеки участък. Съпротивленията по участъци се определят по зависимостта

$$\Delta p_{tract} = h \times l_e. \quad (3.28)$$

Хидростатичното налягане се определя по зависимостта

$$H = Z(1.293 - \rho_{gas}), \quad (3.29)$$

където Z е разликата на дължините в началото и края на оразмерявания участък;

За хоризонталните участъци $H=0$.

Сумарният пад на налягане не трябва да превишава разчетният пад на налягане в газопроводната мрежа.

Въз основа на горните уравнения и данните от номограмите за природен газ и пропан-бутан може да се състави математичен блок за пресмятане на хидравличните загуби в газопроводни мрежи с ниско налягане.

Изборът на трасето и оразмерителните диаметри са показват в чертожната част на проектната документация.

3.5 Методика за оразмеряване на газопроводни инсталации със средно и високо налягане

Оразмерителният разход на газопровода се изчислява на база общата консумирана мощност на уредите и техническото задание от инвеститора.

Табл. 3.3 Оразмеряване на трасе

Номер на участък	Оразмерителен разход, nm^3/h	Дължина на участък, m	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участък, m	Среден относителен пад на налягане h_{sr} , mbar^2/m	Условен диаметър на газопровода, mm	Съпротивление в участък $\Delta p = h_{sr} \cdot l_e^2$, mbar^2
------------------	--	--------------------------------	---	---	--	--	---

Дължините на участъците се определят от архитектурния чертеж. За да се определи еквивалентната дължина за всеки участък, се отчитат загубите на налягане от местните съпротивления, които обикновено се представят като процентна надбавка a . За яснота оразмерените участъци за представени в табличен вид (Табл. 3.3)

Събират се всички дължини на участъци, за да се определи средният относителен пад на налягане h_m . За системи със средно и високо налягане средният относителен пад се определя по формулата

$$h_m = \frac{\sum (p_b^2 - p_e^2)}{\sum l_e} \quad (3.30)$$

Условният диаметър на газопровода се определя от номограмата Фиг.3.4-3.5.

Също по номограмата въз основа на избраните диаметри и разход на газ се определят стойностите на относителните падове на налягане за всеки участък.

По номограмата Фиг.3.4-3.5 се определят условните диаметри на газопроводите, като при това те не трябва да са по-малки от присъединителните отвори на газовите уреди. Също по номограмата въз основа на избраните диаметри и разход на газ се определят стойностите на относителните падове на налягане за всеки участък.

3.6 Типови проекти на газови инсталации

Вариант 1:

Понижаването на налягането от 5bar на 20 mbar и измерването на разхода на газа ще става в ГРЗТ (по друг проект), и се монтира от доставчика на природен газ. ГРЗТ ще се монтира на разстояние 4.00м., от входната врата на къщата, на предната фасада, намираща се на улицата.

Вътрешната газопроводна инсталация ще се изпълни от стоманени безшевни тръби с диаметър Ø26.9x2.6 и Ø21.3x2.6 и полиетиленови тръби за газ 25x3mm, отговарящи на техническите изисквания на БДС. Тръбите се монтират, на разстояние 0.01-0.02m от стената. За закрепването им се използват електроизолационни скоби, разположени на разстояние 2.00 m. една от друга. Полиетиленовите тръби се монтират подземно.

Инсталацията от ГРЗТ ще се спусне надолу и подземно, на разстояние 1.20м., източно от фасадата на кухнята и къщата ще продължи към техническо помещение, където ще захрани газов конвектор с топлинна мощност 10кВ. Тръбопроводът ще се изгради подземно с полиетиленови тръби с диаметър 25x3mm, разположени на дълбочина 0.80м., от нивото на терена. На разстояние 2.50м., от от оградата тръбата ще се отклони, посредством тройник и ще излезе надземно по фасадата на кухнята. Влизайки в нея, газопроводът ще захрани газов кондензен котел 27кВ и газова готварска печка

Пред газовият котел, газовата готварска печка и конвектора да се монтират, съответно спирателен кран Ду 20, флексибълна връзка Ду 20 – ¾” (300-600мм) и кран Ду 15, флексибълна връзка Ду 15 – ¾” (300-600мм). Инсталацията да се обезопаси с термични клапани монтирани пред всеки уред със съответните диаметри ¾” и ½”.

Общ максимален разход на газ – 4.5 nm³/ч

-Изисквания към тръби, съединителни елементи, фасони части и арматура.

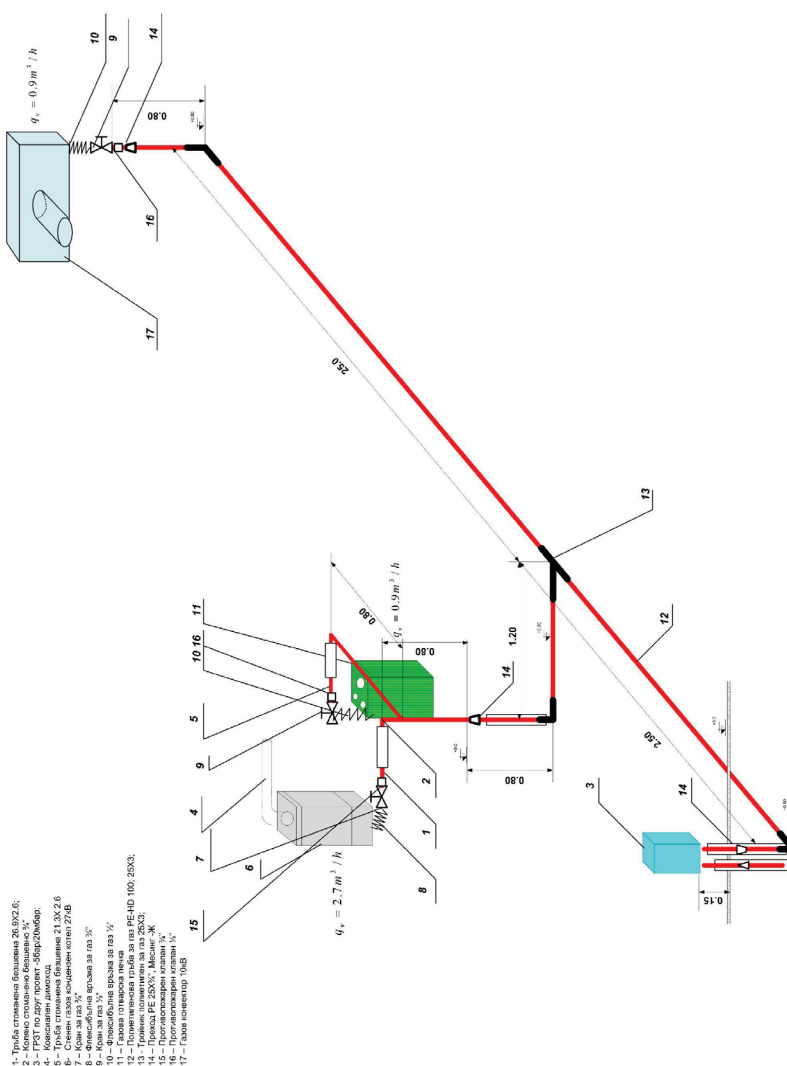
За газопроводите, газовите съоръжения , газовите инсталации влаганите в тях тръби, арматури и други елементи, както и за газовите уреди ,чието устройство, монтаж и експлоатация да имат оценено съответствие със съществуващите изисквания, определени по чл.7от ЗТИП, или да се придружават от документи (сертификати и удостоверения за качество, протоколи от изпитанията, резултати от контрола на заваръчните работи др.) удостоверяващи съответствието им,когато няма издадени наредби по реда на чл.7 от ЗТИП.

Използването на тръби, съединителни елементи, фасони части и арматура без сертификати е недопустимо. Входящ контрол съгласно БДС 2001-82.

Изборът на диаметрите на тръбите е направен така, че загубите на налягане от линейни и местни съпротивления в най-неблагоприятната точка на инсталацията, да не бъде повече от 2mbar, а скоростта на газа да не надвишава 6m/s.

Чертежи:

- Разпределение
- Аксонометрична схема



Оразмеряване на първи газопровод											
Номер на участъка	Оразмерителен разход, $\text{nm}^3/\text{ч}$	Дължина на участъка, м	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, м	Среден относителен пад на налягане h_{sr} , mbar/m	Условен диаметър на газопровода, мм	Относителен пад на налягане h , mbar/m	Съпротивление в участъка Δp , mbar	Хидростатично налягане H , mbar	Пад на налягане в участъка, mbar	Z
1-2	4,3	0,8	50	1,2	0,199	20	1	1,2	-0,4504	0,7496	-0,8
2-3	4,3	2,5	50	3,75		20	1	3,75	0	3,75	0
3-4	3,6	1,2	50	1,8		20	0,9	1,62	0	1,62	0
4-5	3,6	1,6	50	2,4		20	0,9	2,16	0,9008	3,0608	1,6
5-6	0,7	0,8	50	1,2		15	0,18	0,216	0	0,216	0
6-7	0,7	0,2	150	0,5		15	0,18	0,09	0	0,09	0
5-8	2,7	0,4	150	1		20	0,8	0,8	0	0,8	0
3-9	0,9	25	150	62,5		20	0,07	4,375	0	4,375	0
9-10	0,9	0,8	150	2		20	0,07	0,14	0,4504	0,5904	0,8
				76,35						15,2518	1,6

Спецификация на основните материали

1- Тръба стоманена безшевна 26.9X2.6;	1.0м
2 – Коляно стоманено безшевно $\frac{3}{4}$ ”	1 бр
3 – ГРЗТ по друг проект -5бар/20мбар;	1 бр
4- Коаксиален димоход	1 бр
5 – Тръба стоманена безшевна 21.3X 2.6	1.0м
6- Стенен газов кондензен котел 27кВ	1 бр
7 – Кран за газ $\frac{3}{4}$ ”	1 бр
8 – Флексибълна връзка за газ $\frac{3}{4}$ ”, (300-600)мм	1 бр
9 – Кран за газ $\frac{1}{2}$ “	1 бр
10 – Флексибълна връзка за газ $\frac{1}{2}$ “, (300-600)мм	2 бр
11 – Газова готварска печка	1 бр
12 – Полиетиленова тръба за газ PE-HD 100; 25X3;	30м
13 - Тройник полиетилен за газ 25X3;	1 бр
14 – Преход PE 25X $\frac{3}{4}$ ”, Месинг –Ж	3 бр
15 – Противопожарен клапан $\frac{3}{4}$ ”	1 бр
16 – Противопожарен клапан $\frac{1}{2}$ ”	1 бр
17 – Газов конвектор 10кВ	1 бр

Вариант 2:

-Технологична схема

Понижаването на налягането от 5 *bar* на 20 *mbar* ще става в газорегулаторно табло (ГРТ), осигуряващо газ за първото и второто жилище. Във второто табло ще се монтира единствено разходомер и съответната спирателна арматура. Захранването ще стане със стоманена безшевна или медна тръба, съответно с диаметър $\varnothing 26.9 \times 3.2 \text{ mm}$, или медна с диаметър $\varnothing 22 \times 1 \text{ mm}$. Вътрешната газопроводна инсталация ще се изпълни от медни тръби с диаметър $\varnothing 22 \times 1 \text{ mm}$, и $\varnothing 15 \times 1 \text{ mm}$, отговарящи на техническите изисквания на БДС. Тръбите се монтират, на разстояние 0.01-0.02 *m* от стената. За закрепването им се използват електроизолационни скоби, разположени на разстояние 2.00 *m* една от друга.

Инсталацията от ГРЗТ ще тръгне през магазина, разположен в приземната част на къщата. Ще продължи към мазето, през старото котелно и ще захрани газов кондензен котел, намиращ се в междустълбищното пространство пред входа на къщата. Инсталацията ще се отклони в мазето и ще влезе отдолу към кухнята, намираща се на първия етаж на имота. Там ще захрани газова готварска печка.

След монтажа на котела, пространството под стълбищата да бъде затворено и изолирано от външни климатични влияния.

Непосредствено след ГРЗТ да се монтират спирателен кран и електроизолационна връзка Ду 20

Пред газовият котел и печката да се монтират спирателни кранове Ду 15 и флексибълни връзки Ду 15 - 1/2" L=250-500 *mm*.

Общ разход на газ – 3.0 $\text{nm}^3/\text{ч}$

-Изисквания към тръби, съединителни елементи, фасони части и арматура.

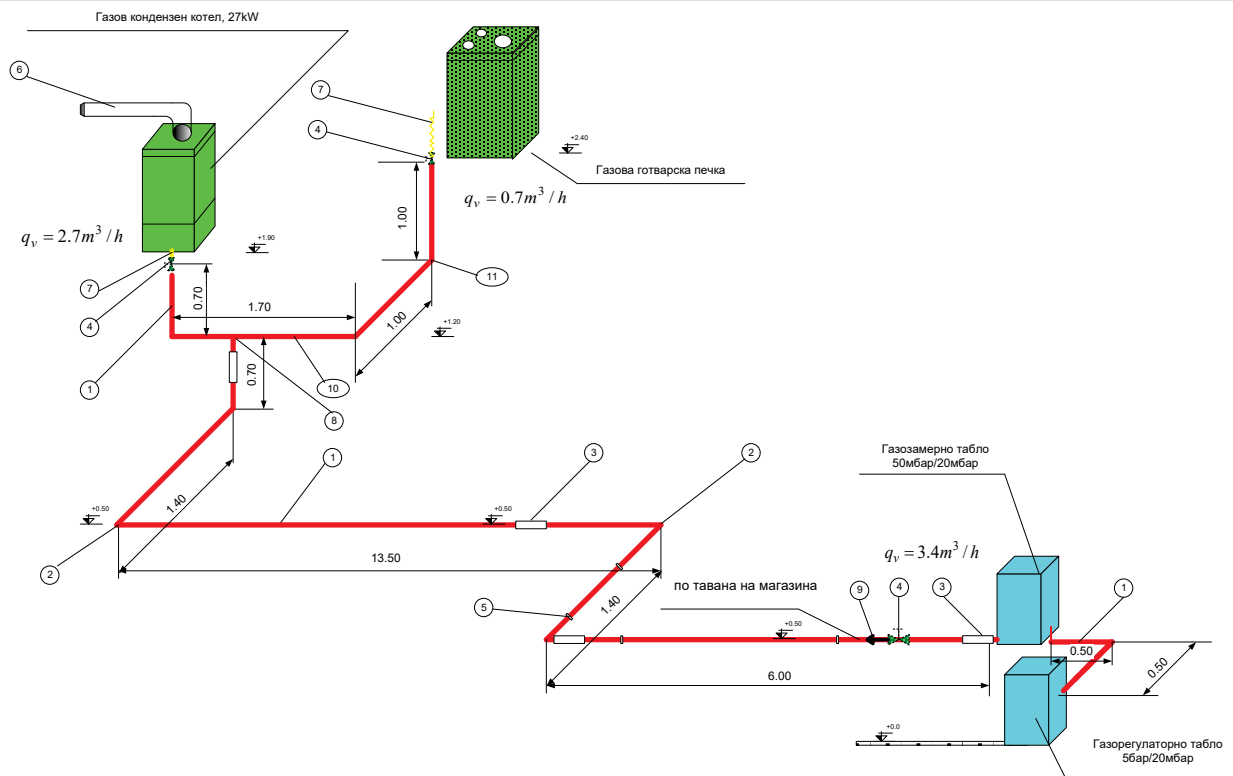
За газопроводите, газовите съоръжения, газовите инсталации влаганите в тях тръби, арматури и други елементи, както и за газовите уреди, чието устройство, монтаж и експлоатация да имат оценено съответствие със съществуващите изисквания, определени по чл.7 от ЗТИП, или да се придружават от документи (сертификати и удостоверения за качество, протоколи от изпитанията, резултати от контрола на заваръчните работи др.) удостоверяващи съответствието им, когато няма издадени наредби по реда на чл.7 от ЗТИП.

Използването на тръби, съединителни елементи, фасони части и арматура без сертификати е недопустимо. Входящ контрол съгласно БДС 2001-82.

Изборът на диаметрите на тръбите е направен така, че загубите на налягане от линейни и местни съпротивления в най-неблагоприятната точка на инсталацията, да не бъде повече от 2 *mbar*, а скоростта на газа да не надвишава 6 *m/s*.

Чертежи:

- Разпределение
- Аксонометрична схема



Оразмеряване на втори газопровод											
Номер на участъка	Оразмерителен разход, $\text{nm}^3/\text{ч}$	Дължина на участъка, м	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, м	Среден относителен пад на налягане $h_{\text{ср}}$, mbar/м	Условен диаметър на газопровода, мм	Относителен пад на налягане h , mbar/м	Съпротивление в участъка Δp , mbar	Хидростатично налягане H , mbar	Пад на налягане в участъка, mbar	Z
1-2	8,8	1	50	1,5	0,527158	25	1	1,5	0	1,5	0
2-3	3,4	6	50	9		20	0,5	4,5	0	4,5	0
3-4	3,4	1,4	50	2,1		20	0,5	1,05	0	1,05	0
4-5	3,4	13,5	50	20,25		20	0,5	10,125	0	10,125	0
5-6	3,4	1,4	50	2,1		20	0,5	1,05	0	1,05	0
6-7	3,4	0,7	50	1,05		20	0,5	0,525	0,3941	0,9191	0,7
7-8	2,7	1	150	2,5		20	0,8	2	0,563	2,563	1
7-9	0,7	2,4	50	3,6		15	0,14	0,504	0	0,504	0
9-10	0,7	1	50	1,5		15	0,14	0,21	0,563	0,773	1
				43,6						22,9841	2,7

Спецификация на основните материали

Наименование	Кол	Забележка
Кран сферичен за природна газ 1/2" с холендрова гайка	2бр.	Giacomini, Italy
Кран сферичен за природна газ 3/4" с холендрова гайка	1бр.	Giacomini, Italy
Електроизолационна връзка 3/4"	1бр.	
Флексибълна връзка за газ M-F, L=0.25 (0.5m), 1/2"	2бр.	
Тръби медни Ø22x1mm	22m	Yorkshire Imperial, Deutchland
Тръби медни Ø15x1mm	3 m	Yorkshire Imperial, Deutchland
Тройници медни 22x1mm	1бр.	Yorkshire Imperial, Deutchland
Колена медни 22x1mm, 45°	10бр.	Yorkshire Imperial, Deutchland
Колена медни 22x1mm, 90°	10бр.	Yorkshire Imperial, Deutchland
Колена медни 22x1mm, 90°	10бр.	Yorkshire Imperial, Deutchland
Колена медни 15x1mm, 90°	10бр.	Yorkshire Imperial, Deutchland
Преход месингов M-F с резбови накрайник 22 -3/4 "	5бр.	
Преход месингов M-F с резбови накрайник 22 -1/2"	1бр.	
Преход месингов M-F с резбови накрайник 15 -1/2"	1бр.	
Опори (скоби) електроизолационни за закрепване на тръбопроводи 1/2", с комплект винтове и дюбели	10бр	HILLTI
Тръба обсадна PVC - Ø40mm	0.90m	БДС 6360-80

ГЛАВА ЧЕТВЪРТА

ИЗМЕРВАТЕЛНА АПАРАТУРА

4.1. Измерване на разхода на газ

4.1.1. Методи на измерване

Точното измерване на количеството газ, преминал през дадено напречно сечение на газопровода за определено време е от изключителна важност за газовата индустрия.

Изборът на метода на измерване трябва да се направи само след внимателен анализ на редица фактори:

1. Необходима точност;
2. Очаквана продължителност на живот на измервателното устройство;
3. Диапазон на измерване, температура;
4. Експлоатационни изисквания;
5. Наличност на захранваща енергия, ако е необходима;
6. Газ или течност;
7. Първоначални разходи;
8. Наличие на резервни части;
9. Възприемане от потребителите на газ;
10. Предпазване от кражба и вандализъм.

При обемния метод се определя еквивалентния обем на газ в измерителен съд при базово налягане и температура. Като се използва основния закон за газовете, може да се напише

$$\frac{p_1 \cdot v_1}{T_1} = \frac{p_2 \cdot v_2}{T_2} = const, \quad (4.1)$$

от което се получава следната формула за разхода на газ

$$\dot{V}_{gas} = \left(\frac{p_{gas}}{p_0} \right) \left(\frac{T_0}{T_{gas}} \right) \sigma^2 V, \quad (4.2)$$

където p_{gas} е налягането на газа;

T_{gas} - температурата на газа;

T_0 - базовата температура;

p_0 - базовото налягане;

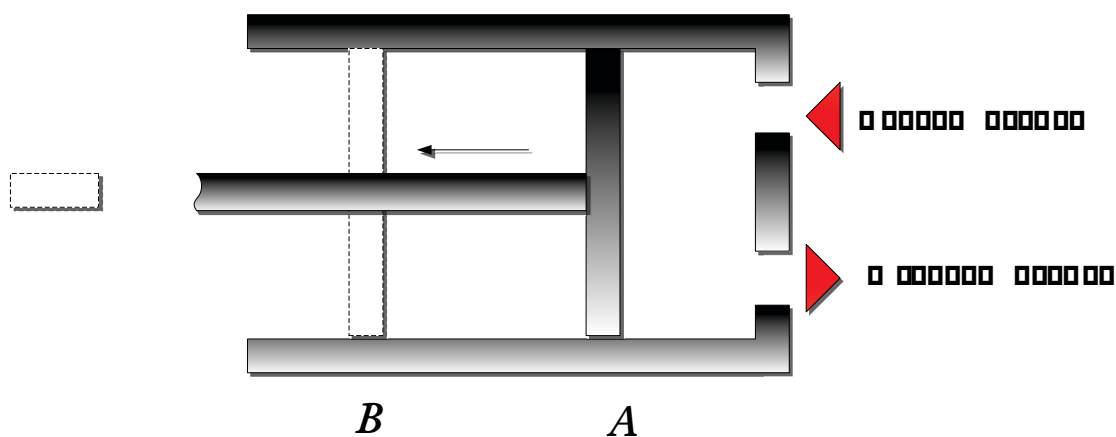
V - обема на съда;

σ - коефициент на свиваемост;

Метод, основан на принципа на изместване (бутало) е усъвършенстван обеман начин на измерване с устройства, които имат една или няколко подвижни камери или диафрагми, които последователно се напълват и изпразват когато през тях преминава газ.

4.1.2 Диафрагмени разходомери

Принципът на работа на диафрагмен разходомер може да се илюстрира с цилиндър и бутало (Фиг. 4.1).



Фиг. 4.1 Диафрагмен разходомер

При движение на буталото от положение А до В през входящия клапан влиза газ, който заема пространството, освободено от буталото. При обратното движение на буталото газът се изпуска през изходящия клапан. Обемът на газа е равен на обема, който освобождава буталото при движение от положение А до В. Когато той е известен, обемът на газа лесно може да се определи чрез броя на движенията на буталото. Необходимо е да се отчитат още температурата и налягането в цилиндъра. Еквивалентното количество газ при базови условия може да се определи по формулата

$$\dot{V}_{gas} = r \left(\frac{p_{gas} T_0}{p_0 T_{gas} F} \right), \quad (4.3)$$

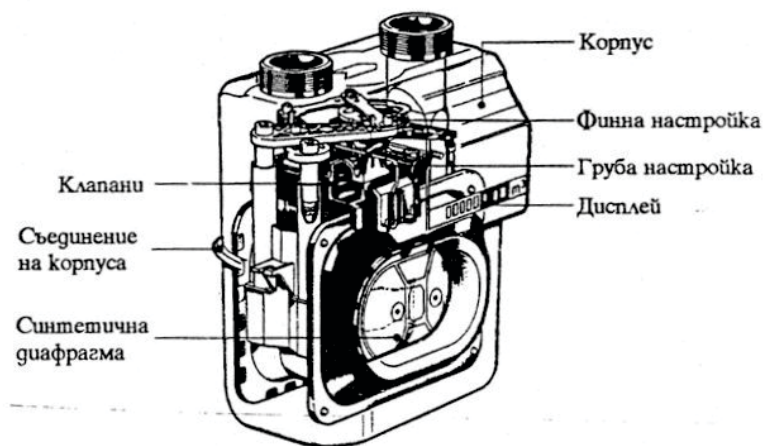
където $\dot{V}_{gas}$ е обемния разход на газ при базови условия;

- r - показанието на брояча;
- T_{gas} - температурата на газа;
- T_0 - базовата температура;
- p_0 - базовото налягане;
- F - коефициент на отклонение;

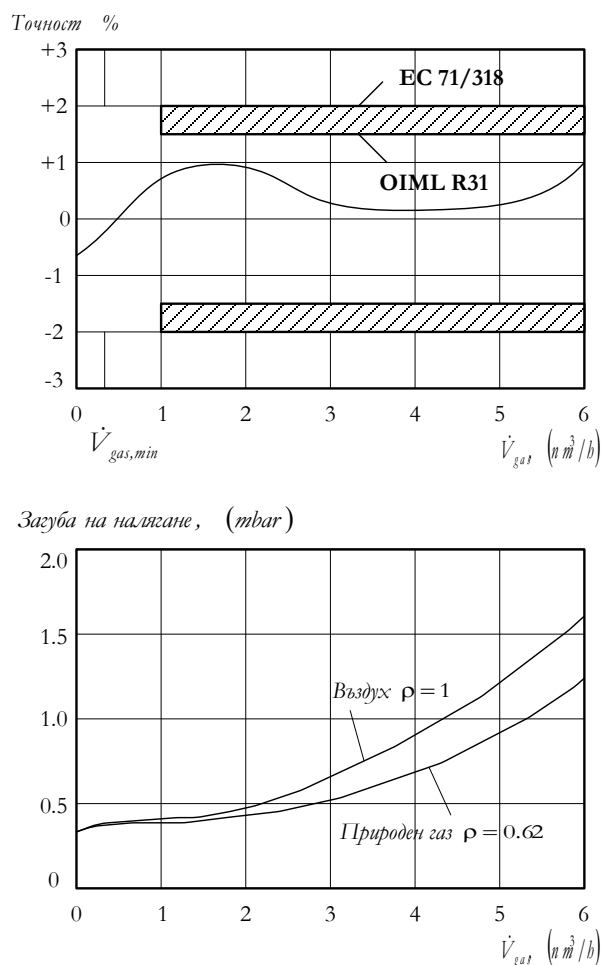
Обикновено се състоят от четири измервателни камери, разделени от синтетични диафрагми. Камерите се пълнят и изпразват периодично, като движението на диафрагмите се предава на зъбно колело с колян вал. Валът задвижва клапите, контролиращи газовия дебит. Въртенето на зъбното коле-

ло се предава на магнитен куплунг или салник към измервателното устройство.

Корекцията по температура се предава чрез биметален елемент, монтиран на коляновия вал, така че както промяната на движението на диафрагмата, така и измерения дебит се коригират от температурата.



Фиг. 4.2 Битов диафрагмен разходомер



Фиг. 4.3 Криви на точността и загубите на налягане на битов диафрагмен разходомер

Разходомерите могат да бъдат както еднощуперни (коаксиални), така и двущуперни версии. Корпусът им може да бъде стоманен (заварен модел) или алуминиев (резбови модел). В измервателното устройство диафрагмите се движат без напрежения и механични спирания. Това осигурява едновременно ниско натоварване и безшумна работа. Устойчивите синтетични диафрагми притежават изпитана постоянна форма. Висококачествени материали, компоненти и патентован контрол на движението на клапите (K-система) осигуряват висок стандарт. K-системата синхронизира действието на клапите с протичането на потока газ през измервателните камери, постига минимални сечения на клапите и изключително висока точност на измерване.

Поради малките клапи моделите BK-G1.6÷BK-G4 не са чувствителни на замърсяване (PRF 0.90 съгласно BS4161). Измервателният механизъм е настроен чрез патентован принцип и измервателна скала.

Въпреки здравата си конструкция и дизайн, диафрагмените разходомери са измервателни уреди и трябва да се експлоатират внимателно.

На фигура 4.2 е показано устройството, а на Фиг. 4.3 са показани кривите на точността и загубите на налягане на диафрагмен разходомер за домакински нужди.

4.1.3. Ротационни разходомери

Методът, основан на принципа на изместване се използва също при ротационните разходомери, които са конструирани на съвсем различен механичен принцип. Той включва два еднакви по размери метални ротора (импелера), които се въртят тангенциално един спрямо друг върху отделни оси. Газът преминаващ през ротационния разходомер завърта роторите, които затварят фиксиран обем газ с корпуса. Обемът на преминалия през разходомера газ се измерва чрез индикатор, поставен на оста на ротора.

ELSTER RVG ротационни разходомери са обемно- измервателни уреди за газова среда на принципа на изтласкване. Отчитат протичащия обем газ в работни условия и допускат използването на електронни коректори на обем. Чрез отвеждащ канал падът на налягането между входа и изхода на разходомера се увеличава. Това създава въртящ момент върху работните колела, свързани прецизно и синхронизирано помежду си. Завъртането им става диаметрално и противоположно, без контакт на метал с метал между колелата и корпуса. По време на този процес между колелата и корпуса се оформят периодично пълнещи се и изпразващи се измервателни камери.

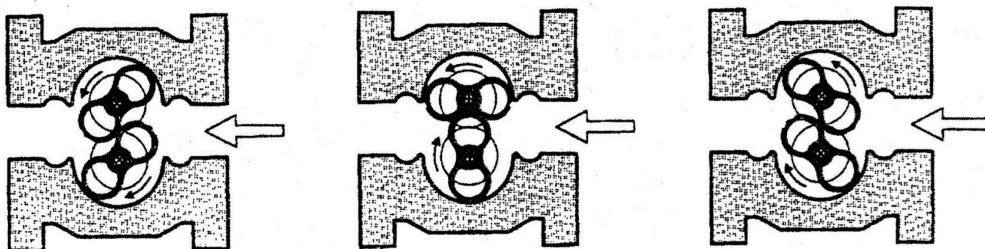
Въртенето на колелата, т.е. броят на пълненето на камерите се редуцират от многостепенен редуктор и сепредават на 8-цифров брояч чрез магнитен куплунг.

На Фиг. 4.4 е показано действието на този тип разходомер, а на Фиг. 4.5 - кривата на точността.

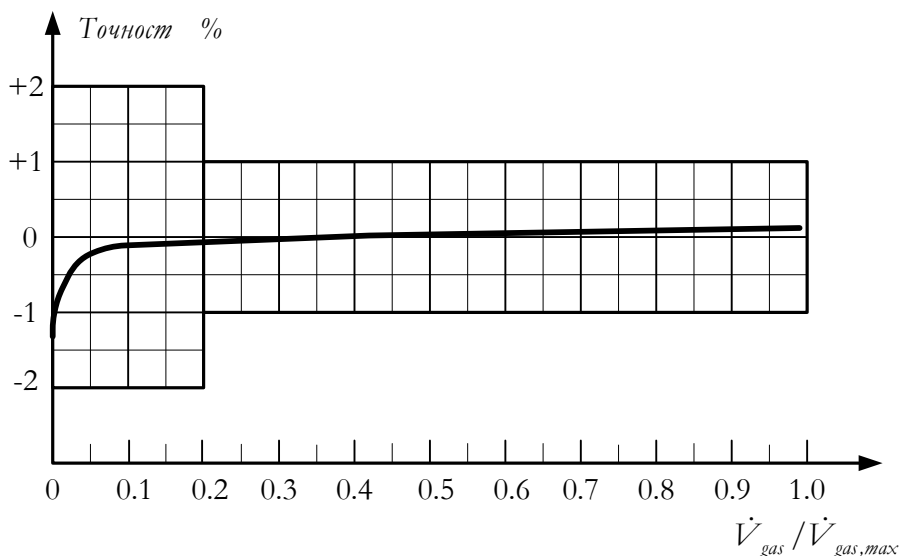
4.1.4. Мокри разходомери

Мокрите разходомери служат за лабораторно измерване на малки количества газ. Тези разходомери измерват много малки количества газ със

сравнително голяма точност. Измерителната камера представлява барабан с четири прегради, които не достигат до центъра. Барабанът е поставен в корпус, който е пълен с вода до нивото на вътрешните ръбове на преградите. Когато газът преминава през разходомера, малки количества от него се затварят между камерите, образувани над водната повърхност и преградите. Точността на измерване на този тип разходомери е $2.8 \cdot 10^{-6}$, m^3 .



Фиг. 4.4 Схема на ротационен разходомер



Фиг. 4.5 Крива на точността на ротационен разходомер

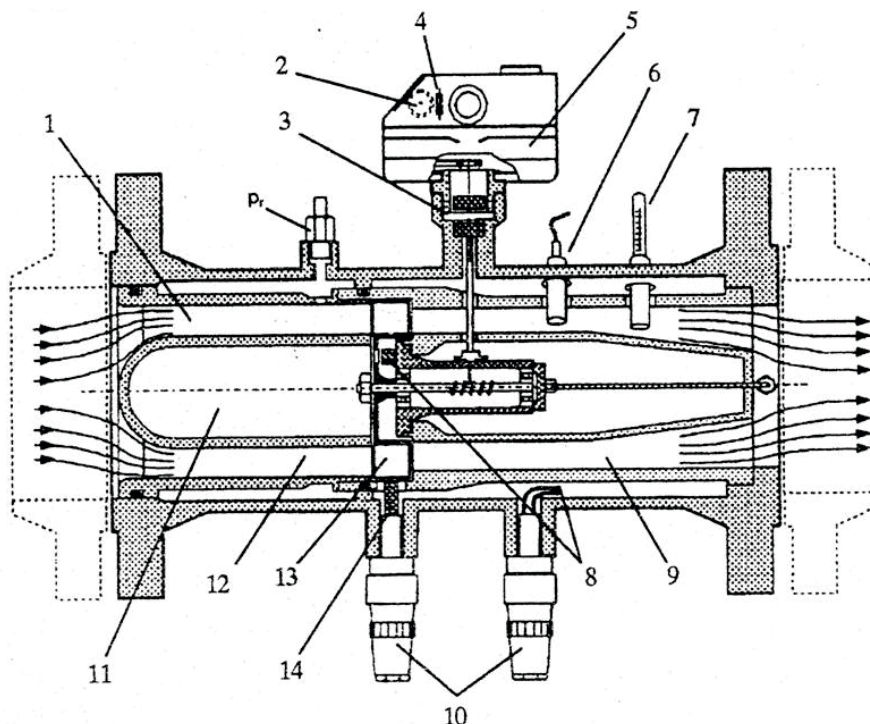
4.1.5. Турбинни разходомери

Турбинният разходомер използва енергията на газовия поток за задвижване на турбинен ротор. Обемът на преминалия през турбината газ се регистрира от броячен механизъм. Обикновено кривата на точността се снима за всеки турбинен разходомер. Същите подлежат на периодическа проверка и калибриране. Почти винаги е необходимо да се монтират филтри с оглед осигуряване на продължителна безаварийна работа и повишена точност.

Газовият поток върти турбинното колело със скорост, пропорционална на обема на преминаващия газ. Турбинното колело е монтирано на ос със съчмени лагери, като оборотите му се намаляват чрез многостепенен предавателен механизъм и се подават на 8-цифров брояч. Стандартно разходомерите имат два нискочестотни датчика и един магнитно включващ се РИД контакт РСМ за мониторинг.

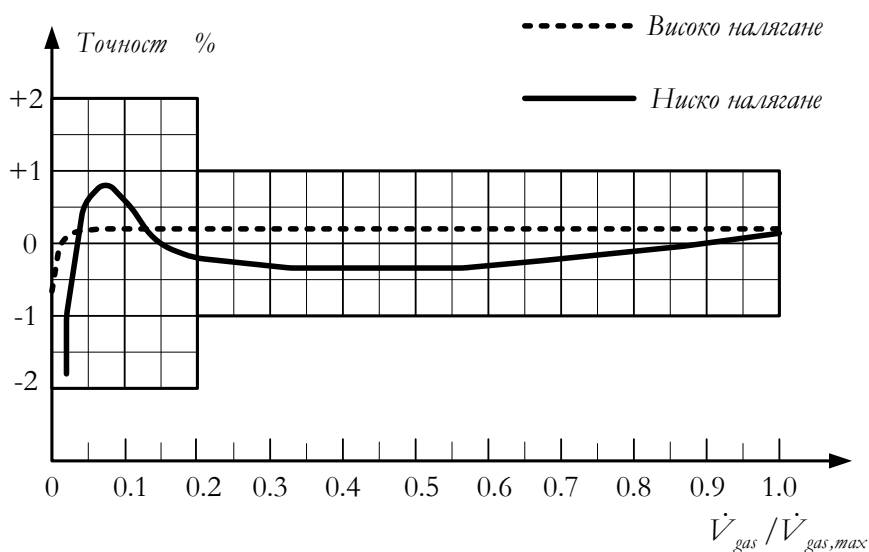
На Фиг. 4.6 е показано устройството на турбинен разходомер, а на Фиг. 4.7 - кривите на точността.

При монтажа пред разходомера се предвиждат филтър за газ и прав участък $\geq 2d_N$. При монтаж след регулатор на налягане: прав участък $\geq 10d_N \geq 10DN$. За по-къси разстояния се монтира успокоител на потока.



Фиг. 4.6. Устройство на турбинен разходомер

- 1 - входящ канал; 2 - дисплей; 3 - магнитен куплунг; 4 - контактен импулсен подавател; 5 - индуктивен импулсен подавател; 6 - температурен датчик; 7 - контролен термометър; 8 - импулсен подавател за дистанционно отчитане - A1R; 9 - изходящ канал; 10 - изход на импулсия подавател; 11 - направляващо тяло; 12 - вътрешен канал;



Фиг. 4.7. Криви на точността на турбинен разходомер

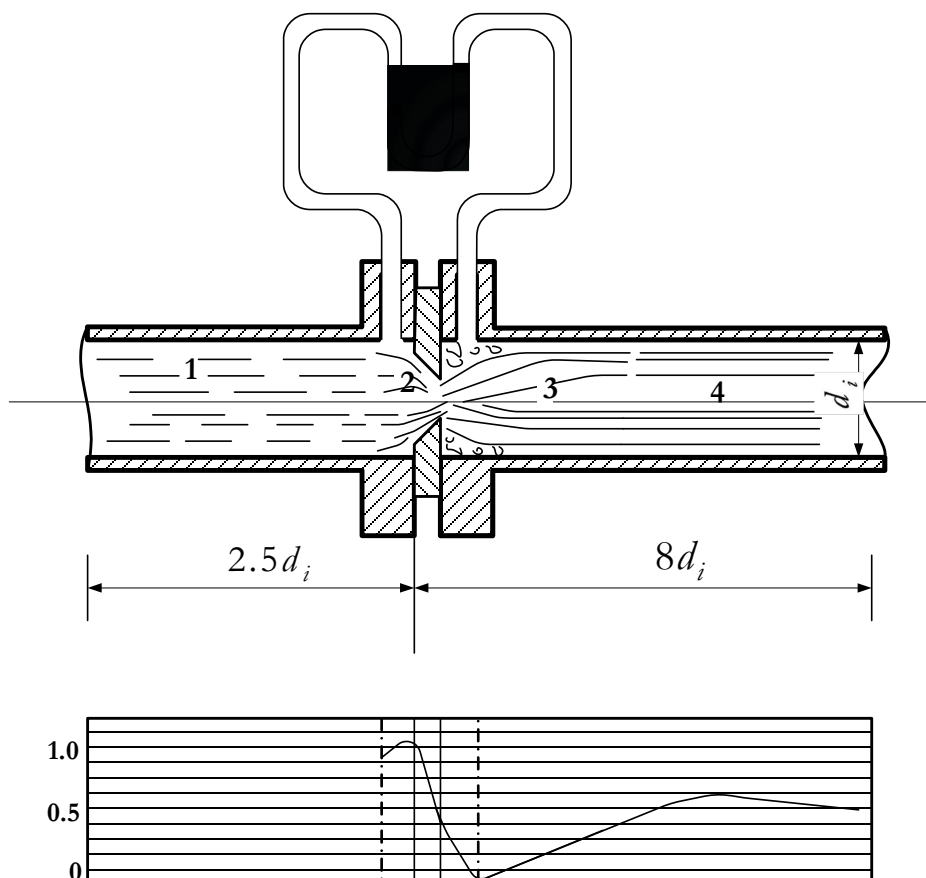
4.1.6. Разходомери с променлив пад на налягането (диференциални разходомери)

Методите основани на измерване на диференциалната разлика в наляганята определят разхода на газ въз основа на добре известни физични принципи. Диференциалното налягане се създава от дроселно устройство, монтирано на тръбата. То може да бъде също разликата между кинетичната (скоростно) и статичното налягане, както при тръбата на Пито.

Съществува директна връзка между количеството на газа и загубите на налягане от дроселното устройство.

В следствие на създаденото местно съпротивление се създава разлика в наляганята, преди и след дроселното устройство, която се регистрира непрекъснато.

Най-често като дроселно устройство се използва концентрична бленда, изработена от тънка пластина от неръждаема стомана с калибриран кръгъл отвор, който се центрира посредством фланци или други устройсва към прав тръбен участък. Фиг. 4.8 илюстрира изменението на статичното налягане и начина за измерване на диференциалната разлика при разходомер с бленда.



Фиг. 4.8 Схема на диференциален разходомер

Предимствата на този тип разходомери са тяхната точност, лесен монтаж и поддръжка, голям диапазон на измерване и сравнително ниска стойност.

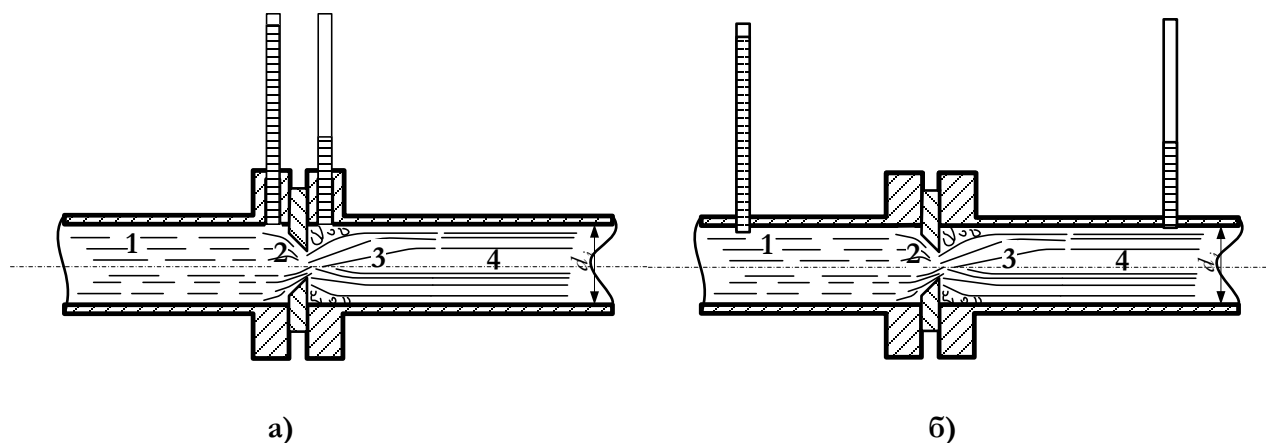
Обикновено се използват два начина за измерване на диференциалната разлика:

- непосредствено на фланците с които се монтира блендата;
- на определено разстояние върху тръбата преди и след нея (Фиг. 4.9).

Един разходомер с бленда се състои от две устройства: първично и вторично.

Първичното устройство се състои от следните части:

- измерителна тръба - част от специална тръба с определена дължина през която преминава газа;
- фланци, които позиционират диафрагмата перпендикулярно и концентрично на газовия поток;
- бленда - изпълнява се от неръждаема стомана с дебелина около 5 (mm) и определени размери, която ограничават протичането на газа и е източник на диференциалното налягане;
- импулсни накрайници - прецизно разположени отвори в тръбата или фланците, през които се измерва налягането;
- стабилизиращ елемент - монтира се преди диафрагмата и има за цел да намали завихрянето на потока.



Фиг. 4.9. Монтаж на диференциален разходомер

Вторичното устройство е диференциален манометър, който е свързан посредством импулсни тръби с първичното устройство.

Количеството природен газ се изчислява по следната формула

$$\dot{V}_{gas} = C' \cdot \sqrt{\Delta p_{0,gas} p_{gas}}, \quad (4.4)$$

където $\dot{V}_{gas}$ е количеството на газа при базови условия;

C' - константа на блендата;

$\Delta p_{0,gas}$ - диференциалното налягане при базова температура;

p_{gas} - абсолютното статично налягане.

Константата C' отчита редица фактори: вид на газа, съотношение между параметрите на диафрагмата и тръбата, температурата и др.

C' може да се определи от следния израз

$$C' = (F_b)(Re)(Y)(F_{pb})(F_{tb})(F_{tf})(F_g)(\sigma)(F_m)(F_i)(F_a), \quad (4.5)$$

където F_b е коефициент на блендата;

Re - числото на Рейнолдс;

Y - коефициент на разширение;

Y_1 - статичното базово налягане преди блендата;

Y_2 - статичното базово налягане след блендата;

Y_m - средната стойност на статичното базово налягане;

F_{pb} - коефициент на базовото налягане;

F_{tb} - коефициент на базовата температура;

F_b - коефициент на температурата на газа;

F_{tf} - специфичен гравитационен коефициент;

σ - коефициент на свиваемост;

F_m - коефициент на манометъра;

F_i - коефициент на месторазположение на разходомера;

F_a - коефициент на температурно разширение на блендата.

Определянето на някои коефициенти е твърде сложно. В действителност редица от тях могат да се установят само експериментално.

4.2 Избор на разходомер

За правилен избор на разходомер е необходимо да са известни следните:

- максималния часов разход на газ;
- продължителност на върховото потребление;
- минималния часов разход;
- необходимото и налично налягане в точката на измерване;
- допустимо изменение на налягането.

4.2.1 Грешки при измерването

Често измерването на разхода на газ служи само като база за контрол. Общо правило е, че по-точното измерване обезпечава по-точен контрол. В много случаи обаче, контролът може да бъде задоволителен, ако грешките остават постоянни.

Съществуват постоянни и променливи грешки:

4.2.2 Постоянни грешки

1. Неточна информация за диаметъра на блендата;
2. Повърхност на блендата (вдлъбната или изпъкнала);
3. Острота на ръбовете на блендата;

4. Дебелина на ръбовете на блендата;
5. Ексцентричност на отвора на блендата по отношение на тръбата;
6. Неточна информация за диаметъра на тръбата;
7. По-голям жлеб между тръбата и блендата;
8. По-голяма грапавина на тръбата.

4.2.3 Променливи грешки

1. Неравномерен поток на газа, предизвикан от недостатъчна дължина на измерителната тръба или променлив диаметър;
2. Неправилно разположение на импулсните тръби;
3. Прогресивно наслояване на твърди частици (седименти) в участъка преди блендата;
4. Пулсиращ поток;
5. Неправилна работа със спирателните устройства;
6. Натрупване на течност в дъното на хоризонталната част;
7. Течност в импулсните тръби или тялото на разходомера;
8. Промяна на условията от тези, използвани при изчисляване на константата на блендата;
9. Неточно нулиране на разходомера;
10. Неравномерна характеристика на калибриране на разходомера;
11. Корозия или отлагания в разходомера;
12. Емулгиране на живак с течности;
13. Замърсяване на живака;
14. Изтичане на газ около блендата;
15. Ненивелиран разходомер (живачен тип) и др.

4.3 Измерване на масовия разход на газ

Диференциалните разходомери могат да се използват за измерване на база на неговата маса. Преминалата маса за единица време през блендата може да се определи от следното уравнение:

$$\dot{m} = 1.0618 F_b Re Y \sqrt{\Delta p_{gas} \rho}, \quad (4.6)$$

където $\dot{m}$ е масов разход на газ;

F_b - коефициент на блендата;

Re - числото на Рейнолдс;

Y – коефициент на разширение;

Δp_{gas} - диференциалното налягане;

ρ - плътност на газа;

4.4. Изисквания към монтажа на разходомерите

Разходомерите трябва да отговарят на изискванията на БДС 10806, 10807 и 10809.

В зависимост от възприетата схема, разходомери се предвиждат на сградното газопроводно отклонение и на отклоненията за отделните жилища. Допуска се разходомерите да се разполагат в сухи подземни помещения на сградите, измазани с негорима мазилка с обем не по-малък от 3 m^3 и осигурена естествена вентилация. Най-близкият газов уред се монтира на разстояние й-малко 1 m от разходомера. Допуска се това разстояние да се намали до 0.5 m , когато разходомерът е защитен с негорима преграда с граница на пожароустойчивост 1 h . Когато разходомерите се предвиждат на външна стена, стълбище или помещение за общо ползване, същите се монтират в негорима ниша (размери: дълбочина 300 mm и ширина – 700 mm), кабина или шкаф със заключващи се врати и естествена вентилация, като не се допуска преминаване през тях на други газопроводи или други тръби. Вентилацията може да се осигури чрез процеп с ширина 5 mm под вратичката или вентилационна тръба с минимално сечение 100 cm^2 , насочена към добре вентилирано помещение или навън. Когато газът е по-тежък от въздуха, вентилационната тръба не бива се насочва към подземно помещение, дори когато то се вентилира добре. Не се допуска разполагане на разходомери в жилищни помещения, санитарни възли, гаражи и помещения, в които се предвиждат електрически съоръжения с номинално напрежение над 400 V , както и в помещения с категория пожарна опасност А и Б.

Групов монтаж на разходомери с общ номинален дебит до $60 \text{ m}^3/\text{h}$ се пуска когато помещението е с общо предназначение, а разходомерите са разположени в заключващи се шкафове. Пред разходомера задължително се предвижда спирателна арматура.

Допуска се при обществени консуматори с газомери за дебит над $6 \text{ m}^3/\text{h}$ с разрешение на експлоатационното предприятие да се предвиди обходна (байпасна) връзка със спирателна арматура.

ГЛАВА ПЕТА

РЕГУЛИРАЩА И ПРЕДПАЗНА АРМАТУРА

5.1 Регулатори

На пазара съществуват редица европейски и световни производители на газорегулираща арматура. Тук са разгледани са основните характеристики на някой уреди от серията DIVAL, Фиг. 5.1.

Уредите от серията DIVAL регулират средно и високо налягане. Те са нормално отворени и затварят при:

- дефект на главната работна мембрана;
- отсъствие на сигнал за настроено налягане.

Основните му характеристики са:

- Максимално допустимо входящо налягане: до 18.9 *bar*;
- Работна температура: от -10° C до +60° C;
- Околна температура: от -20° C до +60° C;
- Диапазон на входящото налягане: от 0.1 до 8 *bar* за DIVAL 160 – 250 BP и MP, от 0.1 до 16 *bar* за DIVAL 160 – 250 TP
- Диапазон на регулируемото налягане: от 0.01 до 4 *bar* за DIVAL 160 – 250

Серията DIVAL са регулатори за предварително почистен газ в диапазона на средното и високо налягане.

Регулаторът DIVAL се характеризира като нормално отворен, което означава, че той отваря при:

- дефект на главната мембрана
- липса на сигнал за настроеното изходящо налягане

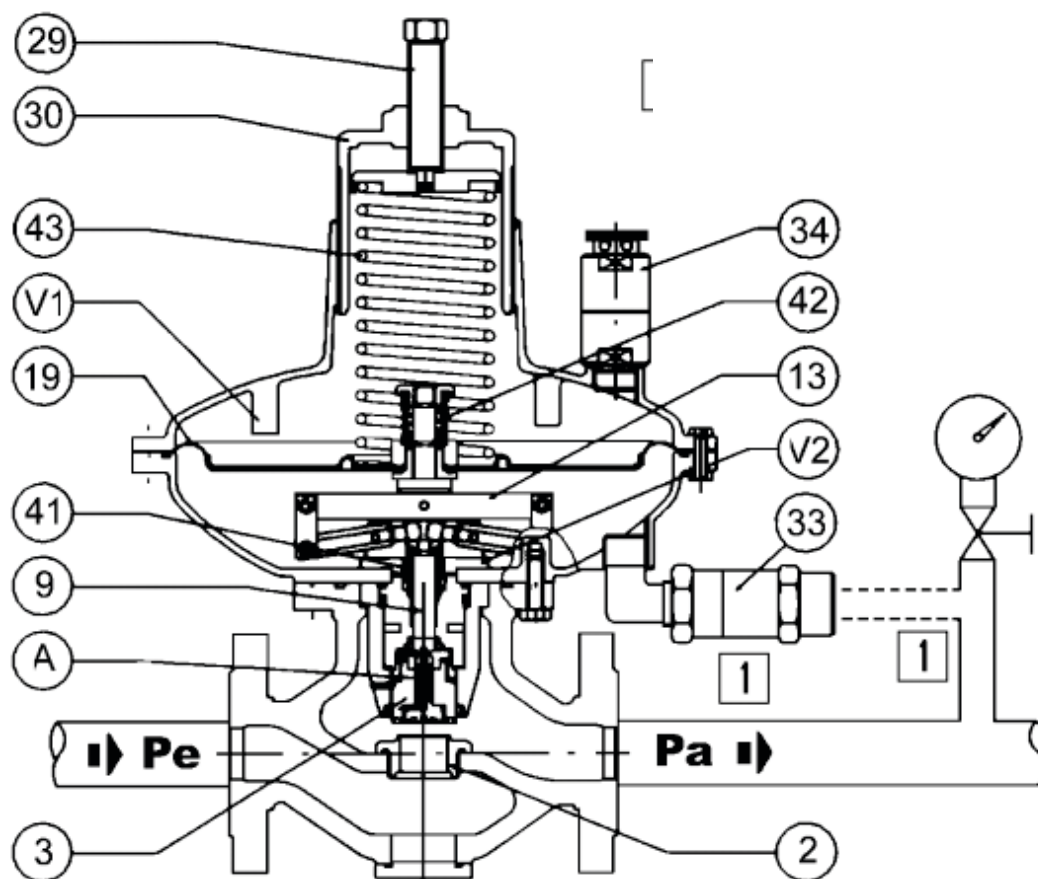
По-важните характеристики на този уред са:

- Максимално допустимо входящо налягане: до 18.9;
- Работна температура: от -10° C до +60° C (по поръчка може и по-висока или по-ниска температура)
- Околна температура: от -20° C до +60° C;
- Диапазон на входящото налягане: от 0.1 до 5 *bar* за DIVAL 50 – 100; от 0.1 до 8 *bar* за DIVAL 160 – 250 BP и MP; от 0.1 до 16 *bar* за DIVAL 160 – 250 TP
- Диапазон на регулируемото налягане: от 0.01 до 2 *bar* за DIVAL 50 – 100; от 0.01 до 4 *bar* за DIVAL 160 – 250

В състояние без налягане регулиращото звено 3 се държи в отворено положение чрез настройващата пружина 43. Изходящото налягане P_a се контролира, като се сравнява натиска, който упражнява настройващата пружина 43 и налягането, упражнено върху работната мембрана 19 от изходящото налягане. Така се проследяват както теглото на задвижката, произведеният от разтегателната пружина 41 натиск, така и въздействащите им динамични сили. Колебанията на входящото налягане не влияят на изравняването на предналягането на регулиращото звено 3, тъй като отвора А напълно ги компенсира. Чрез системата от лостове 13 движението на мембрана 19 се предава на

вентила 9 и чрез него на регулиращото звено 3. Пружина 41 уплътнява системата от лостове 13. Вулканизираното гумено седло на регулиращото звено 3 осигурява плътно нулево положение.

Процес на регулиране: При падане на изходящото налягане пада налягането върху работната мембрана 19, чрез по-големият натиск на пружината работната мембрана 19 се задвижва надолу и настройващата пружина 43 се отхлабва.



Фиг. 5.1 Схема на регулатор DIVAL 160-250

Системата от лостове 13 отваря хлабината на вентила. Вследствие на това се увеличава потока на газа, докато се постигне равновесие на силите и се достигне необходимата стойност на налягането. При повишаване на изходящото налягане се увеличава налягането под работната мембрана 19, тя се задвижва нагоре вследствие на по-големия натиск под нея и настройващата пружина 43 се натяга. Чрез системата от лостове 13 се намалява хлабината на вентила. В резултат на това се намалява потока на газа, докато се постигне равновесие на силите и необходимото налягане.

При нормални условия на работа регулиращото звено 3 е разположено така, че изходящото налягане P_a винаги варира близо до зададената стойност. Желаното настройване на налягането става чрез завъртане на винтовата тапа

30 и/или на настройващия винт 29. По посока на часовниковата стрелка се увеличава зададената стойност, а по посока, обратна на часовниковата стрелка тя се намалява. Винтовата тапа 30 обикновено се използва само за смяна на пружината, за да се покрият различните диапазони; за фина настройка да се използва настройващия винт 29.

Сериите 160 и 250 имат стандартно 2 обезвъздушителни вентила 33 и 34 (Фиг. 4.10), които служат да забавят притока или съответно изтичането на газ или въздух в и от измервателната глава, за да няма колебания в изходящото налягане.

За механична защита са предвидени 2 крайни ограничителя V 1 и V2, които да ограничават пътя на работната мембрана, за да се предотврати при хидравличен удар повреждане на частите на задвижката.

Стандартно уредите са изпълнени така, че да предпазват регулиращото звено от повреди при рязко повишаване на изходящото налягане. При допиране на мембранната тарелка до горния ограничител V1 регулиращото звено се притиска към седлото 20 със силата на пружина 42. Ако поради температурни влияния или бързо включващи се вентили е необходим предпазно-изпускателен вентил (SBV), той може да бъде задействан чрез снемане на О-пръстен 73 и поставяне на О-пръстен 70.

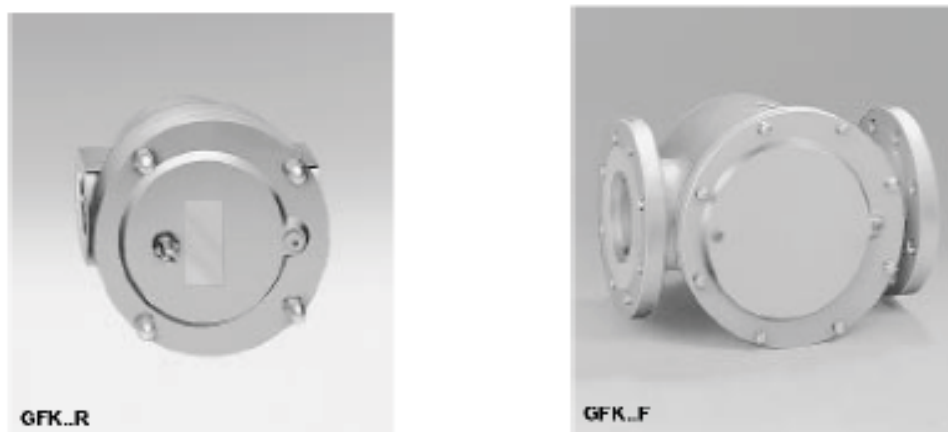
Предпазно-изпускателния вентил (SBV) работи по следния начин: При затворено регулиращо звено възможното повишение на налягането повдига тарелката на мембраната 20, SBV отваря. Изтичащото количество газ редуцира повишеното налягане до необходимото изходящо ниво.

Стойността на изключване на SBV може да се настрои съответно чрез завъртане на настройващия винт 27 (по посока на часовниковата стрелка за повишаване и по посока, обратна на часовниковата стрелка – за понижаване).

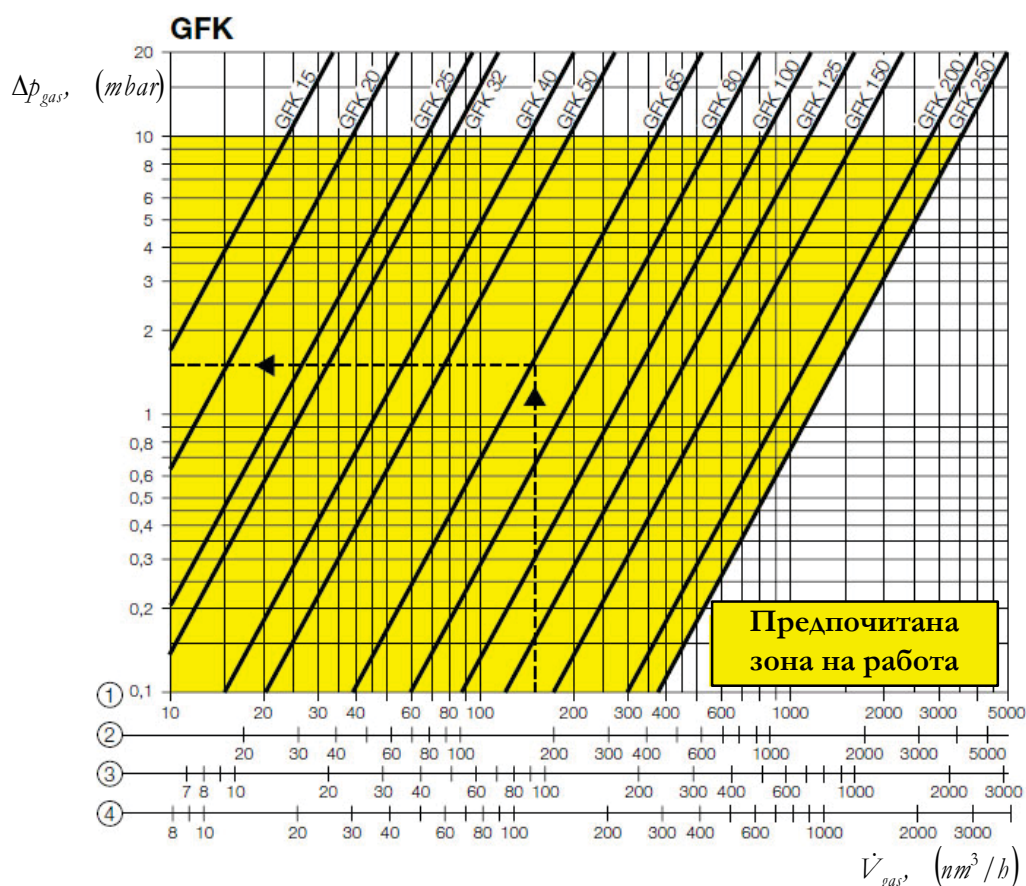
5.2 Филтри за газ

Служат за предпазване от замърсяване и блокировка на газови уреди след себе си. Имат високи пропускателна способност и ефект на филтриране. Почистват се лесно. Корпусите се изработват най-често от стомана или алуминий. Филтърният елемент се изработва от полипропилен.

Видът на филтрите марка GFK е показан на фиг.5.2. Корпусът при различните модели е съответно: GFK от d_N 15 до d_N 100 – AlSi; GFK от d_N 125 до d_N 250 – стомана. Резбово присъединяване е съгласно DIN 2999, а фланцовото присъединяване е съгласно DIN 2501 C, PN 16.



Фиг.5.2 Общ вид на филтри за газ



Фиг.5.3 Номограма за избор на филтър

1 -природен газ (N) $\rho=0.62$; 2 -градски газ (S) $\rho=0.45$, 3- пропан-бутан (F) $\rho=1.56$,
4 -въздух (L) $\rho=1.00$

При избор на филтър от диаграмата, Фиг. 5.3 се отчитат работните кубични метри. Падът на налягане Δp трябва да се отчете като същият се умножи по абсолютното налягане в *bar*, (работното налягане +1), за да се вземе предвид плътността.

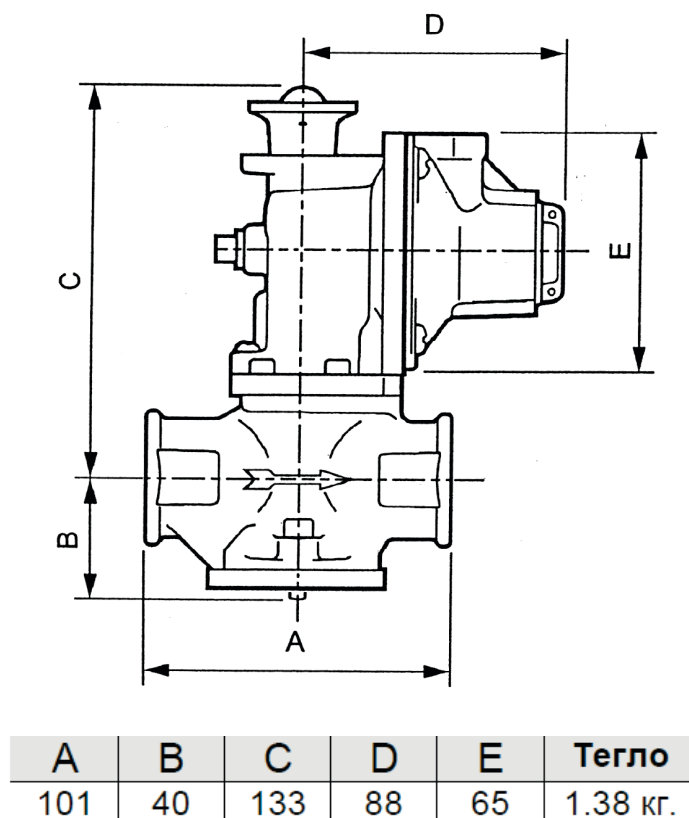
Падът на налягане с филтър GFK не трябва да превишава 10 *mbar*.

Пример: Работно налягане: 4 bar, Работен дебит: 150 m³/h – природен газ. Избора се филтър от диаграмата: GFK DN 65. Отчетен пад на налягане $\Delta p = 1.5 \text{ mbar}$. Реален пад на налягане: $\Delta p = 5 \times 1.5 \text{ mbar} = 7.5 \text{ mbar}$. Реалният пад на налягане е по-малък от 10 mbar, следователно е избран подходящ филтър.

5.3 Предпазно-отсекателни клапани

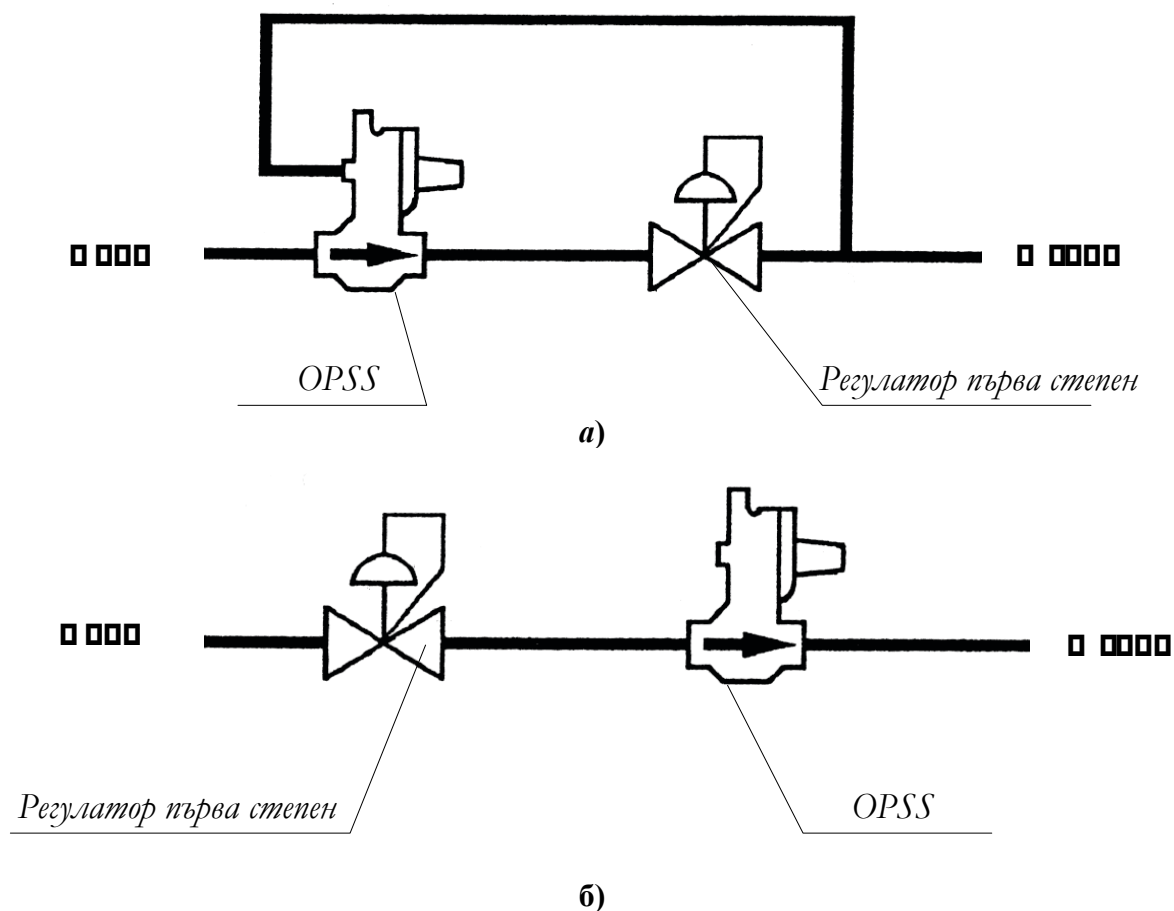
Предпазно-отсекателният вентил S300 (OPSS), Фиг. 5.4 защитава газовите инсталации, особено полиетиленовите от опасно превишаване на налягането и може да се присъедини както пред, така и след регулатора на налягане първа степен, Фиг. 5.5. Възможен е монтаж с вътрешна и външна импулсна линия. При превишаване на налягането над допустима стойност се активира затварящия механизъм и спира (отсича) протичането на газ. Въвеждането му отново в експлоатация (деблокирането) се извършва само ръчно. S300 може да се използва за природен газ, пропан-бутан и промишлени газове.

Позволява произволно ориентиран монтаж.



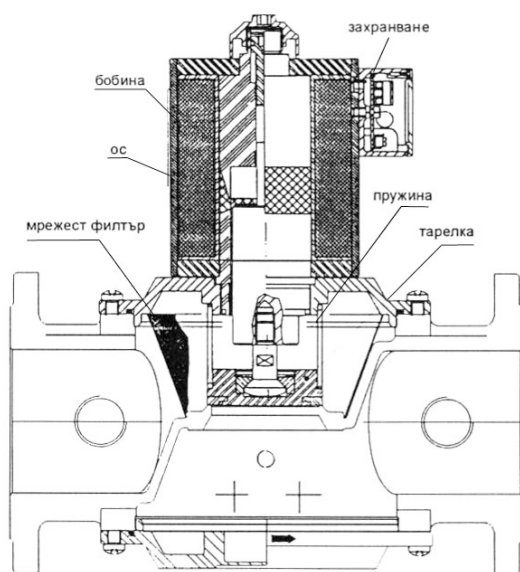
Фиг.5.4 Схематичен вид и параметри на предпазно-отсекателен клапан S 300

Импулсна линия на OPSS минимум 1/4"



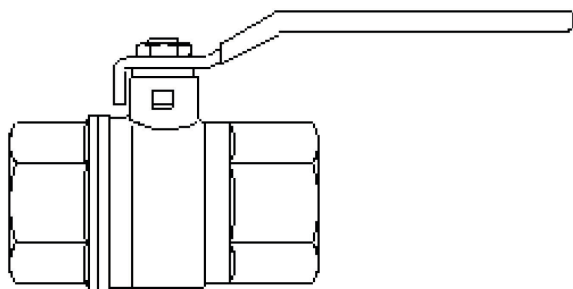
Фиг. 5.5 Примерни схеми на присъединяване на предпазно-отсекателен вентил
а) пред регулатор първа степен; б) след регулатор първа степен

5.4 Електромагнитни вентили

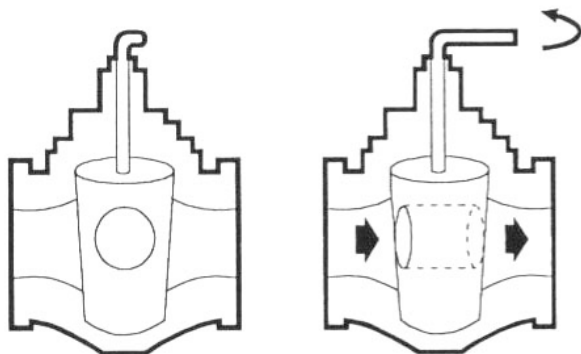


Фиг. 5.6 Магнетвентил

Електромагнитните вентили, Фиг. 5.6 са устройства, които с помощта на електромагнитно задвижване, осигуряват протичането или спирането на флуиди през тръбопроводите. Биват директни /седлови/ и индиректни /мембранны/, нормално отворени или нормално затворени в зависимост от тяхното приложение. Електромагнитните вентили в системите за автоматично регулиране служат като релейни органи за дистанционно управление и регулиране.



Фиг. 5.7. Сферичен кран



Фиг. 5.8. Конусен кран

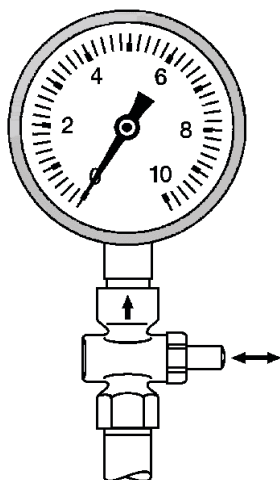
5.5. Кранове за газ

Приложение намират кранове със сферичен, Фиг. 5.7 и конусен затварящ елемент, Фиг. 5.8. Служат за спиране на притока на газ при ремонтни дейности. Поставят се на главни и пилотни линии преди газовите уреди. Осигуряват херметичност и бързодействие. Надеждната експлоатация се обуславя от факта, че газът не обтича уплътняващите повърхнини. По този начин се предотвратяват ерозийните процеси, характерни за шибърите. Недостатък е неподходящата им за регулиране работна характеристика.

Обикновено се произвеждат от месинг или пластмаса при инсталациите от PE-HD. За кранове с условен диаметър $d_N \leq 50 \text{ mm}$ се използват резбови връзки с холендър, а за по-големите диаметри връзките са само фланцови.

5.6 Манометри за газ

Предназначени са за пряко измерване на налягане на газообразни среди. Чувствителният елемент е бурдонова тръба. Техническите манометри с микропревключвател са предназначени за включване или изключване на електрически вериги при зададени гранични стойности на измерваното налягане чрез микропревключвател, като максималната стойност на тока на включване или изключване е до 5А.



Фиг. 5.9. Манометър

В зависимост от изискванията техническите манометри с микропревключвател се изпълняват в два варианта: с един микропревключвател, с един нормално отворен и един нормално затворен контакт; с два микропревключвателя, всеки с по един нормално отворен и един нормално затворен контакт.

Техническите манометри с плъзгащо се електрическо съпротивление /потенциометър/ са предназначени за дистанционно отчитане на манометъра чрез включване на допълнителен електроизмервателен уред. В зависимост от изискванията се монтират три вида потенциометри с различни електрически параметри, което разширява многократно кръга на тяхното приложение.

5.7 Типови проекти на газорегулаторни табла

Газорегулаторните табла се проектират и изработват в зависимост от конкретните изисквания на инвестиционния проект и техническото задание. За битовите потребители обикновено те са типови, докато за промишлените те се изготвят в съответствие с конкретните цели.

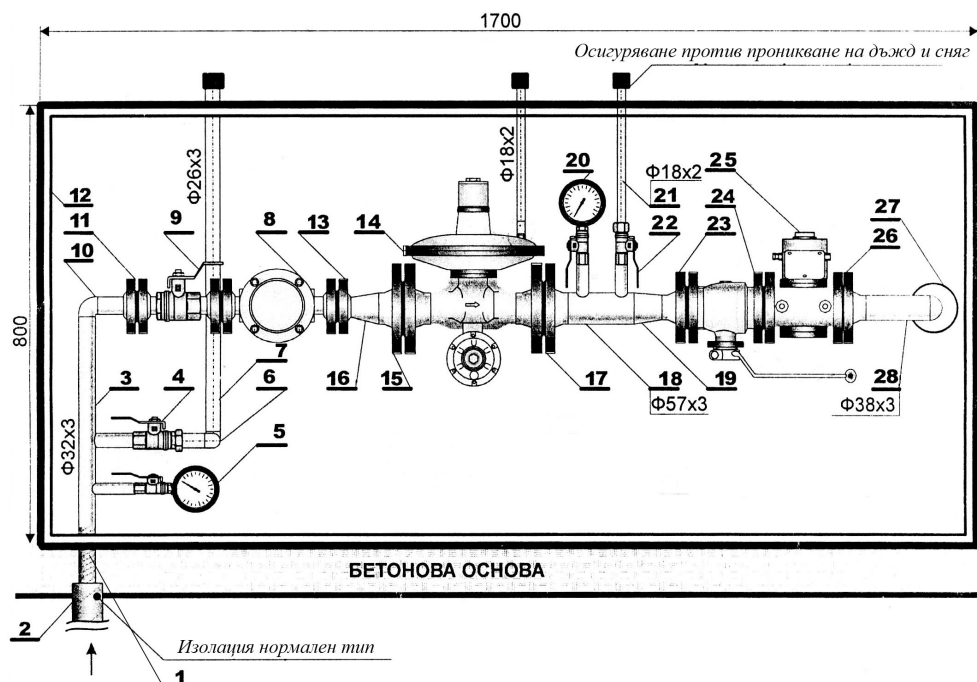
На Фиг. 5.10 е показано ГРТ на котелно помещение, намиращо се на територията на комплекс «Ауто Виа», гр. Стара Загора, разработено от фирма «Палаз» ЕООД.

Принципът на работа е следния: Газ с налягане 4 *bar* постъпва по тръбата 3, като входното налягане се отчита по манометъра 5. Кранът 4 с тръбата 7 служат за продухване на ГРТ при ремонтни работи, като предварително трябва да е затворен кранът 9. Филтърът 8 служи за почистване на газа от механични примеси, като стружки или шлака, получена при монтажа на тръбите. След регулаторът 14 налягането се редуцира до работното налягане, в случая 20 *mbar*. Чрез манометъра 20 се следи изходното налягане след регулатора и при евентуално разминаване от зададеното се настройва ръчно от пружините му.

Тръбата 21 и кранът 22 служат за продухване на ГРТ след регулатора при ремонтни работи. Кранът след регулатора се затваря единствено при демонтаж на регулатора при евентуална техническа намеса. Магнет – вентилът 25 е нормално затворен тип и е в комбинация със датчик за откриване на течове на газ. Затваря аварийно при регистриране на теч в котелното помещение.

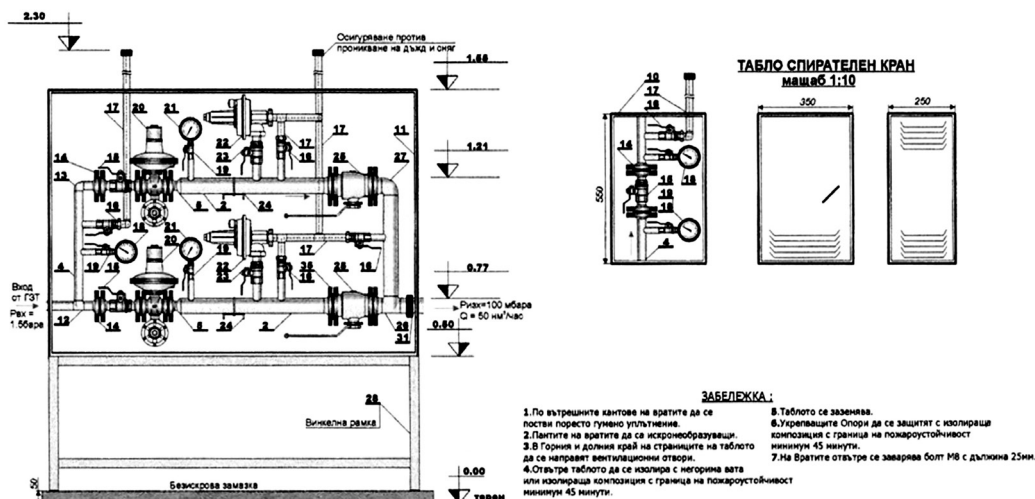
Друг тип ГРТ монтирано на фирмата за хлебни изделия «РУМДО», гр. Стара Загора, разработено от «Палаз» ЕООД е показано на Фиг.5.11. Принципът на действие е подобен на горния, с разликата, че редуцирането на налягането е от 1.5 *bar* на 100 *mbar*. В случая е използван начин на регулиране на налягане, чрез използване на две работни линии с два регулатора. Едната линия е основна и работи в непрекъснат режим, а другата при излизане от строй на основната.

На фиг. 5.12 е показан начина на заземяване на таблата.

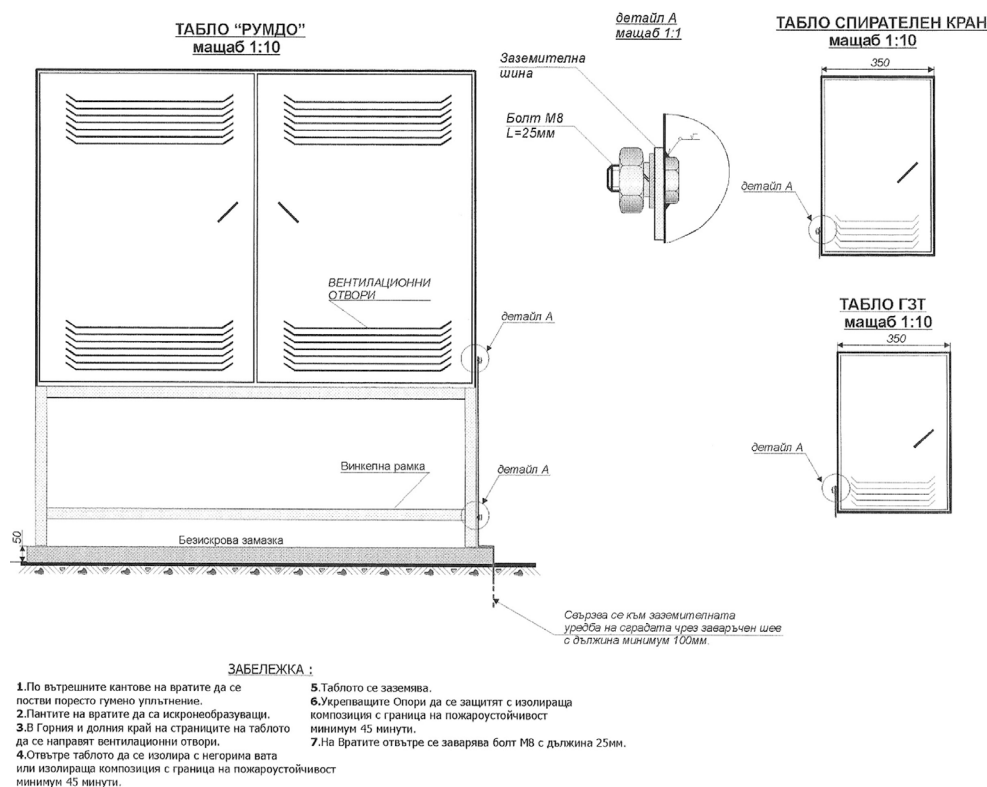


Фиг. 5.10. ГРТ на котелно помещение, Славов Р., (2009)

- 1 – преход PE-HD – стомана $D_N 25$; 2, 27 – обсадна тръба $D_N 50$; 3, 28 – стоманена безшевна тръба $D_N 25$ ($\varnothing 32 \times 3 \text{ mm}$); 4 – кран за продухване $D_N 20$ ($3/4''$); 5 – манометър за отчитане на входното налягане – 0-6 bar; 6 – коляно стоманено $D_N 20$ ($3/4''$); 7 – тръба за продухване $D_N 20$ ($3/4''$); 8 – филтър $D_N 25$; 9 – спирателен кран $D_N 25$ ($1''$); 10 – коляно стоманено $D_N 25$ ($1''$); 11, 13 – фланец $D_N 25$; 12 – табло; 14 – регулатор $D_N 32$, 4bar-20mbar; 15, 23, 24, 26 – фланец $D_N 32$ ($1 \frac{1}{4}''$); 16 – преход коничен D_N (25-32), $1'' - 1 \frac{1}{4}''$; 17 – фланец $2''$; 18 – тръба стоманена безшевна $D_N 50$ ($\varnothing 57 \times 3 \text{ mm}$); 19 – преход коничен D_N (50-32), $2'' - 1 \frac{1}{4}''$; 20 – манометър за ниско налягане 0-60 mbar; 21 – тръба за продухване; 22 – спирателен кран $D_N 15$ ($1/2''$); 25 – магнет вентил нормално затворен $1 \frac{1}{4}''$



Фиг. 5.11 ГРТ на завод за хлебни изделия, Славов Р., (2005)



Фиг. 5.12 Заземяване на ГРТ, Славов Р., (2005)

ГЛАВА ШЕСТА

ОСНОВНИ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА ГАЗ ПРОПАН-БУТАН. СХЕМИ НА СВЪРЗВАНЕ НА ГАЗОВИ ИНСТАЛАЦИИ

6. 1. Характеристика на свойствата на газовата смес LPG (пропан-бутан)

Съгласно БДС 5670-71 в Република България се произвежда въглеводороден втечен газ от нефт, който се използва като гориво за комунално-битови и енергетични нужди.

Пропан-бутанът при нормални условия (0 оС и 760 мм живачен стълб) е горима газова смес, без цвят и вкус. При незначителни повишавания на налягането или понижаване на температурата той преминава в течност. Свойствата на сместа от въглеводороди са в зависимост от процентното съдържание на отделните съставки в нея.

В течно състояние пропан-бутана е около два пъти по-лек от водата, поради което свободно изплува над нея и създава условия за допълнително изпарение и загазяване на атмосферата.

В газообразно състояние пропан-бутана е около два пъти по-тежък от въздуха.

Табл. 6.1 Главни компоненти, участващи в сместа пропан-бутан

ФИЗИКО-ХИМИЧНИ СВОЙСТВА	Пропан	Бутан	Изобутан
Химична формула	C_3H_8	C_4H_{10}	C_4H_{10}
Молекулно тегло	44.10	58.12	58.12
Втечено състояние			
Специфично тегло при 15 оС в кг/м ³	510	580	557.3
Температура на топене, оС	- 187.6	- 138.0	- 159.6
Температура на кипене, оС	- 42.1	- 0.5	-11.7
Калоричност, ккал/кг	12 030	11 840	11 820
Относително тегло спрямо водата	0.50	0.58	0,56
Количество пари получени от 1 кг газ при 0 , и 760 мм ж.ст. в м ³	0.50	0.37	0,38
Количество пари получени от 1 кг втечен газ при 0 оС и 760 мм ж.ст. в м ³	0.26	0.22	0,28
Газообразно състояние			
Специфично тегло при 15 оС в кг/м ³	1.9	2.55	2,672
Плътност на парите спрямо въздуха	1.562	2.066	2.066
Калоричност, ккал/м ³	24120	32000	31.510
Граници на взриваемост:			
- долна в обемни проценти;	2.1	1,9	-
- горна в обемни проценти.	9.5	9.1	-
Температура на самовъзпламеняване, °С	466	405	462

Пропан-бутанът, известен също като LPG /съкращение от първите букви на английските думи втечен петролен газ/ представлява смес от леки въглеводороди – пропан (C_3H_8) и бутан (C_4H_{10}), които се намират в газообразно агрегатно състояние при атмосферна температура и налягане.

Извлича се от находища на петрол и природен газ, приблизително 60% от световния добив, а също така около 40% се добива при преработката на нефт в рафинерии. Отличава се с изключително разнообразен набор от приложения: милиони домове, офиси и ферми разчитат него за покриване на голяма част от енергийните си нужди. Непрекъснато се увеличава значението му и като алтернативно транспортно гориво – 5.5 млн. превозни средства по цял свят се захранват с пропан-бутан. В този случай потребителите са привлечени от по-дългия живот на двигателя на автомобила, който осигурява употребата на пропан-бутан, както и от по-ниските експлоатационни разходи. Индустриалният сектор не прави изключение: сред промишлените потребители на пропан-бутан са предприятия от металургичната, керамичната, стъklarската, текстилната, хартиената и много други индустрии, при които е от особено значение точния контрол на температурата, лесното съхранение на енергоносителя и чистото изгаряне. Както и останалите нефтопродукти, пропан-бутанът също намира приложение като суровина в химическата промишленост. Химичният му строеж е прост, като основните му съставки пропан (C_3H_8) и бутан (C_4H_{10}) имат различни температури на кипене: $45^{\circ}C$ за пропана и $0^{\circ}C$ за бутана. При малко увеличение на налягането или намаление на температурата, пропан-бутанът се втечнява, което позволява лесно съхранение и транспортиране.

Табл. 6.2 Сравнителна таблица на физико-химичните свойства на пропан, бутан и бензин

Показатели	Пропан	Бутан	Бензин
Химична формула	C_3H_8	C_4H_{10}	C_8H_{17}
Молекулно тегло	44.10	58.12	114.20
Специфично тегло на течната фаза, при температура $15^{\circ}C$, и атмосферно налягане, в kg/m^3	510	580	730
Специфично тегло на газовата фаза, при температура $15^{\circ}C$ и атмосферно налягане в kg/m^3	1.9	2.55	-
Температура на кипене при натиск 101,4 kPa, $^{\circ}C$	-42.1	-0.5	27
Специфична топлина на изпарение, kJ/kg	484.5	395.0	397.5
Специфична топлина на изгаряне минимална в течно състояние, kJ/L	65608	26417,6	62696
Специфична топлина на изгаряне минимална в газообразно състояние, kJ/kg	45852.6	45431	48680
Специфична топлина на изгаряне максимална в газообразно състояние, kJ/m ³	85627.3	111593.5	213180
Октаново число	110	95	72-98
Предел на възпламеняемост в смес с въздух при нормални условия, %	2.1-9.5	1.5-8.5	1.0-6.0
Температура на самовъзпламеняване, $^{\circ}C$	466	405	255-370
Теоретически необходимо количество въздух в, м ³ за изгаряне на 1 м ³ газ	23.80	30.94	20.13
Коефициент на обемно разширение на течната фракция, % на $1^{\circ}C$	0.003	0.002	-

Пропан-бутанът се пренася в течно състояние, а се използва под формата на газ. Това позволява в малък обем да се събере голямо количество енергия – около 12 000 килокалории в един килограм. Отсъствието на сяра и ниските емисии на азотни окиси, токсини и фини частици, които се отделят при горене на традиционните горива, превръщат пропан-бутана в един от най-екологично чистите източници на енергия в съвременния свят.

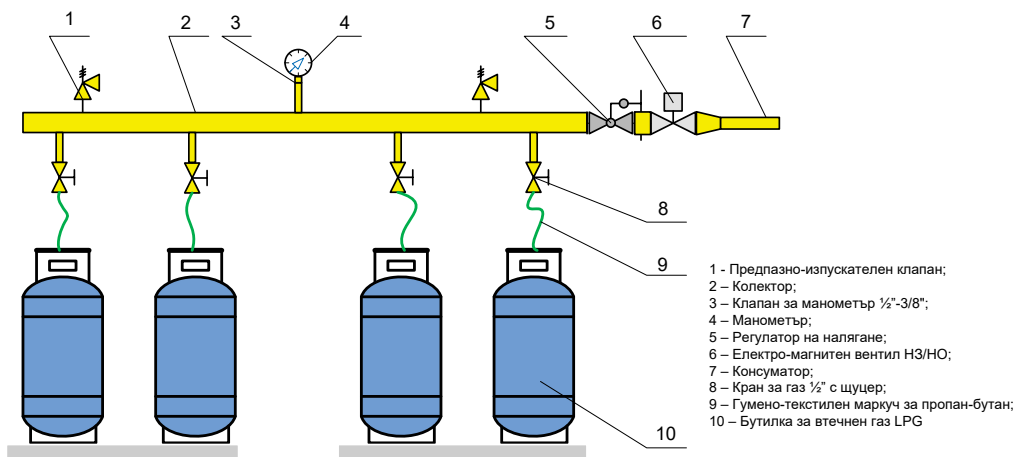
Пропан-бутанът се явява не конкуренция, а уникален партньор на възобновимите източници на енергия като слънчевата и вятърната. Автоматичното превключване на съоръженията при необходимост го превръщат в безценен помощник, добавящ топлина или енергия точно когато и колкото това е необходимо.

В търсенето на по-чисти и по-ефективни източници на енергия на основата на пропан-бутана се разработват нови технологии: горивните клетки и микротурбините. Горивните клетки генерират енергия и топлина на основата на горива чрез електрохимичен процес вместо чрез изгаряне. Клетката превръща химичната енергия на водорода и кислорода в електрическа. Микротурбините предлагат много ниски нива на емитиране на азотни окиси, висока ефективност при използване на отпадъчна топлина и преносимост, която позволява добив на електричество почти навсякъде.

Търговския пропан и търговския бутан, наричани общо втечнени газове, освен че са извлечени от подпочвени природни залежи, обикновено се получават в процеса на рафинирането на суровия петрол: например от 100т суров петрол могат да се получат около 2,5т втечен газ. Налягането на газовата фаза на пропана и на бутана се увеличава с увеличаването на температурата. Манометричното налягане на газовата фаза на търговския пропан при 273K (0°C) е около 4,8bar и при 288K (15°C) е около 8,2bar, докато търговския бутан при същите условия е, съответно около 1bar и 2.2bar; в резултат на това, съществуващото налягане в съдържателите пълни с втечнени газове е достатъчно да захрани всякакъв уред или консуматор. Много важно условие е обема на съдържателя за газ да е правилно преценен според мощността на захранваните уреди.

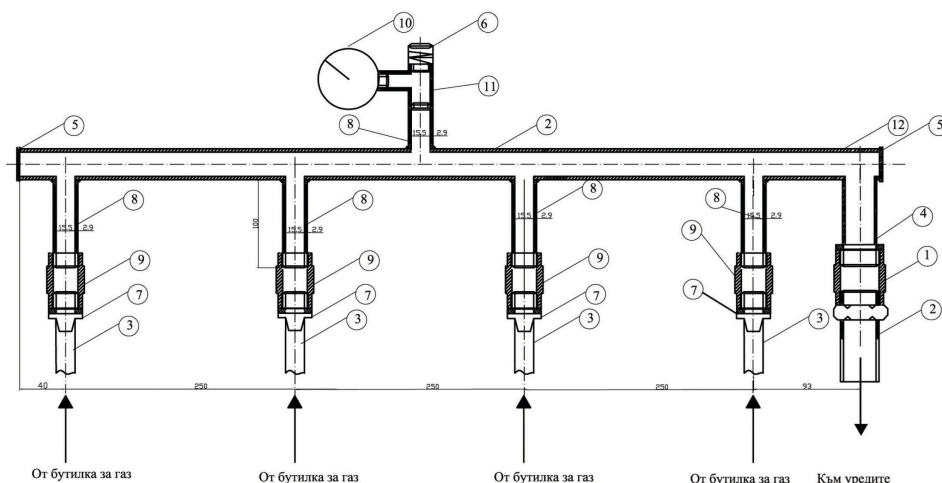
6.2 Принципи схеми на работа

По-долу са показани принципи схеми на варианти за захранване с пропан-бутан.



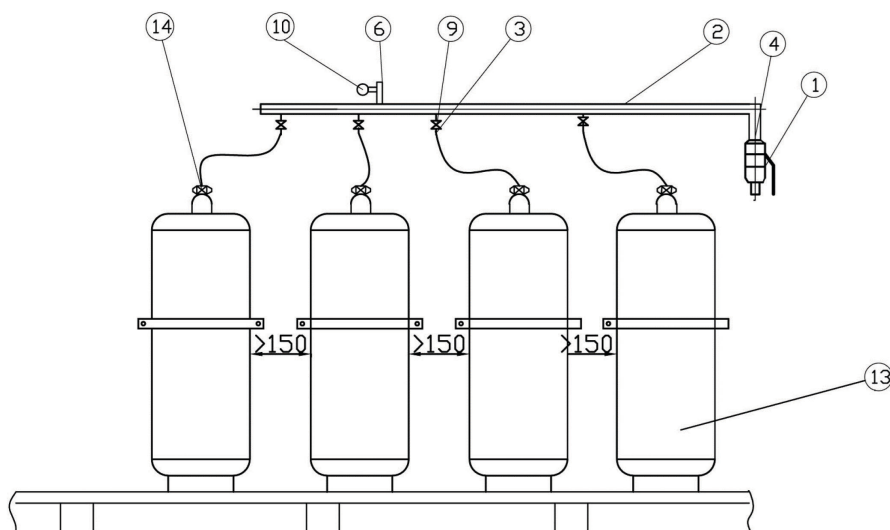
Фиг 6.1

Важно е да се отбележи, че всяка схема се доразвива и усъвършенства при проектиране на съответния обект в зависимост от неговите специфики. Схемата на Фиг.6.1 е типична за кухненски блок с малък капацитет на уредите, при която газовата фаза на пропан-бутана се подава от група промишлени бутилки:



Фиг. 6.2 Колектор за батерия от бутилки за пропан-бутан

- 1-Спирателен кран с хол. гайка DN25, 2-Тръба стоманена безшевна DN25,
3-Гуменотекстилен маркуч, 4-Резбови накрайник DN25, 5-Тапа (заглушка) DN25,
6-Предпазен клапан DN15, 7-Щупер DN15, 8- Резбови накрайник DN15,
9- Спирателен кран DN15, 10-Манометър 0-60mbar, 11-Тройник месингов резбови DN15,
12-Тройник стомана DN25



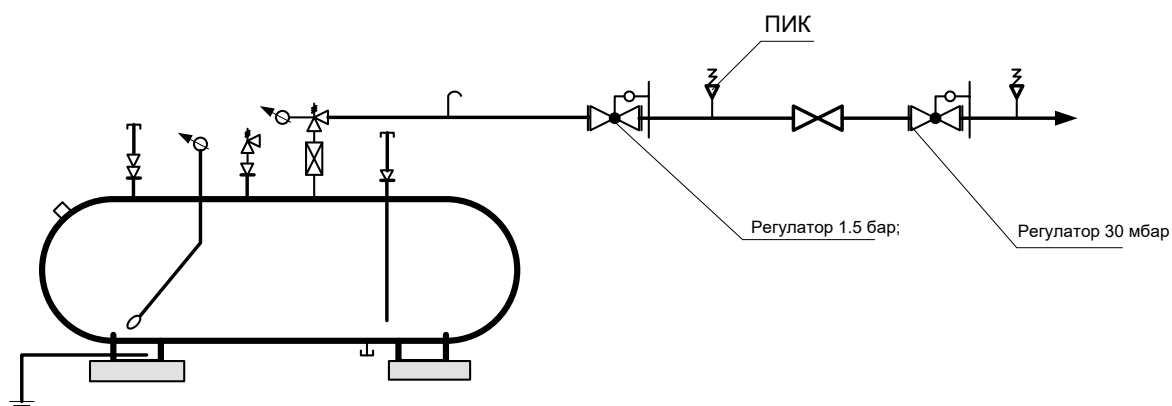
Фиг. 6.3 Батерия от бутилки за пропан-бутан

- 1-Спирателен кран с хол. гайка DN25, 2-Тръба стоманена безшевна DN25,
3-Гуменотекстилен маркуч, 4-Резбови накрайник DN25, 5-Тапа (заглушка) DN25,
6-Предпазен клапан DN15, 7-Щупер DN15, 8- Резбови накрайник DN15,
9- Спирателен кран DN15, 10-Манометър 0-60mbar, 11-Тройник месингов резбови DN15,
12-Тройник стомана DN25, 13-Бутилки за втечен газ 50l, 14-Спирателни кранове с
регулатори на налягане 16bar-30mbar.

На Фиг. 6.2 е показано колекторно табло за хранване на инсталация с четири бутилки. Колекторът е оборудван със спирателна арматура и манометър за измерване на налягането след регулатора на налягане.

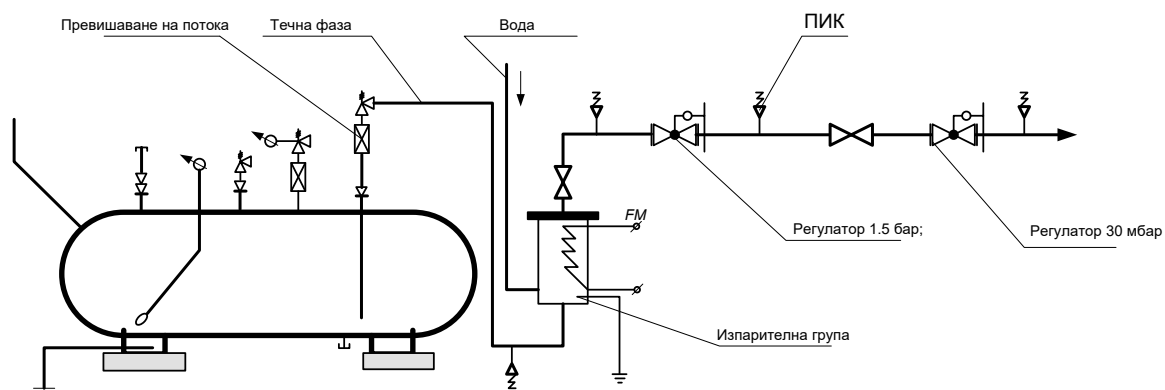
На Фиг. 6.3 е показан начинът на разполагане на бутилките в металния шкаф с допустимите отстояния между тях.

Схемата на Фиг.6.4 е типична за кухненски блок или друг консуматор със сравнително малка мощност, при която газовата фаза на пропан-бутана се подава от резервоар:



Фиг 6.4

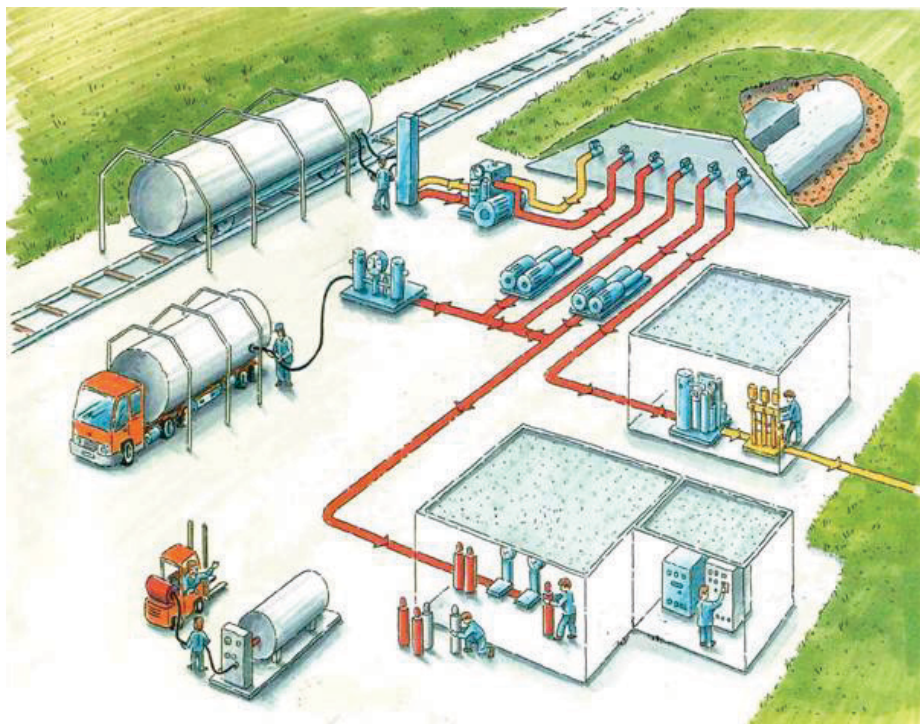
Схемата на Фиг. 6.5 се прилага при подаване на газ, пропан-бутан за големи мощности, съответно в големи количества. Съхранението и подаването на газа става от голям резервоар или група такива. Специфичното тук е, че от резервоара излиза течна фаза, която преминава през изпарител /воден или електрически/, който осигурява достатъчен дебит газ в газова фаза за работа на консуматорите:



Фиг. 6.5

Съществуват и са възможни други принципни схеми за доставка, съхраняване и редуциране на пропан-бутана преди да достигне до консуматора. Така например в схемите на автомобилните газостанции се ползват и помпи, а газта се транспортира в течно състояние. По-долу приложената картинка,

Фиг. 6.6 е един от начините да се покажат в общ вид инсталациите за пропан-бутан, като видове:- разтоварище от жп цистерни към стационарни резервоари- натоварване от стационарните резервоари на газовози- разтоварване от газовоз в резервоар на автомобилна газостанция - зареждане на автомобилни и битови бутилки от резервоар на автомобилна газостанция - използване на резервоарна и изпарителна инсталация за подаване на газ за отопление и технологични нужди.



Фиг 6.6

6.3. Резервоари

Резервоарите се изчисляват на якост с проектно налягане не по-ниско от:

1. налягането на парите на флуида при 60°C - за резервоари без екран за защита от въздействието на слънчевите лъчи;
2. налягането на парите на флуида при 50°C - за резервоари с екран за защита от въздействието на слънчевите лъчи или монтирани подземно.

Резервоарите за втечнени въглеводородни газове се монтират извън помещения.

Резервоарите със сферична форма се монтират надземно.

Резервоарите, монтирани подземно и полуподземно, трябва да са защитени от корозия и/или електрокорозия чрез диелектрично покритие и активна електрохимична защита, които да отговарят на БДС 15704-83 и БДС 15705-83. Всички връзки на резервоара с кабели и проводници и на катодната защита се осъществяват само чрез екзотермична спойка. Резервоарите се разделят електрически от газопроводите посредством изолиращи фланци,

монтирани непосредствено след спирателните кранове на резервоара. Изолиращите фланци се шунтират чрез искрогасително съпротивление.

Разположението на подземните и надземните резервоари и разстоянията между тях и съседни сгради и обекти в зависимост от общия геометричен обем на резервоарите са съгласно Наредба № 2 от 1987 г. за противопожарните строително-технически норми.

Резервоарите за подземен монтаж се полагат върху фундаменти или върху почвата, ако тя има необходимата носеща способност, и се засипват с пясък или с мека пръст без органични примеси и твърди включения. Резервоарите, монтирани подземно или полуподземно върху бетонови основи, се изолират електрически от бетона или железобетона.

Резервоарите за втечнени въгледородни газове, монтирани надземно и полуподземно, се предпазват от въздействието на слънчевите лъчи чрез боядисване в бял или сребрист цвят или чрез монтиране на сенници или водна оросителна инсталация с подходящ дебит и плътност на водното покритие.

На резервоари с обем до 5 куб. м включително се монтира един предпазен клапан с устройство за бързо затваряне при демонтиране на клапана, а на резервоари с обем над 5 куб. м се монтират два предпазни клапана с триходов вентил пред тях или два предпазни клапана с устройства за бързо затваряне при демонтиране на клапаните. Предпазните клапани се монтират към зоната на резервоара, в която има газова фаза. Всеки клапан трябва да има пропускателна способност не по-малка от максималното количество изпарен газ при околна температура 650°C. Пропускателната способност на предпазния клапан на подземен резервоар се приема 30 на сто от тази за надземен резервоар.

В резервоарите с обем над 3 куб. м се вгражда автоматично устройство, позволяващо запълването им с втечнен въгледороден газ повече от определения и не повече от 85 на сто от обема им при определената в проекта им максимална работна температура. На газопроводите за течна фаза на резервоари с обем над 5 куб. м непосредствено преди или след първата ръчна спирателна арматура се монтира дистанционно управляема спирателна арматура. Един от бутоните за аварийното изключване на арматурата трябва да е разположен на безопасно разстояние от резервоара и компонентите на инсталацията, които крият риск от пожар.

Изпуснатият газ през предпазните клапани на резервоарите се отвежда на безопасно място посредством свещ. Допуска се присъединяване на няколко предпазни клапана, обезопасяващи няколко съоръжения с едно и също работно налягане, към една свещ, ако тя е оразмерена да поеме дебита от всички клапани.

Арматурата и средствата за измерване на надземните резервоари се монтират в непосредствена близост до щуцерите им, а на подземните резервоари - над нивото на околния терен. Допуска се арматурата и средствата за измерване на подземни резервоари да се монтират на капака на влазния люк

или ревизионния отвор, както и непосредствено на тялото на резервоара, ако разстоянието от арматурата до околния терен е по-малко от 1 m. Към резервоара се съоръжава шахта с капак, която осигурява достъп до арматурата за обслужване.

Резервоарите, с изключение на сферичните, се монтират с наклон не по-малък от 2 на сто към шпцера за дренаж.

Резервоарите, монтирани надземно, се заземяват самостоятелно, ако резервоарът е електрически изолиран от фундамента и присъединените към него газопроводи. Не се допуска галванична връзка между резервоара и заземлението на мълниезащитата.

Резервоарите с височина над 2 m трябва да имат стационарни метални стълби и площадки с парапети за обслужване на арматурата и средствата за измерване. Обща площадка на два или повече резервоара трябва да има стълби в двата си края, а при дължина на площадката над 60 m - и в средата. Стълбите и площадките трябва да са изолирани електрически от резервоара и да са защитени от корозия.

6.4. Помпи, компресори, изпарителни и смесителни инсталации

Помпите, компресорите и изпарителните инсталации се монтират на открито или в самостоятелни сгради от негорими конструкции с леки покриви и без тавански и сутеренни помещения. Помпите и компресорите се монтират върху фундаменти, които не са свързани с други строителни конструкции и горната им част е разположена над нивото на околния терен.

Компресорите и помпите трябва да имат защитни устройства, изключващи задвижването им при:

1. достигане концентрация на газ в помещението 20 на сто от долната граница на концентрацията, при която е възможно възпламеняване;
2. повишаване на налягането в нагнетателния тръбопровод над максимално допустимото налягане.

Минималното безопасно разстояние между отделните помпи или компресори, необходимо за тяхното обслужване, трябва да е не по-малко от 0.8 m, а разстоянието от тях до други съоръжения или стени - не по-малко от 1.5 m. При монтаж на открито се допуска разстоянието до други съоръжения да се намали до 0.4 m, ако са осигурени условия за обслужване и ремонт.

На смукателния тръбопровод на помпата се монтират спирателна арматура и филтър с продухвателна свещ. На нагнетателния тръбопровод на помпата се монтират спирателна арматура, продухвателна свещ, възвратен клапан, предпазен клапан и диференциален клапан, свързан с тръбопровода за обратно връщане на газа. На продухвателните свещи се монтират два крана, ако газът се изпуска в атмосферата.

На смукателния тръбопровод на компресора се монтират спирателна арматура и кондензатосъбирател с продухвателна свещ. На нагнетателния тръбопровод на компресора се монтират спирателна арматура, маслоотдели-

тел и възвратен и предпазен клапан. Компресорът трябва да е защитен с подходящо устройство срещу попадане на течна фаза на газа в него.

Уплътненията на помпите и компресорите трябва да осигуряват надеждна защита от изтичане на газ и да са изработени от материали, устойчиви на въздействието на втечнени въглеводородни газове и масло.

Изпарителят и арматурата на монтираните на открито изпарителни инсталации се поставят в метален шкаф с отвори за вентилация в горната и долната му част. Разстоянието между изпарителните инсталации и сгради не трябва да бъде по-малко от:

1. 3 m - при производителност до 36 kg/h;
2. 7.5 m - при производителност от 37 до 227 kg/h;
3. 15 m - при производителност, по-голяма от 227 kg/h.

Изпарителите за втечнени въглеводородни газове трябва да имат средства за измерване на налягането в тях и регулиращи и предпазни устройства:

1. срещу замръзване на топлоносителя;
2. за контрол и регулиране нивото на течната фаза в изпарителя;
3. срещу повишаване на налягането в изпарителя над допустимото;
4. за регулиране на налягането след изпарителя;
5. срещу повишаване на налягането в изходящия газопровод над допустимото;
6. срещу повишаване на температурата на газа над 80°C след изпарителя.

Смесителните инсталации се монтират на открито или в самостоятелни или производствени сгради.

Смесване на газ с въздух в смесителните инсталации се извършва при налягане на газа до 0.5 МРа, като се поддържа концентрация на сместа, превишаваща не по-малко от два пъти горната ѝ граница на възпламеняване. На изходящия от смесителната камера газопровод се монтира устройство, прекратяващо автоматично постъпването на сместа в газопровода, ако съставът ѝ наближи удвоената горна граница на възпламеняване. На газопроводите, които подават газ и въздух към смесителната камера, се монтират възвратни клапани, устройства за автоматично поддържане на зададеното съотношение на газ и въздух и устройства, спиращи подаването на компонентите в камерата, при прекратяване на притока на някой от тях.

6.5. Газорегулаторни инсталации

На газорегулаторните инсталации с входящо налягане на газа в тях над 0.01 МРа се монтират:

1. спирателна арматура на входящия и изходящия тръбопровод;
2. филтър пред регулатора на налягане;
3. предпазно-отсекателен клапан, монтиран пред регулатора на налягане или конструктивно вграден в него; предпазно-отсекателният клапан трябва да се задейства при повишаване на налягането след регулатора до максимал-

ното инцидентно налягане и при понижаване на налягането под стойност, определена в проекта, ако е необходимо;

4. регулатор на налягане, поддържащ автоматично налягането на газа след него с допустимо отклонение 10 на сто;

5. предпазен клапан, монтиран след регулатора, с пропускателна способност не по-малка от 5 на сто от максималния дебит на газ от регулатора и условен диаметър не по-малък от 15 mm; клапанът трябва да се задейства при превишаване на налягането след регулатора с не повече от 5 на сто над максималното инцидентно налягане;

6. монитор в случаите, когато по технологични причини е недопустимо прекратяване подаването на газ;

7. свещи за продухване и обезвъздушаване на газорегулаторните инсталации, защитени от попадане на валежи в тях и снабдени с две последователно монтирани спирателни арматури, разположени в началото на свещта, с условен диаметър не по-малък от 15 mm, когато газът се отвежда в атмосферата; свещите да са с вътрешен диаметър не по-малък от този на арматурата, да имат минимален брой колена, да са с възходящ наклон и да отвеждат газа на безопасно място;

8. средства за измерване налягането на газа пред и след филтъра и след регулатора на налягане.

Площадките на монтираните на открито газорегулаторни инсталации се ограждат с негорима решетъчна ограда с височина не по-малка от 2.5 m, а самите инсталации трябва да са защитени от мълнии.

Пристройките и металните шкафове, в които са монтирани газорегулаторните инсталации, трябва да имат вентилационни отвори в горната и долната си част.

Електрическото осветление, уредите и средствата за измерване с електрическо захранване в помещенията и на откритите площи на газорегулаторните инсталации трябва да са във взривозащитено изпълнение.

Зоните на откритите площи, в които се прилагат изискванията на ал. 1, трябва да отговарят на Наредба № 2 от 1987 г. за противопожарните строително-технически норми.

Не се допуска монтиране на газорегулаторни инсталации:

1. в помещения на жилищните, административните, общественообслужващите и офис сгради, с изключение на котелните помещения на тези сгради, ако подаваният към газорегулаторната инсталация газ е с налягане до 0.3 MPa;

2. в помещения и на площи, разположени под нивото на околния терен, ако помещенията не отговарят на други изисквания.

3. в помещения, свързани с други помещения, които са разположени под нивото на околния терен, ако между тях не е изпълнена газоплътна врата;

4. под стълби.

Газорегулаторните инсталации се монтират така, че да се осигури възможност за лесен и удобен монтаж, обслужване и ремонт. Минималното раз-

стояние от инсталацията до стени или други съоръжения трябва да е не по-малко от 0.8 m. Газорегулаторните инсталации, разположени на височина над 1.5 m, трябва да имат стационарна стълба и площадка с парапет.

6.6. Газоснабдителни станции

На територията на газоснабдителните станции се допуска наличието само на сгради и съоръжения, свързани с получаване, съхраняване и пълнене на газ, извършване на технически прегледи, ремонт и съхраняване на бутилките и други спомагателни помещения и съоръжения. В помещенията за пълнене на бутилки се монтират съоръженията, необходими за изпълнение на процедурите за контрол преди, по време и след пълнене, посочени в БДС EN 1439. В помещенията за извършване на технически прегледи на бутилките се монтират съоръженията, необходими за изпълнение на процедурите за първоначална и периодична проверка, посочени в БДС EN 1440 + AC.

Районът на газоснабдителните станции се огражда с негорима решетъчна ограда с височина не по-малка от 2.5 m.

Когато газоснабдителната станция се снабдява с втечен газ по газопровод, на газопровода непосредствено до оградата на газоснабдителната станция се монтира спирателна арматура с дистанционно управление.

Газопроводите за течна и газова фаза на съоръженията за разтоварване на втечен газ от жп цистерни с горно разположение на арматурата се монтират на естакади, съоръжени с площадка, парапети и най-малко две стълби. На стационарните газопроводи в непосредствена близост до мястото за присъединяване на куплунга на гъвкавите шлангове за разтоварване на автоцистерни и жп цистерни се монтират:

1. възвратен клапан и ръчен бързо действащ кран - на тръбопровода за течна фаза;
2. спирателен клапан, който се затваря автоматично при увеличаване на скоростта или при рязко намаляване налягането на флуида, и ръчен бързо действащ кран - на тръбопровода за газова фаза;
3. свещ за продухване със спирателна арматура, монтирана в началото на газопроводите.

На стационарните газопроводи в непосредствена близост до точката за присъединяване на гъвкавите шлангове за пълнене на автоцистерни и жп цистерни се монтират:

1. на тръбопровода за течна фаза - дистанционно управляван клапан и ръчен бързо действащ кран от страната на съда;
2. на тръбопровода за газова фаза - възвратен клапан и ръчен бързо действащ кран от страната на съда;
3. свещ за продухване със спирателна арматура, монтирана в началото на газопроводите.

Газоснабдителните станции, в които се пълнят цистерни, трябва да са снабдени с устройство за измерване на масата на натоварения втечен въглероден газ.

Съоръженията за пълнене или изпразване на жп цистерните и автоцистерните се свързват с тях посредством заземени гъвкави антистатични шлангове, предназначени за налягане не по-малко от 1,5 пъти по-високо от максималното работно налягане на резервоара или цистерната.

Гъвкавите шлангове се изработват от материал, устойчив на въздействието на втечнени въглеводородни газове, на външно стареене и на триене, и трябва да имат разрушаващо налягане не по-ниско от 6,0 МПа.

Газът от препълнени бутилки се отвежда в резервоар.

Зареждането на автомобилни цистерни се извършва на обособени за целта места на територията на газоснабдителната станция.

Територията на газоснабдителните станции трябва да е добре осветена. Осветлението се разполага извън взривоопасните зони. Допуска се разполагане на осветителната инсталация във взривоопасните зони, ако тя е във взривозащитено изпълнение. Територията на газоснабдителните станции се защитава по подходящ начин срещу въздействието на мълнии. Резервоари, монтирани в близост до платното за движение на моторните превозни средства, се защитават по подходящ начин от съприкосновение с моторни превозни средства.

В района на промишлени обекти или самостоятелно могат да се изграждат пунктове за пълнене с газ на бутилки с обем до 5 куб. дм. Пунктовете се разполагат над нивото на околния терен под навес или в самостоятелни сгради без тавански и сутеренни помещения. Сградите по трябва да са първа или втора степен на пожароустойчивост. Разстоянията от навесите и сградите по ал. 2 до други сгради и съоръжения са съгласно Наредба № 2 от 1987 г. за противопожарните строително-технически норми. Районът на пункта за пълнене на бутилки с газ трябва да е ограден с негорима решетъчна ограда с височина не по-малка от 2.5 m. В пунктовете се монтират:

1. автоматични везни за пълнене на бутилките по масата на напълнения газ;
2. контролни везни за контролно претегляне на напълнените бутилки;
3. съоръжения за отстраняване на излишния газ от препълнени бутилки;
4. съоръжения за проверка на херметичността на напълнените бутилки;
5. съоръжения за отстраняване на въздух от бутилките.

6.7. Бутилковите инсталации

Бутилките, които захранват бутилковите инсталации с газ, се монтират в заключващи се шкафове на открито или в самостоятелни едноетажни сгради, подът на които не трябва да е разположен по-ниско от нивото на околния терен. Допуска се бутилки с общ обем до 0.150 куб. м, захранващи бутилковите инсталации, да се разполагат в помещения в сгради, които имат естествено осветление, постоянно действаща вентилация, звукова и светлинна сигнализация, задействаща се при достигане концентрация на втечнения въглеводороден газ във въздуха 20 на сто от долната граница на възпламеняемост. Счита се, че изискването за постоянно действаща вентилация е изпълнено, ако вен-

тиляционните отвори, които трябва да водят директно навън, имат обща площ не по-малка от 1 на сто от площта на пода на помещението.

Шкафовете за бутилки се изработват от негорими материали и се осигуряват по подходящ начин срещу достъп на неоторизирани лица. В горната част на шкафа и непосредствено над пода му трябва да има по един отвор за вентилация с площ не по-малка от 1 на сто от площта на пода, но не по-малка от 0.01 m².

Конструкцията на бутилковите инсталации трябва да осигурява:

1. лесен монтаж на бутилките към инсталацията и удобно обслужване по време на експлоатация;
2. здраво закрепване на присъединените към инсталацията бутилки;
3. отстраняване на въздуха или въглеродородния газ чрез продухване;
4. херметичност при максимално работно налягане;
5. присъединяване на всяка бутилка към инсталацията със самостоятелна спирателна арматура;
6. минимално възможна дължина на газопроводите за присъединяване на бутилките;
7. сигурно заземяване;
8. отвеждане на газа от свещта на предпазния клапан или от продухване на безопасно открито място на височина най-малко 3 m над земята и най-малко 2 m над сградата, към която се устройва.

Бутилковата инсталация трябва да има:

1. спирателни устройства на събирателния газопровод и на всяка бутилка;
2. предпазен клапан на събирателния газопровод;
3. редуциращо устройство и монтирани след него по пътя на газа предпазен клапан с изпускателна свещ, манометър и спирателно устройство;
4. манометър, монтиран преди редуциращото устройство;
5. щупери със спирателна арматура за подаване на флуид за продухване на бутилковата инсталация.

Допуска се на бутилковите инсталации с общ обем на монтираните бутилки по-малък от 0.150 куб. м и монтирани в шкаф на открито регулирането на налягането на газа да се извършва чрез редуцир-вентили, монтирани директно на бутилките, ако редуцир-вентилите имат еднаква производителност и конструкция и всяка бутилка има предпазен клапан.

Общият обем на бутилките на бутилковите инсталации, захранващи с газ жилищни и общественообслужващи сгради, трябва да е не по-голям от:

1. 0.3 куб. м - ако шкафовете за бутилки са монтирани непосредствено до стената на сградата;
2. 1.0 куб. м - ако шкафовете за бутилки са монтирани на разстояние не по-малко от 12 m за жилищни сгради и не по-малко от 25 m за обществено-обслужващи сгради.

Хоризонталното разстояние от шкафовете за бутилки до незащитени срещу попадане на газ отвори на мазета, шахти, тунели и канализация не

трябва да е по-малко от 3.0 m. Вертикалното разстояние от шкафовете за бутилки, монтирани непосредствено до стената на сградата до незащитени срещу попадане на газ прозорци, отвори и др. в стената на сградата, не трябва да е по-малко от 2 m. Хоризонталното разстояние от бутилки, монтирани в сгради до незащитени срещу попадане на газ отвори на мазета, шахти, тунели и канализация, не трябва да е. Бутилките на бутилковите инсталации се монтират върху равна повърхност във вертикално положение и на такова разстояние от източници на топлинно излъчване, че повърхностите им да не се загряват повече от 40°C.

6.8. Горивни уредби и отвеждане на димните газове

Устройството на горивните уредби, монтирани към съоръжения за промишлени топлинни процеси, трябва да отговаря на изискванията на БДС EN 746-2.

Устройствата, предназначени за отвеждане на димните газове от газовите уреди и от горивните уредби, трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ, приета с Постановление № 171 на Министерския съвет от 2004 г. (ДВ, бр. 67 от 2004 г.).

6.9. Помещения за газови съоръжения и инсталации

Газовите съоръжения и инсталации не се монтират в помещения, чийто под е разположен по-ниско от нивото на околния терен. Допуска се газови съоръжения, газопроводи, газови инсталации, горивни уредби и газови уреди да се монтират в самостоятелно помещение, чийто под е разположен по-ниско от нивото на околния терен, ако:

1. помещението е газодимоуплътнено, подът му е изпълнен под формата на котлован с височина 0.2 m, облицовката на стените, таваните и подовите му са от негорими материали, отделено е от останалите помещения с пожарозащитна преграда с граница на огнеустойчивост 60 min и самозатварящи се врати с граница на огнеустойчивост 60 min;

2. помещението има газсигнализаторна инсталация с датчици на височина 0.1 m от пода, която при достигане на концентрация на газа във въздуха 20 на сто от долната граница на възпламеняемост се задейства, като:

- а) затвори на електромагнитен вентил, монтиран на хранващия газопровод извън сградата;

- б) включи пожарна аварийна вентилация с осемкратен въздухообмен за един час;

- в) изключи електрическото хранване и включи евакуационно осветление във взривозащитено изпълнение;

- г) включи звуков и светлинен сигнал на фасадата на сградата или в помещение с постоянно пребиваване на хора.

Производствените помещения, в които са монтирани газопроводи, газови съоръжения, газови инсталации, помпи, компресори, изпарителни инсталации, смесителни инсталации и газови уреди, помещенията на газоснабдителните станции и пунктовете за пълнене на бутилки, както и помещенията, в които се разполагат бутилки, захранващи с газ бутилковите инсталации, трябва да имат естествено осветление, постоянно действаща вентилация, осигуряваща достатъчен въздухообмен, звукова и светлинна сигнализация, задействаща се при достигане концентрация на втечнения въглеродороден газ във въздуха 20 на сто от долната граница на възпламеняемост, и аварийна вентилация в зоните или помещенията, в които при аварии може да се образуват взривоопасни концентрации. Помещенията в газоснабдителните станции, както и помещенията, в които са монтирани помпи, компресори, изпарителни инсталации, смесителни инсталации и бутилки, захранващи с газ бутилковите инсталации, трябва да имат самостоятелни входи с отварящи се навън искрообезопасени врати и отварящи се прозорци, отварящото устройство на които е разположено или изведено на височина не по-голяма от 1.8 m от пода.

Гаражите за автомобили с АГУ трябва да имат постоянно действаща вентилация.

Подземните гаражи, в които могат да се паркират автомобили с АГУ, трябва да имат:

1. вентилация най-малко с трикратен въздухообмен за 1 h;
2. автоматично задействаща се аварийна вентилация във взривозащитно изпълнение;
3. газсигнализатори.

При изграждане на вентилационни системи за създаване на повишено налягане в помещенията мястото за засмукване на свеж въздух трябва да е в зона, в която не могат да попаднат флуиди, които съгласно Закона за защита от вредното въздействие на химичните вещества, препарати и продукти се класифицират като експлозивни, изключително запалими, силно запалими, запалими, силно токсични, токсични и оксидиращи флуиди.

Не се допуска в стените на помещенията и в пристройките, в които са монтирани газорегулаторни инсталации, да има димоходи, транзитни вентилационни и други канали. Пристройката трябва да е отделена от сградата с пълтна негорима и газонепроницаема стена. Подът на помещенията и пристройките трябва да е от негорим и искронеобразуващ материал. Изходът трябва да е самостоятелен с отваряща се навън врата, осигурена срещу искрообразуване.

В производствените помещения не се допуска:

1. наличието на източници на огън или искри, освен когато това се изисква от прилаганата технология;
2. монтиране на съоръжения, които не са пряко свързани с технологичния процес;

3. складиране на горими материали, ако те не са необходими за производствения процес;

4. наличие на канали или шахти.

Не се допуска разполагане и съхраняване на пълни или празни бутилки за газ във:

1. помещения под нивото на околния терен;
2. инсталационни и вентилационни шахти;
3. гаражи, които не отговарят на изискванията;
4. бани и складове за хранителни продукти;
5. помещения заедно с леснозапалими и горими вещества;
6. места с температура над 40°C;
7. коридори, тавани и стълбища на сгради.

Изпитване без разрушаване

Процедурите и персоналът за изпълнение на неразглобяемите съединения на газопроводите се одобряват от лице по чл. 83.

Оценяването и изпитванията без разрушаване на неразглобяемите съединения се извършват от акредитиран от Изпълнителна агенция "Българска служба за акредитация" орган за контрол.

Изпитвания без разрушаване чрез радиография и ултразвукова дефектоскопия се извършват на:

1. сто на сто от челните заварени съединения на стоманените газопроводи, преминаващи под жп линии, шосета, водни прегради, по мостове или язовирни стени, в канал или в защитен кожух;

2. петдесет на сто от челните заварени съединения на стоманените газопроводи в газоснабдителните станции и в автомобилните газоснабдителни станции и на стоманените подземни газопроводи;

3. двадесет и пет на сто от челните заварени съединения на стоманените газопроводи, непосочени в т. 1 и 2, с максимално допустимо налягане, по-високо от 0.5 МПа, и номинален диаметър на тръбата 57 mm и по-голям;

4. петнадесет на сто от челните заварени съединения на стоманени газопроводи, непосочени в т. 1 - 3, с максимално допустимо налягане, по-високо от 0.1 МПа;

5. пет на сто от челните заварени съединения на стоманените газопроводи, непосочени в т. 1 и 2, с максимално допустимо налягане 0.1 МПа и по-ниско;

6. двадесет на сто от надлъжните шевове на резервоарите на АГУ и всички места на пресичане с напречни шевове.

Изпитванията чрез радиография се извършват на не по-малко от половината от подлежащите на изпитване съгласно ал. 1 заварени съединения. Изпитванията чрез ултразвукова дефектоскопия се извършват при дебелина на стената на газопровода, по-голяма от 10 mm. Допустимите нива на качество според заваръчните несъвършенства са:

1. за газопроводи с работно налягане, по-ниско от 1.6 МПа - ниво на качеството С по БДС EN 25817;

2. за газопроводи с работно налягане 1.6 МРа и по-високо - ниво на качеството В по БДС EN 25817, освен дефекти със серийни номера 3, 9, 12, 21, ниво на качеството С дефекти със серийни номера 24 и 25 са недопустими;

3. за резервоари на АГУ - ниво на качество В по БДС EN 25817, с изключение на дефектите, посочени в приложение № 4.

При установяване на недопустимо ниво на качество заварените съединения се изпитват без разрушаване в удвоен обем.

6.10 Типови проекти на инсталации за пропан-бутан

Вариант 1

Техническа част

Предмет на проекта са: газозахранване с втечнен газ (пропан бутан) на газово стопанство за отопление на еднофамилна къща. Проектът се изготвя въз основа на идеен проект и одобрено от инвеститора задание за работен проект. Посочените по-долу данни са взети при огледа на обекта на място, чрез предоставена информация и на тази база извършени разчети и проучвания.

Дължините на участъците се определят от архитектурния чертеж. За да се определи еквивалентната дължина за всеки участък, се отчитат загубите на налягане от местните съпротивления, които обикновено се представят като процентна надбавка.

Оразмерителният разход на газопровода се изчислява на база общата консумирана мощност на уредите и техническото задание от инвеститора, възлизаща на 2.6 kg/h пропан бутан или $1.3 \text{ nm}^3/\text{h}$.

Налягането на входа преди ГРТ е 1 bar . След ГРТ се редуцира до 50 mbar .

Събират се всички дължини на участъци, за да се определи средният относителен пад на налягане h_m . Общата еквивалентна дължина на газопровода е сума от еквивалентните дължини на всеки участък.

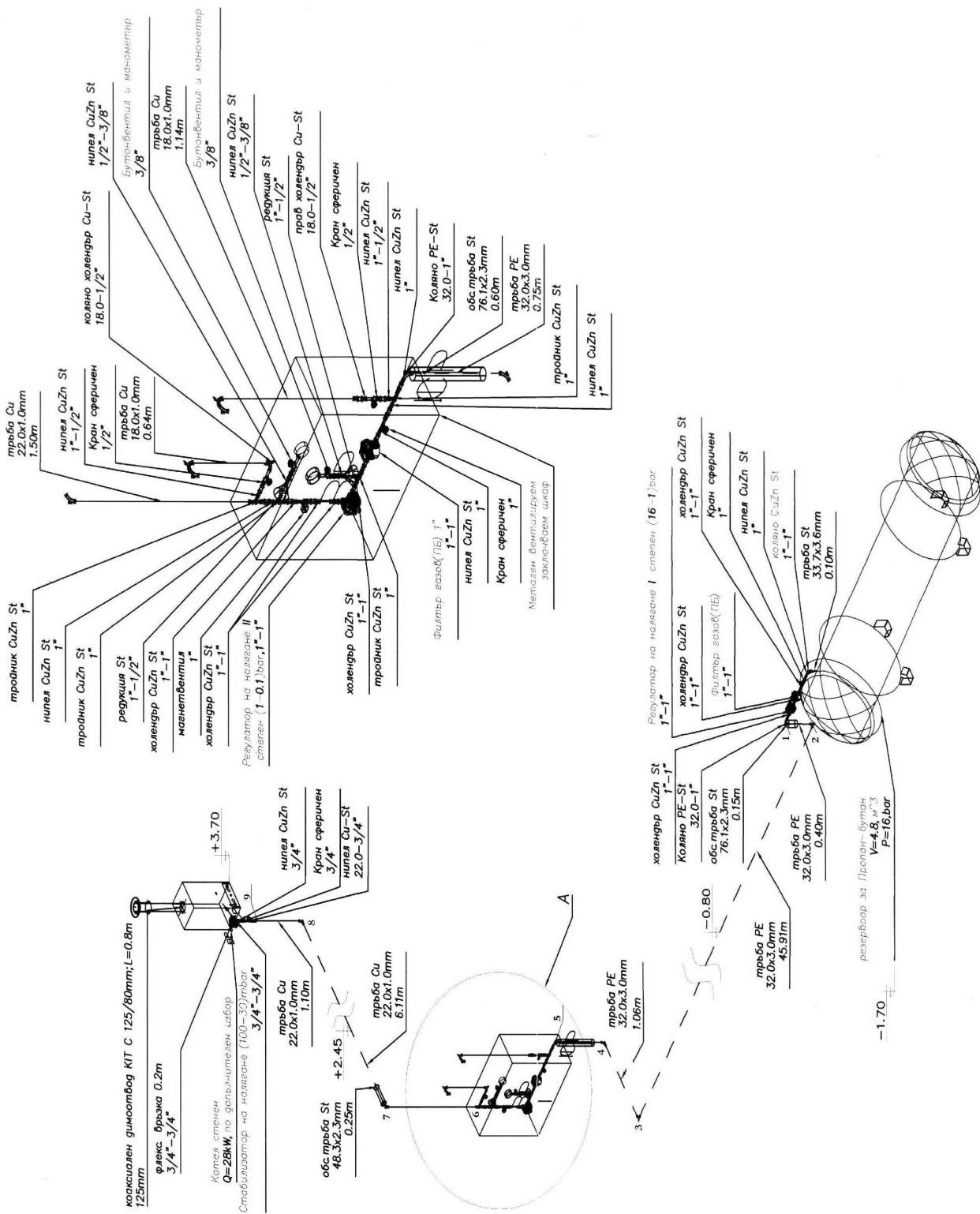
За системи със средно и високо налягане средният относителен пад се определя по зависимостите от Глава Трета.

Условният диаметър на газопровода се определя от номограмите за пропан бутан, Фиг. 3.3, 3.5, 3.6б.

За захранване с втечнен газ се изгражда подземно трасе от подземния - запорни и предпазно-изхвърлящи клапани. В помещението за монтаж втечнения газ влиза с ниско налягане до 50 мбар. Във металния шкаф се монтира бутон вентил, манометър за контрол на налягането и преди котела се монтира стабилизатор на налягането – 50-30мбар.

Тръбите от полиетилен висока плътност са за налягане 4бар. по БДС 17395-97 и медни тръби $\varnothing 22 \times 1$ за газ. Арматурата е сертифицирана съгласно европейските изисквания.

Котелът е по допълнителен избор.



Фиг. 6.7 Аксонометрична схема на трасето

Аксонетрична схема на трасето е показана на Фиг.6.7, а резултатите от пресмятанията са показани в Табл.6.3-6.4.

Табл. 6.3 Оразмеряване трасето средно налягане

Номер на участъка	Оразмерителен разход, nm^3/h	Дължина на участъка, m	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпритивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, m	Среден относителен пад на налягане h_m , ($mbar^2/m$)	Условен диаметър на газопровода, mm	Пад на налягане в участъка $\Delta p_{trac} = p_b^2 - p_e^2$, ($mbar^2$)
1-2	1.3	0.4	20	0.48	0.0006	25	0.0007
2-3	1.3	45.91	20	55.092		25	0.032
3-4	1.3	1.06	20	1.272		25	0.001
4-5	1.3	0.75	20	0.9		25	0.00085

Табл 6.4 Хидравлично оразмеряване на системата ниско налягане

Номер на участъка	Оразмерителен разход, nm^3/h	Дължина на участъка, m	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпритивления в %	Еквивалентна дължина на участъка m	Среден относителен пад на налягане h_m , (Pa/m)	Условен диаметър на газопровода, mm	Относителен пад на налягане в участъка h_{trac} , (Pa/m)	Пад на налягане в участъка Δp_{trac} (Pa)	Хидростатично налягане в участъка H_{trac} (Pa)	Общ пад на налягане в участъка, Pa ($\Delta h + H_{trac}$)
6-7	1.675	1.50	20	1.80	47.98	20	20	36	-1.0605	34.9395
7-8	1.675	6.11	20	7.332		20	20	146.64	0	146.64
8-9	1.675	1.10	20	1.32		20	20	26.4	-0.7777	25.6223

Земни работи

Ширината на дъното на траншеята е 0.4м. Покритието на газопровода е 0.60 – 0.80м. Възстановяването на настилките да се извърши според типов чертеж. Земните работи трябва да се извършват съгласно типов проект за организация и изпълнение на строителството и типови технологични инструкции.

Газово оборудване

Газов котел – по допълнителен избор

Технически параметри

Тип на уреда – С 1.2 с вентилатор, получаващ въздух за горене от открито пространство и изхвърлящ продуктите на горене през вертикален димоотвод изведен през тавана.

Консумация на пропан-бутан – 3.35 кг/ч (съгласно технически данни).

Номинална топлинна мощност - $Q=28\text{kW}$.

Коефициент на полезно действие при 100% натоварване на котела - 90%.

Дебит на топлата санитарна вода при $DT=30^{\circ}\text{C}$ – 13.1 l/min.

Диаметър на входящата тръба за въздух за горене – Φ 80мм.

Диаметър на изходящата тръба за отпадъчни газове – Φ 125мм.

Диаметър на тръбопроводите за отоплителна инсталация – 3/4".

Диаметър на тръбопровода за газ - 3/4".

Ел. захранване – 230V; 50Hz; 150W.

Димоотвеждане и вентилация

Отвеждането на продуктите на горене от газовия котел става посредством балансиран вертикален димоотвод, изведен на тавана над сградата.

Газовият котел е газов уред тип С – с изолирана от помещението горивна камера. Захранването му с въздух за горене и изхвърлянето на изгорелите газове става през димоотвод Φ 125мм изведен през външна стена.

Електрооборудване и автоматика

Електрозахранване на газови уреди

Газовият котел е 28kW - 1бр. – максимална консумация на ел. енергия 120W, захранване с 220V AC, 50Hz. Електрозахранването на уреда ще се осигури от най-близкото ел. табло с проводник ШВПС 3x1,5мм² през еднополюсен автоматичен прекъсвач тип С60 N1В, 6А, монтиран в панцерна кутия, разположена в близост до уреда. Свързването на захранващият кабел към клеморедата на газовия котел, да се извърши съгласно предписанието, дадено в инструкцията за експлоатация на фирмата производител.

Система за газсигнализация и блокировка

Контролът за наличие на природен газ се осъществява от газсигнализатор за пропан-бутан. При повишаване концентрацията на пропан-бутан в помещението газсигнализаторът подава електрозахранване на магнетвентила (отсекател), с което се спира притокът на газ към газовия уред. Газсигнализаторът се монтира на 100мм от пода. Закрепя се към стената с по два болта доставени с устройството. Електрозахранването ще се осъществява след еднополюсен автоматичен прекъсвач разположен в най-близкото ел. табло с проводник ШВПС Б 2x1.5мм²

Магнетвентилът се монтира на вертикален участък от газопровода (в металния шкаф) и се захранва през газсигнализатора с проводник ШВПС 3x1.5мм². Кабелите на ел. инсталация преминават на разстояние не по-малко от 0,2м под газопровода. Настройката на газсигнализатора се извършва в за-

водски условия и се проверява от съответната оторизирана лаборатория. За извършената настройка трябва да съществуват официални документи. Веднъж в годината се извършва задължителна проверка на калибровката на газ-сигнализатора. Инсталацията, към която се свързва хранящият кабел е задължително да бъде заземена.

Изборът на трасето и оразмерителните диаметри са показани в чертожната част.

Количествена сметка на основните материали

Наименование	Кол	Забележка
Тръби медни $\Phi 18 \times 1 \text{ мм}$, м	1,9	БДС EN 1773-84
Тръби стоманени S EN 10208-1-L290GA- Φ 33,7x3,6-r2-документ за качество по EN 10204-3,1 В, м	0,1	БДС EN 10208-1
Тръба от PE 100, PN 16, 10 bar за газ, SDR 11, Φ 32x3 жълта, от кангал, Lx1,05м	50,5	БДС 17395-97 Кат.№900072
Тръби медни $\Phi 22 \times 1 \text{ мм}$, м	9,1	БДС EN 1773-84
Тръби стоманени EW EN 10208-1-L210GA- Φ 76,1x2,3-r2-документ за качество по EN 10204-2,2, м	0,8	БДС EN 10208-1
Тръби стоманени EW EN 10208-1-L210GA- Φ 48,3x2,3-r2-документ за качество по EN 10204-2,2, м	0,3	БДС EN 10208-1
Флексибълна връзка за газ M-F L=0,1(0,2)м – 3/4", бр.	1	
Нипел преходен 22x3/4", бр. (243 GСu кат.№243226)	1	(Steelmet)
Коляно медно 90°, $\Phi 22 \text{ мм}$, бр. (90 Cu кат.№090022)	2	(Steelmet)
Коляно медно 90°, $\Phi 18 \text{ мм}$, бр. (90 Cu кат.№090018)	4	(Steelmet)
Коляно месингово за газ MF 3/4", бр. (кат.№101695)	1	VIEGA Германия
Холендер, прав преходен, вътрешна резба F-F 18x1/2", бр. (340 GСu кат.№340184)	1	(Steelmet)
Коляно месингово за газ MF 1", бр. (кат.№102418)	1	VIEGA Германия
Коляно-холендер, преходен M-F 18x1/2", бр. (98 GСu кат.№098184)	1	(Steelmet)
Тройник месингов за газ 1", бр. (кат.№102784)	4	VIEGA Германия
Нипел месингов за газ 3/4", бр. (кат.№100506)	1	VIEGA Германия
Нипел месингов редукционен за газ 1/2" - 3/8", бр. (кат.№102081)	2	VIEGA Германия
Холендър месингов за газ MF 1", бр. (кат.№116019)	6	VIEGA Германия
Кран сферичен за природен газ – 3/4" PN4, бр.	1	
Бутонвентил 3/8"	2	
Нипел месингов за газ 1", бр. (кат.№100681)	7	VIEGA Германия

Нипел месингов редукиционен за газ 1" - 1/2", бр. (кат.№108366)	2	VIEGA Германия
Кран сферичен за природен газ 1/2" PN4, бр.	4	
Вентил електромагнитен нормално отворен DN25(1"), бр.	1	
Преход DIN 2616-2-K-33,7x3,2-21,3x3,2-S-D документ за качество по EN 10204 – 3,1 B (StE290,7), бр.	2	DIN 2616-2
Коляно 90° женска резба РЕ-метал 32x1" тип 122, бр,	2	Raufoss Норвегия
Коляно от РЕ 100 тип W90, d32, SDR 11, с есп., бр.	3	DIN 16963-7-90-32- 5-РЕ 100 Ni T-612093
Стабилизатор на налягане (100-30)мбар.	1	
Регулатор на налягане (1-0,1)бар	1	
Регулатор на налягане (16-1)бар	1	
Гаов филтър 1" за пропан-бутан	2	
Гъвкава връзка за вода 3/4" M-F L=0,4м, бр.	4	
Гъвкава връзка за вода 1/2" M-F L=0,4м, бр.	4	
Кран сферичен за вода с холендрова гайка 3/4", бр.	4	
Кран сферичен за вода с холендрова гайка 1/2", бр.	4	
Алкиден кид, кг.	0,06	
Авто емайл лак, кг.	0,11	
Жълта обозначителна лента с метална нишка, м	21,1	
Полнуретанова пяна, бр.	2	
Пясъчна засипка, м ²	2	
Тефлонова лента на ролка, бр.	5	

Вариант 2

Предмет на проекта са: газозахранване с втечен газ (пропан бутан) за отопление на два апартамента и инсталация за захранване на кухня на заведение за бързо хранене. Проектът се изготвя въз основа на идеен проект и одобрено от инвеститора задание за работен проект. Посочените по-долу данни са взети при огледа на обектите на място, чрез предоставена информация и на тази база извършени разчети и проучвания.

Дължините на участъците се определят от архитектурния чертеж, Фиг.6.8. За да се определи еквивалентната дължина за всеки участък, се отчитат загубите на налягане от местните съпротивления, които обикновено се представят като процентна надбавка.

Оразмерителният разход на газопровода се изчислява на база общата консумирана мощност на уредите и техническото задание от инвеститора.

За първата и втората инсталации (жилищни апартаменти) общият разход на газ възлиза на 2.571 kg/h пропан бутан или 1.291 nm³/h.

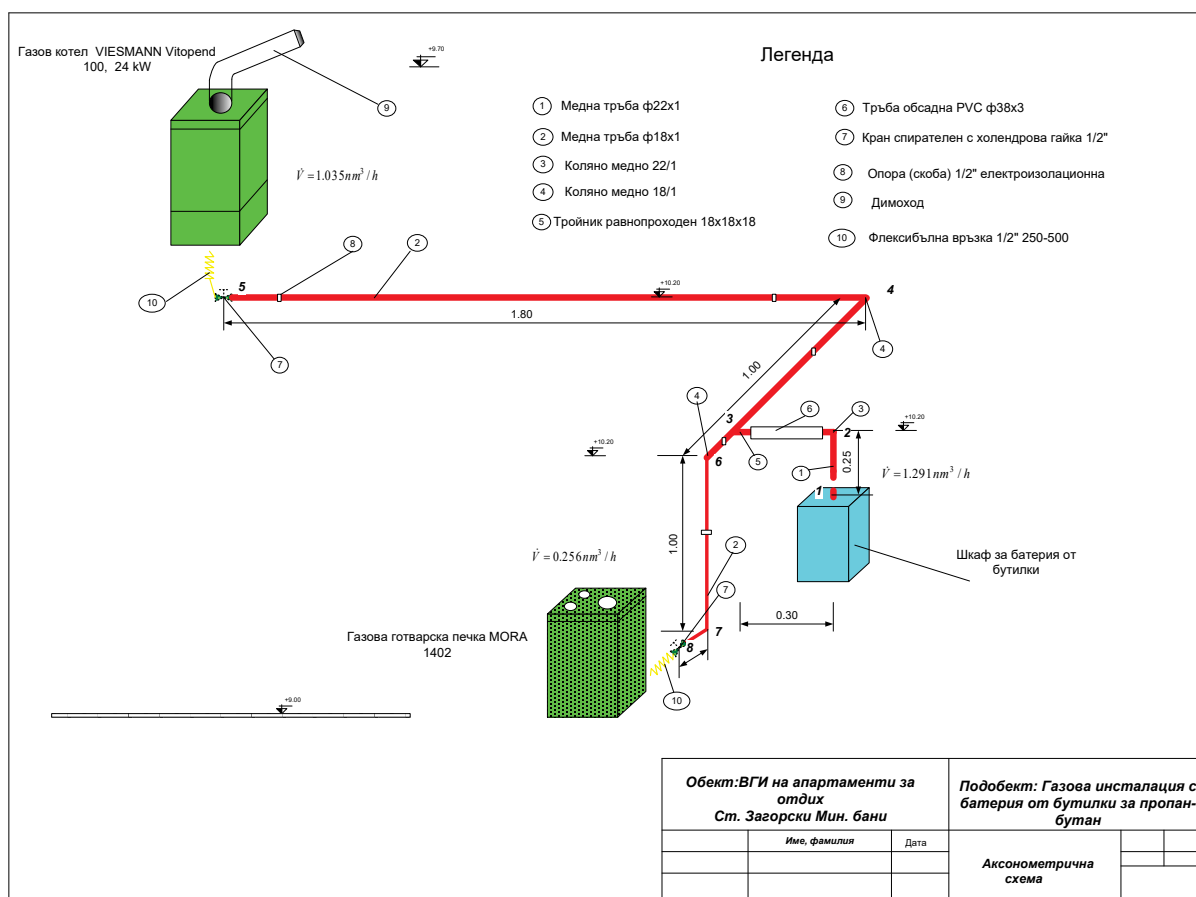
Консумацията на газ на ресторанта е 2.1 nm³/h.

Налягането на газа в системите е 30 mbar.

Захранването с газ става, чрез батерии от бутилки за пропан-бутан - 3 бр. с по четири бутилки по 25kg всяка. Изходите на бутилките се свързват към общ колектор с регулатор на налягането 16bar-30mbar, обезопасителна арматура, манометър, магнет вентил.

Дължините на участъците се определят от архитектурния чертеж. Определянето на хидравличните загуби, пада на налягане в участъците и диаметрите на газопровода се определят аналогоично на предния случай. За яснота оразмерените участъци са представени в табличен вид (Табл. 6.5 - 6.7)

Събират се всички дължини на участъци, за да се определи средният относителен пад на налягане h_m . Общата еквивалентна дължина на газопровода е сума от еквивалентните дължини на всеки участък.

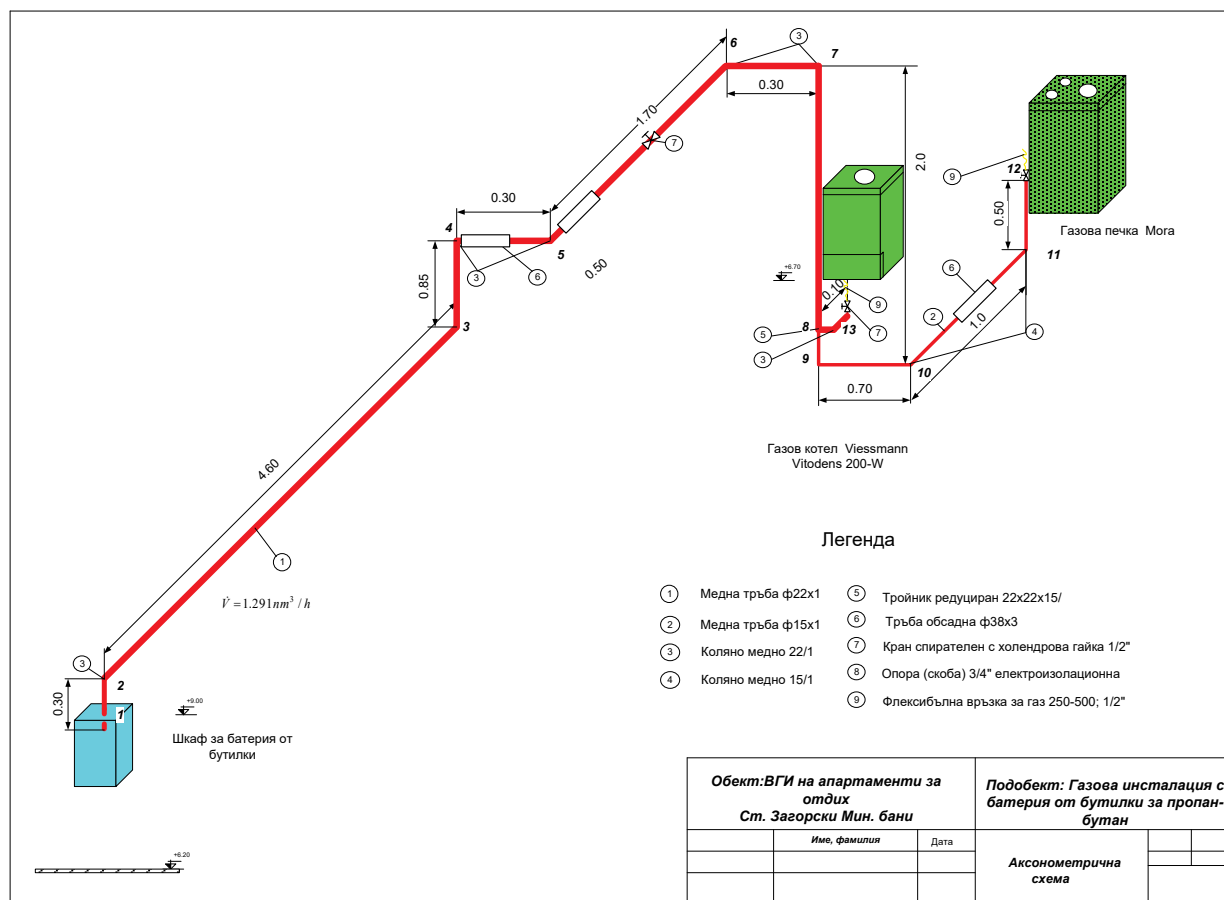


Фиг. 6.8. Хидравлично оразмеряване на трасето за първи апартамент

Табл. 6.5 Оразмеряване трасето за първи апартамент

Оразмеряване на клон от газопровод										
Номер на участъка	Оразмерителен разход, $\text{nm}^3/\text{ч}$	Дължина на участъка, м	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, м	Среден относителен пад на налягане $h_{\text{ср}}$, Pa/м	Условен диаметър на газопровода, мм	Относителен пад на налягане h , Pa/м	Съпротивление в участъка D_p , Pa	Хидростатично налягане H , Pa	Общ пад на налягане в участъка, mbar
1-2	1,291	0,25	120	0,55	2,357143	20	2,3	1,265	0,17675	1,08825
2-3	1,291	0,3	120	0,66		20	2,3	1,518	0	1,518
3-4	1,035	0,8	120	1,76		20	1,2	2,112	0	2,112
4-5	1,035	1,8	120	3,96		20	1,2	4,752	0	4,752
3-6	0,256	0,2	120	0,44		15	0,35	0,154	0	0,154
6-7	0,256	1	120	2,2		15	0,35	0,77	0,707	1,477
7-8	0,256	0,2	120	0,44		15	0,35	0,154	0	0,154
		4,55						10,725		

На Фиг. 6.9 е представена аксонометричната схема на втори апартамент, а резултатите от пресмятания са показани в Табл. 6.5.

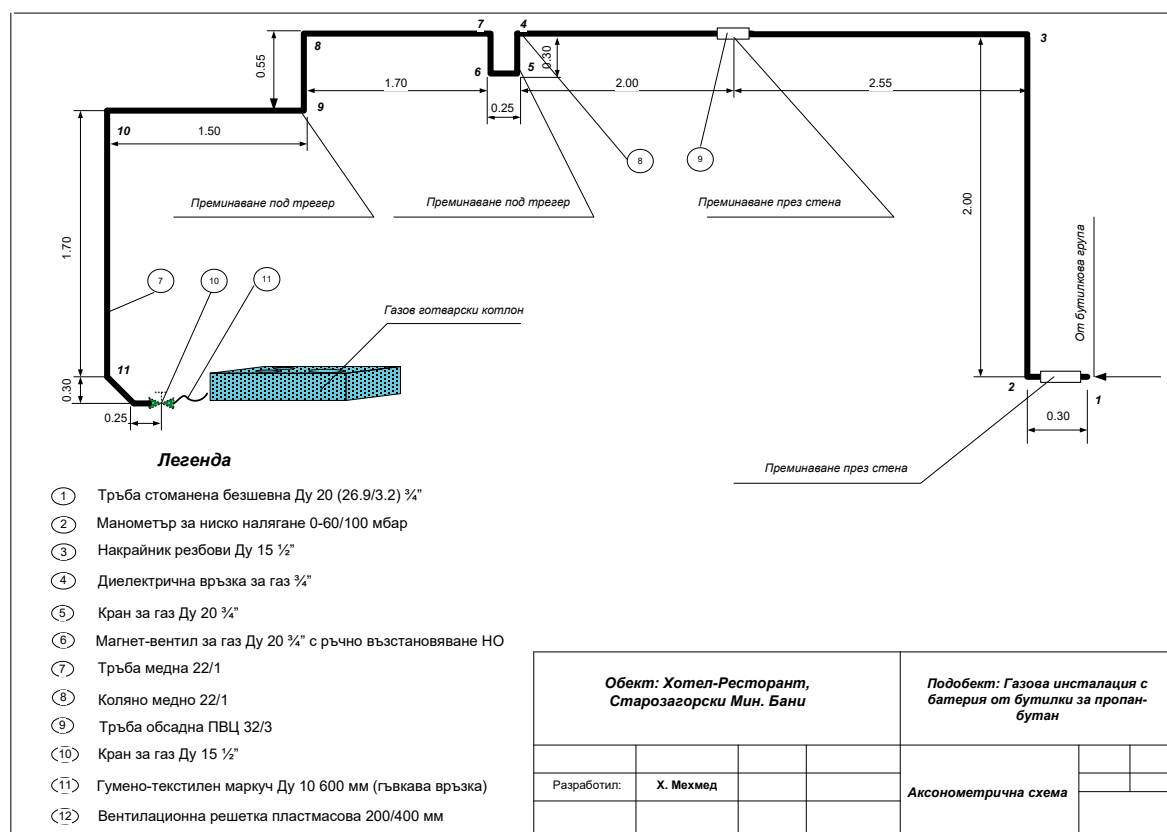


Фиг. 6.9 Хидравлично оразмеряване на трасето за втори апартамент

Табл. 6.6 Оразмеряване трасето за втори апартамент

Оразмеряване на клон от газопровод										
Номер на участъка	Оразмерителен разход, $\text{nm}^3/\text{ч}$	Дължина на участъка, м	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, м	Среден относителен пад на налягане $h_{\text{ср}}$, Pa/м	Условен диаметър на газопровода, мм	Относителен пад на налягане h , Pa/м	Съпротивление в участъка D_p , Pa	Хидростатично налягане H , Pa	Общ пад на налягане в участъка, mbar
1-2	1,291	0,3	50	0,45	2,751619	20	2,3	1,035	-0,2121	0,8229
2-3	1,291	4,6	50	6,9		20	2,3	15,87	0	15,87
3-4	1,291	0,85	50	1,275		20	2,3	2,9325	-0,60095	2,33155
4-5	1,291	0,3	50	0,45		20	2,3	1,035	0	1,035
5-6	1,291	1,7	50	2,55		20	2,3	5,865	0	5,865
6-7	1,291	0,3	50	0,45		20	2,3	1,035	0	1,035
7-8	1,291	1,8	50	2,7		20	2,3	6,21	0	6,21
8-9	0,256	0,2	50	0,3		15	0,35	0,105	1,414	1,519
9-10	0,256	0,7	50	1,05		15	0,35	0,3675	0	0,3675
10-11	0,256	1	50	1,5		15	0,35	0,525	0	0,525
11-12	0,256	0,5	50	0,75		15	0,35	0,2625	-0,3535	-0,091
8-13	1,035	0,1	50	0,15		20	1,2	0,18	0	0,18
		12,35						33,9825		

На Фиг. 6.10 е представена аксонометричната схема на ресторанта, а резултатите от пресмятания са показани в Табл. 6.7.



Фиг. 6.10. Хидравлично оразмеряване на трасето за ресторанта

Табл. 6.7 Оразмеряване трасето за заведението за бързо хранене

Оразмеряване на клон от газопровод										
Номер на участъка	Оразмерителен разход, $\text{m}^3/\text{ч}$	Дължина на участъка, м	Добавка към загубите от триене за отчитане на местните съпротивления, в %	Еквивалентна дължина на участъка, м	Среден относителен пад на налягане h_{sc} , Pa/м	Условен диаметър на газопровода, мм	Относителен пад на налягане h , Pa/м	Съпротивление в участъка D_p , Pa	Хидростатично налягане H , Pa	Общ пад на налягане в участъка, mbar
1-2	2,1	0,3	50	0,45	6,75	20	4,5	2,025	0	2,025
2-3	2,1	2	50	3		20	4,5	13,5	-1,414	12,086
3-4	2,1	4,55	50	6,825		20	4,5	30,7125	0	30,7125
4-5	2,1	0,3	50	0,45		20	4,5	2,025	0,2121	2,2371
5-6	2,1	0,25	50	0,375		20	4,5	1,6875	0	1,6875
6-7	2,1	0,3	50	0,45		20	4,5	2,025	-0,2121	1,8129
7-8	2,1	1,7	50	2,55		20	4,5	11,475	0	11,475
8-9	2,1	0,55	50	0,825		20	4,5	3,7125	0,38885	4,10135
9-10	2,1	1,5	50	2,25		20	4,5	10,125	0	10,125
10-11	2,1	1,7	50	2,55		20	4,5	11,475	1,2019	12,6769
		13,15						88,7625		

Общи данни:

Минимална изчислителна външна температура – 16°C (приет максимален товар);

Средно зимна температура - $+4^{\circ}\text{C}$ (приет среден товар)

Зимен период – 180 дни

Средна вътрешна температура - $+20^{\circ}\text{C}$

Помещение за монтаж на газовите котли

Оборудване на апартаментите – общо 1 бр. стенен котел, 1 бр. газова готварска печка;

Оборудване на ресторанта – професионална готварска печка с четири котлона по 8kW всеки.

Топлинна мощност

Топлинната мощност се определя от работата на котела. Максимална мощност при работа на един котел - 24kW.

Режим на работа – приет 12h/денонощие – равностоеен на посочения разход – отоплителен период – 180 дни

Основно гориво – втечен газ (пропан-бутан)

Горивно стопанство за втечен газ (пропан-бутан) – 3 бр. батерии от бутилки за LPG.

Техническа част

Газовите инсталации се изграждат медни тръби с диаметри DN 20 и DN 15, в съответствие с техническите изисквания.

Захранването на системите става, чрез батерии от бутилки за LPG, монтирани в метални вентилируеми шкафове, Фиг. 6.11. Батериите са оборудвани с регулатор на налягане 16bar-30mbar, спирателна и измервателна арматура, магнет-вентил. Арматурата е сертифицирана съгласно европейските изисквания.

Котелът е по допълнителен избор.

Газов котел – по допълнителен избор

Технически параметри

Тип на уреда – С 1.2 с вентилатор, получаващ въздух за горене от открито пространство и изхвърлящ продуктите на горене през вертикален дымоотвод изведен през тавана.

Номинална топлинна мощност - $Q=24\text{kW}$.

Коефициент на полезно действие при 100% натоварване на котела - 90%.

Дебит на топлата санитарна вода при $DT=30^{\circ}\text{C}$ – 13.1 l/min .

Диаметър на входящата тръба за въздух за горене – $\Phi\ 80\text{mm}$.

Диаметър на изходящата тръба за отпадъчни газове – $\Phi\ 125\text{mm}$.

Диаметър на тръбопроводите за отоплителна инсталация – $3/4''$.

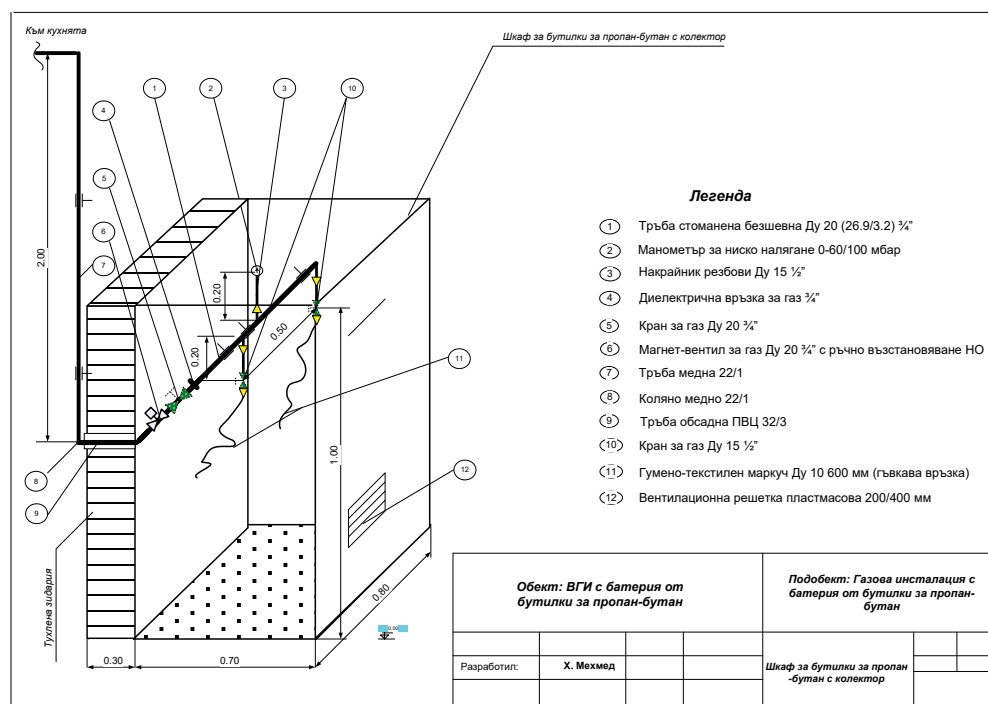
Диаметър на тръбопровода за газ - $3/4''$.

Ел. захранване – 230V; 50Hz; 150W.

Димоотвеждане и вентилация

Отвеждането на продуктите на горене от газовия котел става посредством балансиран вертикален дымоотвод, изведен на тавана над сградата.

Газовият котел е газов уред тип С – с изолирана от помещението горивна камера. Захранването му с въздух за горене и изхвърлянето на изгорелите газове става през дымоотвод изведен през външна стена.



Фиг. 6.11 Метален вентилируем шкаф

ГЛАВА СЕДМА

ГОРЕНЕ НА ГАЗА И ГАЗОВИ ГОРЕЛКИ

7.1. Изгаряне на газа

При пресмятанията, свързани с процесите на горене, Стаскевич и др., (1990), е необходимо да се определи количеството въздух, необходим за горенето, количеството отпадни продукти от процеса на горене и тяхното тегло.

Теоретичното необходимо количество въздух за изгаряне на $1 \text{ nm}^3 / \text{h}$ газ е:

$$L_0 = 0.0476 \left[0.5CO + 0.5H_2 + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n + 1.5H_2S - O_2 \right], \left(\frac{\text{nm}^3, \text{air}}{\text{nm}^3, \text{gas}} \right). \quad (7.1)$$

За природен газ L_0 може да се определи по неговото въглеродно число:

$$L_0 = 7.13\bar{n} + 2.28, \left(\frac{\text{nm}^3, \text{air}}{\text{nm}^3, \text{gas}} \right), \quad (7.2)$$

където $\bar{n}$ - въглеродното число на смесите от метанови въглеводороди и баласт се определя по;

$$\bar{n} = \frac{1CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12}}{100 - (CO_2 + N_2)}. \quad (7.3)$$

Действителният разход на въздух, необходим за изгаряне на $1 \text{ nm}^3 / \text{h}$ газ е:

$$L_r = \alpha \times L_0, \left(\frac{\text{nm}^3, \text{air}}{\text{nm}^3, \text{gas}} \right), \quad (7.4)$$

където α - коефициент на излишък на въздуха.

Количеството изгаряни продукти (димни газове) на $1 \text{ nm}^3 / \text{h}$ газ се определя по следните формули:

- теоретичният обем на азота при $\alpha=1.0$:

$$V_{N_2}^0 = 0.79L_0 + 0.01N_2, \quad \left(\frac{nm^3, nitrogen}{nm^3, gas} \right); \quad (7.5a)$$

- обемът на триатомните газове при $\alpha \geq 1.0$:

$$V_{RO_2} = 0.01(CO_2 + CO + \sum m C_m H_n + H_2S), \quad \left(\frac{nm^3, R}{nm^3, gas} \right); \quad (7.5b)$$

- теоретичният обем на водните пари при $\alpha = 1.0$ при влагосъдържание на въздуха $x_{air} = 10 \text{ kg}$ на 1 kg сух въздух:

$$V_{H_2O}^0 = 0.01(H_2 + 0.5 \sum n C_m H_n + H_2S + 0.124x_{gas} + 1.61L_0), \quad \left(\frac{nm^3, H_2O}{nm^3, gas} \right); \quad (7.5b)$$

- обемът водни пари при $\alpha > 1.0$:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161(\alpha - 1)L_0, \quad \left(\frac{nm^3, H_2O}{nm^3, gas} \right). \quad (7.5г)$$

Пълният обем на димни газове, образуващи се при изгаряне на $1 nm^3 / h$ газ се определя по

$$V_S = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1)L_0, \quad \left(\frac{nm^3, S}{nm^3, gas} \right). \quad (7.6)$$

Относителното тегло (плътността) на сухия газ (гориво) се определя по:

$$\rho_{gas,d} = 0.01[1.96CO_2 + 1.25N_2 + 1.43O_2 + 1.25CO + 0.0899H_2 + \sum (0.536m + 0.045n) \times C_m H_n + 1.52H_2S], \quad \left(\frac{t}{nm^3} \right). \quad (7.7)$$

Плътността на природния газ може да се определи по неговото въглеродно число:

$$\rho_{gas} = 0.625\bar{n} + 0.090, \quad \left(\frac{kg}{nm^3} \right). \quad (7.8)$$

Специфичното тегло на димните газове се определя по зависимостта:

$$G_S = \rho_{gas,d} + \frac{x_{gas}}{1000} + 1.306\alpha L_0, \quad \left(\frac{kg}{nm^3} \right). \quad (7.9)$$

Влагосъдържанието на изсушения газ x_{gas} може да се приеме $10.1 \text{ g} / nm^3$, а плътността на димните газове се определя по зависимостта:

$$\rho_S = \frac{G_S}{V_S}, \quad \left(\frac{kg}{nm^3} \right). \quad (7.10)$$

Пример 1: Да се определи разхода на въздух и обема на продуктите при горене на сух природен газ при различни коефициенти на излишък на въздуха. Газът е със следния състав (процентно от обема), Табл П.1

		Табл. П.1.
Метан (CH_4)		92.9
Етан (C_2H_6)		4.5
Пропан (C_3H_8)		0.8
Бутан (C_4H_{10}) и други висши въглеводороди		0.6
Азот (N_2)		0.5
Въглероден двуокис (CO_2)		0.1

Долната топлина на изгаряне на газа е $Q_i = 35615 \text{ kJ} / nm^3$. Плътността на газа е $\rho_{gas} = 0.79 \text{ kg} / nm^3$. Влагосъдържанието на газа се приема $x_{gas} = 10.1 \text{ g} / nm^3$.

При дадения състав на газа, теоретичният разход на въздух за горене се определя по зависимостта (5.1):

$$\begin{aligned} L_0 &= 0.0476 \left[\sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n \right] = 0.0476 \left[\left(1 + \frac{4}{4} \right) CH_4 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) C_2H_6 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) C_3H_8 + \right. \\ &\quad \left. + \left(4 + \frac{10}{4} \right) C_4H_{10} + \left(5 + \frac{12}{4} \right) C_5H_{12} \right] = 0.0476 \times (2 \times 92.9 + 3.5 \times 4.5 + 5 \times 0.8 + 6.5 \times 0.6 + 8 \times 0.6) = \\ &= 10.20 \frac{nm^3, air}{nm^3, gas}. \end{aligned}$$

Теоретичният обем на азота се определя по зависимостта (6.5a):

$$V_{N_2}^0 = 0.79L_0 + 0.01N_2 = 0.79 \times 10.2 + 0.01 \times 0.5 = 8.06 \frac{nm^3, nitrogen}{nm^3, gas}.$$

Обемът на триатомните газове се определя по (6.5б), а именно:

$$V_{RO_2} = 0.01 \left(CO_2 + \sum m C_m H_n \right) = 0.01 \times (0.1 + 92.9 + 2 \times 4.5 + 3 \times 0.8 + 4 \times 0.6 + 5 \times 0.6) = 1.10 \frac{nm^3, R}{nm^3, gas}.$$

Теоретичният обем на водните пари се определя по (6.6в):

$$V_{H_2O}^0 = 0.01 \left(0.5 \sum n C_m H_n + 0.124 x_{gas} + 1.61 L_0 \right) = 0.01 \times [0.5(4 \times 92.9 + 6 \times 4.5 + 8 \times 0.8 + 10 \times 0.6) + 0.124 \times 10.1 + 1.61 \times 10.2] = 2.27 \frac{nm^3_{H_2O}}{nm^3_{gas}}$$

Относителното тегло (плътността) на сухия газ (гориво) се определя по зависимостта (6.7), което след разлагане на въглеродородите в ред добива вида

$$\begin{aligned} \rho_{gas,d} &= 0.01 [(0.536 \times 1 + 0.045 \times 4)CH_4 + (0.536 \times 2 + 0.045 \times 6)C_2H_8 + (0.536 \times 3 + 0.045 \times 8)C_3H_8 + \\ &+ (0.536 \times 4 + 0.045 \times 10)C_4H_{10} + (0.536 \times 5 + 0.045 \times 12)C_5H_{12} + 1.25N_2 + 1.96CO_2] = \\ &= 0.01 [0.716 \times 92.9 + 1.342 \times 4.5 + 1.968 \times 0.8 + 2.594 \times 0.6 + 3.26 \times 0.6 + 1.25 \times 0.5 + 1.96 \times 1] = 0.784 \frac{kg}{nm^3} \end{aligned}$$

Специфичното тегло на димните газове се определя по зависимостта (7.10), а именно:

$$G_S = \rho_{gas,d} + \frac{x_{gas}}{1000} + 1.306 \alpha L_0 = 0.784 + \frac{10.1}{1000} + 1.306 \times 2.5 \times 10.2 = 34.2 \text{ kg} / nm^3.$$

Плътността на димните газове при $\alpha=2.5$ е

$$\rho_S = \frac{G_S}{V_S} = \frac{34.2}{27.0} = 1.26 \text{ kg} / nm^3.$$

При различни коефициенти на излишък на въздуха α се определят характеристиките на продуктите от изгаряне и данните се представят в Табл П.2

Табл. П.2 Характеристики на продуктите от изгаряне

Наименование на показателя	Коефициент на излишък на въздуха α			
	1.2	1.3	1.4	2.5
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161(\alpha - 1)L_0, \frac{nm^3_{H_2O}}{nm^3_{gas}}$	2.30	2.31	2.32	2.51
$V_S = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1)L_0, \frac{nm^3,s}{nm^3_{gas}}$	14.52	14.54	15.57	26.98
$G_S = \rho_{gas,d} + \frac{x_{gas}}{1000} + 1.306 \alpha L_0, \frac{kg}{nm^3}$	16.8	18.1	19.4	34.2
$\rho_S = \frac{G_S}{V_S}, \text{kg} / nm^3$	1.24	1.24	1.25	1.26

По зависимостта (7.2) се определя

$$L_0 = 7.13\bar{n} + 2.28 = 7.13 + 1.16 + 2.28 = 10.15 \frac{nm^3, air}{nm^3, gas},$$

където:

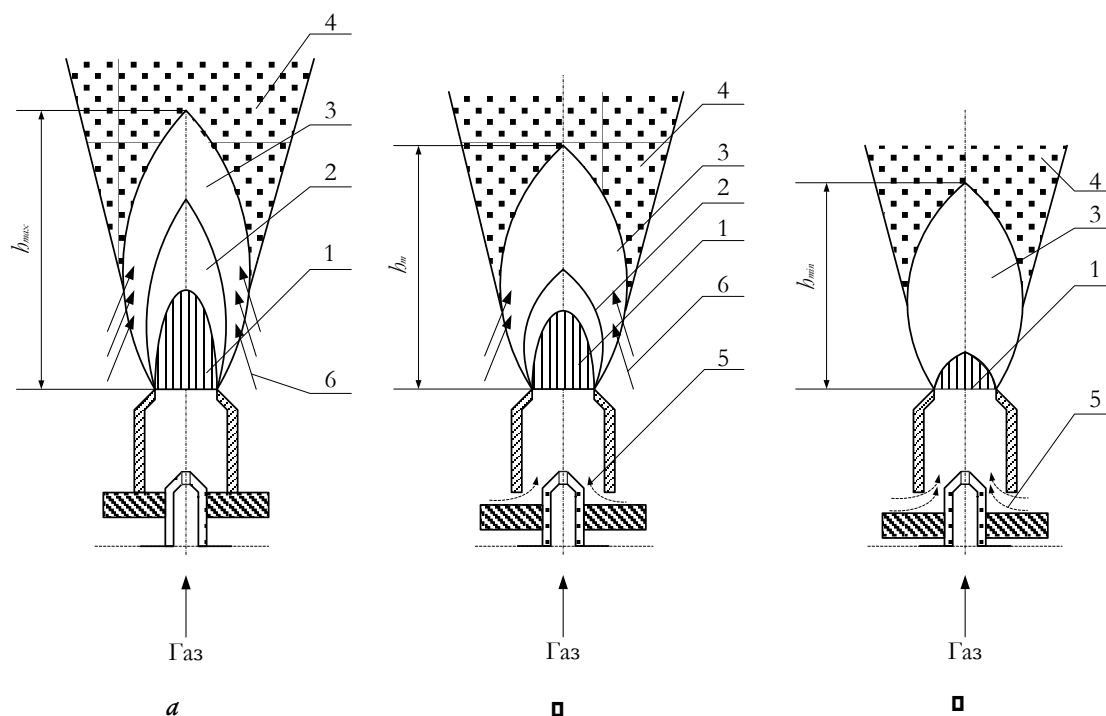
$$\bar{n} = \frac{1CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12}}{100 - (CO_2 + N_2)} = \frac{1 \times 92.9 + 2 \times 4.5 + 3 \times 0.8 + 4 \times 0.6 + 5 \times 0.6}{100 - (0.5 + 0.1)} = 1.104$$

7.2 Методи за изгаряне на газа

Горенето на газа настъпва поради смесобразуването, нагряването на газовата смес до температура на възпламеняване и стадия на химическа реакция при горенето. Поради факта, че подгряването и химическата реакция при горенето на газовъздушната смес протичат много бързо, основният фактор, обуславящ продължителността на процеса на горене се явява времето, необходимо за смесване на газа и въздуха. От бързината и качеството на смесване на въздуха в горелка с определена конструкция зависят скоростта и пълнотата на изгаряне на газа, дължината и температурата на пламъка. В зависимост от мястото и начина на смесобразуване методите на изгаряне на газ се делят на дифузионен, кинетичен и смесен. Схеми на тези методи са показани на Фиг.7.1.

При дифузионното горене, Фиг. 7.1а, към мястото на горене постъпва само газ, а кислорода, необходим за горенето постъпва от вън в следствие на молекулярната, а при висока скорост на изтичане на газа – в следствие на турбулентната дифузия. В този случай към струята студен газ 1 от периферията дифундира въздух, а от струята газ към периферията-газ. В резултат на това в близост до газовата струя се създава газовъздушна смес с горивна концентрация, горенето на която образува зона на първично горене на газа 2. В зона 3 протича горене на основната част на газа, а в зона 4 се движат продуктите от изгаряне. Взаимната дифузия на газа и въздуха, усложнявана от отделянето на продуктите от горене, протича бавно с образуване в следствие на термичното разпадане на въглеводородите на частици сажди. Поради тази причина, характерна особеност на този начин на изгаряне се явява светимостта и значителната дължина на факела.

Предимства на този метод на изгаряне са високата устойчивост на факела в широк диапазон на изменение на топлинното натоварване, невъзможност от пропадане и относително равномерната температура по дължина на пламъка. Недостатъци са ниската интензивност на горене и неизбежното разпадане на въглеводородите. Изискват се и по-големи горивни обеми, обезпечаващи развитието на пламък без съприкосновение с горивната повърхност.



Фиг.7.1 Схема на построяка на газов пламък

а – дифузионно горене; б – смесено; в – кинетично (инжекционно) горене
1 – вътрешен конус; 2 – зона на първично горене; 3 – зона на основно горене;
4 – продукти от изгарянето; 5 – първичен въздух; 6 – вторичен въздух

При кинетичният метод на изгаряне, Фиг. 7.1в, към мястото на горене се подава предварително подготвена вътре в горелката еднородна смес от газ с количество първичен въздух, леко превишаващ теоретично необходимия ($\alpha = 1.02 \pm 1.05$). Изгарянето на тази смес протича бързо, в къс прозрачен факел и без видимо образуване на продукти от термичния разпад на въглеводородите.

Предимствата на този метод са високата топлопроизводителност и не-голямата дължина на пламъка. Недостатък е необходимостта от стабилизация на пламъка.

При смесеният метод на изгаряне, Фиг. 7.1б, част от въздуха, който е първичен се смесва с газа в следствие на инжектирането в самата горелка, а останалият въздух (вторичен), необходим за завършване на горивния процес дифундира в зона на горене от вън. Факелът се получава по-къс и по-малко светещ от този при дифузионното горене. Светещата обвивка на зоната на първично горене на газа 2 при количество първичен въздух 40-50% от теоретично необходимото става съвсем тънка, с което се обяснява и малката светимост на факела в този случай. Инжекционните горелки, изгарящи газ на този принцип често в практиката се наричат горелки с непълно или частично предварително смесване.

7.3 Газови горелки

Газовите горелки са устройства, предназначени за образуване на горяща газовъздушна смес и устойчивото и изгаряне при необходимите топлин-

ни натоварвания. Класификацията на горелките е според начина на подаване на въздуха за горене, номиналното налягане на газа и въздуха, топлината на изгаряне на газа, номиналната топлинна мощност, дължината на факела и начина на неговата стабилизация. По начина на подаване на въздуха горелките се разделят на: с подаване на въздуха от околната среда в следствие на разреждането или конвекцията; осигуряващи смесобразуването в следствие на инжекцията на въздух с газ или обратното; с принудително подаване на въздух, в това число без и с предварителното му смесване с газ. По номиналното налягане на газа горелките се разделят на: горелки с ниско налягане – до 50 *mbar*; средно – 50-1000 *mbar*, високо – повече от 1000 *mbar*. Съответно номиналното налягане на въздуха, подаван в горелката се подразделя на ниско – до 10 *mbar*; средно – 10-30 *mbar* и високо – повече от 30 *mbar*. Основни показатели на горелките са: номиналната топлинна мощност и съответстващото и номинално налягане на газовъздушната смес и границата на регулиране на горелката по топлинна мощност. Допълнително горелката се характеризира с номинална дължина на факела, относителната металоемкост, налягането в горивната камера и шумовите характеристики.

7.3.1 Дифузионни горелки

Ламинарните дифузионни горелки се използват в уреди с малка мощност, където е необходимо равномерно разпределение на топлинното натоварване по целия обем на пеща и където не се изисква висока температура (до 1000 °C), както и при изгаряне на газове изискващи по-малко количество кислород. Такива са изкуствените газове с калоричност 25000-30000 *kJ/nm³*. Към тези уреди се отнасят различни водонагреватели, въздухоподгреватели, пещи, сушилни и котли с по-малка мощност, работещи с изкуствени газове.

Техническите характеристики на ламинарните горелки варират в следния диапазон: - номиналното налягане на газа пред горелката е 13 *mbar*, а минималното 3 *mbar*; - необходимото разреждане в горивната камера се избира в зависимост от типа на уреда; коефициента на излишък на въздуха варира в границите $\alpha = 1.2 - 1.6$; загубите на топлина от непълното изгаряне на газа възлизат на 0.2-1.2%, като при газове с $Q_i > 30000 \text{ kJ} / \text{nm}^3$ те са значително по-високи. Плътноста на топлинния поток достига до $1 \times 10^3 \text{ kW} / \text{m}^3$. В следствие на това, че горелките са с ниска производителност на факела, най-често те се правят многофакелни с диаметър на дюзите $d_{fi} = 1 - 6 \text{ mm}$.

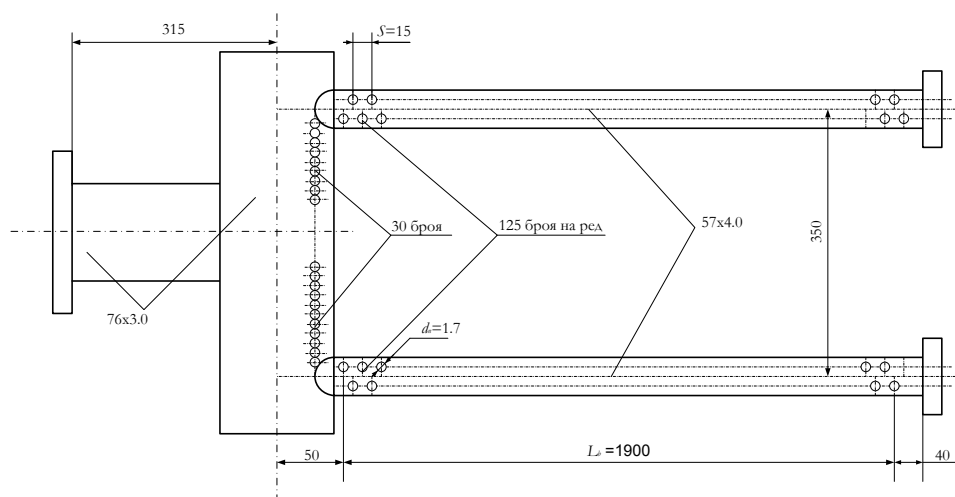
Турбулентните дифузионни горелки работят при ниско налягане на газа и принудително нагнетяване. Рядко при средно налягане на газа работят без принудително нагнетяване. Използват се в уредби, където се изисква равномерно разпределение на натоварването по цялата горивна камера, светещ факел, съответстващ на дължината на горивната камера на мощни котли и промишлени пещи при значителни колебания в натоварването и необходимост от регулиране дължината на факела, при високи температури на въздуха

или газа. В Табл. 6.1 са показани основни характеристики на турбулентни горелки. Останалите характеристики са като на ламинарните горелки.

Табл. 7.1 Основни характеристики на турбулентни горелки

Налягане на газа пред горелка, ниско налягане, <i>mbar</i>	10-20
Налягане на въздуха пред горелката, <i>mbar</i>	3-25
Налягане на газа пред горелка, средно налягане, <i>mbar</i>	100-300
Необходимо налягане на смесване в горивната камера, <i>mbar</i>	0.2-0.6
Плътност на топлинния поток при ниско налягане на газа, W/m^3	470×10^3
Плътност на топлинния поток при средно налягане на газа, W/m^3	700×10^3

Подовите горелки, Фиг. 7.2 са многофакелни горелки с повишена устойчивост на горенето и топлинно излъчване. Подовите горелки с ниско налягане (10-30) *mbar* без принудително подаване на въздух се използват в отоплителни котли с мощности до 1 MW. Подовите горелки със средно налягане (30-100) *mbar* без принудително подаване на въздух се използват в парни котли с паропроизводителност 10 t пара за час.



Фиг. 7.2 Общ вид на типова подова горелка

Препоръчва се дюзите на горелките да бъдат на два реда при шахматно разположение. При ниско налягане на газа, при отсъствие на допълнителна тяга или при работа с подгрят въздух ъгъла между редовете на дюзите е $\beta = 90^\circ$, а коефициента на излишък на въздуха $\alpha = 1.15$. При повишено налягане на газа, допълнителна тяга и необходимост от топлопредаване от излъчване $\beta = 180^\circ$ и $\alpha = 1.10$. С увеличаване на β дължината на факела намалява.

Основните характеристики на този тип горелки са показани в Табл. 7.2

Количеството на горелките се определя от условието за равномерно подгряване на целия под на печта. Разстоянието между две съседни горелки е в порядъка 300-1250 mm; разстоянието от процепа на горелката до стената на

пещта е не по-малко от 350-400 *mm*; ширината на процепа е не повече от 200 *mm*, а височината 260 *mm*.

Оразмеряването на подовите горелки се прави в следния ред:

В зависимост от характера и размера на горивната камера се определя количеството на горелките, разхода на газ, броя и ъгълът χ между редовете на горивните дюзи и дължината на огневата част на процепа. Ъгълът β трябва да бъде съгласуван с топлинните пресмятания, тъй като от него зависи коефициента на излишък на въздуха.

Табл. 7.2 Основни характеристики на подови горелки

Налигане на газа пред горелката в уредби с мощности до 1 MW, mbar	10
Налигане на газа пред горелката в уредби с мощности до 1-20 MW, (парни котли с производителност до 40 t/h), mbar	30-100
Необходимо налягане на въздуха пред горелката в уредби с мощности до 1 MW, mbar	6-10
Необходимо налягане на смесване в горивната камера при естествена тяга и мощности до 1 MW, mbar	0.1-0.2
Необходимо налягане на смесване в горивната камера при естествена тяга и мощности над 1 MW, mbar	0.3
Коефициент на излишък на въздуха	1.10-1.15
Плътност на топлинния поток на 1 m дължина при ниско налягане на газа, MW/m	0.2-0.6
Плътност на топлинния поток на 1 m дължина при парни котли с производителност до 10 t/h, MW/m	1.2-1.7
Плътност на топлинния поток на 1 m дължина при парни котли с производителност до 40 t/h, MW/m	2.3-3.5
Плътност на топлинния поток на горивния обем при ниско налягане на газа, W/m ³	580 × 10 ³
Плътност на топлинния поток на горивния обем при средно налягане на газа, W/m ³	930 × 10 ³

Проверява се топлинното натоварване на горивния обем и натоварването по дължината на процепа се определя по зависимостите:

$$\dot{q}_V = \frac{B_{bc} Q_l}{V_{bc}}, \quad (W / m^3); \quad (7.11)$$

$$\dot{q}_L = \frac{\dot{V}_b Q_l}{l_b}, \quad (W / m), \quad (7.12)$$

където: B_{bc} - разхода на газ в горивната камера, nm^3 / h ;

$\dot{V}_b$ - разхода на газ на горелката, nm^3 / h

V_{bc} - активен обем на горивната камера, m^3

l_b - дължина на огневата част на горелката, m

Стойностите за $\dot{q}_V$ и $\dot{q}_L$ не трябва да превишават разчетните показани в Табл. 7.2.

След това се определя диаметъра на колектора на горелката d_{coll} , който е функция от скоростта на газа $u_{coll} = 5 \div 25, m/s$ - по-малка при ниско налягане и по-голяма при средно налягане. При това диаметъра на колектора не трябва да бъде по-голям от 40-50 mm

$$d_{coll} = \sqrt{\frac{\dot{V}_b}{2830 u_{coll}}}, \quad (m). \quad (7.13)$$

Необходимият разход на въздух на 1 горелка се избира от топлинните пресмятания на котела или се определя по зависимостта

$$\dot{V}_{air} = \alpha \times L_0 \times \dot{V}_b, \quad (nm^3/h), \quad (7.14)$$

където при $\beta = 90^\circ$ се приема $\alpha = 1.15$, а при $\beta = 180^\circ$ - $\alpha = 1.10$

Широчината на процеп a се определя по скоростта на въздуха в най-тесното сечение при максимално натоварване $u_{air,max} = 2 \div 2.5, m/s$

$$a = \frac{\dot{V}_{air}}{3600 l_b u_{air,max}} \times \frac{273 + t_{air}}{273} + d_{coll,out}, \quad (m), \quad (7.15)$$

или се проверява скоростта на въздуха в най-тесното сечение по ширина на процеп

$$u_{air} = \frac{\dot{V}_{air}}{3600 l_b (a - d_{coll,out})} \times \frac{273 + t_{air}}{273}, \quad (m/s), \quad (7.16)$$

където: $d_{coll,out}$ - външен диаметър на колектора, mm;

t_{air} - температура на въздуха, $^\circ C$

Необходимото минимално налягане на смесване в камерата се определя по зависимостта

$$\Delta p = \frac{u_{air}^2}{\phi^2} \frac{\rho_{air}}{2g}, \quad (Pa), \quad (7.17)$$

където $\phi = 0.60 \div 0.70$ е коефициент на разхода.

Дълбочината на проникване на газовата струя h във въздушния поток в най-тесното сечение на процеп, скоростта на газа на изхода на дюзите u_n и техният диаметър d_n се определят по зависимостите:

$$h = \frac{\chi - d_{coll,out}}{2.75}, \quad (mm), \quad (7.18)$$

$$u_n = 10u_{air}, \quad (m/s) \quad (7.19)$$

$$d_n = \frac{h \times u_{air}}{K_S u_n \sin \chi} \sqrt{\frac{\rho_{air}}{\rho_{gas}}}, \quad (mm), \quad (7.20)$$

където: χ е ъгълът на среща на потоците въздух и газ, $\chi = \frac{\beta}{2}$;

K_S - коефициент, зависещ от стъпката между пламъчните отвори S .
При $S / d_n = 5 \div 15$, $K_S = 1.6 \div 1.9$

Стъпката между отворите и техният брой в един колектор се определят по формулите:

$$S = 0.75h + (2 \div 5), \quad (mm) \quad (7.21)$$

$$n = 2 \left[\frac{l_b - (30 \div 40)}{S} + 1 \right]. \quad (7.22)$$

Фактическият разход на газ на горелката се определя по зависимостта

$$\dot{V}_{b,n} = 2.83 \times 10^3 d_n^2 u_n n \frac{273}{273 + t_{air}}, \quad (nm^3/h). \quad (7.23)$$

Разликата между изискваният и фактическият разход на газ се определя по

$$\frac{\dot{V}_{b,n} - \dot{V}_b}{\dot{V}_b} \times 100\%. \quad (7.24)$$

При разлика по-голяма от $\pm 10\%$ изчисленията се повтарят.

За равномерно натоварване на всички дюзи сумарната им площ не трябва да превишава 20% от площта на колектора

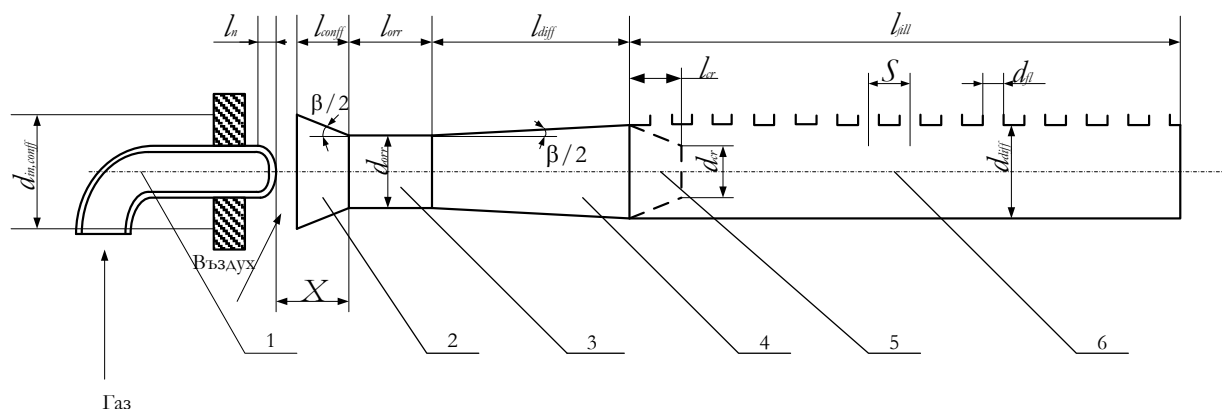
$$\frac{A_n}{A_{coll}} \times 100 \leq 20\% . \quad (7.25)$$

Необходимото налягане на газа пред горелката е

$$p_{gas} = \frac{u_n^2}{\varphi^2} \frac{\rho_{gas}}{2g}, \quad (Pa) \quad (7.26)$$

7.3.2 Инжекционни горелки

Инжекционните горелки с ниско налягане, Фиг.6.3 се използват в уредби с ниско налягане (до 30 mbar) с малка и средна производителност. Такива са някои битови уреди, различни промишлени пещи и някои инфрачервени излъчватели.



Фиг.7.3 Схема на инжекционна горелка с ниско налягане
1-дюза; 2-конфузор; 3-гърловина; 4-дифузор; 5-кратер; 6-набивка

В инжекционните многофакелни горелки с ниско налягане струята газ изтича с голяма скорост от дюзата 1, засмуквайки в горелката 40-60% от въздуха, необходим за пълното изгаряне на газа. В смесителната камера, състояща се от конфузора 2, гърловината 3 и дифузора 4 се осъществява смесването на газа с въздуха и изравняване на скоростното поле на сместа по сечение на горелката. При това в дифузора не само завършва смесообразуването, но и се осъществява превръщането на кинетичната енергия в статичен напор, необходим за преодоляване на съпротивлението на изхода на сместа от горелката. Изгарянето на сместа протича във факели със синьо виолетов цвят, разположени един от друг на разстояние, осигуряващо постъпване на вторичен въздух от пещта и допълнителното подпалване на сместа.

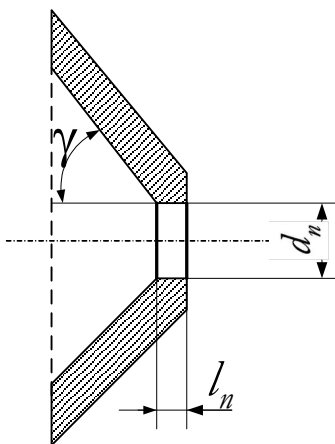
Ако са известни $q_{gas}, (nm^3/h)$, $p_{gas}, (mbar)$, α , $Q_l, (kJ/m^3)$, $\rho_{gas}, (kg/m^3)$, оразмеряването на инжекционни горелки с ниско налягане се прави в следния ред.

Средната скорост на изтичане на газа от дюзата е

$$u_n = \varphi \sqrt{2g\Delta p / \rho_{gas}}, \quad (m/s), \quad (7.27)$$

където $\Delta p = p_{gas} - p_0$. В случая p_{gas} е абсолютното налягане на газа пред дюзите, $mbar$, а p_0 - абсолютното налягане на средата, в която изтича газа, $mbar$. При инжекционните горелки с ниско налягане p_0 е равно на атмосферното налягане. Поради това $\Delta p = p_{gas}$.

Коефициента φ зависи от формата на дюзата и се избира по справочници. За цилиндрични дюза, Фиг. 7.4 с ъгъл $\gamma = 45^\circ$, $\varphi = 0.75$ при $l_n / d_n = 0.18$. При $l_n / d_n = 0.55$, $\varphi = 0.87$, а при $l_n / d_n = 1.0$, $\varphi = 0.85$.



Фиг. 7.4 Схема на цилиндрична дюза

Площта на напречното сечение и диаметъра на дюзата се определят по

$$A_n = \dot{V}_{gas} / 3600 u_{gas}, \quad (m^2), \quad (7.28)$$

$$d_n = \sqrt{4A_n / \pi}, \quad (m). \quad (7.29)$$

Диаметърът на гърловината се определя въз основа на закона за съхранение на количеството на движение при смесване на газовия и въздушния поток. За $1m^3$ инжектируем газ количеството на движение е $u_{gas} \rho_{gas}$, а за инжектируемия атмосферен въздух, който е без първоначална скорост, количеството движение е нула. В гърловината газовъздушната смес получава скорост u_{orr} , (m/s) , а количеството на движение ще бъде

$$u_{orr} (\rho_{gas} + n \rho_{air}), \quad (7.30)$$

където n е обемната кратност на инжекцията (количеството въздух, инжектирано в $1nm^3$ газ), nm^3 / nm^3 .

По закона за съхранение на количеството на движение

$$u_{gas} \rho_{gas} = u_{orr} (\rho_{gas} + n \rho_{air}). \quad (7.31)$$

Разходът на газ $\dot{V}_{gas}$ и газовъздушна смес $\dot{V}_{gas,air} = \dot{V}_{gas} (1 + n)$, съответстват на скорости $u_{gas} = 4\dot{V}_{gas} / \pi d_n^4$ и $u_{orr} = 4\dot{V}_{gas} (1 + n) / \pi d_{orr}^2$. Поставяйки тези зависимости във формула (7.31), след преобразуване се получава

$$d_{orr} = d_n \sqrt{(1 + n) \left(1 + \frac{n \rho_{air}}{\rho_{gas}} \right)}, \quad (m). \quad (7.32)$$

За атмосферни горелки, работещи на природен газ $n = (0.4 \div 0.6)L_0$, а за втечен газ (пропан-бутан) - $n = (0.5 \div 0.7)L_0$.

Диаметрите на конфузора и дифузора се определят по зависимостите

$$d_{in,conf} = (1.5 \div 2.0) d_{orr}, \quad (m). \quad (7.33)$$

$$d_{diff} = (2.0 \div 2.2) d_{orr}, \quad (m). \quad (7.34)$$

Дължината на конфузора l_{conf} зависи от сумарния ъгъл на свиване, който се приема в границите $45 \div 90^\circ$. За намаляване на ъгъла на срещане на потоците газ и въздух е по-добре да се приеме по-малък ъгъл на свиване. Като се има пред вид това,

$$l_{conf} = (1.5 \div 2.0) d_{orr}, \quad (m) \quad (7.35)$$

Дължината на гърловината се определя по

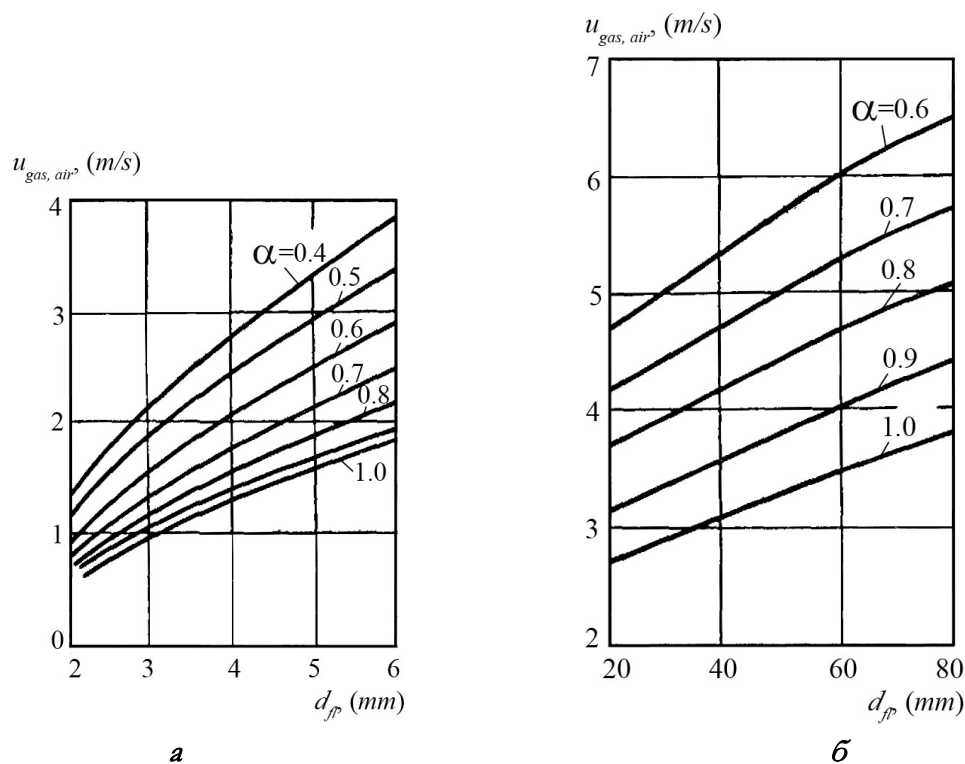
$$l_{orr} = (1.0 \div 2.0) d_{orr}, \quad (m). \quad (7.36)$$

Дължината на дифузора l_{diff} зависи от сумарния ъгъл на разширение β . За да се осигури безотливност на потока от газовъздушна смес се приема $\beta = 6 \div 8^\circ$. Тогава,

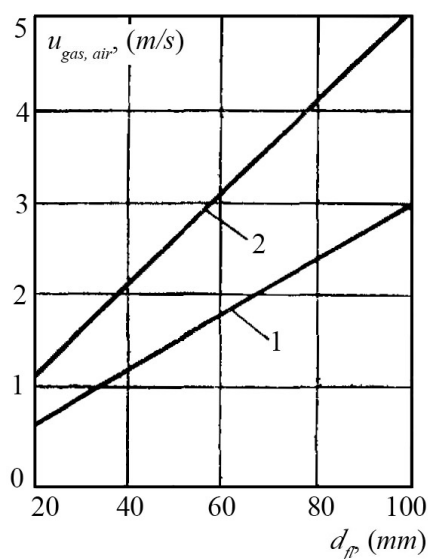
$$l_{diff} = \frac{(d_{diff} - d_{orr})}{2 \tan(\beta / 2)}, \quad (m). \quad (7.37)$$

Сумарната площ на огневите отвори на пламъчната набивка се определя по:

$$\sum A_{fl} = \frac{\dot{V}_{gas,air}}{3600 \times u_{fl}} = \frac{\dot{V}_{gas}(1+n)}{3600 \times u_{fl}}, \quad (7.38)$$



Фиг. 7.5 Скорост на откъсване на пламъка в открит в атмосферата газовъздушна смес (метан-въздух), в зависимост от диаметъра на огневите отвори
а-еднофакелна, б- многофакелна горелка



Фиг. 7.6 Максимална скорост на откъсване на пламъка в инжекционна еднофакелна горелка при $\alpha=1$ в зависимост от диаметъра на огневите отвори
1-горелка с открит в атмосферата пламък, 2- горелка с керамичен тунел

където: u_{fl} - скорост на изтичане на газовъздушната смес от огневите отвори, m/s . Стойността на u_{fl} при дадения разход зависи от диаметъра на пламъчните отвори d_{fl} и трябва да бъде в такива граници, че да не се предизвика откъсване и пропадане на пламъка. За практически пресмятания при смеси на природен газ със зададен коефициент на инжекция на първичен въздух диаметрите d_{fl} може да се приемат, изхождайки от презумцията за откъсване и пропадане на пламъка. Отчитането се прави по диаграмите Фиг. 7.5-7.6 и Табл. 7.3.

Табл. 7.3 Приблизени стойности на скоростта на газовъздушната смес, при които произтича откъсване на пламъка, m/s (температура на сместа $20^\circ C$), Стаскевич и др., (1990)

Диаметър на огневия отвор, mm	Коефициент на излишък на първичния въздух					
	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1
3.5	0.05	0.10	0.18	0.22	0.23	0.15
4.0	0.08	0.12	0.22	0.25	0.26	0.18
5.0	0.09	0.16	0.27	0.31	0.32	0.22
6.0	0.11	0.18	0.32	0.38	0.38	0.26
7.0	0.13	0.22	0.38	0.44	0.45	0.30
8.0	0.15	0.25	0.43	0.50	0.50	0.35
9.0	0.17	0.28	0.48	0.57	0.57	0.39
10.0	0.19	0.30	0.54	0.64	0.65	0.43

По избраният d_{fl} се определя и техния брой

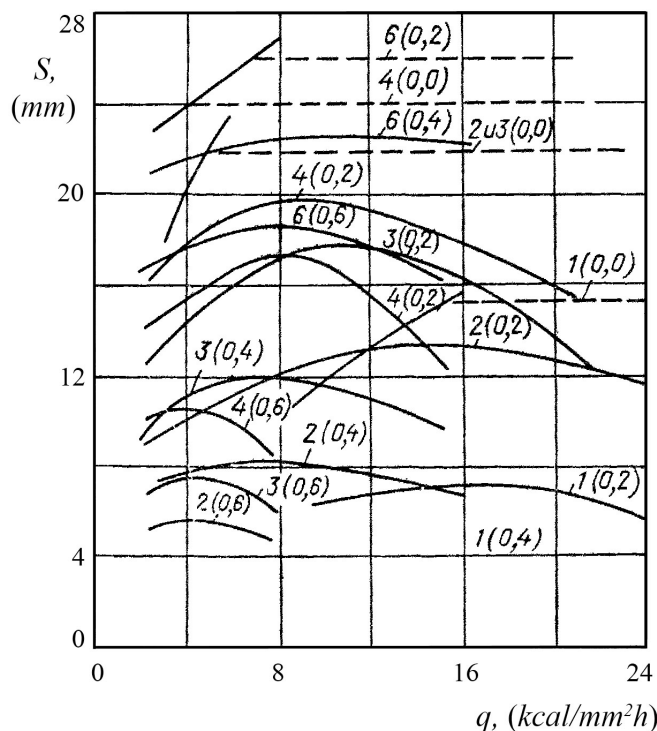
$$N = 4 \sum \frac{A_{fl}}{\pi d_{fl}^2}. \quad (7.39)$$

Определянето на оптималното разстояние S между осите на горивните отвори се прави, така че да се осигури свобода на пламъка, но без сливане на отделните факли един с друг. Определянето може да стане по графиките, Фиг. 7.7-7.8, имайки предвид отношението $1 kcal/l = 4190 J$. Следователно необходимото топлинното натоварване е:

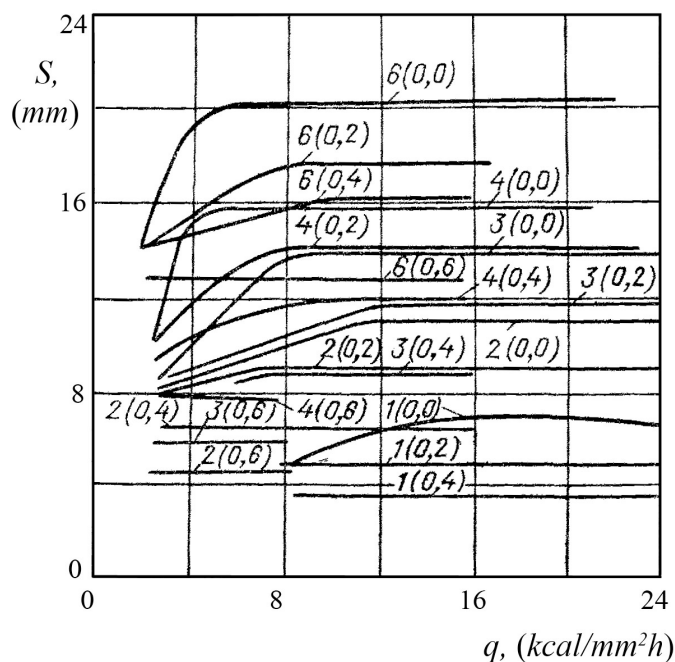
$$\dot{q} = \dot{V}_{gas} Q_l / \sum A_{fl}, \quad (W / m^2). \quad (7.40)$$

Дължината на набивката на колектора за най-разпространеното двуредово разположение на огневите отвори е:

$$l_{fill} = \frac{(N-1)S}{2+2S}, \quad (m). \quad (7.41)$$



Фиг.7.7 Максимално разстояние между горивните отвори, в случаите, когато се осигурява свобода на пламъка (природен газ); 1, 2, 3, 4, 5, 6 – диаметри на отворите, (mm), цифрите в скобите – дялът на първичния въздух в газовъздушната смес от теоретично необходимото количество



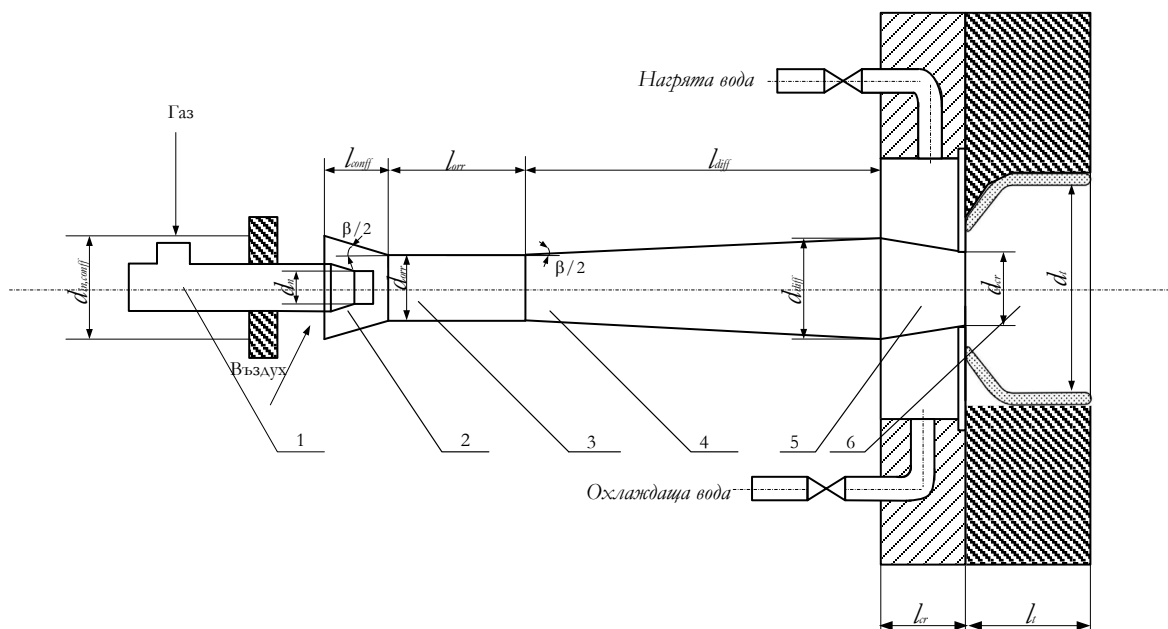
Фиг.7.8 Минимално разстояние между горивните отвори, в случаите, когато няма сливане на отделните факли (природен газ); 1, 2, 3, 4, 5, 6 – диаметри на отворите, (mm), цифрите в скобите – дялът на първичния въздух в газовъздушната смес от теоретично необходимото количество

Оптималното разстояние X от края на дюзата до входното сечение на гърловината нараства с увеличаване на производителността на смесителната камера и може да се приеме

$$X = (0.5 \div 1.4) d_{orr}, \quad (m). \quad (7.42)$$

Намаляването на това разстояние понижава коефициента на инжекция.

В **инжекционните горелки със средно налягане**, Фиг. 7.9, в следствие на голямата енергия на изтичащия от дюзата газ се всмуква първичен въздух необходим за изгаряне на газа. Стабилизацията на горенето обикновено се постига чрез огнеупорни тунели. Благодарение на отсъствието на принудително подаване на въздух и постигане на пълно изгаряне на сместа при малки коефициенти на излишък на въздуха тези горелки са намерили широко приложение в нагревателните и термични пещи в черната металургия.



Фиг.7.9 Схема на инжекционна горелка със средно налягане с водно охлаждане
1-дюза; 2-конфузор; 3-гърловина; 4-дифузор; 5-крацер; 6- тунел

Работата на инжектора на горелките със средно налягане е принципно аналогична на работа на горелките с ниско налягане, но е характерна със значителните скорости на изтичане на газа, достигащи критични стойности. При докритични стойности на скоростта отношението на наляганията след и до дюзата са $p_2 / p_1 > 0.5$, като налягането на изхода на изхода на дюзата е равно на атмосферното. При критично изтичане, когато $p_2 / p_1 < 0.5$, това налягане може да превиши атмосферното. Поради тази причина оразмерителното налягане пред дюзата на инжекционната горелка не може да бъде повече от 1 bar. Тогава средната скорост на изтичане на газа от дюзата (по зависимостта за адиабатно смесване) ще бъде

$$w_{gas} = \varphi \sqrt{2 \times 9.81 K p_1 \frac{\left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(K-1)/K} \right]}{(K-1) \rho_{gas}}}, \quad (m/s), \quad (7.43)$$

където $K = c_p / c_v$ е показател на адиабата. За природен газ $K = 1.3$.

Тъй като зависимостта (7.43) е сложна за пресмятания, то в практиката се използва формулата

$$w_{gas} = \varphi \times w'_{gas}, \quad (m/s), \quad (7.44)$$

където w'_{gas} е скоростта на изтичане при $\varphi = 1$, Табл. 7.4.

Разходът на газ се определя по зависимостта:

$$\dot{V}_{gas} = 3600 A_{d_n} w_{gas}, \quad (nm^3/h), \quad (7.45)$$

където A_{d_n} е площта на напречното сечение на дюзата, m^2 .

Табл. 7.4 Скорост на изтичане на различни газове, m/s при $\varphi=1$, Стаскевич и др., (1990)

Налягане на газа, <i>mbar</i>	Плътност на газа, kg/m^3		
	0.73	2.0	2.73
50	113.4	69.2	60.3
100	159.3	97.0	83.8
150	192.5	117.3	101.5
200	219.9	133.8	116.1
250	242.1	147.6	127.6
300	262.3	159.5	139.7
350	280.1	170.7	147.6
400	295.9	180.5	156.2
450	310.3	189.3	163.5
500	323.9	197.7	170.9
600	347.2	212.7	183.7
700	367.7	225.2	194.9
800	386.2	237.2	204.9
900	402.3	247.5	214.0

Диаметрите на дюзата и смесителя се определят съответно по зависимостите (7.29) и (7.32). Кратността на инжекция на въздуха се определя по зависимостта

$$n = v_{t,air} \times \alpha, \quad (7.46)$$

където $v_{t,air}$ е теоретичният разход на въздуха, необходим за пълното изгаряне на газа, (m^3 / m^3) ; α - коефициент на излишък на въздуха, който се приема в границите 1.05-1.10.

Диаметрите на конфузора и дифузора се определят по

$$d_{in,conf} = (1.7 \div 2.0)d_{orr}, \quad (m), \quad (7.47)$$

$$d_{diff} = (1.5 \div 1.7)d_{orr}, \quad (m). \quad (7.48)$$

Диаметърът на кратера (огневият отвор) се определя по зависимостта

$$d_{cr} = (1.07 \div 1.1)d_{orr}, \quad (m), \quad (7.49)$$

Дължините на конфузора, смесителя и набивката се определят съответно по зависимостите

$$l_{conf} = (1.5 \div 1.7)d_{orr}, \quad (m), \quad (7.50)$$

$$l_{orr} = (3.0 \div 4.0)d_{orr}, \quad (m), \quad (7.51)$$

$$l_{cr} = (1.0 \div 1.5)d_{orr}, \quad (m), \quad (6.52)$$

а дължината на дифузора се определя по зависимостта (7.37).

Ако в качеството на стабилизатор на пламъка се използва тунел, то диаметърът и дължината му се определят съответно по зависимостите

$$d_t = (2.5 \div 2.6)d_{cr}, \quad (m), \quad (7.53)$$

$$l_t = (2.5 \div 6.0)d_{cr}, \quad (m). \quad (7.54)$$

Скоростта на изтичане на газовъздушната смес се приема в границите $(15 \div 20) m / s$.

ГЛАВА ОСМА

ГАЗОВИ УРЕДИ

8.1 Нормативна уредба

Газовите уреди, предназначени за сградни газови инсталации, се проектират при спазване изискванията на БДС EN 30-1-1 и на съответните нормативи и стандарти. При определяне местоположението на газовите уреди се спазват изискванията, посочени в инструкциите на производителя. Газовите уреди се монтират на разстояние най-малко 0.4 m от леснозапалими материали. Това разстояние по може да бъде намалявано, като се вземат предпазни мерки, осигуряващи при номинална мощност на уреда повърхностна температура на леснозапалимите материали не по-висока от 85 °C. При номинална мощност на уреда в процеса на експлоатация повърхностната температура на елементите на носещите строителни конструкции не може да превишава 45 °C.

Газовите уреди и котелните инсталации (котли, пещи, агрегати и др.) се проектират в подземни и надземни помещения, като местоположението, големината и функционалното им предназначение осигуряват необходимите условия за техния монтаж и безопасна експлоатация.

Не се допуска монтиране на газови уреди:

- в стълбища, с изключение на жилищните сгради до два етажа с не повече от две жилища;
- в санитарно-хигиенни помещения (бани, тоалетни и др.) без осигурена естествена вентилация чрез външни прозорци или с принудителна смукателна вентилация;
- в помещения, в които се съхраняват взривоопасни или леснозапалими вещества, чието запалване може да предизвика експлозия.

Газови уреди тип "А" с обща номинална мощност до 11 kW се допускат в помещения с обем най-малко 20 m³ и с една външна врата на фасадата или с отварящ се прозорец. Допускат се газови уреди в помещения с принудителна вентилация, когато работата на газовите уреди е възможна само при работещ смукателен вентилатор, изхвърлящ отработения въздух извън помещението в атмосферата. Допускат се газови уреди в помещения, които отделят не повече от 30 cm³ въглероден оксид на 1 m³ в помещението.

Газови уреди тип "В" се предвиждат в помещения, в които при под налягане не по-голямо от 4 Pa е осигурено подаване най-малко на 1.6 m³/kW обща номинална мощност на газовите уреди и уредите за течни и твърди горива, когато са монтирани в помещението и отнемат въздух за горене.

Тези помещения се проектират с обем:

- най-малко 4 m³/kW обща номинална мощност - когато помещението е най-малко с една външна врата на фасадата или с отварящ се прозорец (за притока на въздух за горене се разчита на външните фути на помещението);

- най-малко $2 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност - когато помещението е най-малко с една външна врата на фасадата или с отварящ се прозорец и с приток на въздух за горене в помещението най-малко $0.8 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност (за притока на въздух за горене се разчита на външни фути и пропускателни отвори);

- газови уреди тип "B₁" се предвиждат в помещения със или без врати, водещи на открито, или с прозорци, които се отварят, при обем най-малко $1 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност, ако е гарантирано подаване на достатъчно количество въздух за горене чрез външен отвор със свободно сечение най-малко 150 кв. см или чрез два отвора със свободно сечение най-малко 75 cm^2 всеки;

- допускат се газови уреди тип "B₁" в помещения с обем, по-малък от $1 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност, когато: помещението е с два отвора с директен изход навън със светло сечение на всеки отвор най-малко 75 cm^2 , които не могат да се преграждат или затварят, разположени са на една и съща стена, като единият е близо до пода, а другият е на височина най-малко 1.8 m от пода; помещението е с два отвора към съседно помещение със свободно сечение на всеки отвор най-малко 150 cm^2 , като единият е близо до пода, а другият е на височина най-малко 1.8 m от пода, като помещенията са с общ обем най-малко $1 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност;

- газови уреди тип "B₁" може да се монтират в помещения със или без външна врата или прозорец, който се отваря независимо от обема на помещението, ако помещенията са свързани към централна инсталация за подаване на въздух, а димните газове и отработеният въздух се отвеждат заедно;

- газови уреди тип "B₂" и "B₃" може да се монтират в помещения със или без външна врата или прозорец, който се отваря независимо от обема на помещението, ако е гарантирано подаване на достатъчно въздух за горене чрез външен отвор със свободно сечение най-малко 150 cm^2 или чрез два отвора със свободно сечение най-малко 75 cm^2 всеки;

- в горните случаи се допуска към директния отвор да има въздуховод, осигуряващ същия обем въздух както при свободния отвор. Когато въздуховодът минава през покрива на сградата, той не може да се извежда над отвора на инсталацията за отвеждане на димните газове.

Допуска се газови уреди тип "B" да се монтират в помещения с принудителна смукателна вентилация, ако тя не оказва влияние на храненето с въздух за горене и на отвеждането на димните газове. Газови уреди тип "B₂" и "B₃" с обща номинална мощност над 50 kW може да се монтират в помещение без външна врата или отварящ се прозорец независимо от обема на помещението, при условие че е осигурено хранене с въздух за горене чрез два външни отвора с напречно сечение най-малко 150 cm^2 плюс 2 cm^2 за всеки kW над 50 kW .

Газови уреди тип "B₁" с обща номинална мощност над 50 kW може да се монтират в помещение със или без външна врата или отварящ се прозорец при обем най-малко $1 \text{ m}^3/\text{kW}$ обща номинална мощност, при условие че

е осигурено достатъчно захранване с въздух за горене чрез външни отвори. Допуска се по изключение помещението за газови уреди тип "B₁" да има обем, по-малък от 1 m³/kW обща номинална мощност, при осигурено достатъчно захранване с въздух за горене чрез два еднакви външни отвора, защитени срещу затваряне и разположени на една и съща стена, като единият е близо до пода, а другият е на височина най-малко 1.8 m от пода.

Работните помещения не може да имат отвори, които ги свързват с други помещения, с изключение на плътно затваряща се врата.

Горелките за газовите горивни инсталации се изключват от аварийен прекъсвач, изведен извън работното помещение.

Газови горивни инсталации може да се монтират и в помещения, когато:

- това се изисква по технологични съображения и е осигурена безопасната експлоатация на инсталацията;

- помещенията се намират в самостоятелни сгради, предназначени само за газовите инсталации.

Газови уреди тип "C" може да се монтират във всички помещения.

Газови уреди тип "C₁₁" може да се монтират само на външна стена, като за отоплителните тела номиналната им мощност е до 7 kW, а за водонагревателите - до 28 kW.

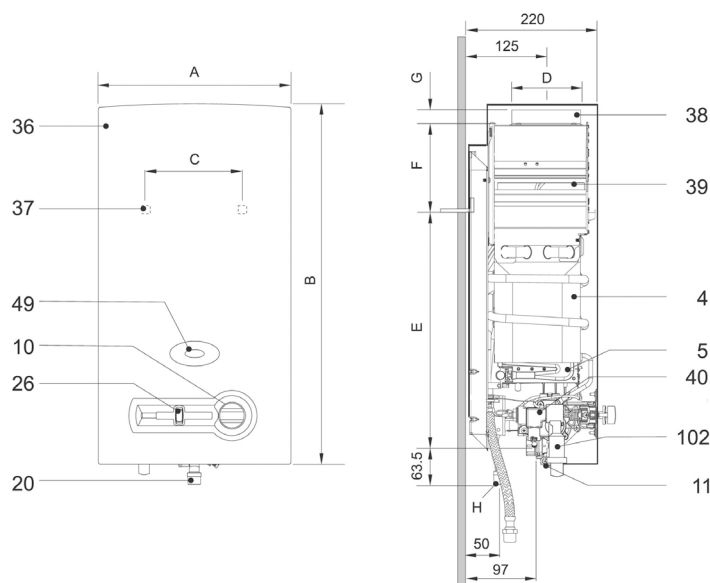
Газови уреди тип "C₁₂" и "C₁₃" може да се монтират на външна и на вътрешна стена, като за отоплителните тела номиналната им мощност е най-много 11 kW, а за водонагревателите - 28 kW.

8.2 Битови газови уреди

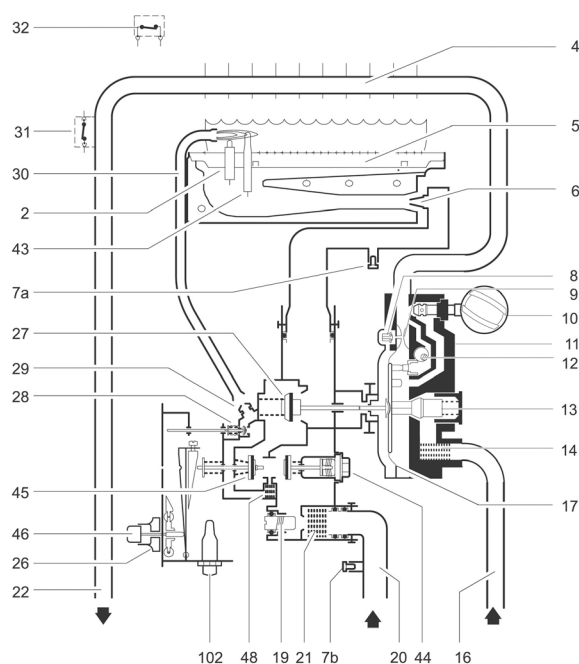
Към битовите газови уреди се отнасят газовите готварски печки или котлони, различни проточни и обемни водоподгреватели (бойлери), газови котли едно и двуконтурни (стенни или наземни) за производство само на вода за отопление или за отопление и БГВ (битова гореща вода) и газовите радиатори (конвектори). Работят с налягане на газа 20-30 mbar. Най-разпространени са газовите готварски печки и двуконтурните котли. Основното изискване към тях е устойчивост на работа на горелката и пълнота на изгаряне на горивото.

Проточните газови водоподгреватели са масово разпространени в бита. В днешни дни средната дневна консумация на топла вода на човек от домакинство е между 30 и 60 литра, отнесена към изходяща температура от 50° C. Този увеличен разход поставя нови, по-високи изисквания по отношение на икономичността. В това отношение например уредите miniMAXX на фирмата Robert Bosch GmbH, Фиг. 8.1а и 8.1б са на челни позиции. Те работят по енергоспестяващия проточен принцип, при който студената вода се подгръва при преминаването ѝ през топлообменника и така моментално потича топла вода, като се спестяват загубите на енергия, които иначе биха възникнали при съхранението ѝ. Хидроблокът на тези уреди е изработен от подсилен с фибро стъкло полиамид, който може да се рециклира 100%. За постоянен дебит

на топлата вода от уреда, в него е интегриран автоматичен регулатор, който дори и при променливо налягане на захранване поддържа константно количество вода. Безопасната работа е гарантирана от една страна от температурен ограничител, предпазващ топлообменника от прегряване и от друга от димоотводно обезопасително устройство, което изключва уреда в случай, че димоотвода прояви смущения. Този тип уреди са предназначени специално за захранване на отделни консуматори, например кухненската мивка или умивалник в банята. Уредите разполагат с автоматично регулиране на мощността. Това означава, че притокът на газ се регулира автоматично спрямо желаното количество вода. Дори при малък дебит и ниско налягане се постига комфортен добив на топла вода.



Фиг. 8.1а Общ вид на газов проточен бойлер на фирма Robert Bosch, GMBH



Фиг. 8.1б Функционална схема на газов проточен бойлер на фирма Robert Bosch, GMBH

2 Запалителен електрод, 4 Топлообменник, 5 Горелка, 6 Дюза, 7а Точка за измерване на налягането на горелката, 7б Точка за измерване на входно налягане, 8 Вентил за бавно запалване, 9 Тръба на Вентури, 10 Температурен селектор, 11 Воден вентил, 12 Команден конус, 13 Регулатор на воден дебит, 14 Воден филтър, 16 Тръба за студена вода, 17 Мембрана, 19 Регулиращ винт (Макс.), 20 Захранваща газова тръба, 21 Газов филтър, 22 Тръба за топла вода, 26 Регулиране на мощността, 27 Газов вентил, 28 Газов вентил за пилотна горелка, 29 Дюза на пилотната горелка, 30 Тръба за газ за пилотния пламък, 31 Температурен ограничител, 32 Обезопасителен датчик на димоотвода, 43 Термодвойка, 44 Магнитна единица, 45 Главен газов вентил, 46 Плъзгач за управление, 48 Филтър за пилотна газ, 102 Пиезо запалване

Уредите регулират мощността и температурата на водата директно на крана за БГВ чрез желаното количество топла вода

Тъй като този тип бойлери обикновено са от клас “В”, то към тях се предявяват редица изисквания.

Уредът не трябва да се поставя в помещения, където свободният обем е по-малко от 8 m^3 (без да се включва обемът на обзавеждането, имайки в предвид, че то не надвишава 2 m^3).

Уредът не трябва да се монтира на места, където се очаква околната температура да се понижи под 0°C. При риск от замръзване, трябва да се изключи и изпразни. Бойлерът не трябва да бъде разположен над източник на топлина. За да бъде избегната корозията, продукти като разтворители, мастила, запалими газове, лепила или домашни почистващи материали, съдържащи халогенни въглеродороди или други продукти, които могат да предизвикат корозия не трябва да бъдат съхранявани в близост до входната решетка.

Много е важно всички проточни бойлери да бъдат свързани към правилно оразмерен димоотвод чрез плътни връзки. Коминът трябва:

- да бъде вертикален (да бъдат намалени хоризонталните части до минимум или да бъдат елиминирани изцяло);
- да бъде топло изолиран
- да има изход над максимално високата точка на покрива

Трябва да се използва гъвкава или твърда тръба, която да се постави в гнездото на димоотвода. Външният диаметър на тръбата трябва да бъде малко по-малък от размера определен в таблиците със спецификации на уреда, определени от производителя. Трябва да бъде монтиран предпазител за дъжд/ вятър в края на изходната тръба.

Ако не е възможно изпълняването на тези условия, трябва да бъде избрано друго място за монтаж.

С все по-разрастващите се темпове на газоснабдяване на жилищата нараства и броят на фирмите вносители и производители на битови газови котли. Основните марки предлагани на нашия пазар са тези на Robert BOSCH, VIESSMANN, RADIANT, ARISTON, VAILLANT. Български производител на газови котли до момента е ТЕСИ ООД, гр. Шумен.

Оборудването на котлите трябва да отговаря на изискванията на Европейските директиви 90/396/ЕЕС, 92/42/ЕЕС, 73/ 23/ЕЕС, 89/336/ЕЕС и

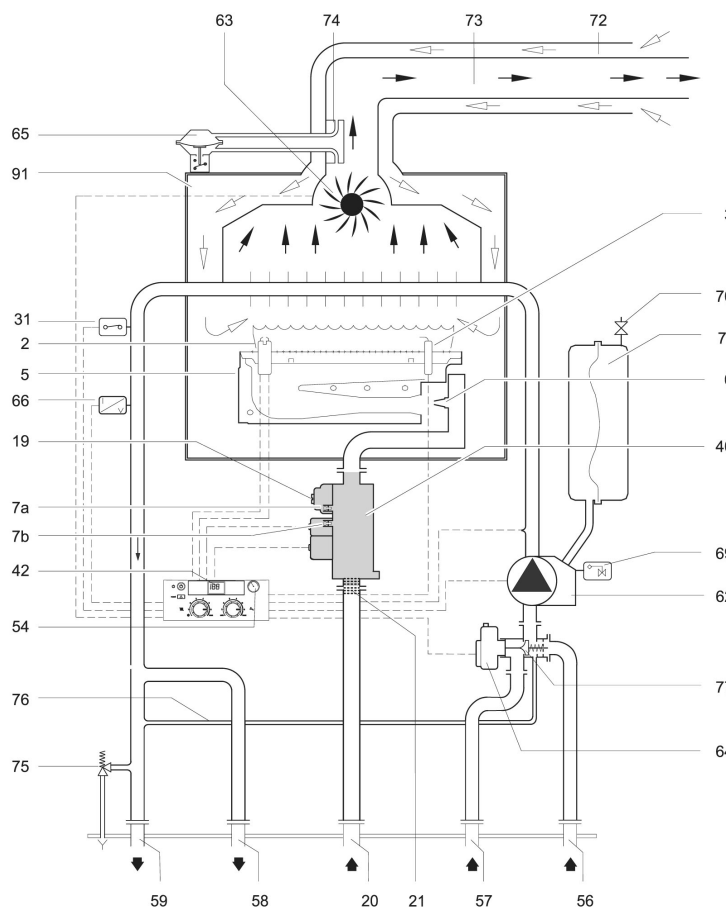
съответства на одобрената мостра, описана в съответния тестови сертификат на ЕК.

Конвенционалните котли се произвеждат в турбовариант (уреди от клас "C"), с въздух вкарван от околната среда. Схема на едноконтурен котел (само за отопление) е показан на фиг. 8.2а. Принципът на работа е следния:

Ако термостаът за отопление отчете прекалено студени условия циркулационната помпа започва да работи (62). Моторът на 3-пътния вентил (64) отваря връщащата линия (56). Контролният блок активира запалителната система, когато газовото тяло се отвори (18). Произвежда се искра с високо напрежение и в двете запалки (2), които запалват газо-въздушната смес. Йонизирацията електрод (3) наблюдава състоянието на пламъка. Ако не се появи пламък в определеният безопасен интервал (8 сек.), горелката автоматично опитва да запали втори и трети път. Ако запалването е неуспешно, се извършва обезопасително спиране.

Ако контролният блок отчита температурата на нагряване чрез NTC сензора (66). В случай, че температурата е прекалено висока, се извършва обезопасително спиране от температурен ограничител (31)

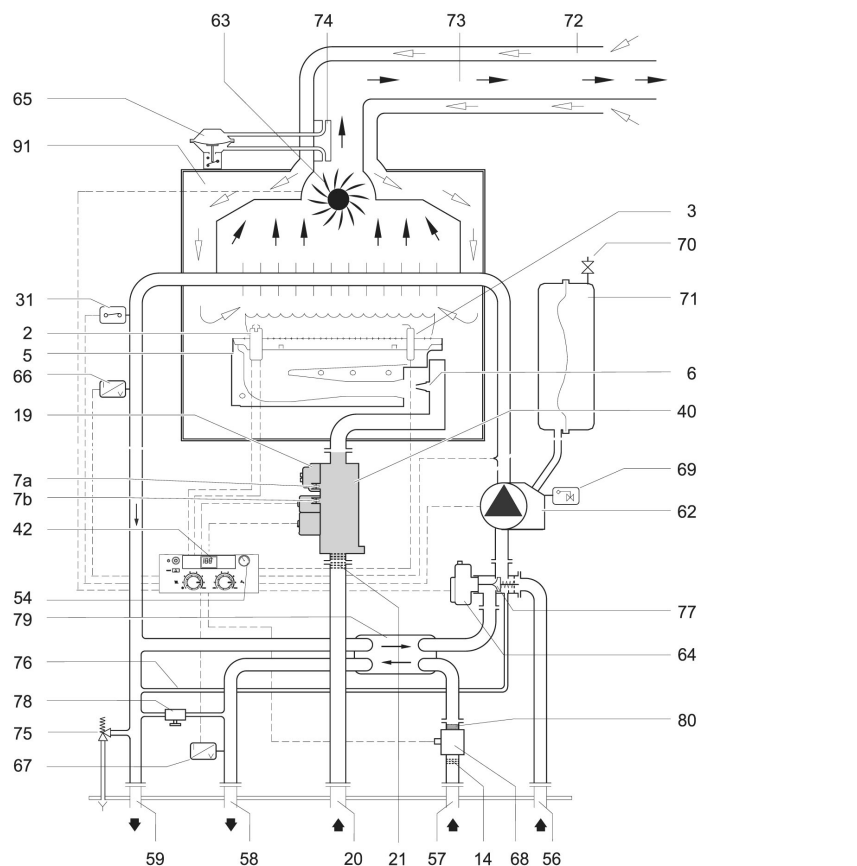
Уредът стартира след като основната температура падне до 96°C или по-ниско. За да стартирате отново уреда след извършване на обезопасително спиране се натиска бутона за корекция .



Фиг. 8.2а Функционална схема на газов едноконтурен котел на фирма Robert Bosch, GmbH

- | | |
|---|--|
| 2 Запалка | 59 Подаване към отоплението |
| 3 Йонизиращ електрод | 62 Циркулационна помпа с изпускателен клапан |
| 5 Горелка | 63 Вентилатор |
| 6 Дюзa | 64 Моторизиран 3-пътен вентил |
| 7a Точка на измерване на налягане на газта на горелката | 65 Превключвател за диференциално налягане |
| 7b Тръба за газова връзка и измерване на налягане | 66 Температурен сензор на основен кръг |
| 19 Контролен болт за газ MAX | 69 Изпускателен клапан |
| 20 Газ | 70 Азотен клапан |
| 21 Газов филтър (поставен на газовия вентил) | 71 Разширителен съд |
| 31 Температурен ограничител | 72 Смукателен въздуховод |
| 40 Газов вентил | 73 Димоотвод |
| 42 Дигитален дисплей | 74 Датчик за спадане на налягане |
| 54 Манометър | 75 Предпазен вентил |
| 56 Връщаща линия | 76 Байпасна тръба |
| 57 ZW - студена вода (ZS - връщане воден резервоар) | 77 Мотор на 3-пътен вентил |
| 58 ZW - топла вода (ZS - подаване воден резервоар) | 91 Статичен топлообменник |

На фиг. 8.2б е показана схема на двуконтурен котел, с вторичен пластинчат топлообменник. Принципът на работа е подобен на горния с разлика в БГВ.



Фиг. 8.2б Функционална схема на газов двуконтурен котел на фирма Robert Bosch, GMBH

- | | |
|---|---|
| 2 Запалка | 63 Вентилатор |
| 3 Йонизиращ електрод | 64 Моторизиран 3-пътен вентил |
| 5 Горелка | 65 Превключвател за диференциално налягане |
| 6 Дюзa | 66 Температурен сензор на основен кръг (NTC) |
| 7a Точка на измерване на налягане на газта на горелката | 67 Температурен сензор на вторичен кръг (NTC) |
| 7b Тръба за газова връзка и измерване на налягане | 68 Сензор за поток |
| 14 Воден филтър | 69 Изпускателен клапан |
| | 70 Азотен клапан |

19 Контролен болт за газ MAX	71 Разширителен съд
20 Газ	72 Смукателен въздуховод
21 Газов филтър (поставен на газовия вентил)	73 Димоотводна тръба
31 Температурен ограничител	74 Датчик за разлика в налягането
40 Газов вентил	75 Предпазен вентил
42 Дигитален дисплей	76 Байпасна тръба
54 Манометър	77 Мотор на 3-пътен вентил
56 Връщаща линия	78 Кран за пълнене
57 ZW - студена вода (ZS - връщане воден резервоар)	79 Пластинчат топлообменник
58 ZW - топла вода (ZS - подаване воден резервоар)	80 Ограничител на потока
59 Подаване към отоплението	91 Статичен топлообменник
62 Циркулационна помпа с изпускателен клапан	

Ако БГВ се изчерпи, сензорът за воден поток (68) изпраща сигнал на контролния блок. Този сигнал предизвиква следното: Помпата (62) започва да работи, Горелката се запалва и 3-пътния инверсивен вентил (64) избира позиция на вторичен кръг.

Контролният блок отчита температурата на топлата вода чрез NTC (66) и модулира мощността на нагряване, според настоящата нужда. Ако NTC сензорът на резервоара отчита ниска температура на водата: Помпата (62) започва да работи. Горелката се запалва. 3-пътният инверсивен вентил (64) избира позиция на вторичен кръг. Ако не са инсталирани нито стаен термостат, нито таймер, помпата започва да работи при избор на режим отопление. Ако има наличен стаен термостат или таймер, помпата започва да работи, когато температурата в помещението е по-ниска от настроената на контролното табло

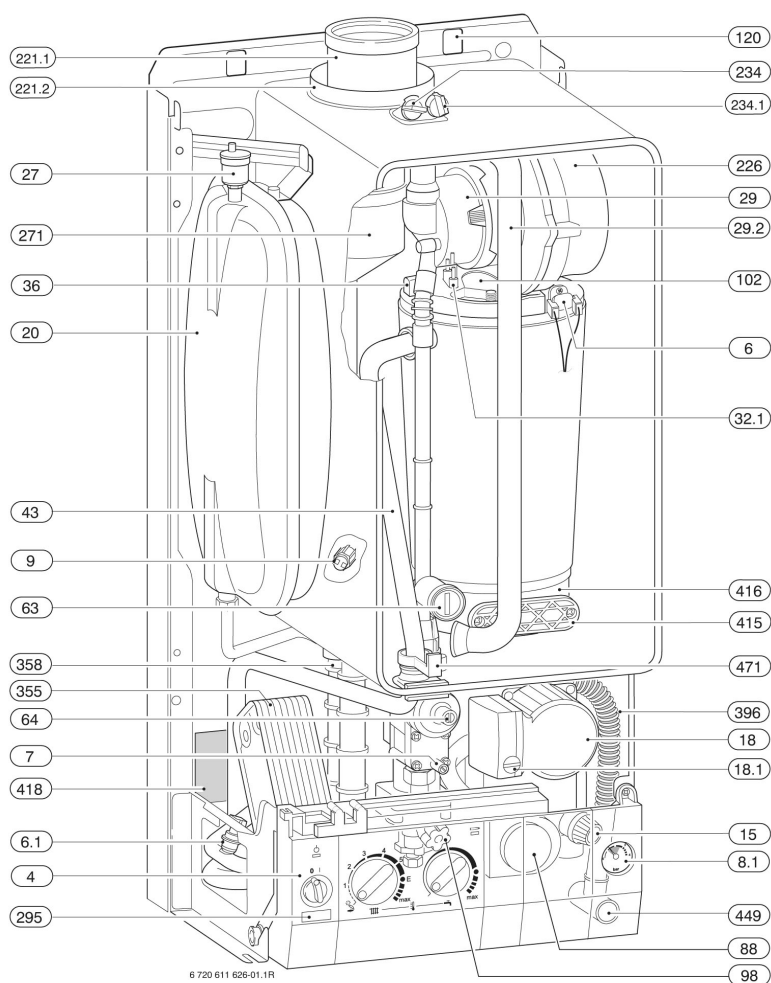
Уредът разполага с разширителен съд с вместимост от 6 литра и налягане на зареждане от 0.75 bar с цел да може да бъде компенсирано увеличението на налягането на системата, поради повишаване на температурата при работа на уреда. При максимална температура на потока на отоплителния кръг от 88°C, максималния воден капацитет на системата може да се определи чрез максималното налягане на отоплителната система. За да се увеличи капацитета трябва да се отвори крана за зареждане на разширителния съд (70) и да се намали налягането на зареждане на не по-малко от 0.5 bar.

Намаляването на разходите за отопление и нивото на вредните емисии, замърсяващи околната среда, са главни приоритети при разработването на нови горивни технологии. Сред решенията на тези основни проблеми са новото поколение **котли кондензен тип**. Основно предимство на тези котли спрямо конвенционалните, работещи на газ, е много високият им коефициент на преобразуване на горивото (КПГ) и ниската температура на изхвърляне на изгорелите газове. Високият коефициент на преобразуване на горивото е резултат от това, че се използва топлината на изгорелите газове. Важно е да се каже, че това са нискотемпературни котли, което означава, че те работят на кондензен принцип при подаваща температура към отоплителната инсталация максимум 50-55°C. Това е така, тъй като за да се отнеме топлината на изгорелите газове, връщащата от инсталацията вода трябва да бъде с ниска температура. Благодарение на специален топлообменник с големи размери,

кондензната технология позволява да се рекуперира топлината, съдържаща се във водните пари, произведени при изгарянето на газа. Тъй като почти цялото генерирано количество енергия се използва, кондензният котел се характеризира с много по-висок коефициент на полезно действие от класическите водогрейни котли. Казаното не означава, че този котел може и трябва да работи само с нискотемпературни режими. Ако кондензен котел бъде включен в отоплителна инсталация, която е оразмерена за температурен режим 90/70 или 80/60, то той ще поддържа и тези температурни режими, но с друг КПД и КПГ.

Кондензните водогрейни котли са оборудвани с газова горелка, която позволява да се модулира номиналната им мощност в диапазона от 17 до 100%. Това води до намаляване на замърсяването на околната среда. При работата на горелката се отделят минимални количества вредни емисии. Генерираните количества NO_x са по-малки от 20 mg/kWh , а тези на CO под 15 mg/kWh - стойности три пъти по-ниски от нормативно допустимите в Европа. Поради тази причина, във Франция при поставянето на кондензен котел държавата връща на потребителя 15% от цената му.

Въпросът с кондензационните котли и техният по-висок от 100% коефициент на полезно действие обикновено стряска потребителите, които



Фиг. 8.3 Общ вид на газов кондензен котел на фирма Robert Bosch, GmbH

4 Heatronic	98 Воден превключвател (ZWB)
6 Топлинно реле подгряващ блок	102 Контролно прозорче/огледало
6.1 Датчик за температурата на топлата вода (ZWB)	120 Планки за окачване
7 Измервателен щупер за входното налягане	221.1 Тръба за отработените газове
8.1 Манометър	221.2 Засмукване на въздух за горенето
9 Ограничител на температурата на отработените газове	226 Вентилатор
15 Предпазен клапан (отоплителен кръг)	234 Измервателен щупер за отработени газове
18 Помпа за отоплението	234.1 Измервателен щупер за въздух за горене
18.1 Превключвател, обороти на помпата	271 Тръба за отработените газове
20 Разширителен съд	295 Стикер с типа на уреда
27 Автоматичен обезвъздушител	355 Пластинчат топлообменник (ZWB)
29 Устройство за смесване	358 Сифон за кондензирана вода
29.2 Смукателна тръба	396 Маркуч сифон за кондензирана вода
32.1 Комплект електроди	415 Капак отвор за почистване
36 Температурен датчик в линията на подаването	416 Вана за кондензирана вода
43 Подаване към отоплението	418 Фабрична табелка
63 Регулируем дросел за газ	449 Връзка за кондензирана вода DN 40
64 Регулиращ винт мин. количество газ	471 Планка за окачване на вентилатор
88 Трипътен вентил (ZWB)	

позодират, че става дума за системи от типа перпетуум-мобиле. Всъщност, въпросът е строго определен технически от понятието долна и горна топлина на изгаряне на горивото. Топлината на изгаряне или калоричността на природния газ е количеството топлина, което се отделя при пълното окисление на 1 m^3 гориво. Димните газове, които излизат от котлите, са обикновено с температура, при която не е възможна кондензация на водните пари, съдържащи се в тях. В този случай топлината на изгаряне се нарича "долна", защото в нея не е включена топлината, освобождаваща се от кондензацията. Характерно за котлите с много ниски температури на димните газове, вследствие от освобождаването на топлината на кондензация, е че, тази топлина се прибавя към долната топлина на изгаряне (калоричност). В резултат се получава т.нар. горна топлина на изгаряне.

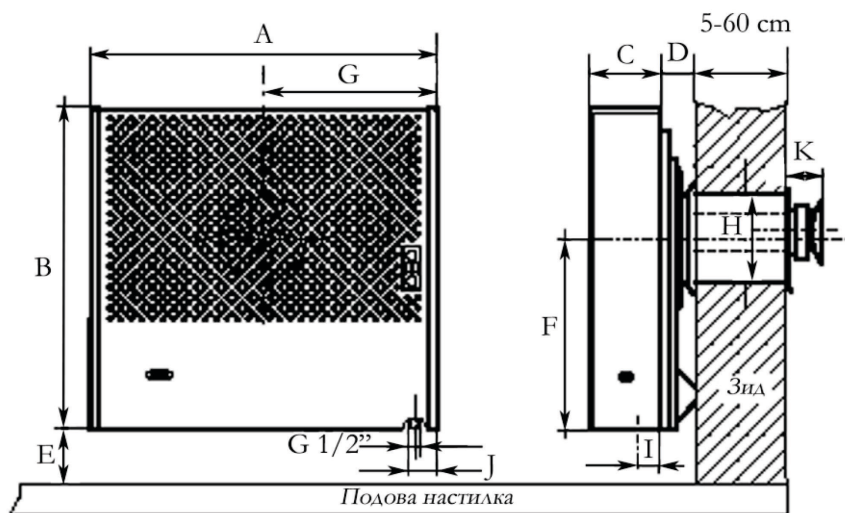
Коефициентът на полезно действие на нормалните котли възлиза на 90-95%, а на кондензационните на 107-109%, **отнесен към долната топлина на изгаряне**. В световен мащаб се наблюдава засилена тенденция към използването на кондензационни котли за сметка на конвенционалните, основно поради по-голямата им икономичност. Както всичко останало, при техниката по-големият коефициент на полезно действие се постига с по-сложна схема на изгаряне и особено чрез използването на по-висококачествени материали, които не допускат корозия, дължаща се на голямото количество кондензат, отвеждащ се в канализацията.

За момента, разликата в цените на двата вида котли е около два пъти. Вследствие от повишеното търсене на кондензационни котли в Европа, обаче, се наблюдава тенденция към постепенното им поевтиняване. В България също се монтират такива котли, но количеството им е пренебрежимо малко. Техният дял обаче ще се увеличава, като се имат предвид тенденциите за увеличаване на цените на горивата, включително и на природния газ. Логично е да се прогнозира, че непрекъснатото поскъпване на цените на енергоизточниците ще доведе до повишен интерес от страна на потребителите към инвестирането във високоефективни и енергоспестяващи съоръжения. Много фирми, освен кондензационни котли, захранвани с природен газ, предлагат и такива, работещи на течено гориво.

Конвекторите, Фиг. 8.3 са отоплителни тела, в които газът изгаря в стоманена или чугунена горивна камера, чиито стени са в пряк контакт с въздуха в помещението и го затоплят чрез конвективен и радиационен топлообмен. Изпълняват се в множество разновидности, различаващи се по вид на материала, от който е направена горивната камера, по мощност, външен вид и по това дали въздухът от помещението циркулира (движи се) покрай нагревната повърхност принудително (под въздействието на вентилатор) или свободно.

Общото при тях е че се монтират в отопляваното помещение и се свързват директно с газовата инсталация и с атмосферата чрез отвор в стената. Тези газови уреди са за предпочитане, когато се отопляват малък брой помещения (2 до 4), тъй като могат да работят независимо един от друг, мощността им се подбира според отопляваното помещение.

Общ вид на конвектор MORA, модел 6101, производство на фирмата Gorenje Group е показан на Фиг.8.4. Техническите характеристики са показани в Табл. 8.1.



Фиг. 8.4 Общ вид на газов конвектор MORA

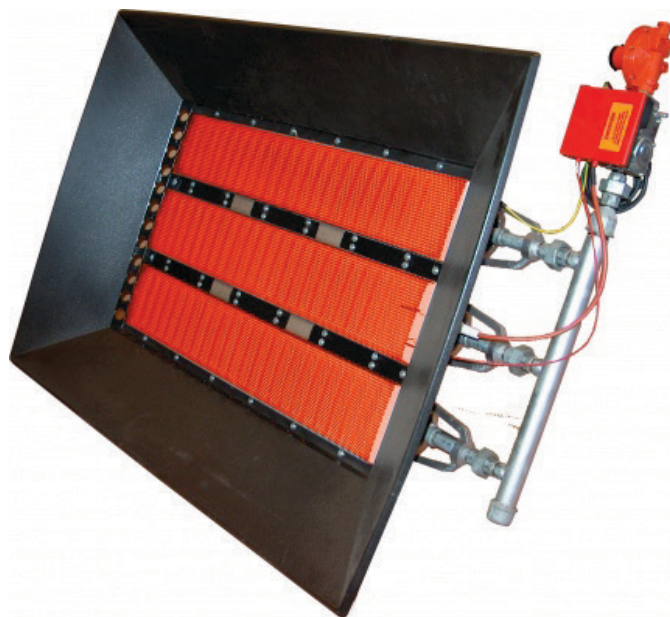
Табл. 8.1. Технически характеристики на конвектори MORA

Тип	MORA 6101	MORA 6111
Мощност	4.2кВ	2.5кВ
Диапазон на регулиране	10-32°C	10-32°C
Разход на газ	0.517м ³ /ч	0.307м ³ /ч
A	702мм	325мм
B	627mm	627mm
C	148mm	148mm
D	65mm	55mm
Emin	90mm	60mm
F	415mm	443mm
G	354mm	163mm
H	162mm	162mm
I	49mm	49mm
J	60mm	60mm
K	78mm	60mm
Маса	21.7 кг	13.3 кг

8.3 Уреди за промишлено газоснабдяване

Към тези уреди се отнасят различни парни и водогрейни котли, сушилни, перални, тръбни и керамични излъчватели, топловъздушни апарати, газови термопомпи, когенератори и тригенератори.

Газовите излъчватели, Фиг. 8.5 са от типа атмосферни газови излъчващи горелки с предварително смесване на въздуха и безпламъчно горене. Излъчващата плоча е от керамични перфорирани тела, върху която се реализира каталитично безостатъчно горене. Повърхностната температура е 800-900° C. Димните газове се отвеждат директно или остават в помещението и се отделят индиректно чрез неговата вентилация. Излъчването от газовите излъчватели е с дължина на вълните 2-4 μm , и интензитет 50-130 kW/m^2 . Ефективността им е 85-90% при индиректно и 65-80% при директно отвеждане на газовете. Високата повърхностна температура и високият интензитет на излъчване, обаче могат да предизвикат топлинен удар у хората при неправилен монтаж. Минималната височина на окачване на излъчвател, чиято повърхност е успоредна на повърхността на пода, зависи от топлинната мощност на уреда и специфичната топлинна мощност на инсталация с газови излъчватели.

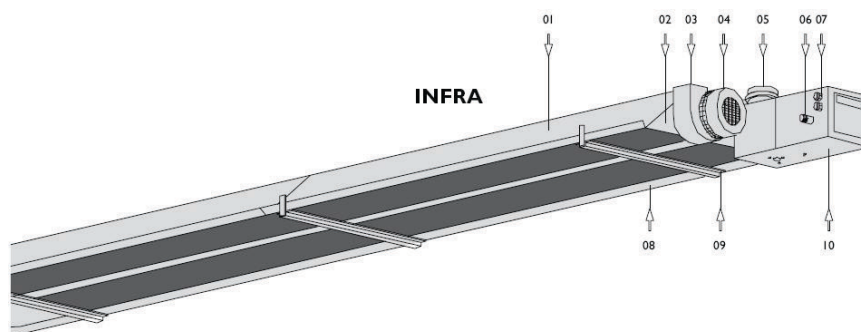


Фиг. 8.5 Газов излъчвател за отопление

Предимствата на този тип отоплители е, че имат висока специфична топлинна мощност и заемат малки площи и обеми, както и възможност за реализиране на терморадияционни душиове за отопление на ограничена зона от общи обеми. Основен недостатък е, че поради високата повърхностна температура трябва да се монтират на по-голяма височина или наклонени спрямо пода.

Подходящи са за отопление на производствени халета, спортни зали, църкви. Оразмеряването на инсталация с подобен тип излъчватели включва изследване на равномерността на интензитета на излъчване по цялата работна повърхнина от пода на помещението.

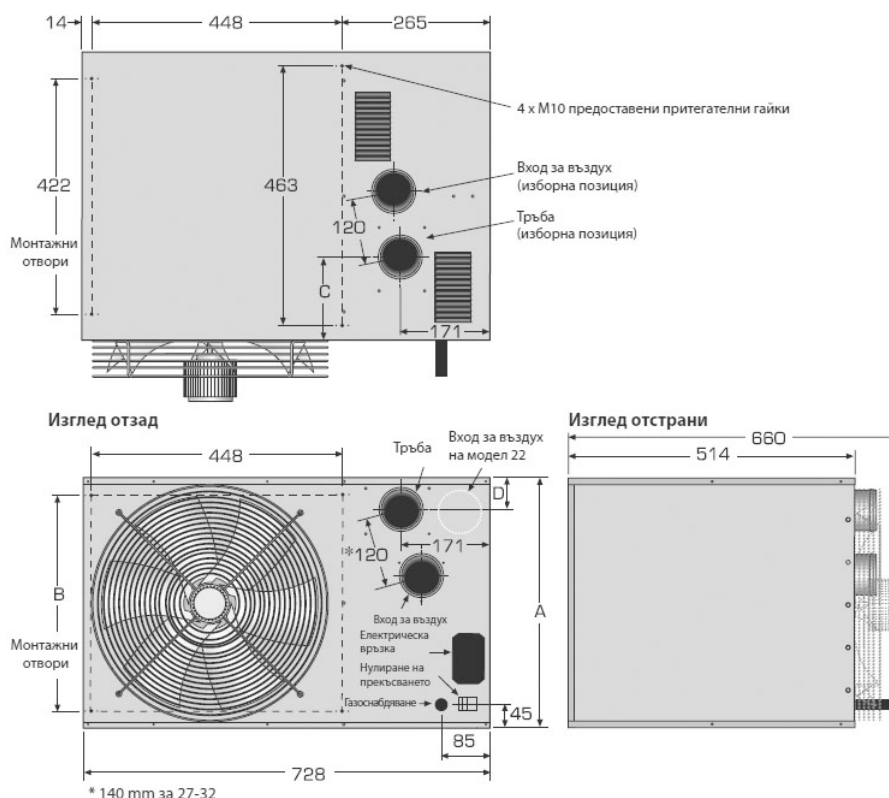
Основните елементи на **тръбните газови нагреватели** са горелка, вентилатор, излъчващи тръби и рефлектор, Фиг. 8.6.



Фиг. 8.6 Тръбен газов нагревател INFRA

Едната тръба е горивна камера. Димните газове загряват тръби, които излъчват към отопляваното помещение. Топлинната мощност им е до 50 kW . Повърхностната температура достига до 300° C . Отвеждането на димните газове става през покрива на сградата. Проблем е отстраняването на кондензираните в комина димни газове.

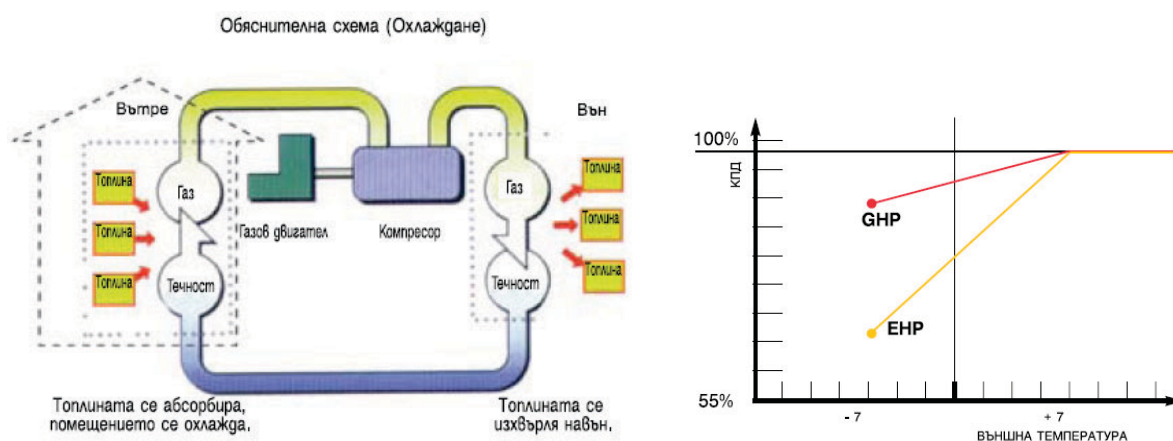
Топловъздушните апарати Combat, Фиг. 8.7 на фирмата Roberts Gordon са апарати с тръбни нагреватели, оборудвани с осови вентилаторни системи, състоящи се от нискошумов вентилатор(и), захранван от директен задвижващ мотор, намиращ се на задната страна на уреда. Нагревателите трябва да се използват само за приложения със свободно въздушно движение. Обикновено се монтират на височина минимум 3.5 m от пода на помещението. Подходящи са за църкви и производствени халета.



Фиг. 8.7 Топловъздушен апарат

Газовите термопомпи GHP са безопасни за околната среда, използват евтино гориво и работят с нов хладилен агент с нулев коефициент за разрушаване на озоновия слой. Използването на газови термопомпи позволява значително намаляване на експлоатационните разходи чрез използване на природен газ или пропан-бутан. Също така, газовите термопомпи правят възможно спестяването на енергия и по този начин спомагат за намаляване на замърсяването. Богатият избор лесни за инсталиране вътрешни и външни тела може да задоволи всяка потребност! Възможността за повторно използване на съществуващи тръбопроводи прави тази система подходяща при подмяна на стари инсталации. GHP е най-добрата система за подобряване на комфорта на жилищни площи от всякакъв вид - офиси, хотели, промишлени сгради и др.

Принципът на работа на газовата термопомпа, Фиг. 8.8 се различава от електрическата по това, че компресорите на външното тяло се задвижват от газ, а не от електрически двигател. Външното тяло се състои от високоефективен газов двигател и термопомпа, която, освен че намалява топлината в помещението, оползотворява и топлината от двигателя. Вътрешното тяло работи на директно изпарение. Поради тези причини, GHP е изключително енергийно ефективна система, която осигурява екологично чисто климатизиране както през лятото, така и през зимата. Термопомпата използва физическите свойства на хладилния агент, който абсорбира топлината от околната среда при изпаряване и освобождава топлина при кондензиране. Хладилният агент се нагнетява през компресорите, като непрекъснато се изпарява и кондензира и по този начин произвежда съответно студ или топлина. Системата за оползотворяване на топлината на AISIN премахва основния проблем на електрическите термопомпи, а именно колебанията в топлинната мощност поради влиянието на външната температура. През зимата GHP работят с 95% топлинен капацитет дори и при външна температура -20°C .



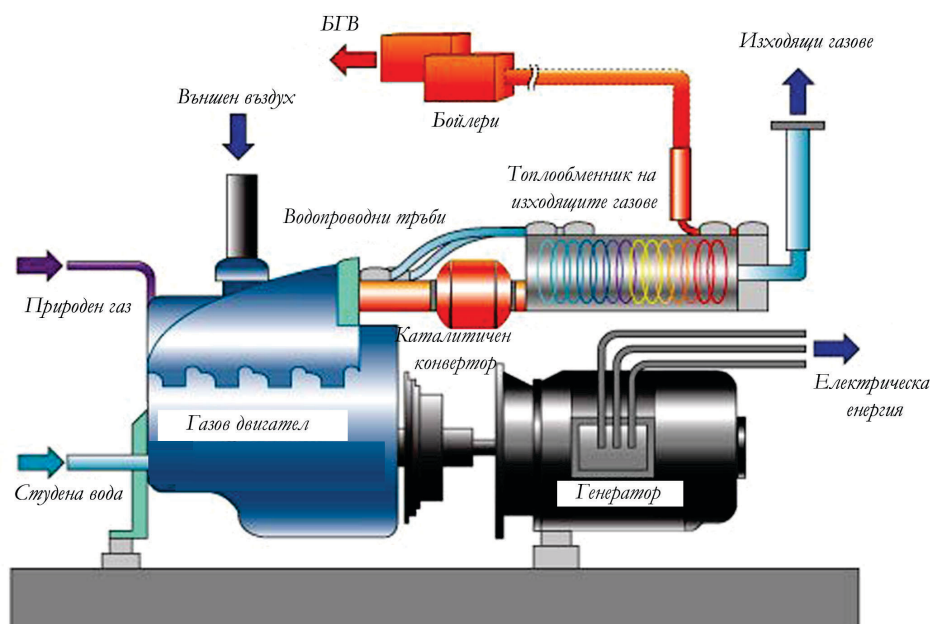
Фиг. 8.8. Принцип на работа на газова термопомпа на фирма TOYOTA

Едно от основните предимства на GHP са ниските експлоатационни разходи. Спестяванията за година могат да достигнат до 30% по сравнение с

електрическите термopомпи. GHP на AISIN работят на природен газ или пропан-бутан. Използването на газови термopомпи намалява потреблението на електроенергия - за GHP то е 90% по-ниско отколкото при електрическите термopомпи (EHP).

Ендотермичният газов двигател е разработен специално за газовите термopомпи от Центъра за проучване и развитие на TOYOTA. Четирите scroll компресора с електромагнитен съединител модулират отдадената мощност и така гарантират висока ефективност дори при частични натоварвания. На практика, газовите термopомпи на AISIN имат много ниски експлоатационни разходи при минимални натоварвания. С увеличаване на ефективността на двигателя, топлообменниците и останалите периферни устройства се постига висок коефициент на полезно действие, така че газовите термopомпи могат да се считат за една първокласна климатична система. Експлоатационните разходи са намалени в следствие на ниската консумация на газ. Съответно, емисиите на CO₂ в атмосферата са минимални. Дължината на тръбопроводите след първото разклонение е 40 m за по-голяма гъвкавост при монтаж. В резултат от използването на специални материали и оптимизирането на конструкцията на външното тяло, общото тегло е намалено с 20%.

Газовия когенератор, Фиг. 8.9 е енергийна машина, която произвежда електрическа и топлинна енергия. При производството на електрическа енергия се получава, като „отпадъчен” продукт топлинната енергия, която превишава електрическата енергия с 50% - 60%. Тази топлинна енергия се улавя и използва за отопление на сгради с различно предназначение – училища, болници, хотели, басейни, жилищни, административни, офис сгради и други. С включването на когенератора към конкретна сграда се осигурява нейната независимост от НЕК и ТЕЦ и се получава захранване с електрическа и топлинна енергия на значително по-ниски цени.



Фиг. 8.9. Принцип на работа на газов когенератор

Когенераторите се произвеждат с най качествените компоненти – газов двигател и генератор чийто експлоатационен живот до първи ремонт е над 15-20 години. Захранват се с природна газ или газ пропан бутан. Захранването с газ се осъществява чрез свързване към газопреносната мрежа (където има такава) или чрез газови резервоари, които се зареждат на абонаментен принцип от специализирани за това фирми на територията на цялата страна. При съединяването на когенератора се извършва като резервно захранване с електрическа и топлинна енергия към всяка конкретна сграда. В този случай не се прилагат държавните лицензионни и разрешителни режими, защото топлинната и електрическата енергия не се продават на държавата и не се използват нейните електропреносни и топлопереносни мрежи. Когенератора може да бъде произведен и като **тригенератор**. В този случай той ще служи, както за производство на електрическа енергия и отопление, така и за охлаждане на сградата. Преобразуването на когенератора в тригенератор се осъществява посредством абсорбционен чилър със 70% коефициент на преобразуване на топлинната енергия в охладителна. Икономичността на когенераторите и тригенераторите значително се повишава, когато към тях се свърже електролизна инсталация за производство на Браунов газ (ННО). Брауновия газ се получава от разлагане на водата на водород и кислород, който се добавя към горивото (природна газ или пропан-бутан) с който работи енергийната машина. С тази добавка разхода на гориво се намаля с около 20% - 30%. Когенераторите и тригенераторите са най-ефективни, когато се използват при непрекъснат цикъл на работа – 30 дни в месеца (болници, санаториуми, хотели, непрекъснати производствени процеси и др.) Предвид ниската цена на нощната електроенергия, най-икономичен вариант на използване се явява комбинацията на когенератора с йонизационна отоплителна система (ЙОС). В случай на такова комбиниране електрозахранването и топлозахранването се осигурява 16 h в денонощието по време на върховата и дневната тарифа от когенератора и 8 h с електричество от НЕК по време на нощната тарифа. Комбинацията между когенератор и ЙОС има и друго голямо предимство – осигурява независимост на количеството топлинна енергия от консумацията на електроенергия. Когато консумацията на електрически ток намалее ЙОС се включва автоматично и допълнително натоварва електрогенератора с необходимата мощност за нормалното функциониране на топлозахранването.

ГЛАВА ДЕВЕТА

ДИМООТВОДНИ СИСТЕМИ

9.1 Изисквания към димоотводните системи

За газовите уреди в сгради с газови инсталации се предвиждат самостоятелни газоплътни комини с гладки стени без издатини, осигуряващи възможност за почистване, като сечението на комините е по-голямо от сечението на присъединителния отвор на включения към него газов уред. Комините, в които се предвижда включване на повече от един газов уред, се оразмеряват, като се приема, че газовите уреди работят едновременно. Металните комини се топлоизолират с негорим материал.

Димните газове от газови уреди тип "B", "C₄" и "C₆" се отвеждат на открито посредством:

- комини;
- вертикални инсталации за отвеждане на димните газове, включително обща система въздух-димни газове;
- шахти за отработен въздух, съответстващи на изискванията към инсталациите за отвеждане на димни газове;
- вентилационни системи.

Инсталациите според горното условие за отвеждане на димни газове се монтират в специални шахти. Те работят под налягане и са с граница на огнеустойчивост най-малко 90 min.

При проектиране на обща инсталация за отвеждане на димните газове на газови уреди от един и същ тип "B₁" и "B₂" се спазват следните изисквания:

- всяка газова горивна инсталация има собствен димоход;
- димоходите да не се извеждат на една и съща височина;
- разстоянието между входа на най-горния и най-долния димоход не надвишава 6.5 m, като по-голямо разстояние се допуска по изключение при осигурена пожарна безопасност.

Тръбопроводите за хранване с въздух за горене и за отвеждане на димните газове при газови уреди тип "C" са съставни части на газовите горивни инсталации. Не се допуска извеждане на тръбопроводи за отвеждане на димни газове:

- в проходи и тесни улици;
- във вътрешни дворове, ако широчината и дължината на двора са по малки от височината на най-високата граничеща сграда;
- във въздушни и осветителни шахти;
- в лоджии и покрити галерии;
- под еркери, които могат да възпрепятстват отвеждането на димните газове;

- във взривоопасни и пожароопасни зони, в които могат да се образуват леснозапалими или взривоопасни смеси.

Тръбопроводите за захранване с въздух за горене и отвеждане на димните газове се извеждат на разстояние най-малко 0.3 *m* от долния край на тръбата над кота нула. Тръбопроводите се извеждат в леснодостъпни зони не по-ниско от 2 *m* от котата на прилежащия терен. Допуска се извеждане на тръбопроводите за газови уреди тип "C₁" в леснодостъпни зони на разстояние, по-малко от 2 *m*, от котата на прилежащия терен, ако тръбопроводите са защитени от удар със защитни съоръжения от негорими материали.

Разстоянието между устието на тръбопровода за отвеждане на димните газове и покривната конструкция е:

- най-малко 0.4 *m* - при обща номинална мощност на газовия уред до 50 *kW*;

- най-малко 0.4 *m* над билото на покрива или 1 *m* над покрива - при обща номинална мощност на газовия уред над 50 *kW*.

Тръбопроводите за захранване с въздух за горене и отвеждане на димните газове в близост до бензиностанции и резервоари за горива се отвеждат на хоризонтално разстояние най-малко 5 *m*. Допуска се намаляване на това разстояние, ако отвеждането е най-малко на 3 *m* над котата на прилежащия терен.

Газовите уреди се присъединяват към комините посредством тръби, изпълнени от негорим материал. Диаметърът на присъединителната тръба не може да е по-голям от диаметъра на дымоотвеждащата тръба (отвора) на газовия уред. Хоризонталните участъци на присъединителните тръби се предвиждат с наклон към газовия уред не по-малък от 1 на сто. Присъединителните тръби се осигуряват срещу огъване и провисване. Звената на присъединителните тръби осигуряват неизтичане на газове в помещението при плътно свързване без просвет. При свързване на няколко газови уреда в общ комин не се допуска преминаване на димни газове между работните помещения или изтичане на димни газове от неработещи газови инсталации.

Комините се извеждат:

- на разстояние най-малко 0.5 *m* над билото на скатни покриви, като комините се предвиждат на хоризонтално разстояние до 1.5 *m* от билото;

- на нивото на билото, когато са на разстояние от 1.5 до 3 *m* от билото на скатен покрив;

- под нивото на билото на покрива, но не по-ниско от правата, прекарана под ъгъл 10° от билото спрямо хоризонта - когато комините са на разстояние от билото на скатния покрив, по-голямо от 3 *m*;

- на разстояние най-малко 0.5 *m* над плоскостта на покрива - при плоски покриви.

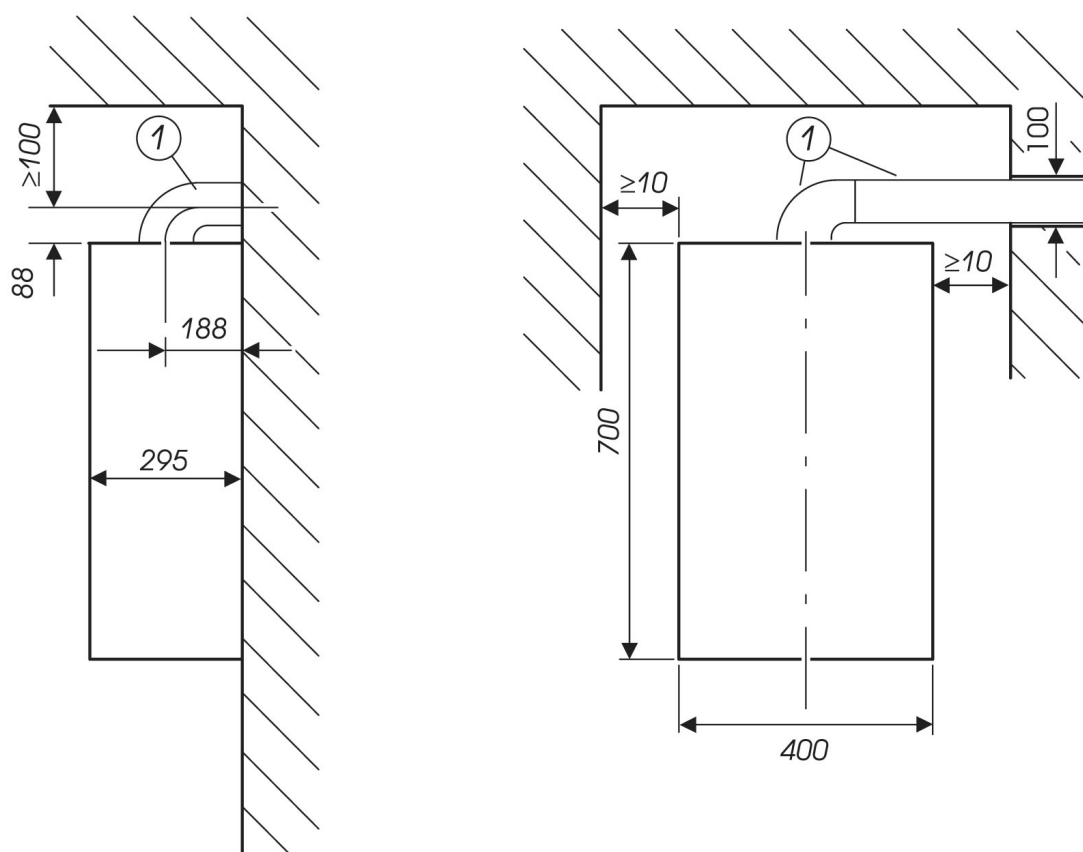
Комините се проектират с шапки, които ги предпазват от валежи.

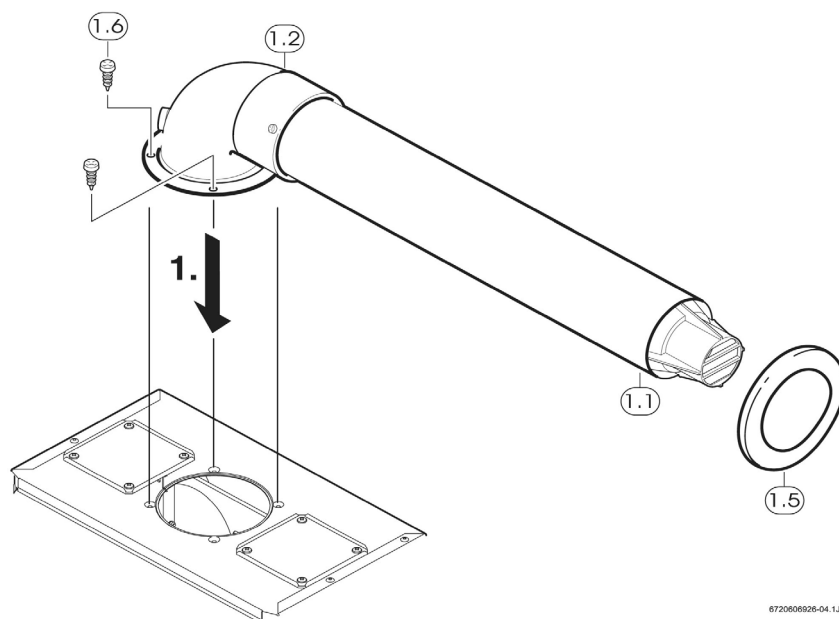
9.2 Димоотводни системи на стенните газови котли клас “С”

Позволената максимална дължина на димоотводната/въздуховодната тръба, L_{max} , за различните възможни димоотводни конфигурации се определя според предписанията на различните производители. Ако концентрична димоотводна/въздуховодна тръба влезе в комин под нивото на земята, котелът може да отчете грешка и да се изключи във студено време, поради образуването на лед. По тази причина, такива димоотводни конфигурации трябва да се избягват.

За постигане на висока ефективност на котела и осигуряване на горене с ниски емисии е необходимо монтирането на ограничителна планка или бленда. Размерът на ограничителната планка се избира чрез измерването на разликата в налягането при нормални условия на работа. За да се направи това, трябва да свържете подходящ инструмент към пресостата за диференциално налягане, чрез T-образни елементи.

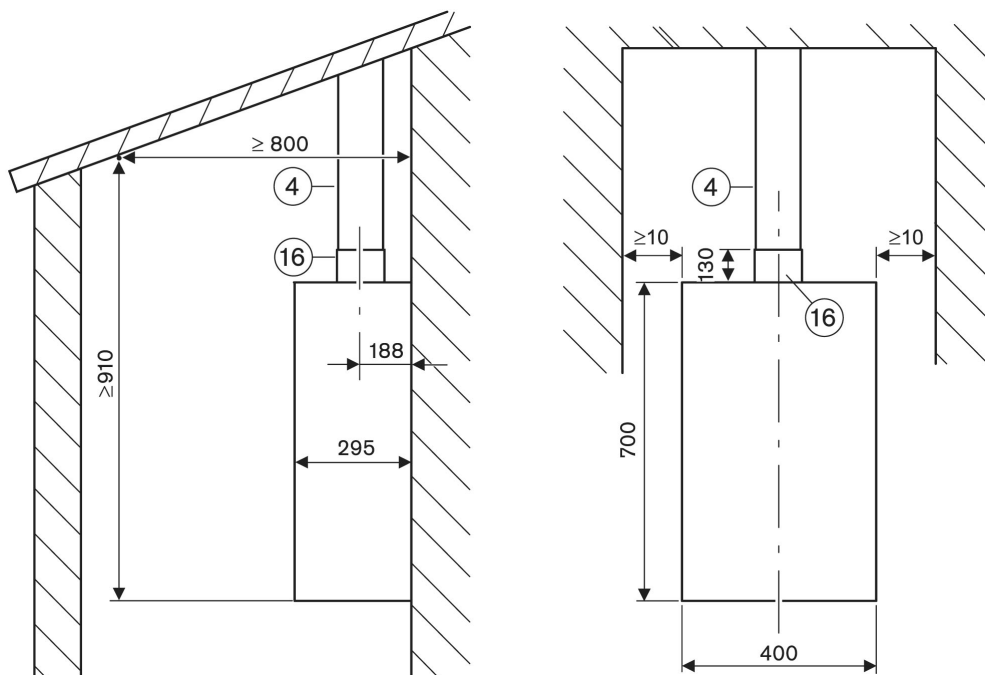
На Фиг. 9.1 е показано хоризонтално извеждане на димоотвод при стенни котли конвенционален клас.





Фиг. 9.1 Хоризонтално извеждане на дымоотвод за котли конвенционален тип

Вертикално отвеждане на димните газове е позволено при спазване на предписанията на фирмите производители. Примери за вертикално отвеждане са показани на Фиг. 9.2.



Фиг. 9.2 Вертикално отвеждане на димни газове

При монтажа на дымоотводните системи на **кондензни котли**, трябва да се спазват други изисквания. Допустимата максимална дължина на тръбата за въздух за горене/за отработени газове зависи от стенния кондензен газов уред и броя на отклоненията в тръбата за въздух за горене/за отработени газове.

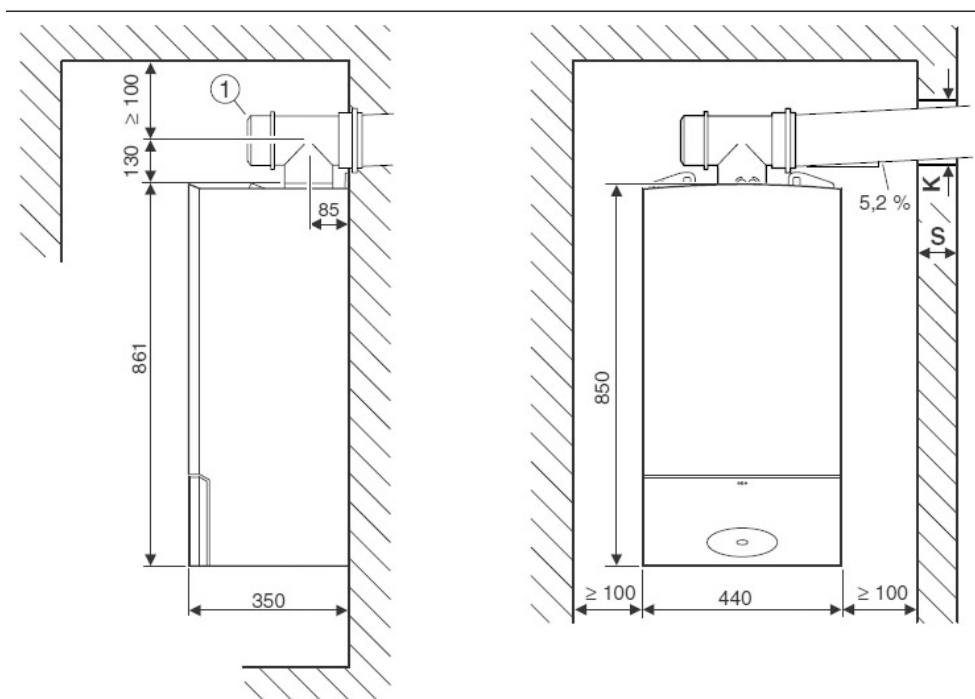
При хоризонтален монтаж на димоотводите, Фиг. 9.3 се спазват инструкциите за монтаж на арматурата за отвеждане на отработените газове на фирмите производителки. Хоризонталният димоотвод се монтира с наклон 3° ($= 5.2\%$, 5.2 cm на метър) по посока на потока отработени газове. Във влажни помещения тръбопровода за въздух за горене се изолирова. Отворите за почистване, се монтират така че да има възможно най-лесен достъп до тях.

При вертикално отвеждане на димните газове, Фиг. 9.4 монтажът на стенния кондензен газов уред в помещение, в което над тавана има само покривна конструкция се прави ако:

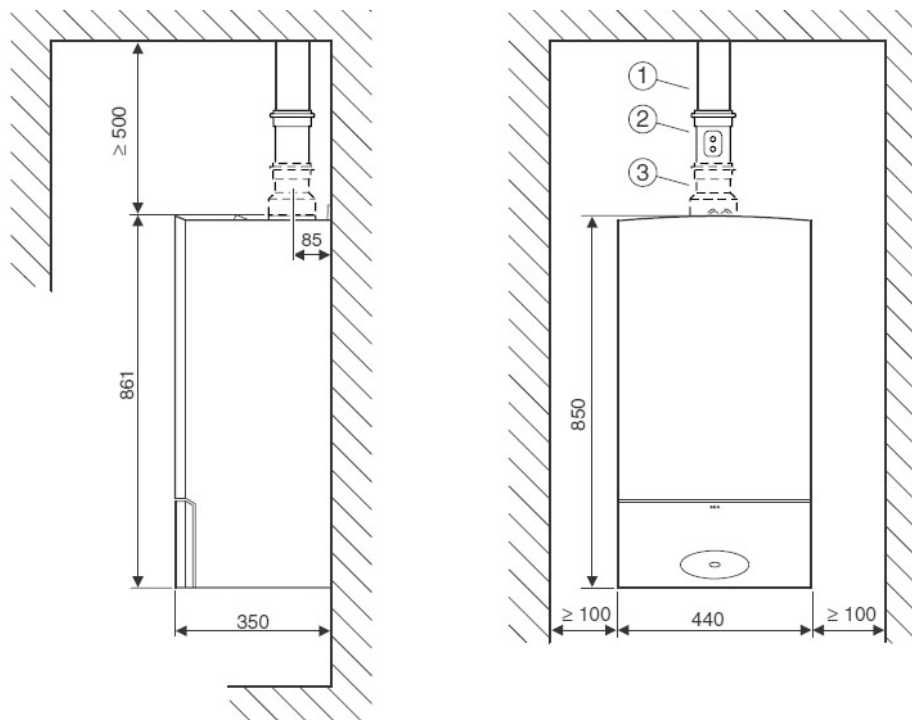
- за тавана се изисква продължителна огнеупорност, тръбопроводът за подаване на въздух за горене и тръбопроводът за отвеждане на отработените газове в зоната между горния край на тавана и покривната облицовка трябва да имат обшивка, която да има същата продължителна огнеупорност и да е изработена от негорими строителни материали.

- за тавана не се изисква продължителна огнеупорност, тръбопроводът за подаване на въздух за горене и тръбопроводът за отвеждане на отработените газове от горния край на тавана до покривната облицовка трябва да бъдат положени в шахта от негорими формоустойчиви материали или в метална защитна тръба (механична защита).

- в сградата тръбопроводите за подаване на въздух за горене и отвеждане на отработените газове преминават през етажи, то тръбопроводите извън помещението за монтаж трябва да бъдат прокарани в шахта с продължителна огнеупорност от минимум 90 минути, а в жилищни сгради с по-малка височина - от минимум 30 минути.



Фиг.9.3 Хоризонтално отвеждане на димните газове при кондензни котли



Фиг.9.4 Вертикално отвеждане на димните газове при кондензни котли

Допълнителни схеми на монтаж на дымоотводни системи могат да бъдат намерени в специализираната литература на фирмите производители.

9.3 Методика за определяне на тягата в котелно помещение

Устройството на коминните тела трябва да отговаря на установените стандарти по БДС.

Целта на оразмеряването е определянето на сечението на газовия тракт и височината на комините или коминните тръби, а при необходимост и механичната тяга и избора на необходимия вентилатор за изсмукване на димните газове.

Оптималните скорости на движение на димните газове в m/s при номинално натоварване са показани в Табл. 9.1, Пешехонов, Н И., (1970).

Табл. 9.1 Оптимални скорости на движение на отработените газове

Коминни тела на котли и пещи	5-10
Димоходи на битови уреди	1.5-2
В изходното сечение на димоходите на уредите с естествена тяга	3-10
В изходното сечение на димоходите на уредите с допълнителна тяга	6-20

Предварително се определя сечението на газовия тракт, изхождайки от оптималните скорости на движение на газовете при номинално натоварване. Живото (свободно) сечение на прохода на димните газове се определя по формулата

$$A_i = \frac{\dot{V}_{gas} V_s (273 + t_m)}{3600 \times 273 \times w_s}, \quad (m^2), \quad (9.1)$$

където $\dot{V}_{gas}$ - максимален разход на газ, nm^3/h ,

V_s - обем на димните газове, m^3

w_s - скорост на движение на газовете в участъка, m/s .

Температурата на охлаждане на димните газове $\Delta t_{c,s}$ при движение по газохода, особено при дълги присъединителни тръби се определя по зависимостта

$$\Delta t_s = \frac{t_i - t_o}{\frac{0.33 \dot{V}_{gas} V_s}{UA_i} + 0.5}, \quad (^\circ C), \quad (9.2)$$

където A_i - вътрешната повърхност на димохода, (m^2) ;

t_i - температура на газовете в началото на участъка, $(^\circ C)$;

t_o - температура на външния въздух, $(^\circ C)$;

U - коефициент на топлопреминаване от стените на комина към неговата вътрешна повърхност, (W/m^2K) .

За железни присъединителни тръби $U = (4 \div 5) W/m^2K$, а за изолирани тръби например с азбест 2 cm - $U = 4 W/m^2K$.

Средната температура на газовете в комина се определя по

$$t_m = t_i - \Delta t_s \frac{l}{2}, \quad (^\circ C), \quad (9.3)$$

където l - дължина на комина, m .

Съпротивлението на газовия тракт се определя по зависимостта

$$p = \Delta p_b + \Delta p_{sb} + \Delta p_v + \Delta p_k + \Delta p_t, \quad (9.4)$$

където Δp_b - налягането, необходимо за придаване на скорост на димните газове при излизането им от котела, Pa ,

Δp_{sb} - пада на налягане на самото устройство (котел, пещ и т.н), Pa ,

Δp_v - пад на налягане от местни (клапи) съпротивления, Pa , приема се при скорост на газовете $2-5 m/s$ - $0.5-2 Pa$

Δp_k - налягане, необходимо за издигане на димните газове Pa , приема се при скорост на газовете $3-5 m/s$ - $2 Pa$ на всеки $25m$.

Стойността за Δp_b се приема в зависимост от вида на уредите и типа на горелките. За по-малки газови уреди и водоподгреватели е 0.2-0.3; за газови уреди с повишена производителност – 1.0; за отоплителни котли и др. подобни 2.0-7.0 Pa.

Стойността за Δp_{sb} се определя от опитни данни или имперически зависимости и обикновено се дава с паспорта на котела.

За по-сложни уредби съпротивлението се определя чрез аеродинамични изчисления по отделните газоходи по зависимостите:

- пад на налягане от линейни съпротивления

$$\Delta p_l = R \times l, \quad (Pa) \quad (9.5)$$

където R - относителен пад на налягане, Pa / m ;

l - дължина на газовия тракт, m ,

- - пад на налягане от местни съпротивления

$$\Delta p_{loc} = \sum \zeta \frac{w_s^2}{2g} \rho_g, \quad (Pa), \quad (9.6)$$

където $\sum \zeta$ - сума от местни съпротивления по дължина на тракта.

Тягата създавана от комина се определя по зависимостта

$$\Delta p_t = gH(\rho_0 - \rho_g), \quad (Pa), \quad (9.7)$$

където H - височина на комина (m),

ρ_0, ρ_g - плътност на външния въздух и средна плътност на димните газове, (kg / m^3).

Ако уредбата работи цялостно с постоянно натоварване, плътността на външния въздух се определя при лятна изчислителна температура; при работа само в отоплителния сезон – при проектна изчислителна температура; при смесено натоварване – правят се двойни пресмятания (съпротивлението на газовия тракт се проверява при две натоварвания, а тягата на тръбата – при две външни температури).

При наличие на високи вертикални газоходи трябва да се отчете също и създаването в тях хидростатично налягане (самотяга). Ако газовете в газохода се движат нагоре, стойността на самотягата се избира със знак +, а ако газовете се движат надолу – със знак –.

Ако не се прави топлинно пресмятане на инсталацията, плътността на газовете при нормални условия се приема равна на плътността на околния въздух. Тогава формула (9.5) ще приеме вида

$$\Delta p_t = 0.47H \left(\frac{1}{273 + t_0} - \frac{1}{273 + t_m} \right) p_{bar}, \quad (Pa), \quad (9.8)$$

където p_{bar} - барометрично налягане, (Pa) .

Комините на котелните помещения трябва да бъдат високи не по-малко от 20 m и да са на 5 m по-високо от здания, разположени на разстояние до 25 m от тях. При по-голямо количество димни газове и при големи газови съпротивления, когато възниква необходимост от комини с височина по-голяма от 50 m се използва изкуствена тяга.

Дебита на вентилатора за димни газове се определя по формулата

$$V_{fs} = \frac{1.05 \dot{V}_{gas} V_s (273 + t_{fs})}{273}, \quad (m^3 / h). \quad (9.9)$$

По-нататък се определя необходимото пълно налягане на вентилатора, приведено към каталожни условия и необходимата мощност на електродвигателя:

$$p_{fs} = 1.1(p - \Delta p_t) \frac{273 + t_{fs}}{273 + t_{kat}}, \quad (Pa); \quad (9.10)$$

$$N = K \frac{V_{fs} p_{fs}}{3600 \times 102 \eta_{fs} \eta_m}, \quad (kW), \quad (9.11)$$

където: t_{fs}, t_{kat} - температура на газовете във вентилатора и по каталог, $^{\circ}C$,

η_{fs}, η_m - КПД на вентилатора и предавката.

K - коефициент на запас по мощност.

Температурата на димните газове във вентилатора трябва да бъде в границите 100-250 $^{\circ}C$. Стойността за K зависи от мощността на електродвигателя и е в границите 1.1-1.5. Колкото по-мощен е вентилатора, толкова стойността на K е по-малка.

При избор на вентилатор трябва да се съблюдава получаване на максимално висок КПД. Използването на ремъчна предавка е нежелателно.

Необходимият дебит на нагнетателния вентилатор с 5% запас се определя по:

$$\dot{V}_{f,s} = 1.05 \dot{V}_{gas} \alpha V_f \frac{273 + t_{f,s}}{273}, \quad (m^3 / h), \quad (9.12)$$

където $t_{f,s}$ - температура на въздуха във вентилатора;

Необходимото налягане на вентилатора със запас от 10% се определя по зависимостта:

$$p_f = 1.1(p_{air} + \Delta p_{tube}), \quad (Pa), \quad (9.13)$$

където p_{air} - налягане на въздуха пред горелката, приема се по разчетните характеристики на горелката, Pa ;

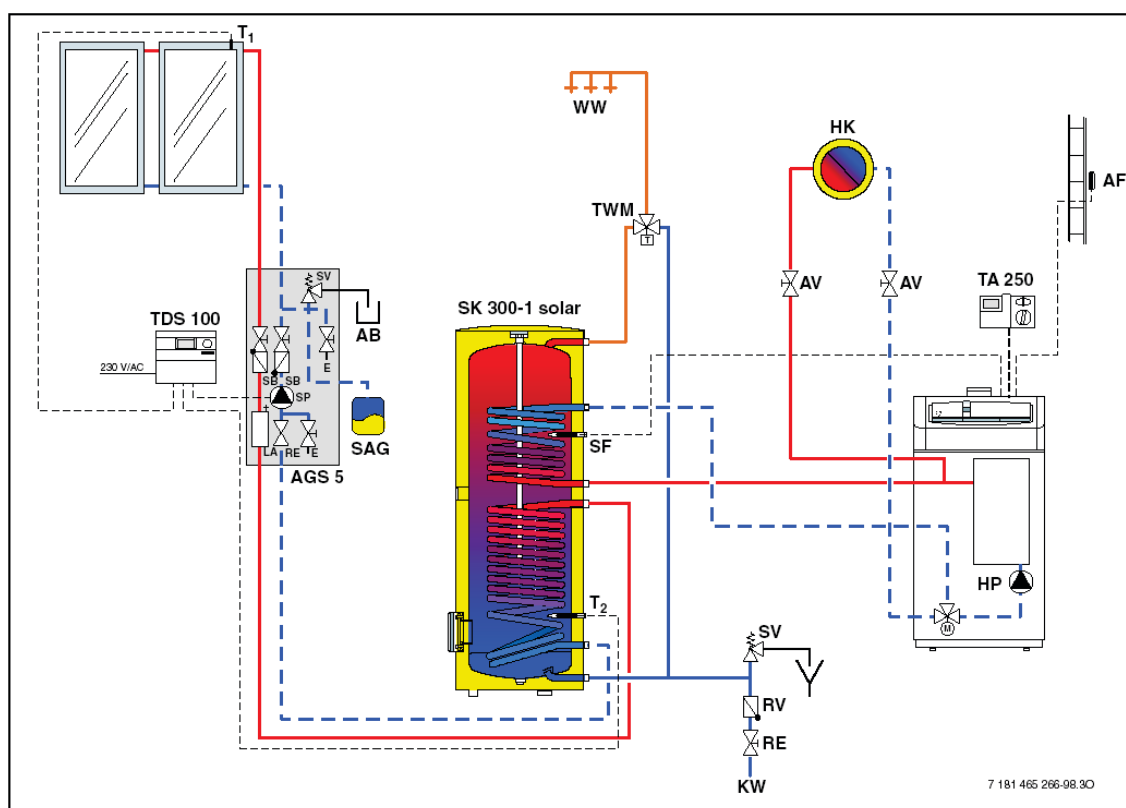
Δp_{tube} - пад на налягане във въздуховодите. Пресмята се аналогично на пада в комините и ориентировъчно се приема (15-20) Pa , при скорост на въздуха (5-8) m/s .

ГЛАВА ДЕСЕТА

СХЕМИ НА СВЪРЗВАНЕ НА ГАЗОВИ КОТЛИ И СЛЪНЧЕВИ ИНСТАЛАЦИИ ЗА БГВ

В тази глава са използвани схеми на свързване на Robert Bosch GmbH.
**10.1 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обемен
водоподгревател**

Тази инсталация е стандартна за много новостроящи се къщи.



**Фиг. 10.1 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обемен
водоподгревател**

AB Събирателен съд
AF Датчик за външна температура
AGS 5 Помпена група
AV Спирателна арматура
E Източване/Пълнене
HK Отоплителен контур
HP Помпа отопление първичен контур
KW Вход студена вода
LA Обезвъздушител
RE Ограничител на дебита с индикация
RV Възвратен клапан
SAG Соларен разширителен съд

SB Гравитационна спирачка
SF Датчик на бойлера за температурата на БГВ
SP Помпа соларен контур
SV Предпазен клапан
TA 250 Регулатор с отчитане на външна температура
T1 Датчик за температура на колектор
T2 Датчик за температура на бойлер солар
TDS 100 Соларен регулатор за соларно производство на БГВ
TWM Термостатичен смесител за топла вода
WW Изход БГВ

Тя може да бъде реализирана и при саниране на съществуващи сгради с неголяма допълнителна инвестиция. Чрез соларното производство на БГВ се постига икономия до 70 % на разходите за подгряване на битова вода.

Доподгряване чрез газов кондензен котел на горната серпентина на бойлера. Управление чрез регулатор TDS 100. За реализиране на максимален соларен добив се препоръчва допълнително вграждане на смесител за БГВ. Така в TDS 100 може да се настрои максимална температура на бойлера 90°C и същевременно да се гарантира надеждна защита от прекалено гореща битова вода (защита от изгаряне).

Схема на инсталацията е показана на Фиг. 10.1

10.2 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обемен водоподгревател и два СК с различна ориентация

Тази инсталация се препоръчва само тогава, когато на покрива няма Достатъчно място за монтаж и трябва да се използват две покривни плоскости. За плоски покривни конструкции с по-малък от 35 ° наклон на покрива хидравликата на системата трябва да се изпълни чрез два конструктивни възела на връщането, тъй като по обяд двете колекторни полета могат да се използват едновременно.

Това се осъществява чрез използването на помпена група за 1 щранг в комбинация с помпена група за 2 щранга. За по-стръмни покриви може да се реализира и по-проста от хидравлична гледна точка инсталация с трипътен вентил при малко по-малък соларен добив. Постига се икономия на разходите за БГВ до 60 %.

Доподгряване чрез газов кондензен котел на горната серпентина на бойлера. Управление чрез регулатор TDS 300, който поддържа и двете хидравлични приложения. За постигане на максимален соларен добив препоръчваме вграждането на смесител за БГВ. Така в TDS 300 може да се настрои максимална температура на бойлера 90oC и същевременно да се гарантира надеждна защита от прекалено гореща битова вода (защита от изгаряне).

Ако е използван котел с управление Bosch Heatronic 3 и регулатор FW200, хидравликата може да се реализира със соларен модул ISM 2.

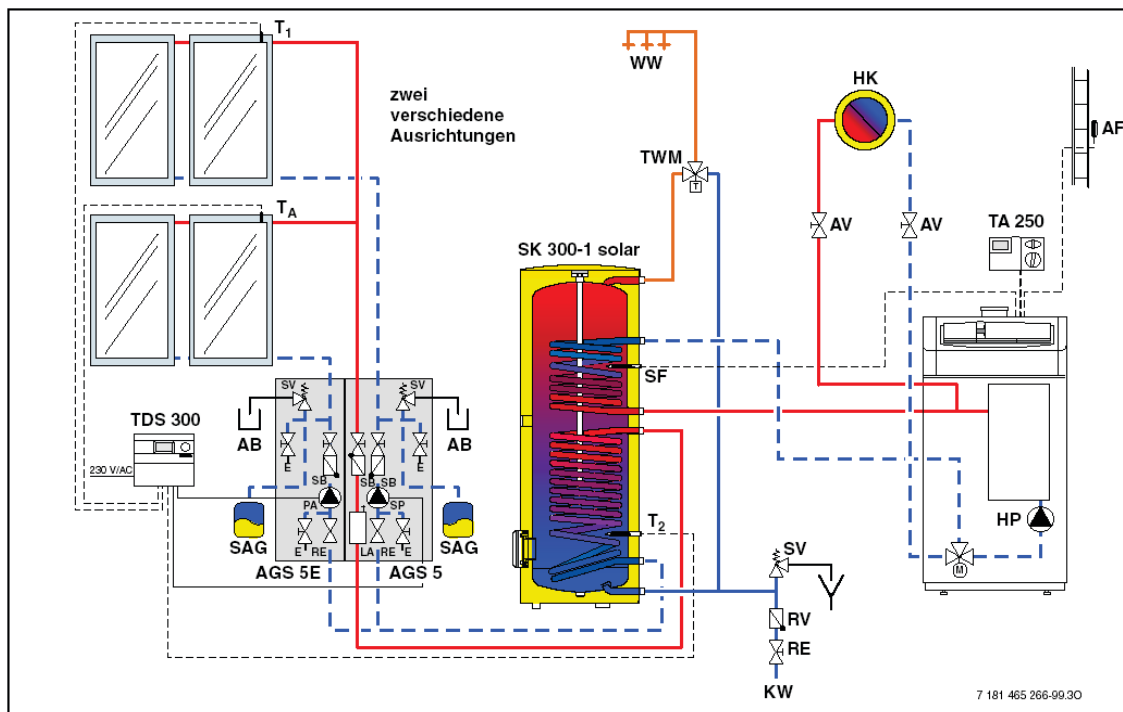
Схема на инсталацията е показана на Фиг.10.2.

10.3 Соларно производство на БГВ и хидравличен изравнител (система 1)

Чрез соларното производство на БГВ в нови сгради, както и в съществуващи такива се постига икономия до 70 % на разходите за подгряване на битова вода.

Доподгряване чрез газов кондензен котел на горната серпентина на бойлера. За реализиране на максимален соларен добив се препоръчва вграждане на смесител за БГВ. Терморегулаторът с отчитане на външна температура FW 100 управлява отоплението и соларното производство на БГВ. Пре-

включването на соларната инсталация става чрез соларен модул ISM 1, който комуницира с FW 100 чрез двужилен BUS-кабел. Управлението на подовото отопление става чрез кондензния котел. Ако терморегулаторът FW 100 е монтиран в котела, системата



Фиг.10.2 Бивалентна схема за приготвяне на БГВ с помощта на обмен водоподгревател и два СК с различна ориентация

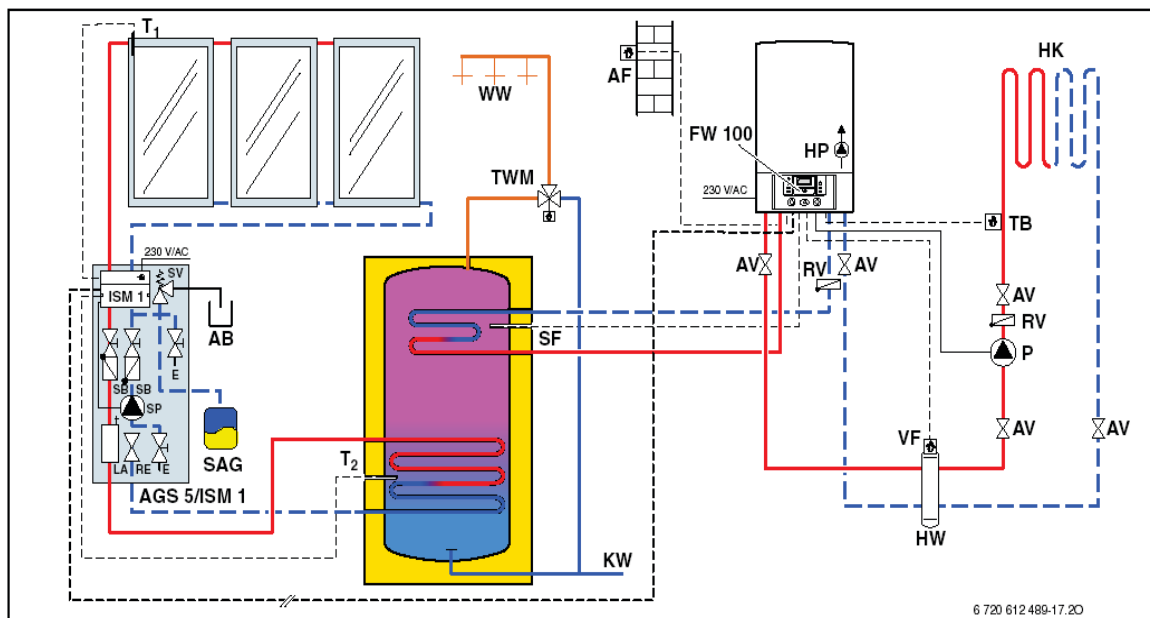
Е Източване/Пълнене
HK Отоплителен контур
HMM Смесителен модул отопление
HP Помпа отоплителен контур
HSM Превключващ модул отопление
HW Хидравличен изравнител
KW Вход студена вода
LA Обезвъздушител
MAG Мембранен разширителен съд
MF Датчик температура смесителен контур
P Помпа отопление (вторичен контур)
PA Помпа соларен контур за второто колекторно поле
RE Ограничител на дебита с индикация
RV Възвратен клапан
SAG Соларен разширителен съд
SB Гравитационна спиратка
SF Датчик на бойлера за температурата на БГВ (горе)

SP Помпа соларен контур
SV Предпазен клапан
TA Датчик температура на 2-рото колекторно поле
TA 270 Регулатор с отчитане на външна температура
TDS 300 Соларен регулатор за соларно производство на БГВ и подпомагане на отоплението
TWM Термостатичен смесител за топла вода
T1 Датчик за температура на колекторно поле 1
T2 Датчик температура бойлер долу (соларен бойлер)
T3 Датчик покачване на температурата на връщане
T4 Датчик температура връщане от отопл. контур
VF Датчик подаване
WW Изход БГВ
ZP Циркулационна помпа

може да бъде управлявана комфортно чрез дистанционно управление FB 10 или опционално чрез FB 100 от обитаема стая в жилището.

Алтернативно вместо FW 100 може да бъде инсталиран стаен терморегулатор FR 110.

Схема на инсталацията е показана на Фиг. 10.3.



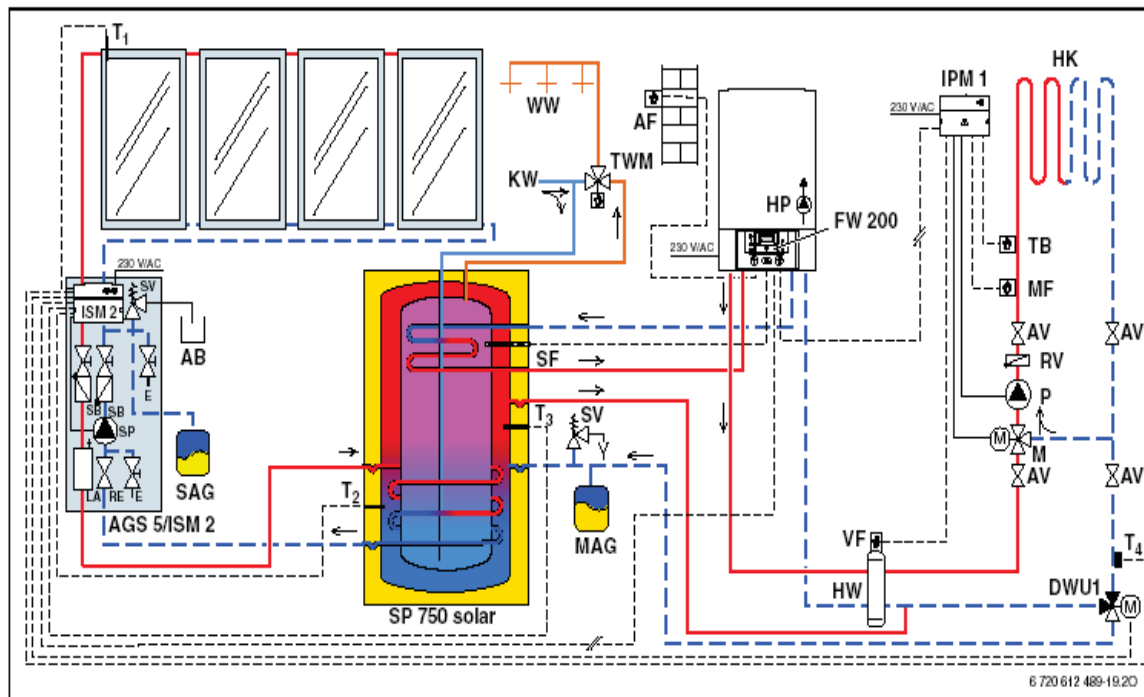
Фиг. 10.3 Соларно производство на БГВ и хидравличен изравнител (система 1)

AB Събирателен съд	RV Възвратен клапан
AF Датчик за външна температура	SAG Соларен разширителен съд
AGS 5 Помпена група	SB Гравитационна спирачка
AV Спирателна арматура	SF Датчик на бойлера за температурата на БГВ
E Източване/Пълнене	SP Помпа соларен контур
FW 100 Терморегулатор с отчитане на външна температура	SV Предпазен клапан
HK Отоплителен контур	TB Температурен ограничител
HP Помпа отопление първичен контур	TWM Термостатичен смесител за топла вода
HW Хидравличен изравнител	T1 Датчик за температура на колектор
ISM 1 Соларен модул за производство на БГВ	T2 Датчик за температура на бойлер долу (солар)
KW Вход студена вода	VF Датчик подаване
LA Обезвъздушител	Мммб WW Изход БГВ
P Помпа отопление (вторичен контур)	
RE Ограничител на дебита с индикация	

10.4 Соларна система с подпомагане на отоплението с един смесен отоплителен контур (система 2)

Чрез соларното подгряване на битова вода в комбинация с подпомагане на отоплението се постига соларно покритие на отоплителната потребност общо до 30 %. Соларната топлина захранва областта на буферния резервоар в комбинирания соларен бойлер.

Горещата буферна вода подгръзва съдържанието на вътреразположения резервоар с битова вода, който в случай на необходимост може да бъде доподгръзано и от отоплителния котел. За защита от изгаряне с гореща вода трябва да се инсталира смесител на БГВ.



Фиг.10.4 Соларна система с подпомагане на отоплението с един смесен отоплителен контур (система 2)

AB Събирателен съд
AF Датчик за външна температура
AGS 5 Помпена група
AV Спирателна арматура
DWU1 Трипътен вентил
E Източване/Пълнене
FW 200 Терморегулатор с отчитане на външна температура
HK Отоплителен контур
HP Помпа отопление първичен контур
P Помпа отопление (вторичен контур)
HW Хидравличен изравнител
IPM 1 Отоплителен модул
ISM 2 Соларен модул за подпомагане на отоплението
LA Обезвъздушител
KW Вход студена вода
M Трипътен смесител
MF Датчик за температура на смесения контур

MAG Мембранен разширителен съд
RE Ограничител на дебита с индикация
RV Възвратен клапан
SAG Соларен разширителен съд
SB Гравитационна спирачка
SF Датчик на бойлера за температурата на БГВ
SP Помпа соларен контур
SV Предпазен клапан
TB Температурен ограничител
TWM Термостатичен смесител за топла вода
T1 Датчик за температура на колектор
T2 Датчик за температура на бойлер долу (солар)
T3 Датчик покачване на температурата на връщане
T4 Датчик температура връщане от отопл. контур
VF Датчик подаване
WW Изход БГВ

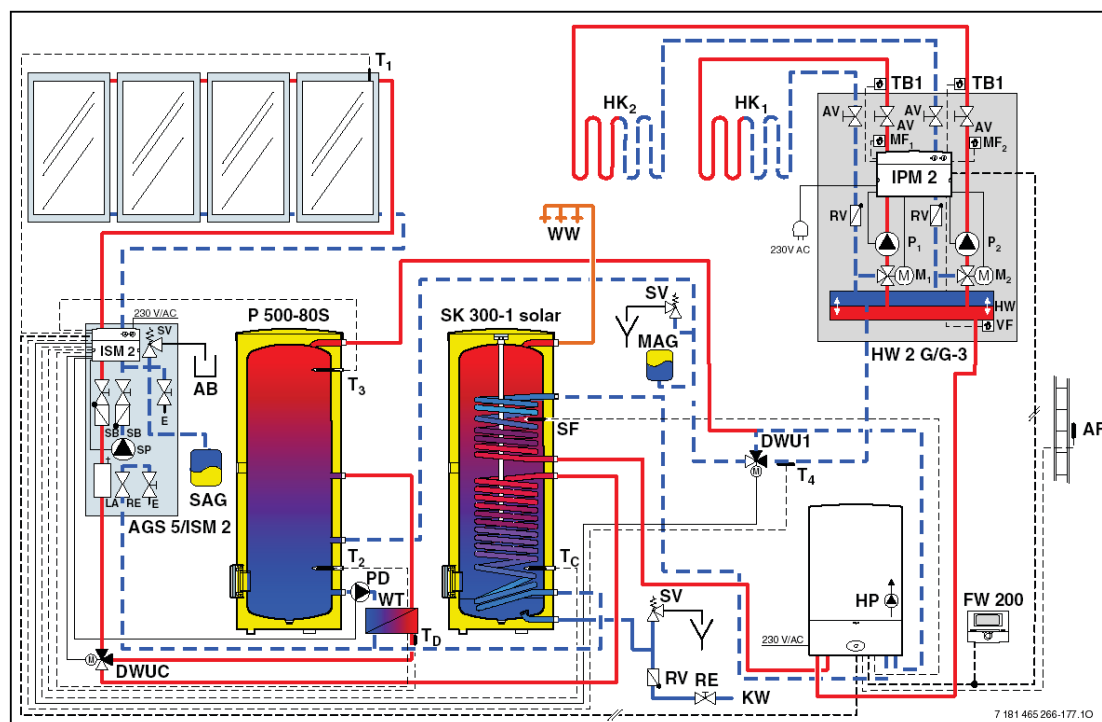
Воденият по външна температура регулатор FW 200 управлява отоплението и соларното производство на БГВ с подпомагане на отоплението. Превключването на соларната система става през соларния модул ISM 2, който комуникира с FW 200 чрез двужилен BUS-кабел.

Управлението на смесения отоплителен контур става чрез отоплителен модул IPM 1, който може да бъде вграден в отоплителния котел. Ако регулаторът FW 200 е вграден в котела, инсталацията може да бъде управлявана комфортно

чрез дистанционно управление FB 10 или опционално чрез FB 100 от обитаема стая в жилището.

Схема на инсталацията е показана на Фиг.10.4.

10.5 Соларна система за производство на БГВ и подпомагане на отоплението с буферен резервоар и двусерпентинен бойлер (система 2-CD p-v)



Фиг.10.5 Соларна система за производство на БГВ и подпомагане на отоплението с буферен резервоар и двусерпентинен бойлер (система 2-CD p-v)

AB Събирателен съд
AF Датчик за външна температура
AGS 5 Помпена група
AV Спирателна арматура
DWUC Трипътен вентил
DWU1 Трипътен вентил
E Източване/Пълнене
FW 200 Терморегулатор с отчитане на външна температура

RE Ограничител на дебита с индикация
RV Възвратен клапан
SAG Соларен разширителен съд
SB Гравитационна спирачка
SF Датчик на бойлера за температурата на БГВ
SP Помпа соларен контур
SV Предпазен клапан

HK Отоплителен контур
HP Помпа отопление първичен контур
HW Хидравличен изравнител
IPM 2 Отоплителен модул за два отоплителни контура
ISM 2 Соларен модул за подпомагане на отоплението
LA Обезвъздушител
KW Вход студена вода
MAG Мембранен разширителен съд
M1, 2 Трипътен смесител
PD Помпа вторичен контур за външния топлообменник на соларния контур
P1, 2 Циркулационна помпа (вторичен контур)

ТС Датчик за температура връщане бойлери (бойлер С)
TD Датчик за температура на външния топлообменник на соларния контур
T1 Датчик за температура на колектор
T2 Датчик за температура на бойлер долу (буферен резервоар)
T3 Датчик покачване на температурата на връщане
T4 Датчик температура връщане от отопл. контур
VF Датчик подаване
WW Изход БГВ

Намалените отоплителни потребности на нови и изолационно санирани сгради прави целесъобразно използването на соларна енергия за подпомагане на отоплението на помещенията.

Оптимални възможности за напасване тук предлага система с 2 бойлера. Освен двусерпентинен бойлер (бойлер С) в хидравликата е присъединен и буферен резервоар. Откъм соларния контур соларният модул ISM 2 захранва с предимство буферния резервоар (соларния бойлер). Щом той достигне зададената температура или ако слънцегрееенето не е достатъчно за понататъшно подгряване, следва превключване на трипътния вентил към двусерпентинния бойлер, който е с по-ниска температура. Това оптимизирано температурно управление дава висока степен на соларна ефективност. За да се гарантира енергетично целесъобразно присъединяване на буферния резервоар в отоплителния контур, се препоръчва интегрирането на завишаване на температурата на връщане. Така температурата на изхода на отоплителния контур ще бъде сравнявана с температурата в буферния резервоар. При по-висока температура на буферния резервоар се подава предварително подгрята вода на котела.

Схема на инсталацията е показана на Фиг.10.5.

ГЛАВА ЕДИНАДЕСЕТА

МЕРКИ И ПРЕДПИСАНИЯ ЗА БЕЗОПАСНА РАБОТА ПРИ МОНТАЖНИТЕ И ОБСЛУЖВАЩИ РАБОТИ НА СЪОРЪЖЕНИЯ С ПОВИШЕНА ОПАСНОСТ

11.1. Заваряване и контрол на заваръчните съединения

11.1.1. Заваряване и контрол на съединения от тръби и капиларни фасонни части от газопровод от медна тръба.

При подготовка на краищата на медните тръби за заварка е необходимо точно определяне (разкрояване) със специализиран инструмент (ролка). След разкрояване на тръбните участъци, тръбите се почистват външно и вътрешно на местата за запояване със специална материя. Преди запояването на съединенията се проверяват взаимните разположения на тръбата и фитингите по предварително поставени бележки. Нанася се флюс по повърхнините, които ще се запоят. Тръбата се напъхва плътно до края на фитинга. Нагриването на съединението започва така, че нагриването на фитинга към тръбата да бъде в отношение 70 към 30.

След достигане на необходимата температура в порядъка 730-860°C (в зависимост от използвания припой) и съединението добие вишневочервен цвят припоя се нанася бързо по граничната линия на тръбата и капиларния фитинг.

За запояване на газови инсталации задължително се използват твърди припой и задължително се използват материали със сертификати за качество.

При работа задължително се спазват изискванията за безопасност на труда и технологичните инструкции при спояване на медни тръби, разработени от изпълнителя съгласно НАРЕДБА за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителни газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ от 2004г.

11.1.2. Заваряване и контрол на съединения от тръби и тръби фасонни елементи на стоманен газопровод.

При подготовка на краищата на тръбите за заварка различieto в дебелината на стените на тръбите и разместването на ръбовете им не следва да надвишава 10% от дебелината на стената. Рязането на тръбите на определена дължина се извършва механически или чрез кислородно-ацителенов пламък, като в последния случай е необходимо зачистване на краищата на тръбите. Преди заваряване се извършва изсушаване на електродите, както следва:

*рутилови – 1 час при температура 200°C

*базични – 2 часа при температура 200°C

При заваряване е необходимо да се осигури провар на основният (коронен) шев. За тази цел се прави съответно V - обр. скосяване на края на тръбата и се осигури необходимото по изискванията разстояние между двете тръ-

би или фасонни части. След основния шев задължително се изпълнява втори или трети в зависимост от дебелината на тръбата.

При работа задължително се спазват изискванията за безопасност на труда и технологичните инструкции при заваряване на стоманени тръби, разработени от изпълнителя съгласно НАРЕДБА за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителни газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ от 2004г.

Металните газопроводи и газовите съоръжения се заваряват от заварчици с правоспособност за заваряване на тръби. За осъществяване на контрол върху заварените съединения се води дневник.

Контролът на заварените съединения се извършва чрез: *проверка на качеството на заварените материали; *външен оглед и проверка размерите и формата на заварените съединения

11.2. Защита от корозия

Защитата от корозия на открито положените стоманени тръби се осъществява в следната последователност:

- механично почистване от ръжда и замърсявания
- двукратно министриране
- двукратно полагане на емайлак (жълт*) или др. подходящ цвят.

Стоманените тръби положени в строителни елементи се изолират чрез защитен кожух.

Откритите газопроводи се осигуряват с антикорозионна защита чрез защитни покрития срещу корозионното въздействие на контактуващите с тях строителни материали, вода, кондензат и други корозионноактивни среди.

Медните тръби положени в строителни елементи се изолират чрез изолационно покритие нормален тип и защитен кожух

За откритите медни тръбопроводи не се предвижда изолация.

11.3. Изпитване на инсталацията

Изпитването чрез комбинирано пневматично изпитване на якост и плътност на газопровода и съоръженията към него се извършва по БДС EN 12186 БДС EN 1594, БДС EN 12327 и технологична инструкция.

Изпитването на плътност се провежда непосредствено след изпитването на якост. Изпитването под налягане трябва да докаже якостта и херметичността на тръбопровода. Изпитанията нормално се провеждат, когато цялото трасе бъде изградено. При изпитанието на газопровода да се използват метрологично проверени измервателни уреди съгласно ЗИ.

Инструкцията за изпитването се осигурява монтажника и се утвърждава от председателя на комисията на комисията по провеждане на изпитанието.

11.4. Изисквания за безопасност при монтажа.

За осигуряване безопасна работа при монтажа да се спазва следната технология на работа.

- работното място около монтажа да бъде добре почистено от ненужни предмети.

- възлите и фасоните части на тръбопроводите се монтират окончателно на постоянните им опори

- при извършване на монтажни работи на височина, да се осигури надеждно укрепване и подсигуряване на монтажника.

11.5. Експлоатация на инсталацията

Във връзка осигуряване на безопасна експлоатация на газовите уреди да се спазват инструкциите за безопасност от производителя.

Стриктно да се спазват изискванията за пожаробезопасност и и следните правила .

- електрическите инструменти за зоните в помещенията от всички класове и външните съоръжения да имат защита не по малка от IP 33

- Да се спазват правилата за пожарна безопасност в обекта съгласно НАРЕДБА: номер 2/1994 год. "Противопожарни строителни –технически норми " НАРЕДБА по ПМС -171 от 16.07.04 "Устройство и безопасна експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи, на съоръженията, и на уредите за природен газ." и направения инструктаж.

- в края на работното време да се провери и остави в пожаробезопасно състояние работното място, газовите уреди които са работили.

- да бъде написан на видно място телефония номер на противопожарната охрана.

- да се знаят пътищата и изходите за евакуация . При пожар да се уведомят незабавно съответните органи и да започне гасене с наличните средства.

да се знае начинът на действие и работа с наличните противопожарни уреди и тяхното местонахождение.

Въвеждането в експлоатация става само от оторизирана организация. Експлоатацията на газовата инсталация и оборудване става съгласно "Инструкция за експлоатация". Преди първоначалното въвеждане в експлоатация, собствениците на газови уреди задължително трябва да са инструктирани за безопасното обслужване и поддържане на инсталацията.

Периодично обслужване на оборудването и инсталацията може да се извършва само от оторизирани за това организации.

11.6. Инструкция за безопасна експлоатация на разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ.

11.6.1. Монтаж

При изграждането на разпределителния газопровод да се спазват указанията в инвестиционния проект. При работа на височина повече от 2 m да се обезопасят и осигурят монтажниците допълнително. При запълване с газ новите и ремонтираните газопроводи, съоръжения и инсталации за природен

газ се продухвват, докато газът изтласка въздуха от тях. Продухването се извършва по начин, непозволяващ локално смесване на газа с въздуха и получаване на взривоопасни концентрации. Ако това не може да бъде осигурено, преди запълване с природен газ, газопроводите, съоръженията и инсталациите за природен газ се продухвват с азот или друг инертен газ до пълно отстраняване на кислорода от тях. Продухването с газ се счита за завършено, когато съдържанието на кислород в излизания през свещта газ е по-ниско от 1 обемен процент.

11.6.2. Експлоатация

Собственикът на газопровода, съоръженията, инсталацията и уредите за природен газ е длъжен:

- да осигури тяхната безопасна и безаварийна експлоатация и да ги поддържа в съответствие с техническите изисквания по наредбата, с нормите и правилата за пожарна и аварийна безопасност и техническата им документация;

- да осигури ефективен контрол на работата на газопроводите и газовите съоръжения;

- да състави и съхранява техническо досие на всеки газопровод, газово съоръжение, което да съдържа техническата им документация, чертежите и документите за извършени ремонти, както и всички документи, издадени от органите за технически надзор;

- да има ревизионна книга за всеки газопровод, газово съоръжение, газов уред, в които органите за технически надзор записват резултатите от извършените надзорни дейности, както и предписанията за отстраняване на констатираните нарушения;

- да изпълнява и контролира изпълнението от обслужващия персонал на предписанията, дадени от органите за технически надзор и специализираните държавни контролни органи;

- да уведомява Главна дирекция "Инспекция за държавен технически надзор" (ГДИДТН) при Държавната агенция за метрология и технически надзор (ДАМТН), Държавна агенция "Гражданска защита" и други държавни органи съобразно тяхната компетентност за всяка авария или злополука, възникнала при експлоатацията на газопроводите и газовите съоръжения и инсталации;

- да осигурява поддържането, ремонта и преустройството на газопроводите и газовите съоръжения от лица, които са получили разрешение за извършване на такава дейност.

По време на експлоатация собственикът е длъжен да осигури периодично наблюдение на газовата инсталация от обслужващите я лица.

Собственикът на газовото съоръжение или инсталация в зависимост от периодичните технически прегледи, извършвани от органите за технически надзор, е длъжен да осигури извършването на външен технически преглед на

газопровода, газовото съоръжение и инсталацията най-малко веднъж в годината.

Собственикът обхожда периодично газовото съоръжение (горивната уредба) или инсталация и проверява съгласно инструкцията за експлоатация за:

- пропуски на газ;
- състоянието на арматурата, уплътненията, фланцовите и резбовите съединения, предпазните устройства, контролно-измервателните уреди и опорите и подвеските на газопроводите;
- плътността на заваръчните, резбовите и фланцовите съединения;
- изправното действие на работните манометри и предпазните устройства.

При извършване на ремонти или прекратяване експлоатацията на газопроводи, съоръжения и инсталации за природен газ те се дегазират, като се продухват с въздух или азот и други инертни газове до пълното отстраняване на природния газ, което се установява с анализи. Продухването с въздух се извършва по начин, който не позволява локалното му смесване с природен газ и получаване на взривоопасни концентрации.

Газопроводите и газовите съоръжения и инсталации при прекратяване на експлоатацията им за период по-голям от 6 месеца, се консервират по подходящ начин.

Отговорност за осигуряване на необходимите средства за лична защита и за тяхната изправност носи ръководителят на газоопасните работи, а когато работите се изпълняват от квалифицирани работници без ръководител от инженерно-техническите работници, тази отговорност се носи от лицето, което е издало наряда.

При работа в загазена среда се употребяват чукове и наковални от цвятен метал, които не предизвикват искрообразуване, а работните части на инструменти и приспособления от черни метали се смазват с консистентни смазки.

Новоизграден газопровод, който е преминал първоначален технически преглед и не е запълван с природен или инертен газ в период до 6 месеца, преди въвеждането му в експлоатация се изпитва на плътност.

Подаването на газ в газовата инсталация се извършва плавно с постепенно повишаване на налягането. Непосредствено преди подаването на природен газ всички съединения се изпитват на плътност. За газови инсталации и съоръжения, които не са въведени в експлоатация в продължение на 6 месеца след датата на последното изпитване на плътност, при въвеждането им в експлоатация се извършва повторно изпитване, като се проверяват и състоянието на спирателната, контролната и предпазната арматура, дымоходите, вентилационните и горивните системи, както и комплектността на газовите уреди.

Обезвъздушаването на инсталацията се извършва внимателно, като последващото повишаване на налягането при запълване с газ се извършва

постепенно. Данните от проведената профилактика на газовата инсталация се записват в дневници. В дневниците се записват датата, на която са проведени изпитванията и профилактиката, резултатите от тях, лицата, които са ги провели, както и следващата дата, на която трябва да се повторят. Промените в газовата инсталация след ремонт, реконструкция или промяна на работните условия се отразяват в дневника.

Съоръженията на ГРПр се обезопасяват срещу достъп на трети лица и се поставят ясно видими табели, които забраняват ползването на открит огън. На табелите се посочва и телефонният номер на аварийната служба. Стартирането и експлоатацията на газовите горивни уредби се извършват съгласно БДС EN 746.

11.6.3. Безопасни условия на труд

Обслужващият персонал е длъжен да знае и да спазва изискванията на наредбата, производствената инструкция и инструкциите на производителя за експлоатация, поддържане и ремонт.

В производствената инструкция се определят задачите, функциите и отговорностите на обслужващия персонал и редът за пускане, обслужване и спиране на газопроводите, съоръженията и газовите уреди, действията при аварийни спирания и при аварии и злополуки, в т.ч.:

- описание на тяхното устройство;
- методи за провеждане на изпитванията, в т.ч:
 - а) изпитвания на плътност на газопроводите, провеждани а определени интервали от време, определени в зависимост от условията за работа и материалите, от които е изградена инсталацията; интервалите от време са най-много 5 години;
 - б) изпитвания на плътност на инсталацията като цяло и на димоходите - когато изгарянето се извършва при свръхналягане;
 - в) изпитвания на защитните съоръжения - задължителни за уредите за контрол на пламъка, предпазните вентили и газсигнализационните системи - най-малко веднъж на 12 месеца;
 - г) изпитвания за контролиране качествата на горивния процес (на температурата и състава на димните газове).

Обслужващият персонал спира незабавно функционирането на газовото съоръжение, горивната уредба или газовия уред:

- когато налягането или температурата пред тях се повишат над допустимите стойности;
- когато в елементите, работещи под налягане, се открият издутини, пукнатини или пропуски;
- при пожар и природни бедствия;
- в други случаи, посочени в производствената инструкция.

Наличието и изправността на средствата за лична защита се проверяват.

Забранява се употребата на електрически бормашини и на други електрически инструменти - източници на искри.

Работниците, инженерно-техническите работници и ръководителите, които изпълняват газоопасни работи в шахти, резервоари, тунели, сутерени и други места, използват облекло и обувки от антистатични материали съгласно действащите правила за защита от статично електричество. Обувките им трябва да са без железни гвоздеи и обковки.

Не се допуска проверка на херметичността на газови съоръжения и инсталации с огън.

Забранява се подаването на газ във въведени в експлоатация газопроводи, съоръжения и инсталации за природен газ, преди да е извършена проверка на изправността им.

Отговорност за безопасната експлоатация на газовите уреди в жилищни сгради и обществени сгради носят техните собственици или ползватели. Собствениците или ползвателите на газови уреди преди въвеждането им в експлоатация се инструктират за безопасна работа с тях.

Инструктажът се извършва от специалисти на разпределителното предприятие и предприятието монтирало газовите съоръжения, като ползвателят получава срещу подпис свидетелство за безопасна работа с газовите уреди.

ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА

1. Богомилов, А. И. и др., Газовые горелки инфракрасного излучения и их применение, Москва, Изд. лит по Строителство, , (1967).
2. Борисов, С. Н. и др., Гидравлические расчёт газопроводов, Киев, Будивелник, (1982).
3. Йонин, А.. А., Газоснабжение, Стройиздат, Москва, (1989).
4. Кертин, С., Аварийна безопасност при работа с газ. С., Нови знания, 2004.
5. Костова, В., Въведение в газовата техника. С., Нови знания, 2004.
6. Костова, В., Процес на горене. С., Нови знания, 2004.
7. Николов, Г. Разпределение и използване на природен газ. С., Юкономикс, 2007.
8. Пенчев, П., Проектиране на: Обект: Газификация на гр. Нова Загора, подобект ВГИ на ул. „Св. Св. Кирил и Методий” 13” ет. 2 ап. 3, 2009.
9. Пенчев П., Проектиране на: Обект: Газификация на гр. Стара Загора, подобект: ВГИ в уш. „IV-54 кв. 654” ап. 7, ет. 1, 2009.
10. Петков, П. Х., Д. Аличков., Газоснабдяване, С.,УАСГ, 1997.
11. Пешехонов, Н. И., Проектирование газоснабжение, Кнорус, 2021.
12. Русева, Р., Разходомери за газ. С., Нови знания, 2005.
13. Славов, Р., Проектиране на газопроводна инсталация на “РУМДО” ЕООД, Стара Загора, 2005.
14. Славов, Р., Проектиране на газопроводна инсталация на “АУТО ВИА” ЕООД, Стара Загора, 2009.
15. Скафтымов, Н.А., Основы газоснабжение, Ленинград, Недра, (1975)
16. Стамов, С. Справочник по отопление, топло- и газоснабдяване, ч. 2. С., Техника, 2001.
17. Стаскевич, Н. А., Северинец, Г. Н., Вигдорчик, Д. Я., Справочник по газоснабжению и использованию газа, Ленинград, Недра, (1990).
18. Справочник по енергетика. Том7. Част I. Топлотехника. С., АВС Техника, 1999.
19. Христова, Д., Христов, К., Експлоатация на газопроводни мрежи и газови инсталации. С., Техника, 1990.
20. Шур, И. А., Газорегуляторные пункт и установки, Ленинград, Недра, (1985).
21. Наредба за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ – ДВ бр. 67/ 02.08.2004 г.
22. Наредба № 6 от 25 ноември 2004г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ – ДВ бр. 107/ 2004 г.
23. Ръководство за инсталиране и експлоатация на котли Ceraclass, Junkers Bosch Grupe, 2009.
24. Техническа инструкция за монтаж кондензен газов уред Cearasmart, Junkers Bosch Grupe, 2009.
25. Инструкция за отвеждане на отработените газове на стенен газов уред Cearasmart, Cerafur, Junkers Bosch Grupe, 2009.
26. Димоотводни системи Ceraclass, Junkers Bosch Grupe, 2009.
27. Ръководство за монтаж и експлоатация на проточен газов бойлер, Junkers Bosch Grupe, 2009
28. Ръководство за планиране на соларни системи, Junkers Bosch Grupe, 2009.
29. Компактни тръбни нагреватели Combat, Roberts-Gordon Ltd Europe, 2006.
30. Газови термопомпи Aisin, Toyota Group-брошури, 2009.
31. Техническа спецификация на когенератор TEDOM