

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Экономика және энергетика кафедрасы кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

Қидарин А.А., доцент ғ.т.к.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« » 20 ж.
(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Жеке киім келтіретін сабақтар

55071700 - Экономика мамандығы бойынша
Орындаған Сералиев Айдар Емдасович ТЭСк-10.2
(аты-жөні) (тобы)

Жетекші ғ.т.б. Ахмедов Б.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кенесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :

доцент Түзетбаев Б.И.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
 « 19 » 20 ж.
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

ата оқытушы Бекмуратова Н.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
 « 19 » маусым 20 ж.
(колы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

ғ.т.б. Ахмедов Б.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
 « 13 » маусым 20 ж.
(колы)

Мөлшер бақылаушы:

ассистент Мухамедова Д.Т.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
 « 19 » 20 ж.
(колы)

Пікір жазушы :

ғ.т.б. Меденев А.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
 « 17 » маусым 20 ж.
(колы)

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Жылуэнергетика факультеті
5B071700 - Жылуэнергетика мамандығы
Жылуэнергетика-қосымшасы кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Сералин Лидар Елдосовна
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Жеке кіші кенттерді газдандыру

ректордың «__» _____ №__ бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «__» _____ 20__ ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Алматы облысындағы шағын аймақтар

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

1. Ауданының газ құбырларының желісі
2. Газ желісін орындау
3. Газ құбырларының аумағын анықтау және оларды қалыптастыру
4. Газ құбырларын қалыптастыру

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Борисовский Б.И. Матричные методы	14.05.2014	
2.	Тематикалық мақалалар		
3.	Тригонометриялық материалдар		
4.	Тәсілдер туралы мақалалар	18.05.2014	
5.	Есептік алгоритмі	21.05.2014	
6.	Сиф-тіршілік құрамына	19.06.2014	
7.	Микроэкономика параметрлері		
8.	Матрицаның бөлігіне келісі	19.06.2014	

Тапсырманың берілген уақыты « _____ » _____ 20 ж.

Кафедра меңгерушісі _____
 (қолы) Кабарин Д.Д.
 (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____
 (қолы) Аманжол Б.К.
 (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____
 (қолы) Серікбай Д.С.
 (аты -жөні)

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе была рассмотрена система газоснабжения малых поселков Алматинской области. Были рассчитаны расход и давление газа, диаметр трубопроводов для сельского хозяйства, жилого района, больницы, школы и библиотеки. В экономической части рассчитал себестоимость и срок окупаемости отпуска тепла для теплоснабжения. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрена пожарная безопасность и вентиляция газораспределительной станции.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста Алматы обылысының шағын аймақтарын газбен жабдықтау жүйесі қарастырылды. Ауыл шаруашылық орнына, тұрғын аймаққа, наубайханаға, кітапханаға, мектепке, ауруханаға, тұрмыстық – шаруашылық үшін қажет табиғи газ мөлшері мен қысымы және құбыр диаметріне есептеу жүргізілді. Экономикалық бөлімде жылумен қамдаудың жылу жіберудің өзіндік құны мен өтелу мерзімі анықталды. Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде газ реттеу орнының өртке қарсы шаралар мен желдету бойынша талдау жүргізілді.

ANNATASION

In the thesis work was considered the gas supply system of small towns of Almaty region. Were calculated flow rate and pressure of the gas, the diameter of the pipes for agriculture, residential, hospitals, schools, and libraries. In the economic part of the estimated cost and the payback holiday heat for heat supply. In the life safety reviewed fire safety and ventilation a gas metering station.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ

1 Аудандық газ құбырының желілері

1.1 Аудандық газ құбырының бөлінуі

- 1.2 Газ тәріздес отындардың құрамы
- 1.3 Табиғи газды кендер
- 1.4 Газ құбырларын жүргізу шарттары
- 1.5 Газ тарату желілерін пайдалану
- 2 Газ реттеу орындары
 - 2.1 Газ реттеу орындарын және қондырғыларын орналастыру
 - 2.2 Қысым реттегіштер
 - 2.3 Маркасы РДСГ қысым реттегіштер
 - 2.4 Маркасы РДУК – 2 қысым реттегіш
 - 2.5 Қысым реттегіштің жұмыс істеу принципі
- 3 Газ шаруашылығындағы автоматты басқару жүйесі
 - 3.1 ТГ тарату АБЖ негізгі функциялары
 - 3.2 ТГТ АБЖ функциясы мен қызметі
 - 3.3 Газ тарату станциясының (ГТС) жұмыс істеу принципі
- 4 Газ құбырын есептеу
 - 4.1 Ауданды газбен қамдаудың есебі
 - 4.2 Газдың жылдық шығындарын анықтау
 - 4.3 Тұрғын аймақты газбен қамдау есебі
 - 4.4 Қысым реттегіштің газ өткізу қабілетін анықтау
- 5 Экономикалық бөлім
 - 5.1 Жылу энергиясының жылдық шығынын анықтау
 - 5.2 Максималдық сағаттық жүктемені анықтау
 - 5.3 Жылумен қамдаудың жылуды жіберудің өзіндік құнын есептеу
 - 5.4 Жылумен қамдау нұсқасын салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау
- 6 Өміртіршілік қауіпсіздігі
 - 6.1 Техника және өрт қауіпсіздігін сақтауға арналған шаралар
 - 6.2 Газ реттеу орнының (ГРО) желдету жүйесін қарастыру
 - 6.3 Желдету жүйелеріндегі ауа қысымының шығынын анықтау
 - 6.4 Артық жылу мөлшері бөлінуін есептеу
- 7 ҚОРЫТЫНДЫ
- 8 ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ
- 9 ҚОСЫМША

КІРІСПЕ

Қазіргі кезде табиғи газға сұраныс пен қажеттілік артып келеді. Себебі, табиғи газ басқа отындарға қарағанда тиімді болып саналады. Еліміздегі газ

өндіру қазіргі уақытта халық шаруашылығына өте қажет. Газды отын ретінде пайдалану халық тұрмысын жақсартуға, экологиялық және әлеуметтік мәселелерді шешуге көп пайдасын тигізеді. Газ отынын тиімді пайдалану көптеген қаржыны үнемдеуге әсерін тигізеді. Жылу көздерінің ПЭК – н жоғарлату, отынды үнемдеу, өнеркәсіптік пештердің тиімділігін арттыру сияқты жетістіктер өндірілетін өнімнің саны мен сапасын жоғарлата түседі.

Тұрғын ауданды газбен қамдаудың өзіндік артықшылықтары бар:

- халықтың тұрмысын жақсартуға;
- қатты отын(тас көмір) түрін алмастыруға;
- аймақтың экологиялық жағдайын жақсартуға (табиғи газды пайдалану барысында атмосфераға зиянды заттар мөлшері қатты және сұйық отындарымен (мазут) салыстырғанда бірнеше есе аз);

Тұрғын ауданды газбен қамдау мақсатында төмендегі мәселелерді қарастыру керек:

- тұтынушыларға қажет газ шығынын анықтау;
- газ құбырларының диаметрлерін анықтау;
- газ құбырларын пайдалану барысында қауіпсіздік ережесін сақтау;
- газ реттеу орнының (ГРО) жабдығын және орналасатын жерін таңдау, өзіндік құнын анықтау;
- газбен қамдалатын объектілер ауанын анықтау.

Бұл дипломдық жобада Алматы шағын аймақтарын газбен жабдықтау жүйесі жобаланады. Табиғи газ ауданға Стандарт газ өңдеу зауытынан автотранспорттар арқылы тасымалданады, келген табиғи газ газ тарату станциясынан (ГТС) аймақтарға таралады. Стандарт газ өңдеу зауыты мен газ реттеу станция арақашықтығы - 30 км. ГТС ауданнан 500 м қашықтықта орналасқан.

Тұтынушыларды газбен қамдау үшін газ тарату станциялары (ГТС), газ реттеу орны (ГРО) немесе газ реттеу қондырғыларымен (ГРҚ) жабдықталады.

Табиғи газ тұрмыстық халықтың газ плиталарына, су қыздырғыш қазандық қондырғыларына (АГВ – 80 - 120°С) жеткізіледі.

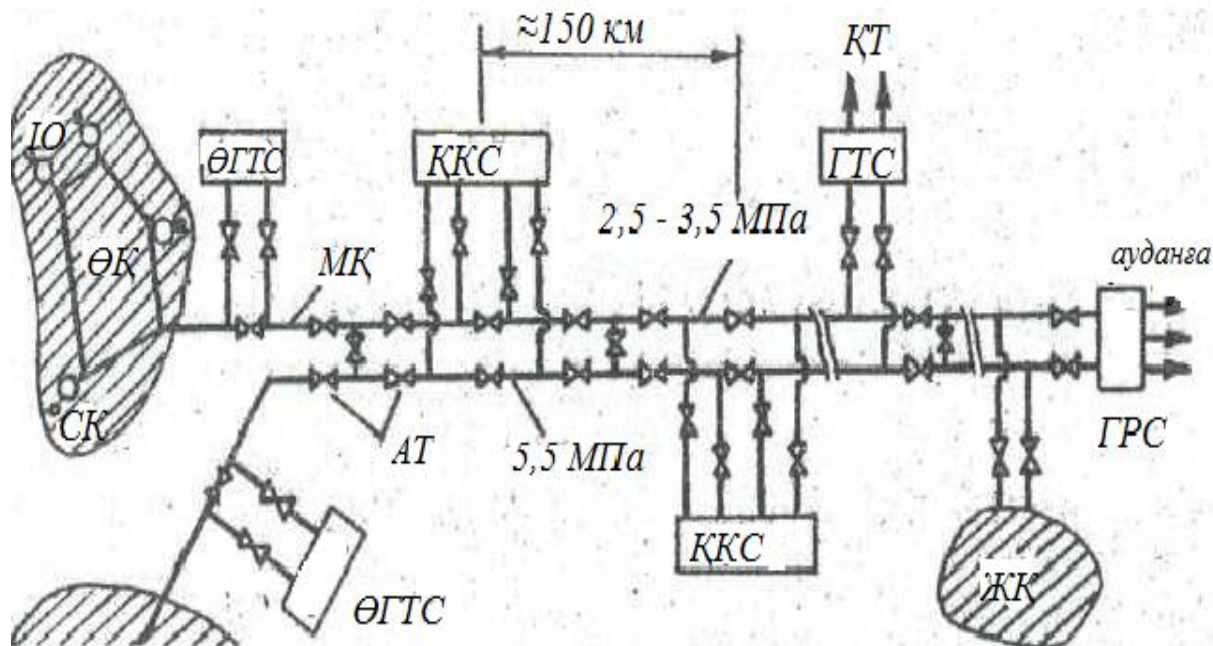
Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде өртке қарсы шаралар мен желдету бойынша талдау жүргізіледі.

Экономикалық бөлімде жылумен қамдаудың жылу жіберудің өзіндік құнын мен өтелу мерзімі анықталады.

1 АУДАНДЫҚ ГАЗ ҚҰБЫРЫНЫҢ ЖЕЛІЛЕРІ

1.1 Аудандық газ құбырының бөлінуі

Газды тұтынушыларға құбырлармен тасымалдайды. 1.1 – суретте газдың ауданға дейінгі тасымалдау шарттары көрсетілген. Газ скважиналардан (СК) іріктеу орындарына (ІО) келеді. Сол жерде қатты, сұйық қоспалардан тазартылған газ құбырлармен өндірістік газ тарату станцияларына (ӨГТС) жеткізіледі. Мұнда газды қайта тазартып, иістендіреді және қажетінше қысымын төмендетеді.



1.1 – сурет. Газды тұрғын ауданға дейінгі тасымалдау[1]

СК – скважиналар; ІО – іріктеу орындары; ӨҚ – өндірістік құбырлар; ӨГТС – өндірістік газ тарату станциялары; МҚ – магистральды құбырлар; ҚКС – қосымша компрессорлы станциялар; АТ – ажыратқыш тетіктер; ГТС – газ тарату станциялары; ЖҚ – жер асты қоймалары; ҚТ – қосалқы тұтынушылар.

Дипломдық жоба барысында табиғи газ көзі болып Стандарт газ өңдеу зауыты таңдалынды, яғни тұрғын ауданға қажет газ осы аймақтан жүргізіледі. Стандарт газ өңдеу негізгі параметрлері:

- Максимальды жұмыстық қысымы: 5,5 МПа (55 кгс /см²);
- Минимальды жұмыстық қысымы: 3,6 МПа (36 кгс /см²).

Стандарт газ өңдеу зауытындағы газ құрамы төмендегідей:

1.1 – кесте. Стандарт газ өңдеу зауытындағы газ құрамы

Газ өңдеу орыны	Құрамы, %		2 0°С тығыз дығы,
	Көмірсутек	Басқа элементтер	

									кг/м ³ .
	H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	S ₂	O ₂		
Станд		7		1	1				0
арт	7,43	,15	,56	,2	,5	1,59	,96	,5	,97

Газдың өз қысымы алғашқыда жеткілікті болғанымен, өндіру барысында төмендей бастайды. Сол себептен басты компрессорлы станциялар әрбір 150 км сайын орнатылады. Жөндеу жұмыстарын жүргізуге ыңғайлы болу үшін әрбір 25 км сайын ажыратқыш тетіктер орналастырылады. Газды тасымалдау және газбен жабдықтау сенімді болу үшін желілер санын екі немесе онан да көп етіп қабылдайды.

Аудандағы газ құбырлары қысымы мен қолданылуына байланысты түрленеді. Қолданылуына қарай газ құбырларын мынадай 3 топқа бөлуге болады:

- тұрғын аумақтағы барлық тұтынушыларға газ жеткізетін тарату желілері. Төменгі, орташа, жоғары қысымды газ тарату желілері айнала жабық және тұйық болып орындалады;

- тарату желілерінен жеке немесе топталған тұтынушыларға газ тасымалдайтын тармақтар;

- үй ішіндегі аспаптарға газ жеткізетін үйдегі құбырлар.

Қысымдарына қарай аудандағы газ құбырлары:

- Қысымы 5 кПа – ға дейінгі қысымдағы төменгі газ желілері;

- 5 кПа – дан 0,3 МПа – ға дейінгі орташа қысымдағы газ желілері;

- 0,3 - 0,6 МПа аралықтарындағы II дәрежелі жоғары қысымдағы желілер;

- 0,6 МПа – дан -1,2 МПа – ға дейінгі I дәрежелі жоғары қысымдағы табиғи газды тасымалдаушы желілер. Ал сұйытылған газдардағы желілерде қысым 1,6 МПа – ға дейін болуы мүмкін.

Төменгі қысымдағы желілермен газ тұрғын қоғамдық үйлер және тұрмыстық қызмет көрсету мекемелеріне таратылады. Тұрғын үйлердегі құбырлардағы қысым 3 кПа – дан аспауы қажет.

Орташа және II дәрежелі жоғары қысымдағы желілер газ реттеу орындары (ГРО) арқылы қалалық орташа және төменгі газ тарату желілерін қамтамасыз етеді. Сонымен қатар газ реттеу орындары (ГРО) арқылы өнеркәсіп және үй – жай мекемелеріне таратылады.

I дәрежелі жоғары қысымдағы газ желілер ірі қалаларды газбен жабдықтаудың ең жоғарғы сатысы болып табылады. Олар орташа және жоғарғы қысымдағы желілер мен 0,6 МПа – дан жоғары қысымдағы өнеркәсіп мекемелерін газбен қамтамасыз етеді. Бұл желілерде көбінесе айнала жабық немесе жартылай жабық етіп орындайды.

Желілердегі қысымдар санына байланысты газбен жабдықтау жүйелері мынадай болып бөлінеді:

- екі сатылы төменгі және орташа немесе төменгі және II дәрежелі жоғарғы қысымдағы желілер;

- үш сатылы төменгі, орташа және II дәрежелі жоғарғы қысымдағы желілер;

- көп сатылы барлық қысым сатыларындағы желілерден құралады.

Үш және көп сатылы газ жүйелері ірі қалаларда ғана қолданылады. Қалалардағы газ көзі газ тарату орындары болып табылады.

1.2 Газ тәріздес отындардың құрамы

Тұтынушыларға берілетін газ тәріздес отындар жанғыш, жанбайтын газдар және тағы басқа да қоспалардан құралады. Өндірілуіне байланысты жанғыш газдар бөлінеді:

- табиғи;

- жасанды.

Табиғи газдар газ күйінде сақталып тасымалданады. Бұл газдар көмірсутек тобына жатады. Сонымен қатар көмірсутек тобына сұйытылған газдар да кіреді. Сұйытылған газдар газшықтану кендері мен мұнай кендерінен өндіріледі. Сұйытылған газдар қалыпты жағдайда сұйық күйінде болады, дәл осы температурада қысым жоғарыласа, сұйық күйге өтуімен ерекшеленеді. Сондықтан да оны тұрмыстық қажеттіліктерде көп қолданылады.

Жасанды газдар көбінесе қатты отындарды жылумен өңдеу арқасында алынады. Мұндай газдарды құрғақ және генераторлық деп айтады. Жасанды газдардың төменгі жану жылулығы аз мөлшерде және құрамында зиянды қоспалар (көміртек оксиді) болғандықтан өте сирек қолданылады.

Көміртегі, сутегі, көміртек оксиді - газ тәріздес отындардың құрамындағы жанғыш газдар. Ал жанбайтын газдарға азот, екі валентті көміртек оксиді және оттегі жатады. Сонымен қатар газ тәріздес отындар құрамына дымқыл бу, көмірсутек пен тозандар кездеседі.

Газ қолданбастан бұрын зиянды қоспалардан тазартылады. Зиянды қоспалардың 100 м^3 газдағы мөлшері төмендегі көрсеткіштен аспауы керек, г.:

-көмірсутек – 2;

- аммиак -2;

- синиль қышқылына шаққандағы қоспалар HCN – 5;

- смола және тозаң(0,1);

- нафталин.

Аммиак, синиль қышқылы және нафталин табиғи газдарда кездеспейді.

Алыс жерлерге тасымалданатын газдарды құрғату керек. Көптеген жасанды газдар иісті болып келеді. Табиғи газдар иіссіз болады.

Сондықтан да оларды ауада ажырату үшін иістендіреді. Иістендіргіш зат – этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$). Аудандық газ жүйелеріне этилмеркаптанның орташа мөлшерінің 16 грамына газдың 1000 м^3 тиесілі.

Табиғи газдардың иісі оның ауадағы мөлшері 1% - ға жеткенде сезілуі тиіс. Оттегі мөлшері газ құрамында 1% - дан аспауы керек. Газ құрамындағы зиянды қоспаларға дымқыл бу, көмірсутек және көміртек оксиді жатады.

Бұлардан келетін зияндар тоттану мен кристаллогидраттардың пайда болуы.

Жанғыш газдардың негізгі қасиеттері.

Қолданылатын газдардың басты қасиеттеріне олардың тығыздығы, тұтану температурасы, жану жылулығы, жануға қажетті ауа мөлшері, зияндылығы және т.б. жатады. Газдың қасиеттерін қалыпты физикалық шартқа келтіреді. Қалыпты физикалық шарт деп 0°C температурадағы және 0,1013 МПа қысымындағы күйін айтады.

Бұл дипломдық жобалауда тұрғын ауданды газбен жабдықтау мақсатында негізгі қолданылатын отын түрі табиғи газ тиімді болып табылады.

1.3 Табиғи газды кендер

1.3.1 Табиғи газдар

Тұтынушыларды газбен жабдықтау үшін табиғи газдар көптен қолданылады. Бұл газдар жер қабатынан өндіріледі. Олар метан қатарындағы көмірсутек қоспаларынан құралады. Табиғи газдар құрамында сутегі, көмірсутек оксиді және оттегі кездеспейді. Кейбір газ кендерінде аз мөлшерде күкіртсутек кездеседі.

Табиғи газдар мынадай 3 топқа бөледі:

- табиғи газ кендерінен өндірілетін газдар (олардың құрамында көбінесе метан кездеседі);
- мұнай кендерде мұнаймен бірге өндірілетін газдар(бұл газдарда метаннан басқа да көмірсутекті газдар кездеседі);
- шықтану кендерінде өндірілетін газдар(бұлар құрғақ газдар мен қысымның төмендеуіне байланысты шықтардан түзілген бұлардың қосындысынан тұрады).

1.4 Газ құбырларын жүргізу шарттары

Газ құбырлары көбінесе жер астымен, ал сәулет талаптарына сәйкес жағдайларда жер бетімен жүргізіледі. Жерге көмілген, құбырлардың төмендігі түскен салмақтың әсер етпеу шамасымен анықталады. Сонымен қатар жер асты құбырлары жақсы жылу ажыратқыш болып табылады. Тереңдік өскен сайын жұмсалатын қаржы да өсе түседі.

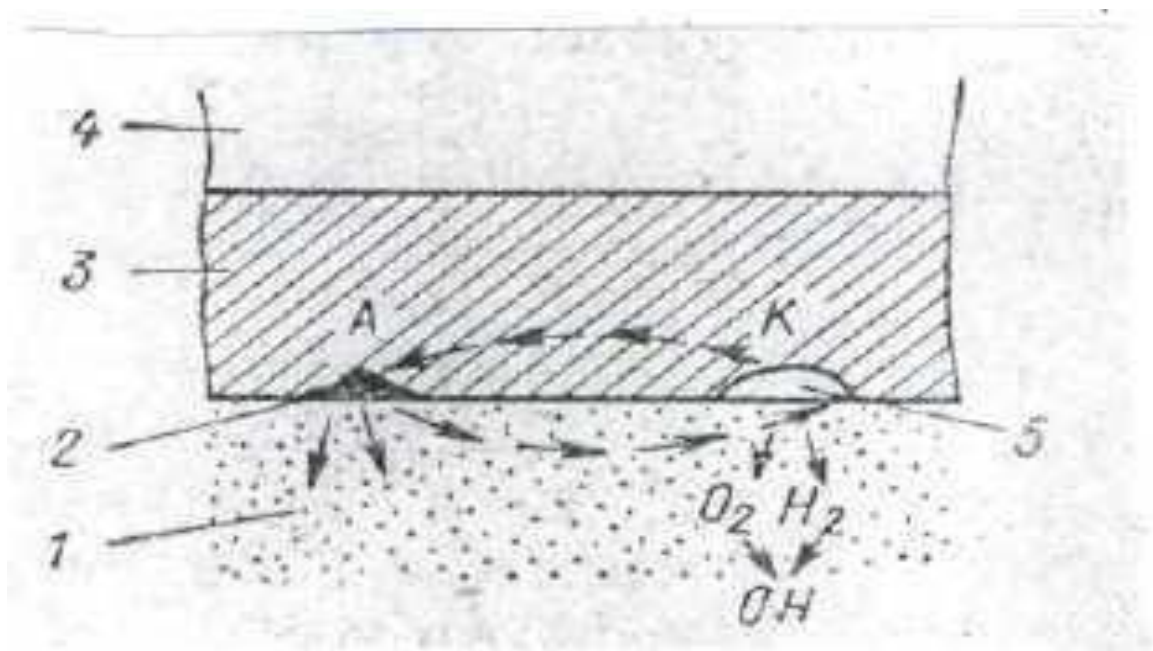
Газ құбырларын жүргізу кезінде олардан тоттанудан сақтау қажет. Темір тоттанған кезде сыртқы бетін қоршаушы орта әсерімен бұзыла бастайды. Қаладағы газ құбырларын тоттанудан сақтану үшін алдын – ала мынадай көрсеткіштер анықталады:

- құбырлар жүргізілетін жерлердің тоттануға әсері;
 - жер қабатындағы кездейсоқ токтардың болуы;
 - газ құбырларының электрлік тоттану шарттары.
- Жалпы тоттануға мынадай көрсеткіштер әсер етеді:

- топырақ құрамы;
- топырақ ылғалдылығы;
- құбырлар жүргізілетін тереңдік;
- жақын маңдағы электр көздері.

Құбырларды тоттанудан екі әдіспен сақтандырады. Біріншісі құбырларды көп қабатты оқшаулау және әртүрлі материалдармен құрау болса, екіншісі катодты протекторлы және электрлік дренаж деп аталатын мұқият ұйымдастырылған әдістер. Бұл жағдайда жердің ылғалы, қышқылдар, тұздар және басқа жағдайлар газ құбырының бетінде гальваникалық элементтер туғызады, соның арқасында анодты бөлік, яғни темір құбырға тоттануға мүмкіндік болады.

1.4.1 – суретте анодты (А) және катодты (К) екі гальваникалық орындар көрсетілген. Анодты орын болуы себебі - сақтандырғыш материалдың жоғынан, әлде оның жыртылуға мүмкіндік болғанда (мысалы, жер қазу кезінде). Катод орнынан электрі ток металмен анодқа жылжиды (жоғарғы жағы), ал жер бойымен (астыңғы жағы) анодтан катодқа жылжуы кезінде А нүктесінде металдың беті бұзылады.



1.4.1 – сурет – Газ құбырының бетінде гальваникалық орыны болуының сұлбасы [1].

1 – жер; 2 – құрсау (сақтандырғыш) материал жыртылған орын; 3 – құбырдың қабырғасы; 4 – құбырдың ішкі жағы; 5 – қалыпты бөлік.

Газ желілерінде болаттан жасалған жүксіз, тура жікті және спиральді жікті құбырлар қолданылады. Қолданылатын болаттың сапасы мен қасиеттері Мемлекеттік стандарт - 380 – 71 және Мемлекеттік стандарт - 1050 – 74 талаптарына сәйкес болуы қажет. Жер астымен жүргізілетін құбырлардың қалыңдығы кем дегенде 3 мм, ал жер бетінде жүргізілетін құбырлар үшін кемі 2 мм болуы қажет.

Құбырлардың жалғанған орындары мұқият тексеріліп сынақтан өтуі тиіс. Құбырларды сақтандыруға қолданылатын материалдар СНиП 2.04.08-87* бойынша қабылданады. Бұл материалдардың төмендегідей қасиеттері болуы қажет:

- мықты(жыртылмайтын);
- ылғалға төзімді және оны өткізбейтін;
- құбырларға жабысқыш;
- химиялық әсерлерге төзімді.

1.5 Газ тарату желілерін пайдалану

Газ құбырлары мен жабдықтарының істен шығып қалуын алдын алу, тез арада анықтап, дер кезінде жөндеу пайдалану қызметіндегілердің міндеті. Бұл қызметтегілер жер астымен жүргізілген құбырларды пайдалану үшін мынадай жұмыстарды орындаулары қажет:

- жаңадан жүргізілген газ құбырларын пайдалануға қабылдап алу;
- жаңадан орындалған құбырларды бұрынғы құбырларға қосу;
- жаңа газ құбырларын іске қосу;
- газ құбырлары мен тетіктерді қадағалау;
- қажетті және күрделі жөндеу жұмыстарын жүргізу;
- қысымды қадағалау;
- тоттанудан сақтау.

Газ құбырларын қабылдау кезінде мұқият қарап, пісіріліп жалғанған жерлер мен тоттанудан сақтағыш шаралар сапасын тексеру үшін қажет. Дайын болған газ құбырларын көмбей тұрып қарап, кемшіліктерін шығару керек. Міндетті түрде құбырлардың жүргізілу тереңдігі, кеңістігі, қойылған тіреуіштері, тетіктердің жұмысы тексеріледі. Егер де тексерген кезде ешқандай кемшіліктер болмаса, онда газ құбырларын жоғарғы қысымдағы ауамен сынауға кіріседі.

Сынау алдында құбырларды тазалау үшін ауамен түгелдей үрлеп алады. Газ құбырларын сынау екі кезеңнен тұрады. Біріншісі, жалғану беріктігін, ал екіншісі жалпы жұмысын сынау. Сынаудың бірінші кезеңі құбырларды 20 – 25 см – ге топырақпен көміп, жалғану орындарын ашық қалдырып жүргізеді. Қажетті қысымнан сәл жоғарғы деңгейде құбырларды 3 сағат бойы сынайды да, онан әрі қысымды қажетті деңгейге дейін төмендетіп, сынау нәтижесін тексереді. Кемшіліктерді газ құбырындағы қысымды жою үшін атмосфералық

деңгейге дейін төмендетеді.

Екінші кезең құбырлар жобаға сәйкес көміліп болған соң басталады. Сынау құбырдағы ауа мен топырақ температуралары теңескен соң жүргізіледі. Сынау ұзақтығы газ қысымына, құбырлар диаметріне байланысты 3 – тен 48 сағатқа дейін жүргізіледі. Газ қысымының сынау барысындағы жұмсалуды мынадай өрнекпен анықталған дәрежеден асып кетпеуі тиіс:

- бір ғана диаметрлерден құралған құбырларда $\Delta P = 20T/d$;

$$\Delta P = \frac{20T(d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_n l_n)}{d_1^2 * l_1 + d_2^2 * l_2 + \dots + d_n^2 * l_n},$$

мұндағы, ΔP - қысым жұмсалуы, кПа; d_1, d_2 - газ құбырларының ішкі диаметрі, мм; l_1, l_2 - газ құбырларының ұзындықтары, м;

T – сынау ұзақтығы, сағ.

Үй ішіндегі құбырлар да екі кезеңде сыналады. Бірінші кезеңде сынау қысымының мөлшері 0,1 МПа болса, екінші кезеңде 5 кПа. Құбырдағы ауа мен бөлмедегі ауа температурасы теңесу үшін сынауға үш сағат өткеннен ғана кірісу керек. Егер де екінші кезең сынауына 5 минут бойы жұмсалған қысым мөлшері 200 Па – дан асып кетпесе, онда құбырлар сынақтан өтті деп есептеледі.

Жаңадан салынған газ құбырларын іске қосу

Бұл жұмыс өте жауапты болғандықтан, оны жақсы дайындықтан өткен арнайы топ жүргізеді. Жаңа құбырларды газ өтіп жатқан құбырларға газды тоқтатпай – ақ жалғауға болады. Ол үшін газ қысымы 200 – 1200 Па аралығында болуы қажет.

Қысым бұл мөлшерден төмен болған жағдайда ауаның құбырларға ену қаупі, оның жоғары мөлшерде шарпыған жалынды өшіру қиындығына әкеліп соғады. Газ аспаптарының бір қалыпты жұмыс атқаруы газ қысымының мөлшері мен тұрақтылығына байланысты.

2 ГАЗ РЕТТЕУ ОРЫНДАРЫ

2.1 Газ реттеу орындарын және қондырғыларын орналастыру

Газ реттеу орындары (ГРО) елді – мекендерде, қалаларда және өнеркәсіп пен коммуналдық мекемелер ауласында орналасса, газ реттеу қондырғылары (ГРҚ) газбен жабдықталған жеке ғимараттардың ішіне орналастырылады.

Газ реттеу орындары келіп жатқан газ қысымдарына байланысты орташа қысымдағы 0,3 МПа -ға дейінгі және жоғарғы қысымдағы 1,2 МПа –ға болып бөлінеді.

Қолданылуына қарай ГРО желілік және объектілік болып түрленеді. Желілік ГРО негізінде төменгі орташа қысымдағы желілерге орнатылып, газ есептегішпен қамтамасыз етілмейді.

Объектілік ГРО – ның желіліктен айырмашылығы - газ есептегіштің орналасуында. ГРО негізінде бөлек орналастырылады. Кішігірім ГРО қабырғаларға немесе бағандарға бекітілген темір шкафтарда орналасуы мүмкін.

Газ реттеу орындарын жылыту қажеттілігі - климаттық көрсеткіштерге байланысты. Жылыту қондырғылар жеке бөлмелерде орналастырылады. ГРО бөлмелерінде табиғи жарықтандыру және желдету болуы қажет.

Ғимараттарға және ғимараттарға дейінгі минималды арақашықтықтар 2.1 –кестеде келтірілген.

2.1 –кесте - Қысымға байланысты арақашықтықтар

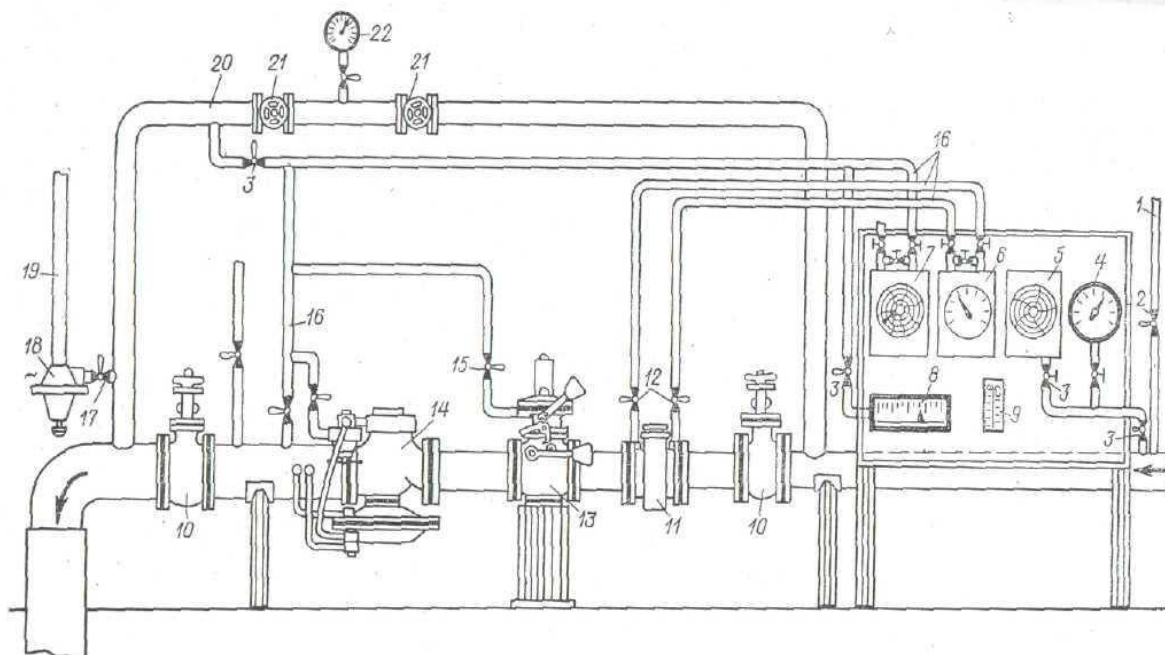
Объект	Қысым мөлшері	
	0,5МПа дейін	0,6 -1,2 МПа дейін
	Арақашықтық, м	
Ғимараттарға және ғимараттарға дейінгі	10	15
Темір жол және трамвай жолдарына дейін (ең жақын рельс жолына)	10	15
Көлік жолдары	5	8
Жердің үстінде орналасқан электрсымдарына дейін	Тіректік биіктіктен 1,5 м кем болмауы керек	

Газ реттеу орны және бақылау өлшегіш аспаптары (2.1 –суретте).

Жоғарғы немесе орташа қысымды газ төмендегі ретпен орналасқан қондырғылардан өтеді:

- ысырма және шүмек(құбырдың диаметрі 100 –ге дейін майланған тығынды кран, одан жоғары ысырма қолданылады);
- сүзгі (газды шаң – тозаңдардан тазартады);

- қысымның есептелген жоғары немесе төменгі деңгейлерінен ауытқып кеткен кезеңдерінде газ келуін тоқтатып қоятын жабылмалы сақтаушы клапан (ЖСК);
- қысым реттегіш (қысымды төмендету және бір деңгейде ұстап тұру үшін арналған);
- сақтандырғыш сыртқа бағыттағыш клапаны – газдың қысымы жоғары деңгейден асып кеткен кезде артық газды сыртқа шығарып тұратын сақтандырғыш сыртқа бағыттау клапаны (ССБК);



2.1 –сурет. Газ реттеу орындарындағы қондырғылардың орналасуының жалпы көрінісі [1]

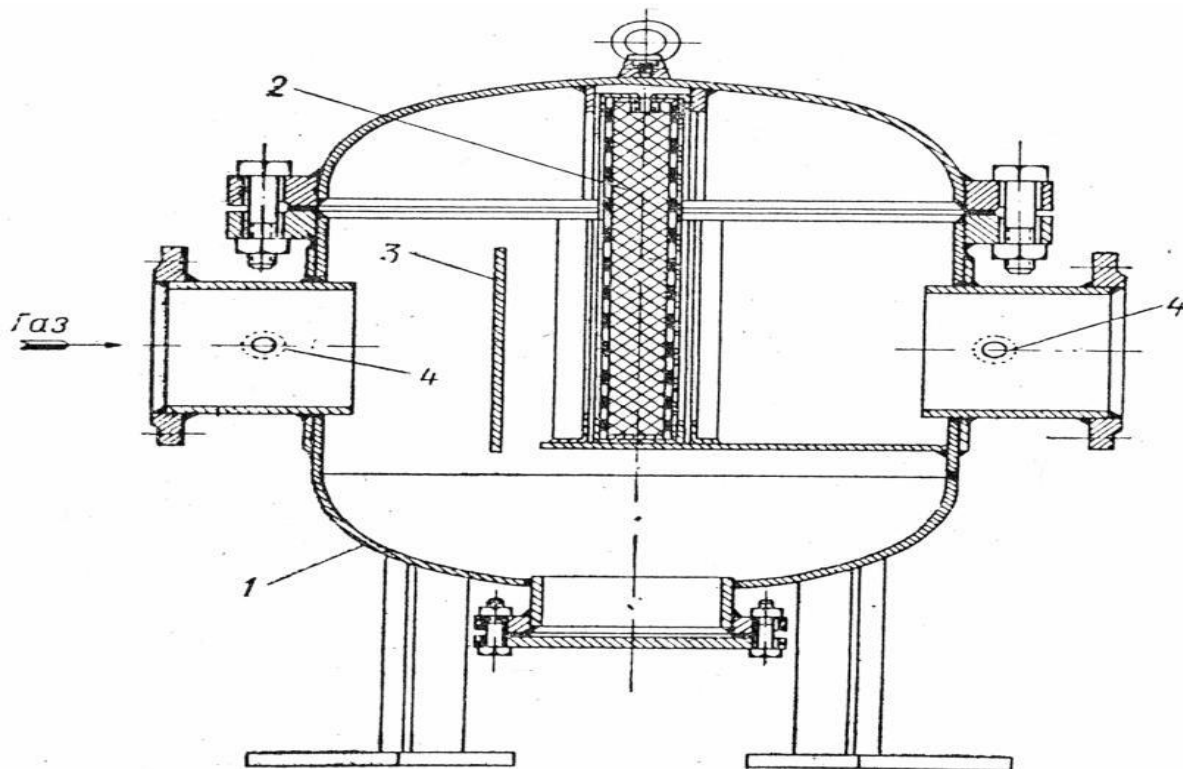
11;2 – үрлегіш құбыр; 2;3;12;17 – шүмек; 4;22 – серіппелі қысым өлшегіш; 5;6;7;8 – қысым өлшегіш; 9 – термометр; 10 – ысырма; 11 – сүзгі; 13 – жабылмалы сақтандырушы клапан; 14 – қысым реттегіш(маркасы РДУК -2 -50/35); 16;19 – қысымды қадағалау және төгінді құбыр; 20;21 – байпас және ысырма.

Сақтандырғыш сыртқа бағыттағыш клапаны жабылмалы сақтандырғыш клапанның жоғары қысым деңгейінен 10 – 15% төменірек деңгейге орнатылады. Оның себебі, ССБК жабылмалы сақтаушы клапан іске қосылып газ келуін тоқтатпау.

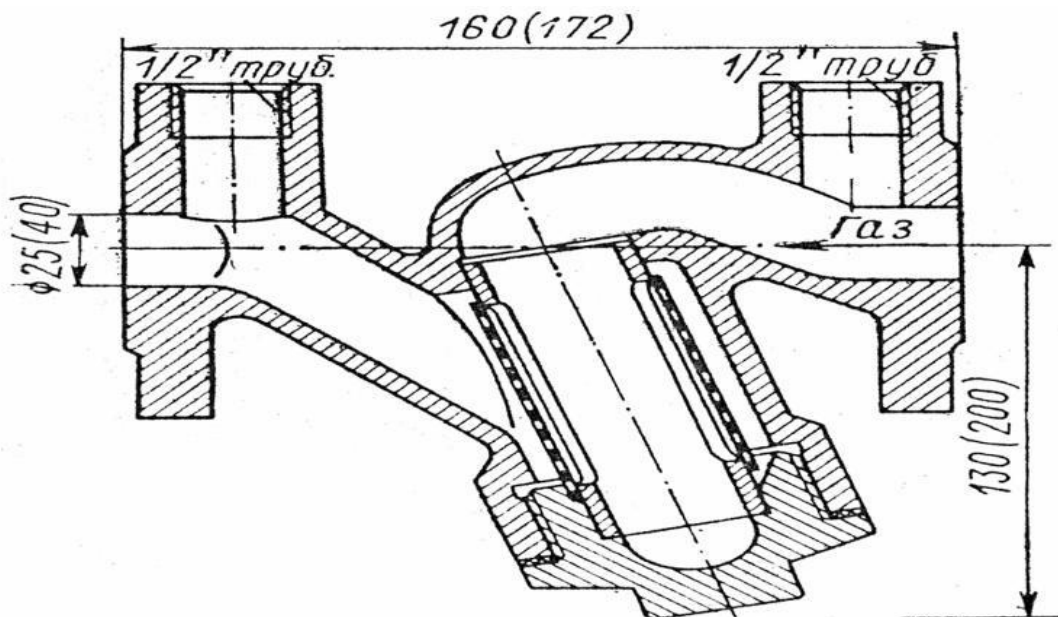
Іске қосылған ЖСК –ның тек қадағалап жүретін жұмысшылар көмегімен ғана ашылып, газ өтуге мүмкіншілік жасайды. Газды тазалау кезінде сүзгілер қолданылады. Мәскеу газжобалау институтының жасауы бойынша дайындалған сүзгі (2.2 - суретте).

Қатты қалдықтар сүзгінің төменгі жағында, ал шаң – тозаңдар торлы – қырлы кассеталарға жиналады. Сүзгіде 10 кПа –дан көп болмауы керек. Пайдалану кезінде қысым 3 - 5 кПа болады, одан жоғары болған жағдайда

сүзгіні қалдықтардан тазалайды. Газ реттеу қондырғыларда құбырлардың диаметрі 50 мм –ге дейін бұрышты торлы сүзгі қойылады (2.3 - сурет).



2.2 – сурет. РДУК – 2 қысым реттегіш сүзгісі [2].
1 – корпус; 2 – кассета; 3 – шатыр(қатты қалдықтарға);
4 – штуцер.



2.3 –сурет. Бұрышты торлы сүзгі[2].

Сүзгілердегі қысым жұмсалуды және олардың сипаттамалары 2.2 – кестеде келтірілген.

2.2 –кесте. Сүзгілердің техникалық сипаттамалары

Құбырлардың диаметрлері, мм	Сүзгі		Газ шығыны, м ³ /сағ				
			Сүзгіге дейін қысымдар, МПа				
	ма рқасы	макси малды қысым, МПа	,05	,1	,2	,3	,6
Топ сүзгі							
25	ФС -25	1,6	25	45	75	105	170
40	ФС - 40	1,6	60	90	150	225	360
50	ФС -50	0,6	75	130	225	330	525
Қылды кассеталық сүзгі (құйылған)							
80	ФС -80	1,2	40	65	110	165	260
100	ФС - 100	1,2	70	110	190	285	450
120	ФС - 120	1,2	100	150	260	390	600

2.2-кестенің жалғасы

Қылды кассеталық сүзгі (пісірілген)							
50	ФГ-7- 50 - 6	0,6		500	600	500	1000
100	ФГ- 15-100 - 6	0,6		1000	1000	1000	5000
200	ФГ-36 -200-12	0,6		1000	6000	9000	6000
300	ФГ-80 -300 -6	0,6		1000	8000	6000	5000

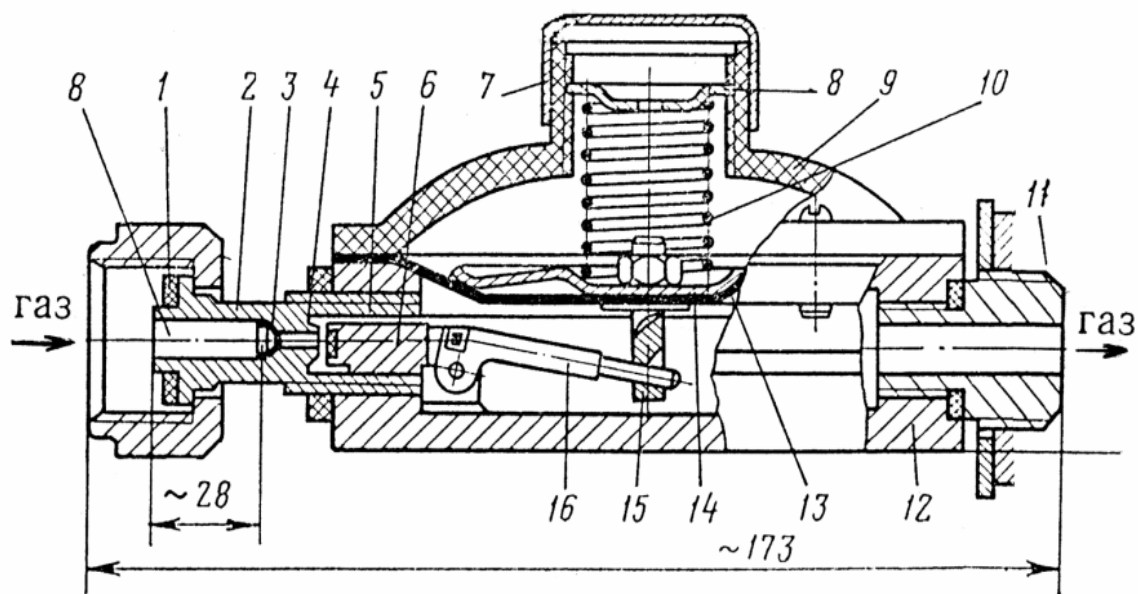
2.2 Қысым реттегіштер

2.2.1 Маркасы РДСГ қысым реттегіштер

Қысым реттегіштердің негізгі мақсаты – қысымның деңгейін төмендету және тұтынушылардың газ аспаптары алдында қажетті деңгейде ұстап тұру (шығынның өзгеруіне қарамастан).

Қысым реттегіштер жұмысына байланысты екі түрлі болады: тікелей және қосымша қондырғылар арқылы жұмыс атқаруы.

Сұйытылған газдарға әртүрлі қысым реттегіштер қолданылады (2.2.1 - сурет).



2.2.1 – сурет – РДСГ 1 – 1,2 қысым реттегіш

1 – тығыздайтын төсем; 2 – штуцер; 3 – сүзгі; 4 – отырғыш (седло); 5 – втулка;

6 – плунжер; 7 – қорғау бұйым; 8 – бұранда; 9 – жапқыш; 10 – серіппе; 11 – штуцер; 12 – корпус; 13 – мембрана; 14 – жазық бет; 15 – шток.

Негізгі техникалық сипаттамалары 2.2.1 – кестеде келтірілген.

2.2.1 – кесте - РДСГ қысым реттегіштердің техникалық сипаттамалары

Көрсеткіштер	РДСГ 1 – 0,5	РДСГ 1 – 1,2	РДСГ 2 – 1,0
Газдың қысымы		1,6	
Кіру, МПа		0,2 – 0,36	
Шығу, МПа			
Газ шығыны, м ³ /сағ	0,5	1,2	1,0
Қысым реттегіштің массасы	0,4	0,52	0,4

2.2.2 Маркасы РДУК – 2 қысым реттегіш

Қысым реттегіш РДУК – 2 қысымдарды жоғары деңгейден жоғарыға, орташа, төменгі әлде орташа қысымды орташа және төмен деңгейді жеткізуге арналған.

Қысым реттегіш 3 түрлі болады:

- РДУК 2 – 50;
- РДУК 2 – 100;
- РДУК 2 – 200.

Корпустың шартты диаметрлері: 50, 100 және 200 мм.

Көмекші қондырғы (пилот) - төменгі маркасы (КН) және жоғарғы маркасы (КВ) қысымға. Газ шығынын өзгертуге арнайы қақпақша ершігі және және клапанмен жабдықталған диаметрлері 50, 70 мм РДУК 2 – 100; диаметрлері 105, 140 мм РДУК 2 – 200. Қысым реттегіш РДУК 2 – 50 қақпақша ершігі және клапанның диаметрлері 35 мм.

Көмекші қондырғы (пилот) маркасы КВ айырмашылығы маркасы КН қондырғыдан мембрананың жалпы көлемімен және қаттылау серіппенің орналастыруы.

Қысымның деңгейі 0,0005 – 0,06 МПа аралығында КН көмекші қондырғыны қолданады, ал қысым 0,06 -0,6 МПа аралығында маркасы КВ қолданылады.

Төменгі қысымдағы газ желілерін тұтынушыларын газбен қамтамасыз ету кезінде РД - 32М және РД - 50М қысым реттегіштер қолданылады.

Қысым реттегіштерді газ шығын қолдануына қарай қақпақша ершігінің диаметрлері әр түрлі болады (6.2.1 – кесте). Сонымен қатар шығу қысымына байланысты серіппелер арқылы қажетті қысымдарды орнатады:

а) төменгі газ желілеріне табиғи газды пайдалану кезінде 0,9 – 2,0 кПа (90 – 200 кгс/см²);

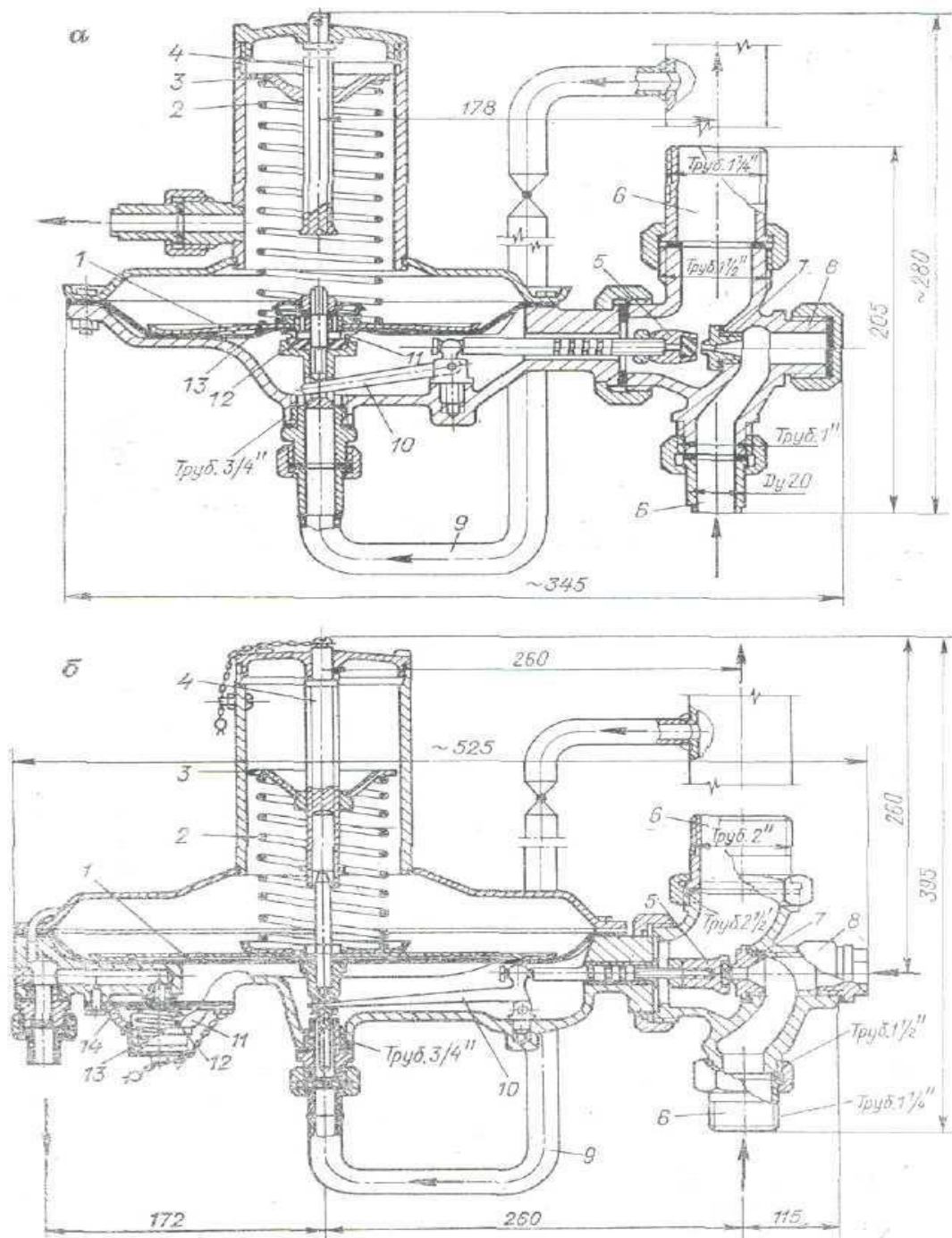
б) сұйытылған газдарды 3 – 4 кПа;

РД қысым реттегіштер максималды газдың кіру қысымы 1,6 МПа (16 кгс/см²) жұмыс атқарады. Қысым реттегіштерден кейін қысым 1 – 3 кПа деңгейінде болуы мүмкін.

2.2.2 – кесте. РД – 50М қысым реттегішінің сипаттамасы

Техникалық көрсеткіштер	РД – 50М					
Клапан диаметрі, мм			0	1	5	0
Кіру қысымы, МПа	,3 – 1,0	,2 – 1,6	,005 – 0,3	,6 – 1,2	,3 – 0,6	,1 – 0,3

Шығу қысымы, МПа	0,9 – 2,5					
Өткізу қабілеті, м ³ /сағ	00	40	00	00	50	00



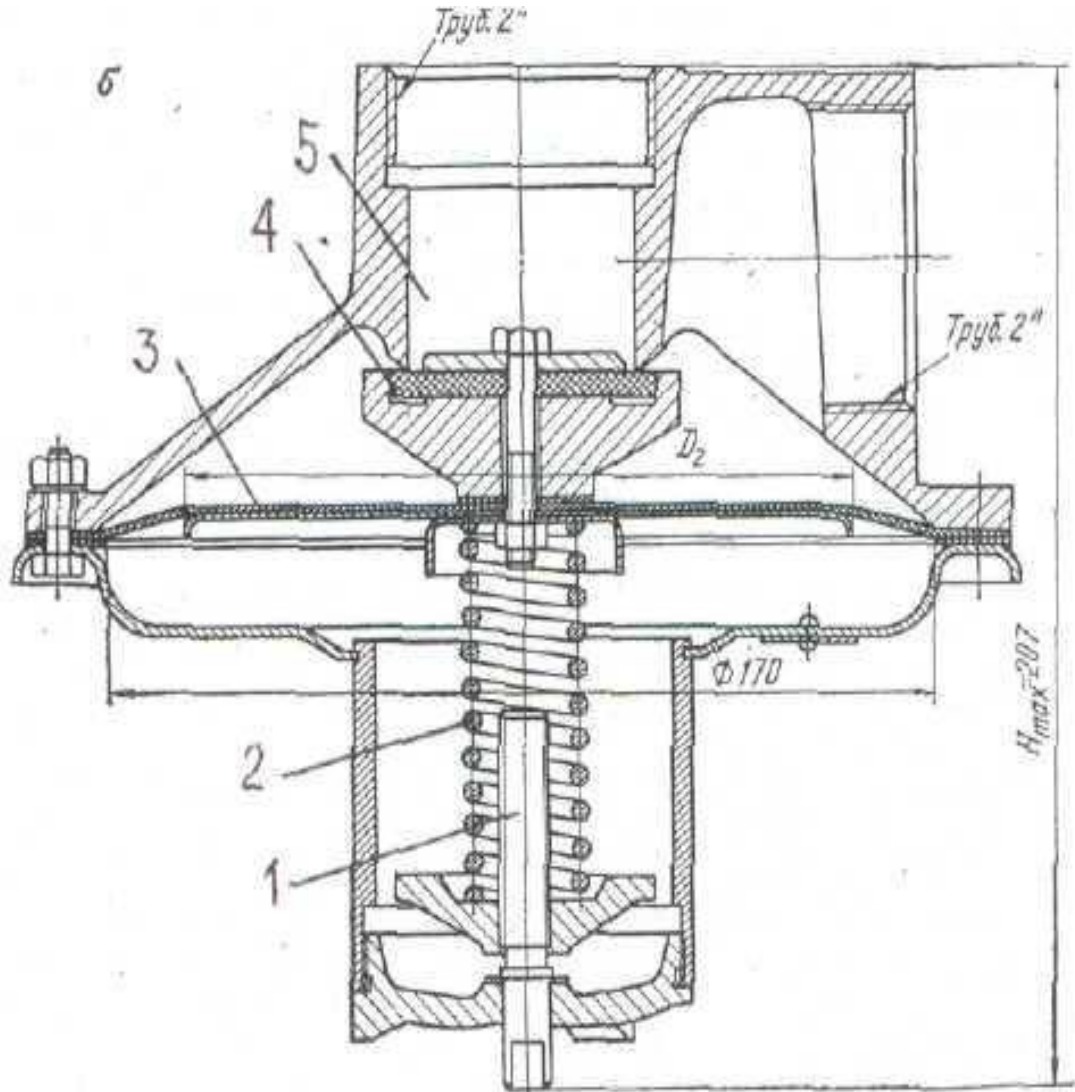
2.2.2 – сурет. РД - 32М (а) және РД - 50М(б)

- 1 – мембрана; 2 – серіппе; 3 – сомын; 4 – бұрама; 5 – қақпақша; 6 –
ниппель;
7 – қақпақша ершігі; 8 – тығын; 9 – құбыр; 10 – рычаг; 11,12 –
жабылмалы сақтандырғыш клапан.

Қосымша қондырғылар

Мембрана – серіппелі сақтандырғыш сыртқа бағыттау клапаны

Жабылмалы сақтандырғыш клапан ПҚН және ПҚВ (4.10 -сурет) көрсетілген. Клапандары 50, 80, 100 және 200 мм шартты диаметрі болады. Ашық кезінде клапанды көтергіш рычаг 4 ұстап тұрады.



2.2.3 – сурет . Мембрана – серіппелі сақтандырғыш сыртқа бағыттау клапаны

1 –реттегіш винт; 2 – серіппе; 3 – мембрана; 4 – тығыздау; 5 – газ шығу құбыры.

РДУК қысым реттегіш пен ЖСК мына деңгейлерде орнатылады:

РДУК $P_{2(\text{тиімді})} = 3000 \text{ Па}$;

ЖСК $P_{\text{төм.}} = 2000 \text{ Па}$; $P_{\text{жоғ.}} = 2000 \text{ Па}$.

Мұндай клапандар 25 және 50 мм шығарылып 0,001 – 0,125 МПа аралығындағы артық қысымға есептелген. Мембрананың жоғарғы қуысы қадағаланатын қысымды болады. Егер ол қысым серіппенің орнатылған

күшінен асып кетсе, онда мембрана төмендеп 3 клапанды ашып, газдың артықтығын шығарып жібереді.

3 ГАЗ ШАРУАШЫЛЫҒЫНДАҒЫ АВТОМАТТЫ БАСҚАРУ ЖҮЙЕСІ

3.1 ТГ тарату АБЖ негізгі функциялары

Газ тарату жүйесінің сенімді және қауіпсіз жұмыс жасауы үшін технологиялық газ таратудың автоматты басқару жүйесімен (ТГТ АБЖ) жабдықталады.

ТГТ АБЖ негізгі қызметі:

- технологиялық газ таратудың орталықтандырылған жүйесін бақылау;
- газ тұтынудың коммерциялық есебі.

Технологиялық газ таратудың автоматты басқару жүйесімен (ТГТ АБЖ) орталықтандырылған құрылымға ие. Негізгі элементі бақылау орыны (БО) болып табылады.

ТГТ АБЖ газ реттеу ғимараты (ГРҒ) қамтиды:

- Аудандық газ жүйесін магистральды газ құбырларымен байланыстыратын газ тарату стансасы (ГТС);
- Жоғары және орташа қысымды газ желісін реттеуді қамтамасыз ететін газ реттеу орыны (ГРО);
- Тұйықталған төмен қысыммен қоректенетін газ реттеу орыны (ГРО);
- Газбен қамдаудың ерекше жүйесі немесе қосалқы отыны бар тұйықталған төмен қысыммен қоректенетін газ реттеу орыны (ГРО);
- Төмен қысымды сақиналы газ желісі қоректенетін газ реттеу орыны (ГРО);
- Тұрғын аймақта орналқан газ реттеу орыны (ГРО);

Технологиялық газ таратудың автоматты басқару жүйесі (ТГТ АБЖ) функционалды жүйесі, тапсырма кешені, орындау уақыты 3.1 – кестеде келтірілген.

3.1 – кесте. Технологиялық газ таратудың автоматты басқару жүйесі (ТГТ АБЖ)

ТГТ АБЖ функционалды жүйесі	Тапсырма кешені	Орындау уақыты
Газ таратудың технологиялық процесін бақылау	Бақылау орында (БО) технологиялық параметрлерді өлшеу, бақылау	Апатты жағдайларда немесе апатты жағдайлардың алдын алу
Технологиялық қондырғының күйін бақылау	БО технологиялық қондырғының күйін	Сағатына 1 рет

	периодты түрде бақылау	
ГРТ газдың келуін бақылау	Ауданға жіберілетін газ мөлшерін есептеу	Күніне 1 рет
ТГТ АБЖ техникалық құралдың функционалды кешенін автоматты түрде бақылау	Функционалды кешен күйі туралы ақпаратты ТГТ АБЖ жіберу	Ақау туындаған жағдайда немесе кезекші персонал хабарлауы бойынша (30 с аспауы шарт)

3.2 ТГТ АБЖ функциясы мен қызметі

ТГТ АБЖ 3 кезеңге бөлінеді:

- Газбен қамдау жүйесінің бейнесі, газ желілер мен технологиялық қондырғылар күйі туралы ақпарат беріліп отырады.
- тұтынушыларға газ таратудың әдістерін таңдау;
- қабылданған шешімдердің орындалуы.

Бірінші кезең телемеханикалық техника құралымен шешіледі.

Екінші кезең есептеу техникасы құралымен жүзеге асырылады.

Үшінші кезең телемеханика құралымен жүзеге асады.

Барлық ТГТ АБЖ процестері кезекші персонал рұқсатымен орындалады.

ТГТ АБЖ қызметі:

- бақылау;
- есептеу (ауданға жіберілетін газ мөлшері);
- анализ и диагностика;
- болжау;
- басқару.

Оперативті параметрлер құрамына кіреді:

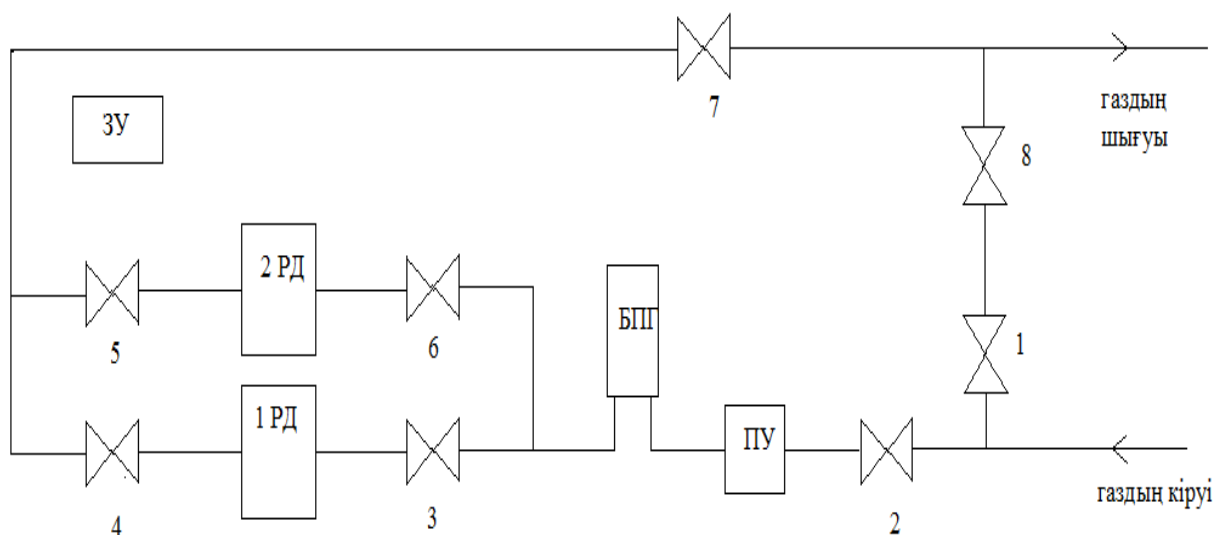
- ГРО – ға кірердегі газ қысымы;
- ГРО – дан шығардағы газ қысымы;
- газ шығыны;
- газ температурасы.

Газ таратудың автоматты түрде басқарылуы адам еңбегін азайтады, экономикалық жағынан тиімді, қондырғының қауіпсіз жұмыс істеуін қамтамсыз етеді және қызмет уақытын(сроки службы)жарамдылық ұзартады.

Нәтижесінде, автоматтандырылған газ тарату жүйесінде газ шығыны азаяды және жұмысшылар саны қысқарады. Автоматикалық басқару құрылғысы қамтамасыз етеді:

- бақылау және өлшеу;
- сигнал (белгі);
- басқару;
- реттеу.

Бақылау – өлшеу құралы арқылы газ қысымы, газдың толық жануы бақыланады. Автоматты сигнал ескерту, апаттық және атқарушы қызметін атқарады. Ең бастысы, апаттық автоматты сигналы операторларға белгі беріп отырады. Апаттық жағдайларда газ жіберуін тоқтату үшін қауіпсіздік автоматикасы іске қосылады. Қауіпсіздік автоматикасы газ қысымы төмендеу салдарынан газ берілуін өшіреді.



3.2.1 – сурет. ГТС жалпы схемасы

ГТС жалпы схемасы 3.2.1 – суретте көрсетілген. ГТС құрамына технологиялық блоктар, негізгі және қосымша түйіндер кіреді. Станцияның негізгі технологиялық қондырғыларына жатады:

- газ тазарту торабы;
- газ қыздыру торабы;
- газ шығынын коммерциялық өлшеу торабы;
- газды иістендіру торабы.

Қосымша қондырғыларға жатады:

- телемеханика және байланыс жүйесі;

Өрт қауіпсіздігі белгісі (сигнализация);

- Электрлік химиялық қорғау;

Жылыту мен желдету жүйесі;

- Автоматика мен бақылау жүйесі (ГТС АБЖ, КИП және А) және т.б. ГТС құрылысы мен жаңартылуы блоқты – кешенді қондырғыларды пайдалана отырып іске асады.

Автоматты реттеу жүйесі (АБЖ) берілген параметрлерді (газ қысымы мен температурасы) бірқалыпты ұстап тұру үшін қажет.

Газ тарату станциясы (ГТС) - тұрғын ауданға, өндіріс орнына және т.б тұтынушыларға берілген газ қысымы мен шығыны бойынша газды таратып

беруге арналған. Станция өте күрделі және қауіптілігі жоғары энергетикалық кешен болып табылады.

ГТС автоматтандыруы мен технологиялық қондырғыларына сенімділігі мен қауіптілігіне байланысты жоғары талап қойылады..

Негізгі функциясы – газды механикалық қоспалардан және сұйық фракциялардан тазарту, магистральды газ құбырынан келетін газ қысымын тұтынушыларға қажет мөлшерде төмендету.

3.3 ГТС жұмыс істеу принципі

Магистральды газ құбырынан келген жоғары қысымды газ кіріс краны 2 арқылы стансаға кіреді. Шаң аулағыш қондырғысында (ПУ) технологиялық газдың механикалық қоспалардан және сұйық фракциялардан тазартылу процесі жүреді. Механикалық қоспалар мен конденсаттан тазартылған газ газ қыздыру қондырғысына түседі (БПГ). Содан кейін қыздырылған газ реттеу түйіне жіберіледі, мұнда газ берілген қысымға дейін төмендетіледі (РД). Реттелген газ өлшеу түйінге келеді (ЗУ) және иістендіру блогынан өтіп тұтынушыларға таратылады.

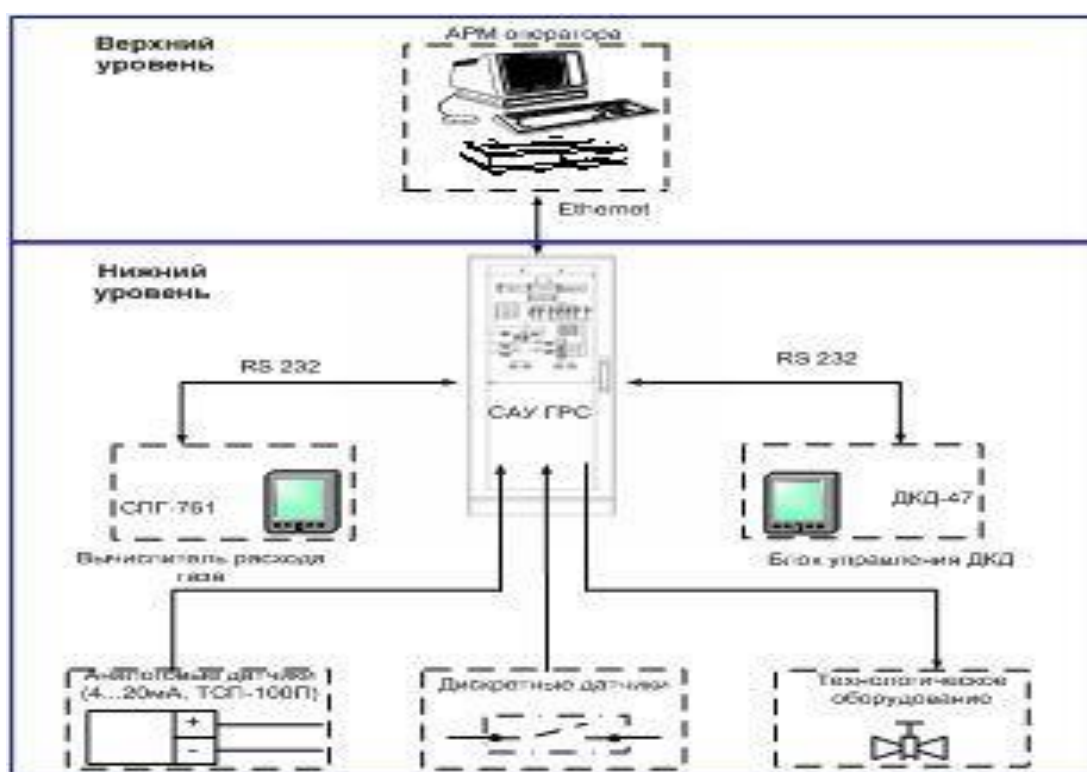
Барлық тұтынушылар газды бірдей тұтынбайды. Газды тұтыну айлар, апта немесе тәулік бойынша өзгеріп отырады.

Газ шығынының бірқалыпсыздығы бірнеше факторларға тәуелді:

- климат шарттарына;
- өнеркәсіп және оның қондырғының режимді жұмысына;

Газды бірқалыпсыздық тұтыну газбен қамдау жүйесінің экономикалық және техникалық көрсеткіштеріне тәуелді.

ГТС АБЖ - ГТС – н тұтынушыларға газды үздіксіз жіберуге, сенімді және тұрақты жұмыс жасауына негізделген.



3.2.2 – сурет. ГТС басқару мен бақылаудың қағидалық жүйесі

ГТС АБЖ атқаратын функциясы:

- ГТС технологиялық қондырғысы мен схеманың видеокадр түрінде бейнеленуі;

- атқару механизмдерінің күйін бейнелеу мен ақауларын жою;
- атқару механизмі арқылы қашықтықтан басқару (кран, желдеткіш, ДКД);
- есептік тапсырмаларды көлем және формула бойынша орындау;
- апатты жағдайларда және оның алдын – алу шаралары белгі арқылы операторға хабарланады;
- автоматикалық генерация және оператор журналының мөрі;
- оператор журналын толтыру, қондырғылардың жұмыс істеуін жазып алу.

Мұндай ГТС - берілген режим бойынша тиімді жұмыс жасайды, жұмыс сапасын жақсартады, экологиялық жағынан пайдалы, апатты жағдайларды болдырмайды және еңбек өнімділігін арттырады.

4 ГАЗ ҚҰБЫРЫН ЕСЕПТЕУ

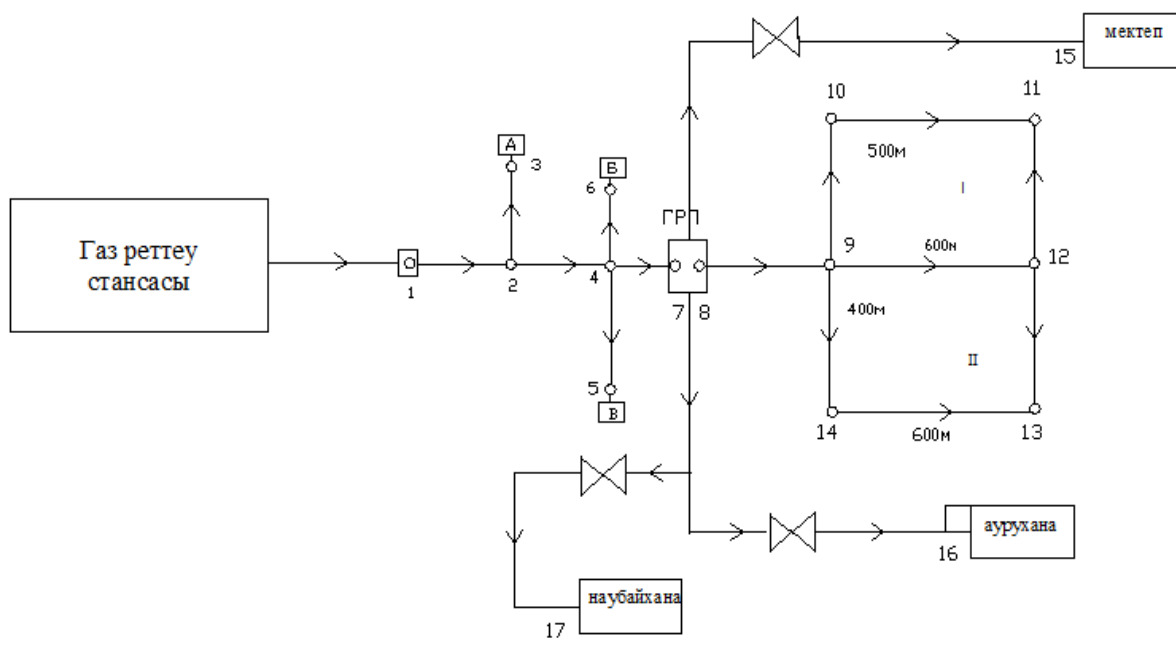
4.1 Ауданды газбен қамдаудың есебі

Тұрғын ауданның жобаланған сұлбасы бойынша газ құбырын есептеу қажет. Табиғи газбен төмендегідей объектілер қамтамасыз етіледі:

- ауыл шаруашылық, тұрмыстық – шаруашылық орны, аудандық қазандық, тұрғын аймақ (ГРО). Табиғи газ магистральді газ құбырынан газ тарату стансаға орташа қысыммен келіп түседі Тұйықталған - тармақталған газ құбыры газ реттеу орны (ГРО) арқылы тұтынушыларға жіберіледі. Тармақталған және сақиналы газ құбырлардың сипаттамасы 1 және 2 –ші суретте келтірілген. Газ құбырындағы газдың жану жылулығы $35,581 \text{ МДж/м}^3$ және тығыздығы $0,97 \text{ кг/м}^3$.

Шешімі:

Гидравликалық есептеуді тармақталған орташа қысымды газ құбырларынан бастаймыз.(ГРО – ға дейінгі аралық, (1- сурет)). Есептеу мәліметтері 1 – кестеде келтірілген.



4.1 – сурет. Ауданды газбен қамдау сұлбасы.

→ - газ бағыты;

А – ауыл шаруашылық орны;

Б – тұрмыстық – шаруашылық орын;

В – аудандық қазандық.

4.1 – кесте. Газдың есептік – сағаттық шығыны

Объектінің газбен камдау категориясы	Газдың есептік – сағаттық шығыны, м ³ /ч	Газдың қажетті қысымы (абсолютті), МПа
А – ауыл шаруашылық орны	130	0,26
Б – тұрмыстық – шаруашылық жүктеме	100	0,27
В – аудандық қазандық	500	0,25
Тұрғын аймақ(ГРО)	140	0,26

Есептеу нәтижелерін 4.2 – кестеге толтырамыз. Газ реттеу стансадан (ГРС) келетін газ құбырының бастапқы қысымы $p_H = 0,4$ МПа және соңғы қысымы $p_K = 0,35$ МПа тең деп аламыз:

$$\alpha_{cp} = \frac{(p_H^2 - p_K^2) * 10^2}{(1,1 * l_{\phi})};$$

мұндағы l_{ϕ} - газ тарату стансадан тұтынушыға дейінгі нақты ұзындығы, км.

Номограммадан [6; 1,23 - сурет] бөліктердегі газдың есептік – сағаттық шығыны мен нақты мәні α_{cp} қиылысуы арқылы құбыр диаметрі анықталады.

α_i мәні төмендегідей формула бойынша табамыз:

$$\alpha_i = \frac{(p_{H_i}^2 - p_{K_i}^2) * 10^2}{(1,1 * l_{\phi i})};$$

мұндағы $p_{H_i}^2$, $p_{K_i}^2$ - газ құбырының i – ші бөлігінің бастапқы және соңғы қысымы, МПа; $l_{\phi i}$ - i – ші бөліктің нақты ұзындығы, км.

$$\alpha_{1-2} = \frac{(0,4^2 - 0,377^2) * 10^2}{(1,1 * 0,25)} = 6,4;$$

$$\alpha_{2-3} = \frac{(0,377^2 - 0,3667^2) * 10^2}{(1,1 * 0,30)} = 2,6;$$

$$\alpha_{2-4} = \frac{(0,377^2 - 0,376^2) * 10^2}{(1,1 * 0,30)} = 2,5;$$

$$\alpha_{4-5} = \frac{(0,376^2 - 0,355^2) * 10^2}{(1,1 * 0,30)} = 4,6;$$

$$\alpha_{4-6} = \frac{(0,76^2 - 0,365^2) * 10^2}{(1,1 * 0,20)} = 2,7;$$

$$\alpha_{4-7} = \frac{(0,376^2 - 0,369^2) * 10^2}{(1,1 * 0,25)} = 4,5.$$

4.2 - Кесте – Орташа қысымды газ құбырын есептеу нәтижелері.

Есептеу бөлігі	Газдың есептік – сағаттық шығыны $m^3/ч$	Газ құбырының диаметрі, мм	Есептеу бөлігінің ұзындығы, км		Есептеу бөлігіндегі бастапқы қысымы p_H , МПа	Есептеу бөлігінің мәні α_i	Есептеу бөлігіндегі соңғы қысымы p_K , МПа
			Нақты l_Φ	есептік l_p			
1 – 2	510	200	0,25	0,275	0,4	6,4	0,377
2 – 3	200	125	0,30	0,33	0,377	2,6	0,376
2 – 4	300	150	0,30	0,33	0,377	2,5	0,376
4 – 5	160	100	0,30	0,33	0,376	4,6	0,355
4 – 6	100	100	0,20	0,22	0,376	2,7	0,376
4 – 7	150	100	0,10	0,11	0,376	4,5	0,369

i – ші бөліктегі соңғы қысым α_i мәнін пайдалана отырып табылады. Мысалы, 1 – 2 бөлік үшін $p_{K1-2}=0,377$ МПа тең. Егер де бөліктегі газ құбырларының диаметріндегі қысым есептік қысымға тең немесе одан артық болса, тармақталған газ құбырына гидравликалық есептеу аяқталады (4.2 - кесте). Егер де тұтынушыларға қосылған газ құбырларындағы есептік қысым нормадан төмен немесе аз болса, бөліктердегі газ құбырларының диаметрін арттыру қажет.

Енді сақиналы газқұбырының тұрғын аймағы үшін гидравликалық есептеу жүргіземіз. (I және II бөлік, 2 - сурет). Газдың есептік – сағаттық шығыны $140 \text{ м}^3/\text{сағ}$ – қа тең деп аламыз. Сақиналы газ құбыры ГРО –дан $R = 800$ м аралықта орналасқан. Бөліктердің ұзындығы 2 – суретте келтірілген. 8 – 9 бөліктерінен басқа есептік бөліктер транзитті газ шығындары деп аламыз

(2 - суретте газ бағыты көрсетілген).

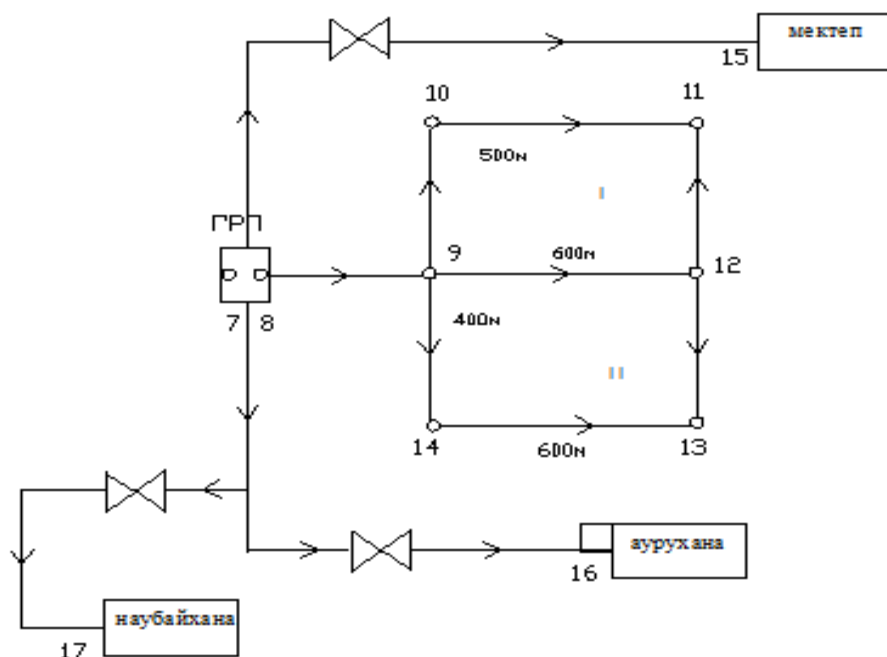
Газдың меншікті шығыны төмендегідей табылады:

$$v_{y\partial} = \frac{V_p}{\Sigma l_p};$$

мұндағы, V_p - жалпы газдың есептік – сағаттық шығыны общий расчетно; $V_p = 140 \text{ м}^3/\text{ч}$; Σl_p - тұтынушыларға газ алымдары алынатын бөліктердің жалпы ұзындығы;

9 – 12 есептеу бөлігі үшін $l_p = l_\Phi$, қалған бөліктер үшін - $l_p = l_\Phi/2$.

Формула бойынша табамыз: $v_{y\partial} = 140/210 = 0,666$.



4.2 – сурет. Сақиналы газ құбырын есептеу сұлбасы
→ - газ бағыты.

Сақиналы газқұбыры бөлігі үшін жолдық (попутный) және эквивалентті газ шығындарын анықтаймыз:

$$v_{\Pi} = v_{уд} * l_p ; v_{эқв.} = 0,55 * v_{\Pi}$$

$$v_{\Pi(9-10)} = 0,666 * 250 = 166 ; v_{эқв.(9-10)} = 0,55 * 166 = 91,3;$$

$$v_{\Pi(10-11)} = 0,666 * 300 = 199,8 ; v_{эқв.(10-11)} = 0,55 * 199,8 = 109,8;$$

$$v_{\Pi(11-12)} = 0,666 * 250 = 166 ; v_{эқв.(11-12)} = 0,55 * 166 = 91,3;$$

$$v_{\Pi(12-13)} = 0,666 * 200 = 133,2 ; v_{эқв.(12-13)} = 0,55 * 133,2 = 73,2;$$

$$v_{\Pi(13-14)} = 0,666 * 300 = 199,8 ; v_{эқв.(13-14)} = 0,55 * 199,8 = 109,8;$$

$$v_{\Pi(14-9)} = 0,666 * 200 = 133,2 ; v_{эқв.(14-9)} = 0,55 * 133,2 = 73,2;$$

$$v_{\Pi(9-12)} = 0,666 * 600 = 399,6 ; v_{эқв.(9-12)} = 0,55 * 399,6 = 219,7.$$

Транзитті v_t және есептік – сағаттық газ v_p шығындарын анықтаймыз. Газ бағыты 2 – суретте көрсетілген. 11 - 10, 11 - 12, 12 - 13 и 13 - 14 бөліктері үшін транзитті газ шығындары нөлге тең..

Сақиналы бөлік үшін транзитті есептік – сағаттық газ шығындарын анықтаймыз:

$$v_{T(9-10)} = v_{n(10-11)} = 199,8;$$

$$v_{T(9-12)} = v_{n(11-12)} + v_{n(12-13)} = 166 + 133,2 = 299,2;$$

$$v_{T(9-14)} = v_{n(13-14)} = 199,8.$$

Бөліктер желісіндегі есептік – сағаттық газ шығыны келесідей формуламен анықталады:

$$v_{p,i} = v_{T,i} + 0,55v_n \text{ және } v_{p,i} = v_{T,i} + v_{ЭКВ,i}.$$

$$v_{n(11-12)} = 0,666 * 250 = 166; v_{ЭКВ,(10-11)} = 0,55 * 166 = 91,3;$$

$$v_{p(11-12)} = v_{ЭКВ(11-12)} = 91,3;$$

$$v_{p(12-13)} = v_{ЭКВ(12-13)} = 73,2;$$

$$v_{p(13-14)} = v_{ЭКВ(13-14)} = 109,8;$$

$$v_{p(10-11)} = v_{ЭКВ(10-11)} = 109,8;$$

$$v_{p(9-14)} = v_{T(9-14)} + v_{ЭКВ,(9-14)} = 199,8 + 73,2 = 273;$$

$$v_{p(9-10)} = v_{T(9-10)} + v_{ЭКВ,(9-10)} = 199,8 + 91,3 = 291,1;$$

$$v_{p(9-12)} = v_{T(9-12)} + v_{ЭКВ,(9-12)} = 299,2 + 219,7 = 518,9.$$

Транзит және есептік газ шығындарын есептеу мәндерін 4.3 – кестеге толтырамыз.

4.3 – кесте. Сақиналы газ құбырының шығын мәні (4.2 – сурет бойынша)

Есептелетін бөлік	Бөлік ұзындығы, м		Есептеу бөлігіндегі газ шығыны, м ³ /сағ	
	нақты l_ϕ	есептік l_p	жолдық v_n	эквивалентті $v_{ЭКВ.}$
9 – 10	500	250	166	91,3
10 – 11	600	300	199,8	109,8
11 – 12	500	250	166	91,3
12 – 13	400	200	133,2	73,2
13 – 14	600	300	199,8	109,8
14 – 9	400	200	133,2	73,2
9 – 12	600	600	399,6	219,7

4.4 – кесте - Төмен қысымды сақиналы газ құбырының есептелуі

Есептеу бөлігі	Нақты ұзындығы $l_{фi}$, м	Есептеу бөлігіндегі газ шығыны, м ³ /сағ		Диаметр D, Мм
		Транзитті $v_{т.i}$	Есептік $v_{р.i}$	
I сақиналы газ құбыры				
11 - 10	600	-	109,8	125
10 - 9	500	199,8	291,1	150
9 - 8	50	-	1400	250
12 - 11	500	-	91,3	100
12 - 9	600	299,2	518,9	200
9 - 8	50	1400	1400	250
II сақиналы газ құбыры (біріншілік есептеу)				
13 – 14	600	-	100	125
14 – 9	400	200	206,4	150
9 – 8	50	1400	1400	250
13 – 12	400	-	67	100
12 – 9	600	300	500	200
9 - 8	50	140	140	250
II сақиналы газ құбыры (екіншілік есептеу)				
13 – 14	600	-	100	125
14 – 9	200	200	233,5	125
9' - 9	200	267	300,5	150
9 - 8	50	140	140	250
8 - 15	200	-	33,5	80
8 -16	200	67	100,5	100
8-17	600	300	250	200
9 - 8	50	140	140	250

II сақиналы (біріншілік есептеу) газқұбырын есептеу барысында қысым шығыны қосындысы 840 Па болды.

Бұл рұқсат етілетін қысымнан төмен (4.4 - кесте).

4.5 – кесте.Төмен қысымды газ құбырлары үшін есептік қысым құламасы

Газ қысымы	Қысым құламасының қосындысы, Па		
	ГРО –дан тұтынушыларға дейінгі аралық	Желілерге	
		Көшедегі	Аула мен үйлерге
Табиғи газ жану жылулығы 32...42 МДж/м ³			
2 кПа	1800	1200	600
1,3 кПа	1150	800	350

II сақиналы газқұбыры үшін екіншілік есептеу жүргізіліп, құбыр диаметрі азайды. Қысым шығыны қосындысы I сақиналы газқұбырында экономикалық негіздемеге сәйкес келеді (1060 және 1100 Па).

Есептік – сағаттық газ шығыны $v_{p.i}$ мен бөліктердегі қысым шығыны бойынша номограммадан [6; 1.24 - сурет] газ құбырының диаметрі мен меншікті қысым шығынын H_i анықтаймыз.

ГРО – дан тұтынушыға дейінгі орташа меншікті қысым шығыны:

$$H_{cp.i} = \frac{\Delta H_i}{\Sigma l_{\Phi}}$$

мұндағы, ΔH_i - газ тарату станциясынан сақиналы газқұбырына дейінгі қысым шығыны (I және II сақина үшін) $\Delta H = 1200$ Па; Σl_{Φ} - 8 – нүктеден келетін газ құбырының жалпы нақты ұзындығы (4.2 – сурет, 8 - нүкте) жартылай сақиналы нүкте (4.2 – сурет, 11 және 13 - нүктелер). I сақиналы газ құбыры үшін $\Sigma l_{\Phi 1} = 1150$ м және II сақиналы газ құбыры үшін $\Sigma l_{\Phi 2} = 1050$ м. Жоғарыдағы көрсетілген формула бойынша табамыз:

$$H_{cp1} = 1200/1150 \approx 1; H_{cp2} = 1200/1050 \approx 1,1 \text{ Па.}$$

Номограмма [6; 1.25 - сурет] бойынша есептік шығын мен орташа меншікті қысым шығыны H_{cp} арқылы 10 – 11 түйіндегі газ құбырларының диаметрлері анықтаймыз ($D = 125$ мм) және $H_{10-11} = 0,45$ Па.

Қысым шығынының қателігін табамыз:

I сақиналы газ құбыры үшін $\frac{1100 - 1060}{1100} * 100\% = 3,6\%$;

II сақиналы газ құбыры үшін $\frac{1100 - 1020}{1100} * 100\% = 7,2\%$.

I және II сақиналы газ құбырын есептеу барысында қысым шығынының қателігі 10% - дан аспады, яғни гидравликалық есептеуді аяқталды.

4.2 Газдың жылдық шығындарын анықтау

Аудандағы газ тұтынушыларын мынадай топтарға бөлуге болады:

- тұрмысты тұтыну;
- коммуналдық және қоғамдық мекемелерде тұтыну;
- жылыту, желдету үшін тұтыну.

Газ шығынын анықтау өте күрделі есептеулерге жатады.

ҚНЖЕ 2.04.08 -87* - де тұтынушыларға қажетті жылдық жылу мөлшері 4.1 – кестеде көрсетілген. Осы көрсеткіштердің көмегімен газдың жылдық шығыны анықталады.

Жалпы тұрғын үйлердегі газдың жылдық шығыны келесі өрнекпен анықталады:

$$Q_{т.у.} = \frac{Y_n * N * (q_{n1} * X_1 + q_{n2} * X_2 + q_{n3} * X_3)}{Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

мұндағы, Q_T^k - газдың жану жылулығы, кДж/м³.

Қоғамдық тамақтану мекемелріндегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.к.т.м} = \frac{360 * Z_{к.т.м} * Y_{к.т.м} * N * q_{к.т.м}}{Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

мұндағы, $Z_{к.т.м} = 0,3$ – газбен қамтылатын тұрғындар үлесі;

$Y_{к.т.м}$ - газбен қамту;

$q_{к.т.м}$ - ертеңгі немесе кешкі және түскі асқа қажетті жылу мөлшері, МДж.

Тұрмыстық қызмет көрсету мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны:

Кір жуу орындары

$$Q_{у.к.ж.о} = \frac{100 * Z_{к.ж.о} * Y_{к.ж.о} * N * q_{к.ж.о}}{1000 * Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Моншалардағы

$$Q_M = \frac{Z_M * Y_M * N * 52 * q_M}{1000 * Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

мұндағы, 100 – мың кісіден қабылданатын кір бұйымдары,т; $Z_{к.ж.о}, Z_M$ - тұтынушылар үлесі. Бұл көрсеткіштерді пәтерлердегі ыстық суы жоқ тұтынушылар үлесінен сәл көбіректеу қабылдауға болады; $Y_{к.ж.о}, Y_M$ - мекемелерді газбен қамту; $q_{к.ж.о}, q_M$ - мекемелрде жұмсалатын жылу мөлшері,(МДж т/құрғақ кір және МДж/шомылу); 52 – бір адамның жылдық моншаға бару саны.

Жалпы тұрмыстық қызмет көрсету мекемелрдегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.т.к.к} = Q_{у.к.ж.о} + Q_{у.м}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ}.$$

Денсаулық сақтау мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны

Есептеуді 1000 тұрғынға 12 орын келеді деп жүргіземіз. Газ шығыны ас және ыстық су дайындау үшін анықталады.

$$Q_{у.д.с.} = \frac{12 * (y_{дсм}^{ас} * q_{дсм}^{ас} + y_{дсм}^{ы.су} * q_{дсм}^{ы.су} * 2) * N}{1000 * Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Наубайханалардағы газдың жылдық шығыны

Тәулігіне 1000 кісіге 0,6 -0,8 т нан бұйымы шығарылады деп қабылдағанда, газ шығыны мынаған тең.

$$Q_{y.n.z} = \frac{0,7 * \frac{365}{1000} * Y_n * q_n * N}{Q_T^k}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Өнім өндімейтін қызмет көрстеу орындарындағы газдың жылдық шығыны

Бұл мекемелерге сауда орындары, шаштараз, тігін шеберханалары және т.б. жатады. ҚНЖЕ 2.04.08-87* бойынша бұл мекемелердің қажетіне жұмсайтын жылдық шығын жалпы тұрғын үйлердің 5% шамада қабылданады.

$$Q_{y.o.o.m.} = 0,05 Q_{y.t.y.}, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Өнеркәсіп мекемелерінде газдың жылдық шығыны:

$$Q_{y.o.m.} = Q_{ж} / Q_T^k \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

мұндағы, $Q_{ж}$ - өнеркәсіп мекемелеріндегі жылдық жылу шығыны, кДж/жыл. Жылыту, желдету және орталықтандырылған ыстық су дайындауға жұмсалатын газдың жылдық шығыны.

Тұрғын ауданның қажетті газ шығындарын анықтау

Қажетті көрсеткіштер:

Газдың жану жылулығы $Q_T^k = 35695$ кДж/м³. Аудан газбен толық қамтылады, $У = 100\%$. Монша, кір жуу орындары, қоғамдық тамақтану мекемелері, наубайханалар 40% - ға газбен қамтылған. Денсаулық сақтау мекемелрінде ас дайындау 75% - ға, ыстық су дайындау 30% - ға газбен қамтылған. Пәтерлердің 55% - ы орталықтандырылған ыстық сумен жабдықталған. Өнеркәсіп мекемелеріндегі жылдық жылу мөлшері $150 * 10^9$ кДж/жыл.

Жобалауға арналған қаланың климаттық көрсеткіштерін қабылдаймыз: $t'_{ж} = 19^{\circ}\text{C}$; $t_{om} = 0,3^{\circ}\text{C}$; $n_o = 169$ тәулік; $q_o = 73 \text{ Вт}/\text{м}^2$; $q_n = 376 \text{ Вт}/\text{адам}$.

Газ қолданбалы су қыздырғыштары жоқ үйлер үшін:

$$x_2 = [100 - (x_1 + x_3)] = [100 - (55 + 35)] = 10\%.$$

Тұтынушылардың есептеуге қажетті жылу мөлшерін ҚНЖЕ 2.04.08-87* бойынша қабылдаймыз.

Есептелуі:

Халық саны 30000 адам.

Тұрғын үйлердегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{т.у.} = \frac{1 * 30000 * (2800 * 0,55 + 4600 * 0,1 + 8000 * 0,35)}{35695 * 10^3} = 4,03 * 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Тұрмыстық қызмет көрсету мекемелерінде газдың жылдық шығыны:

- кір жуу орындары

$$Q_{ук.ж.о} = \frac{\frac{100 \cdot 0,1 \cdot 0,4 \cdot 30000 \cdot 18800}{1000}}{35695 \cdot 10^3} = 0,063 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

- моншалар

$$Q_{у.м} = \frac{0,1 \cdot 0,4 \cdot 30000 \cdot 52 \cdot 40}{35695 \cdot 10^3} = 0,07 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Барлығы: $Q_{у.т.к.} = Q_{ук.ж.о} + Q_{у.м} = 0,063 + 0,07 = 0,133 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ}.$

Қоғамдық тамақтану мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.к.т.м} = \frac{360 \cdot 0,3 \cdot 0,4 \cdot 30000 \cdot (4,2 + 2,1)}{35695 \cdot 10^3} = 0,228 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Денсаулық сақтау мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.д.с.м} = \frac{12 \cdot (0,75 \cdot 3200 + 0,3 \cdot 9200) \cdot 30000}{1000 \cdot 35695 \cdot 10^3} = 0,17 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Наубайханалардағы газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.н} = \frac{0,7 \cdot \frac{365}{100} \cdot 0,4 \cdot 30000 \cdot 5450}{35695 \cdot 10^3} = 4,68 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Өнім өндімейтін қызмет көрсету мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.о.о.м} = 0,05 \cdot Q_{у.т.у} = 0,05 \cdot 4,03 = 0,20 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Өнеркәсіп мекемелеріндегі газдың жылдық шығыны:

$$Q_{у.о.м} = \frac{150 \cdot 10^9}{35695 \cdot 10^3} = 4,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Төменгі қысымды газ желілеріне қосылатын тұтынушылардың жылдық газ шығыны:

$$Q_{у.т.к} = (4,03 + 0,17 + 0,20) = 4,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

Орташа газ желілеріне қосылатын тұтынушылардың жылдық газ шығыны:

$$Q_{y.o.k.} = (0,133 + 0,228 + 4,68 + 4,2) = 9,24 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ};$$

4.6 - кесте. Газдың жылдық шығыны

Газдың жылдық шығыны	$Q \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{ЖЫЛ}$
$Q_{T.Y.}$	4,03
$Q_{y.t.k.}$	0,133
$Q_{y.t.k.m.}$	0,228
$Q_{y.d.c.m.}$	0,17
$Q_{y.n.}$	4,68
$Q_{y.o.o.m.}$	0,20
$Q_{y.e.m.}$	4,2
$Q_{y.t.k}$	4,4
$Q_{y.o.k}$	9,24

4.3 Тұрғын аймақты газбен қамдау есебі

Тұрғын ауданды табиғи газбен қамдау үшін $750 \text{ м}^3/\text{сағ}$ газ мөлшері қажет. (табиғи газ тығыздығы $\rho=0,78 \text{ кг}/\text{м}^3$). Тұтынушыларға газ беру ГРО арқылы жүзеге асырылады. Тұтынушыларға берілетін газ қысымы 3 кПа немесе 0,003МПа мөлшерінде болады. Берілген мәліметтерді пайдалана отырып, табиғи газдың есептік шығыны мен газ құбырларының диаметрін анықтау керек .

Шешімі:

Құбыр желісіндегі меншікті газ шығыны:

$$V_{уд.} = \frac{V_{p.час.}}{\sum l_i};$$

$$V_{уд.} = \frac{V_{p.час.}}{\sum l_i} = \frac{750}{350+300+350+200+300} = 0,5 \text{ м}^3/(\text{сағ} \cdot \text{м});$$

Бөліктердегі газ шығындары (4.3 - сурет бойынша):

$$1 - 2 V_{n1-2} = l_{1-2} V_{уд.} = 350 \cdot 0,5 = 175 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

2 -3 бөлік үшін :

$$2 - 3 V_{n2-3} = l_{2-3} V_{уд.} = 300 \cdot 0,5 = 150 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

Бөлікте үшін газдың есептік шығыны төмендегідей формула бойынша анықталады:

$$V_p = V_T + 0,5V_{\Pi}$$

«2 -3» бөлігі ғана үшін транзитті газ шығыны анықталады.

$$V_{p1-2} = V_{T1-2} + 0,5V_{\Pi}; V_{T1-2} = 0,5*1 = 0,5*350 = 175 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

$$V_{p1-2} = V_{T1-2} + 0,5V_{\Pi} = 175 + 0,5*175 = 262,5 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

$$V_{T2-3} = 175 + 150 = 325 \text{ м}^3/\text{сағ}; V_{p2-3} = 325 + 0,5 * 150 = 400 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

Жол(путевый) газ шығындары:

$$V_{\Pi} = l_{б.у} * 0,5; \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$l_{б.у}$ - бөлік ұзындығы, м.

$$1 - 2 V_{\Pi 1-2} = l_{1-2} * 0,5 = 350 * 0,5 = 175 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$2 - 3 V_{\Pi 2-3} = l_{2-3} * 0,5 = 300 * 0,5 = 150 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$3 - 4 V_{\Pi 3-4} = l_{3-4} * 0,5 = 350 * 0,5 = 175 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$2 - 5 V_{\Pi 2-5} = l_{2-5} * 0,5 = 200 * 0,5 = 100 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$3 - 6 V_{\Pi 3-6} = l_{3-6} * 0,5 = 300 * 0,5 = 150 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

Қалған бөлік үшін $V_T = 0$ - ге тең болады, яғни $V_p = 0,5V_{\Pi}$;

$$V_{p3-4} = 0,5V_{\Pi} = 0,5*175 = 87,5 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$V_{p2-5} = 0,5V_{\Pi} = 0,5*100 = 50 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$V_{p3-4} = 0,5V_{\Pi} = 0,5*175 = 87,5 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

$$V_{p3-6} = 0,5V_{\Pi} = 0,5*150 = 75 \text{ м}^3/\text{сағ}.$$

Жол(путевый) және есептік газ шығындары есептеулерін 4.3.1 – кестеге толтырамыз.

4.3.1 – кесте. Жол және есептік газ шығындары

Газ шығыны, м ³ /сағ	Бөлік				
	1 – 2	2 – 3	3 – 4	2 – 5	3 - 6
Жол	175	150	175	100	150
Есептік	262,5	400	87,5	50	75

Негізгі магистральдағы (ГРО – дан 4 – нүктеге дейінгі (1 – 2 – 3 - 4)) орташа меншікті қысым шығынын анықтау арқылы осы бөліктегі жалпы қысым құлауын $H = 120$ мм су бағ. тең деп аламыз. $H_{тр}$ мәнін анықтау үшін қысым төмендеуін 10% деп аламыз.

Халықаралық өлшем бірліктер жүйесі бойынша келтіреміз:

$$1 \text{ кгс/см}^2 = 0,1 \text{ МПа};$$

$$1 \text{ кПа} = 10^3 \text{ Па} = 102 \text{ мм су бағ.} = 0,102 \text{ кгс/см}^2 = 0,0102 \text{ ат} \approx 0,01 \text{ МПа}; [9]$$

$$H_{тр} = 120 - 0,1 * 120 = 108 \text{ мм су бағ.} = 0,0108 \text{ кгс/см}^2 = 0,00108 \text{ МПа} = 1,08 \text{ кПа};$$

Орташа меншікті қысым шығыны:

$$\Delta p_{тр} = \frac{H_{тр}}{(l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4})} = \frac{1,08}{(350 + 300 + 350)} = 0,00108 \text{ кПа/м.}$$

4.3.2 – кесте. Құбыр желісінің гидравликалық есебі (негізгі магистраль)

Бөліктер	Бөлік ұзындығы l, м	Газ шығыны V_p , м ³ /ч	Бөлік диаметрі $d_n * s$, мм	Нақты меншікті шығыны Δp , мм вод.	Бөліктегі қысым шығыны Δpl , мм вод. Ст
1 – 2	350	662,5	219*6	0,12	42
2 - 3	300	300	168*6	0,11	33
3 - 4	350	87,5	102*3	0,12	42
					$\Sigma \Delta pl = 117$

4.3.3 – кесте. Құбыр желісінің гидравликалық есебі (тармақ)

Бөліктер	Бөлік ұзындығы l, м	Газ шығыны V_p , м ³ /ч	Бөлік диаметрі $d_n * s$	Нақты меншікті қысым шығыны	Бөліктегі қысым шығыны Δpl , мм

				Δp , мм вод.	вод. Ст
2 – 5	200	500	70*3	0,130	60
3 – 6	300	750	114*4	0,06	18

Гидравликалық есептеулер келесідегідей жүргізіледі:

- 1) Бөліктердегі орташа меншікті қысым шығыны мен есептік газ шығынын пайдалана отырып номограмма [3; 9 - сурет] бойынша газ құбырларының диаметрін табамыз.
- 2) Номограммадан табылған газ құбырларының диаметрін бойынша нақты меншікті қысым шығыны анықтаймыз.
- 3) Нақты меншікті қысым шығыны бөлік ұзындығына көбейте отырып ($\Delta p l$, мм вод. Ст) бөліктегі қысым шығынн анықтаймыз (8.3.3 – кесте).
- 4) Негізгі магистральдағы қысым шығыны қосындысын есептік қысым құламасымен салыстырамыз. Қателігі 5% - дан аспау қажет, ал егер де Газ құбырларының диаметрі артып немесе кемитін болса, қайтадан екінші рет есептеулер жүргізіледі.
- 5) Тармақтардағы меншікті қысым шығыныу анықтаймыз: газ құбырларының диаметрін анықтаймыз:

$$\Delta p_{\text{отв}} = \frac{H'}{l_{\text{отв}}}$$

мұнда H' - тармақтағы бар тегеурін (располагаемый напор), $H' = 200$ мм су бағ. тең деп аламыз.

$l_{\text{отв}}$ - тармақ ұзындығы, м.

2 – нүкте үшін жергілікті қысым шығыны:

$$p_2 = 300 - \Delta l_{1-2} l_{1-2} = 300 - 0,12 * 350 = 258 \text{ мм су бағ.} = 0,0258 \text{ кгс/см}^2 = 0,00258 \text{ МПа} = 2,58 \text{ кПа.}$$

$$\langle 2 - 5 \rangle: H_{2-5} = p_2 - p_{\text{ном}} = 258 - 200 = 58 \text{ мм су бағ.} = 0,58 \text{ кПа.}$$

Осы бөліктегі орташа меншікті қысым шығыны:

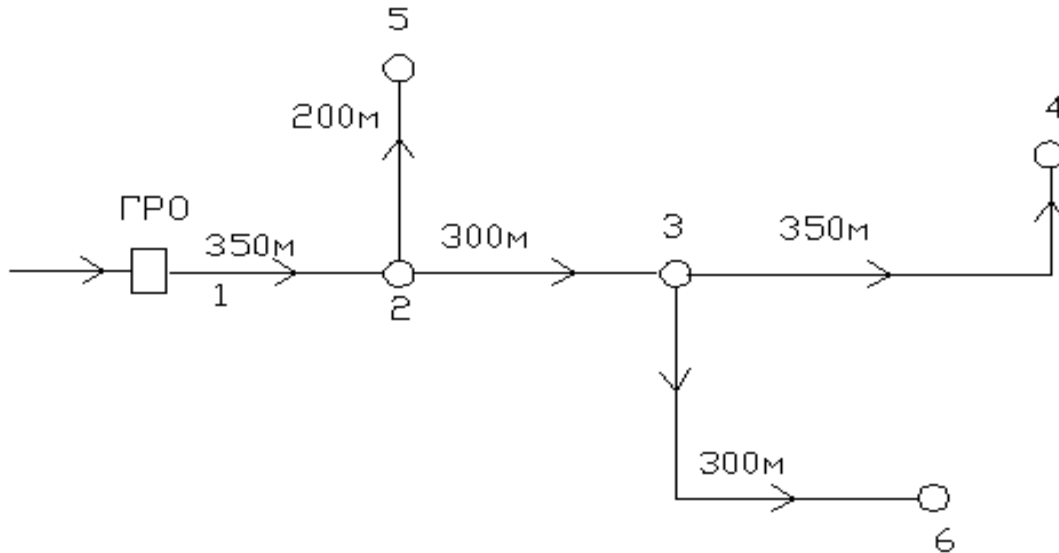
$$\Delta p_{\text{уд.2-5}} = \frac{H_{2-5}}{l_{2-5}} = \frac{0,58}{200} = 0,0029 \text{ кПа/м;}$$

3 -6 бөлік үшін аналогты есептеу:

$$p_3 = 300 - (\Delta p_{1-2} l_{1-2} + \Delta p_{2-3} l_{2-3}) = 300 - 0,12 * 350 - 0,11 * 300 = 225 \text{ мм су бағ.} = 2,25 \text{ кПа;}$$

$$H_{3-6} = p_3 - p_{\text{ном}} = 225 - 200 = 25 \text{ мм су бағ.} = 0,25 \text{ кПа};$$

$$\Delta p_{\text{уд,3-6}} = \frac{H_{3-6}}{l_{3-6}} = \frac{0,25}{300} = 0,0008 \text{ кПа.}$$



4.3 – сурет. Тұрғын аймақты газбен қамдау сұлбасы
→ - газ бағыты

4.4 Қысым реттегіштің газ өткізу қабілетін анықтау

Газ ағымы реттегіштің кедергілерінен өтеді. Сондықтан да оның статистикалық қысымы төмендейді. Клапандағы жұмсалған қысым аз болғандықтан газ тығыздығын тұрақты деп қабылдауға болады. Мұндай жағдайларда газ сығымдылығын ескеруге болады. $\Delta P / \Delta P_1 \leq 0,08$. Қысым реттегішінің газ өткізу қабілетін белгілі гидравликалық кедергі коэффициенті арқылы анықтаймыз:

$$\Delta P = \phi \frac{\omega^2}{2} * \rho$$

ΔP - реттегіште жұмсалған қысым; ω - газ жылдамдығы; ρ - газ тығыздығы;
 P_1 - реттегішке дейінге қысымы.

Жылдамдықты шығын арқылы белгілейміз:

$$Q = \frac{F_p}{\sqrt{2\Delta P / \rho \sqrt{\xi}}}$$

мұндағы, F_p - реттегіштің шарты өзгеру ауданы; ξ - өзгерту ауданынан келтірілген реттегіштің гидравликалық кедергі коэффициенті.
Осы өрнекті СИ жүйесінде өлшем бірлігіне сәйкес жазамыз:

$$Q = \frac{509 * F_p}{\sqrt{2 \Delta P / \rho} * \xi}$$

Тығыздығы $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ бір сағатта клапан арқылы өткен су мөлшерінің (м^3) клапанда жұмсалған қысымның 0,0981 кезеңіндегі өткізгіш қабілеті коэффициентін K_v қолданамыз. Бұл коэффициент K_v реттегішінің газ өткізу ауданы мен жергілікті кедергілер коэффициентін есепке алады. Өткізгіш қабілетінің мәнін орынына қоямыз:

$$Q = 101 * K_v * \frac{\Delta P}{\rho};$$

Енді $\Delta P / \Delta P_1$ жағдайын қарастырайық, яғни газ сығымдылығын ескеру. Мұнда газ тығыздығының өзгеруі де ескеріледі. Көрсеткіштер мәндерін орнына қойып өрнекті түрлендіреміз:

$$Q_0 = \alpha * f * 1,46 * 10^{-6} \sqrt{\frac{\Delta P * P_1}{\rho_0 * T * z_1}} * \varepsilon$$

мұндағы, α – шығын коэффициенті; ε - тығыздықтың өзгеруін көрсететін коэффициенті; z_1 - газ сығылу коэффициенті.

Өрнектегі $\alpha * f$ көбейтіндісін K_v арқылы белгілесек мынадай өрнек шығады:

$$Q_0 = 5260 * K_v * \xi * \sqrt{\frac{\Delta P * P_1}{\rho_0 * T * z_1}}$$

Бұл өрнек газ ағымының шекті мөлшеріне дейін қолданылса, шекті мөлшер кезеңінде мынадай өрнекпен анықталады:

$$Q_0 = 5260 * K_v * \varepsilon_{кр} * P_1 \sqrt{\frac{(\frac{\Delta P}{P_1})_{ш}}{\rho_0 * T * z_1}}$$

Кейбір көрсеткіштер белгілі жағдайларда мына өрнек арқылы есептеуге болады:

$$Q_0 = Q_T \sqrt{\frac{\Delta P * P_2 * P_0^k}{\rho_0 * \Delta P_0^k * \rho_2^k}}$$

ГРО гидравликалық есептеуде және қондырғыларын таңдауда негізгі техникалық құбырларындағы, газдың жылдамдықтарын алдын – ала қабылдап алынған қысым жұмсалуына байланысты тексереді.

Қысым жұмсалуды құбырларда 5 – тен 10 кПа дейін қабылданады. Бұл қысым құбырларда, тығындар крандарда, сүзгіде және жабылмалы сақтандырғыш клапандары жұмсалуды қысымның қосындысы болып табылады.

ГРО қондырғысын таңдау және гидравликалық есептеулер мынадай тәртіппен орындалады:

1) негізгі техникалық жолдағы жұмсалатын қысым қабылданады да, реттегіштегі (реттегіш клапандағы) жұмсалатын қысым анықталады:

$$\Delta P = P_1^{\min} - P_2 - \Delta P_{\text{ж}}, \text{ МПа}$$

Мұндағы, P_1^{\min} - қысым реттегіш алдындағы газ қысымының минималды мөлшері, МПа;

P_2 – реттегіштен кейінгі қысым, МПа;

$\Delta P_{\text{ж}}$ - газ реттеу орындағы жұмсалған қысым қосындылары, МПа.

2) Қысым реттегішінің жұмыс кезеңі анықталады:

$\frac{\Delta P}{P_1^{\min}} < 0,5$ (қысым реттегіш клапаннан өткен газ ағымының шекті мөлшеріне дейінгі кезең) – бірінші жағдай;

$\frac{\Delta P}{P_1^{\min}} > 0,5$ (ағын шегіне жеткен кезде) – екінші жағдай.

3) Қысым реттегіштен кейінгі ағындарға байланысты бірінші және екінші жағдайда өткізу қабілеттері төмендегідей формуламен анықталады:

$$Q_0 = 5260 * K_v * \epsilon * \sqrt{\frac{\Delta P * P_1}{\rho_0 * T * z_1}}$$

$$Q_0 = 5260 * K_v * \epsilon_{кр} * P_1 \sqrt{\frac{(\frac{\Delta P}{P_1})_{ш}}{\rho_0 * T * z_1}}$$

мұндағы, K_v - қысым реттегішінің газ өткізу қабілеті (4.4.1 - кесте); $\epsilon, \epsilon_{кр}$ - газдың тығыздығынан өзгеруін көрсететін коэффициенті номограммадан қабылдаймыз; z_1 - газ сығылу коэффициенті; ΔP - реттегіште жұмсалған қысым, МПа; P_1 - қысым реттегіштен кейінгі қысым, МПа; ρ_0 - газдың тығыздығы, кг/м³; T – қысым реттегішке дейінгі температура, К.

4) Өткізу қабілетіне байланысты қысым реттегіш қабылданады (4.4.1 - кесте) және оның өткізу қабілетін тексереді.

4.4.1 –кесте. Қысым реттегіштің өткізу қабілеті K_v

Қысым реттегіштің түрлері	K_v	Қысым реттегіштің түрлері	K_v
РД -20 – 5	0,52	РД -50М – 11	3,3
РД -25 – 5	0,52	РД -50М – 15	5,8
РД -25 – 6,5	0,9	РД -50М – 20	9
РД -32 – 5	0,52	РД -50М – 25	11
РД -32 – 6,5	0,9	РДУК-2 -50/35	27
РД -32 – 9,5	1,9	РДУК-2 -100/50	38
РД -50 – 13	3,7	РДУК-2 -100/70	108
РД -50 – 19	7,9	РДУК-2 -200/105	200
РД -50 – 25	13,7	РДУК-20 -22/140	300
РД -32М – 4	0,52	РД -50 – 64	22
РД - 32М – 6	0,8	РД -80– 64	66
РД - 32М – 10	1,4	РД -100 – 64	110
РД - 50М – 8	1,7	РД -150 – 64	314
РД - 50М	1,7	РД -200 – 64	424

5) Техникалық көрсеткіштерге байланысты (4.4.2 –кесте) сүзгі таңдалады.

4.4.2 – кесте. Сүзгілердің техникалық көрсеткіштері

Шартты диаметр, мм	Газдың қысымы, МПа	$\Delta P = 5$ кПа кезінде максималды өткізгіштік	Фильтр көлемі, м ³	Масса, кг
Сеткалы сүзгі				
25	1,6	300	0,041	7,5
40	1,6	2000	0,0070	9,0
Қылды сүзгі				
50	0,6 –1,2	3000/6000	0,05	60/95
100	0,6 –1,2	8000/15000	0,14	125/175
200	0,6 –1,2	20000/38000	0,50	310/456

Сүзгідегі қысым жұмсалуды келесі өрнекпен анықталады:

$$P_c = \left(\frac{Q}{Q_c}\right) * \Delta P_{ж} * \frac{P_2(\text{кесте})}{P_2} * \frac{\rho_0}{\rho_0(\text{кесте})}, \text{ кПа}$$

P_c - 5 кПа – дан аспауы керек. Өрнектегі «кесте» деп белгіленген шамалар кестеден алынғандарын көрсетеді.

6) Газ құбырларындағы реттегішке дейін (25 м/с) және реттегіштен кейінгі (40 – 45 м/с) газдың жылдамдықтары анықталады:

$$W_0 = \frac{Q}{F} * \frac{10}{3600} * \frac{P_0}{P}, \text{ м/с}$$

мұндағы, F – газ құбырларының көлденең қимасының ауданы, см^2 ;

P_0 - 0,1 МПа физикалық атмосфера; P - құбырдағы газдың қысымы, МПа;

7) Газдың жылдамдығына байланысты крандардағы, жергілікті кедергілердегі, ЖСК, қысым реттегішке дейінгі және қысым реттегіштен кейінгі қысым жұмсалуын анықтаймыз:

$$\Delta P_{ж.к.} = \sum \xi \frac{\omega^2}{2} * \frac{P_0}{P} * 10^{-3}, \text{ кПа}$$

мұндағы, $\sum \xi$ - жергілікті кедергілердің маңыздары (4.7 – кестеден қабылдаймыз).

4.4.3 - кесте. Жергілікті кедергілер коэффициенті, ξ

Жергілікті кедергілер түрі	Маңыздары	
	Реттегішке дейін	Реттегіштен кейін
Кран	2	2
ЖСК	5	-
Диаметрлер өзгеруі	-	0,55
Барлығы	7	2,55

8) Жұмсалуы қысымның мәнін анықтап, оны алдын – ала қабылдап алынған ГРО жұмсалған қысымдарының қосындыларымен салыстырамыз:

$$\sum \Delta P_i = \Delta P_c + \Delta P_{қ.д.} + \Delta P_{қ.к.} \leq \Delta P_{ж.к.} \text{ кПа}$$

мұндағы, ΔP_c - сүзгідегі қысым жасалуы, кПа;

$\Delta P_{қ.д.}$ - қысым реттегішке дейінгі жұмсалуы, кПа; $\Delta P_{қ.к.}$ - қысым реттегішке дейінгі жұмсалуы, кПа;

Сүзгіні таңдауға байланысты есептеу төмендегідей жүргізіледі. Бастапқы мәлімет бойынша газ шығыны $2600 \text{ м}^3/\text{сағ}$, тығыздығы $0,8 \text{ кг/м}^3$ және басты абсолюттік қысым $0,3 \text{ МПа}$, $P_2 = 0,7 \text{ МПа}$, $\Delta P = 5 \text{ кПа}$ деп қабылдаймыз.

Шешімі:

4.4.2 –кесте бойынша құбырдың диаметрі $D = 50$ мм қылды сүзгіні қабылдауға мүмкіндігін тексереміз:

$$a) P_c = \left(\frac{Q}{Q_c}\right) * \Delta P_{ж} * \frac{P_2(\text{кесте})}{P_2} * \frac{\rho_0}{\rho_0(\text{кесте})}, \text{ кПа өрнегі бойынша}$$

$$P_c = \left(\frac{2600}{3000}\right)^2 * 5 * \frac{0,695}{0,295} * \frac{0,8}{0,73} = 9,54 \text{ кПа.}$$

$\Delta P_c > 5$ кПа бұл жағдайда құбырдың диаметрін $D = 100$ мм қабылдаймыз:

$$P_c = \left(\frac{2600}{8000}\right)^2 * 5 * \frac{0,695}{0,295} * \frac{0,8}{0,73} = 1,25 \text{ кПа.}$$

$\Delta P_c < 5$ кПа, $D = 100$ мм сүзгіні қабылдаймыз.

ГРО қондырғыларын және бақылау – өлшегіш аспаптарын таңдау үшін төмендегідей есептеулер жүргізіледі. Бастапқы мәлімет бойынша табиғи газ шығыны $1200 \text{ м}^3/\text{сағ}$, газдың басты қысымы 90 кПа, ГРО – дан кейінгі қысым 3 кПа.

Шешімі:

Құбырдағы қысым жұмсалуы, кранда , жабылмалы сақтандырғыш клапанда, сүзгіде қысым жұмсалуы алдын – ала 7 кПа деп қабылдаймыз.

Реттегіште жұмсалатын қысым анықталады:

$$\Delta P = 90 - 7 - 3 = 80 \text{ кПа.}$$

Қысым реттегішінің жұмыс кезеңін анықтаймыз:

$$\Delta P / \Delta P_1 = 80 / 190 = 0,42 < 5.$$

Қысым реттегіш клапаннан өткен газ ағымының шекті мөлшеріне дейін кезең.

Қысым реттегіштен кейінгі газ өткізу қабілетін анықтаймыз:

$$K_v = \frac{1200}{5260 * 0,8 \sqrt{0,19 * \frac{0,08}{0,73} * 273 * 1}} = 33.$$

4.5 – кесте бойынша $K_v = 38$; РДУК 200 -100/50 қабылдаймыз. Өткізу қабілетін тексереміз.

$$Q_0 = 5260 * 38 * 0,8 * \sqrt{\frac{0,19 * 0,08}{0,73 * 273 * 1}} = 1396 \text{ м}^3/\text{сағ.}$$

Өткізу қабілеті шығыннан 16% асты, ҚНЖЕ 2.04.08.-87* қанағаттандырады.
 4.6 – кесте бойынша қылды сүзгіні $D = 100$ мм қабылдаймыз. Қысым жұмсалуды есептейміз. $P_2 = 700$ кПа, $\Delta P = 5$ кПа, $\rho_0 = 0,73$ кг/м³,
 $Q = 15000$ м³/сағ.
 Сүзгідегі қысымды анықтаймыз:

$$P_c = \left(\frac{1200}{15000}\right)^2 * 5 * \frac{0,695}{0,295} * 1 = 0,117 \text{ кПа.}$$

Газдың құбырлардағы жылдамдығын анықтаймыз:
 Қысым реттегішке дейінгі ($D = 100$ мм):

$$W = \frac{1200}{79} * \frac{10^4}{3600} * \frac{0,1}{0,19} = 22 \text{ м/с.}$$

Қысым реттегіштен кейінгі

$$W = \frac{1200}{79} * \frac{10^4}{3600} * \frac{0,1}{0,103} = 41 \text{ м/с.}$$

Қысым жұмсалуды:

Қысым реттегішке дейінгі:

$$\Delta P_{ж.қ.} = 7 * \frac{22^2}{2} * 0,73 \frac{0,19}{0,1} = 1,53 \text{ кПа.}$$

Қысым реттегіштен кейінгі:

$$\Delta P_{ж.қ.} = 2,55 * \frac{41^2}{2} * 0,73 \frac{0,103}{0,1} = 1,61 \text{ кПа.}$$

Қысым жұмсалудының қосындысы мынаған тең:

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,117 + 1,53 + 1,61 = 3,25 \text{ кПа.}$$

Бұл санның мәні 3,25 кПа, ГРО қысым жұмсалудынан (7 кПа) кем. Осымен гидравликалық есеп аяқталады.

5 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

5.1 Жылу энергиясының жылдық шығынын анықтау

Бір ғимарат үшін жылудың және жылытудың жылдық шығыны мына кейіптеме бойынша анықталады:

$$Q_{\text{ж}} = q_0 * a * K_t * V_c * (t_{\text{ауа}} - t_{\text{орт.ж}}) * Z_{\text{ж}} * 24, \text{ Гкал/жыл}$$

мұнда q_0 - ғимараттың меншікті жылулық сипаттамасы, $0,27 \text{ ккал/м}^3 \text{ сағ С}$;
 a -сыртқы ауаның шоғырлану (инфилтрация) еселеуіші = $1,05$;
 K_t - сыртқы ауаның есептік температурасының өзгерісін ескеретін еселеуіш = $1,08$;
 V_c -сыртқы өлшемі бойынша ғимараттың көлемі, 25000 м^3 ;
 $t_{\text{ауа}}$ -ғимарат ішіндегі ауаның температурасы, 18°С ;
 $t_{\text{орт.ж}}$ - жылыту кезеңіндегі сыртқы ауаның орташа температурасы (ғимарат бойынша);
 $Z_{\text{ж}}$ - жылыту кезеңінің ұзақтығы, тәулік (ғимарат бойынша);
 24 - бір тәуліктегі сағат саны.

$$Q_{\text{ж}} = 0,27 * 1,05 * 1,08 * 25000 * (18 - (-0,3)) * 166 * 24 = 558068162,4 \text{ ккал/жыл} = 558,068 \text{ Гкал/жыл.}$$

Ыстық сумен қамдау кезіндегі жылудың жылдық шығыны былай анықталады:

$$Q_{\text{ыс.су}} = M * C * (t_{\text{ыс.су}} - t_{\text{с.су ж}}) * Z_{\text{ж}} * 0,8 + M * C * (t_{\text{ыс.су}} - t_{\text{с.су к}}) * Z_{\text{к}}, \text{ Гкал/адам-жыл}$$

$M_{\text{ыс.су}}$ - ыстық судың тәуліктік шығыны, бір адамға тәулігіне 100 литрден деп есептеледі;

C -судың салыстырмалы жылу сыйымдылығы= $1,0 \text{ ккал/кг}$;

$t_{\text{ыс.су}}$ - ыстық су температурасы = 65°С ;

$t_{\text{с.су к}}$, $t_{\text{с.су ж}}$ - қыс (жылыту) және жаз кезеңдеріндегі суық су температурасы, 5 және 15°С

$Z_{\text{ж}}$, $Z_{\text{к}}$ - қыс және жаз кезеңдерінің ұзақтығы, сағат тәулік.

$Z_{\text{к}} = Z_{\text{от}}$, $Z_{\text{ж}} = 365 - Z_{\text{з}}$.

$$Q_{\text{ыс.су}}=100*1,0*(65-15)*199*0,8+100*1,0*(65-5)*166= 1792000 \text{ ккал/адам-жыл} \\ = 1,792 \text{ Гкал/адам-жыл.}$$

5.2 Максималдық сағаттық жүктемені анықтау

$$Q_{\text{ж.сағ}} = q_0 * a * K_t * V_c * (t_{\text{ауа}} - t_{\text{с.а.е}}), \text{ Гкал/сағ}$$

$t_{\text{с.а.е}}$ - сыртқы ауаның есептік температурасы, ол тұрғындардың орналасқан жерінің табиғи-климаттық жағдайына байланысты қабылданады (ғимарат бойынша).

$$Q_{\text{ж.сағ}}=0,27*1,05*1,08*25000*(18-(-20))=290871 \text{ ккал/сағ} = 0,29 \text{ Гкал/сағ.}$$

Егер жылыту үрдісінде жылу энергиясы жалпы бүкіл ғимаратқа шығындалса және уақытша қажеттіліктерге байланысты болмаса, онда ыстық сумен қамдау үрдісі дербес болып табылады. Яғни бұл бір орталықтан жылынатын, көп қабатты үйлердегі тұрғындардың бәрі бірдей уақыт аралығында ыстық суды тұтынбайтынын көрсетеді. Ондай жағдайда ыстық суды бір уақытта пайдалану K_T еселеуішімен түзетіліп отырады және ОЖҚ зонасында тұратын халықтың санына байланысты болады.

Ыстық сумен қамдау кезіндегі максималды сағаттық жүктеме қазандық қызметіне жүгінетін барлық халықтар үшін мына кейіптемемен анықталады:

$$Q_{\text{ыс.су сағ}} = K_T * \frac{m * n * (t_{\text{ыс.су}} - t_{\text{с.су}})}{24} \text{ Гкал/сағ}$$

K_T - ғимараттағы халық саны үшін сағаттық тепе-теңсіздік еселеуіші =2;

m - бір тәуліктегі ыстық суды тұтыну нормасы, л;

n - бір орталықтан жылынатын аймақтағы (ОЖҚ) халық саны - 8000 адам;

$t_{\text{с.су}}$ - 10° С деп алуға болады.

$$Q_{\text{ыс.су сағ}} = 2*100*8000(65-10)/24 = 2979166,66 \text{ ккал/сағ} = 2,97 \text{ Гкал/сағ.}$$

Елді мекендегі жылу энергиясының жылдық қажеттілігі төмендегідей анықталады

$$Q_{\text{жыл}} = Q_{\text{ж}} + Q_{\text{ыс.су}}, \text{ Гкал/жыл,}$$

$Q_{\text{ж}}$ -бір үйді жылытуға кеткен жылудың жылдық шығынының (үй) селоны жылытуға кеткен жылудың жылдық шығынының көбейтіндісімен анықталады;

$Q_{\text{ыс.су}}$ - бір адамға шаққандағы жылудың жылдық қажеттілігінің елді мекендегі тұрғындардың жалпы санының (ТС) көбейтіндісімен анықталады.

$$D=300 \text{ үй.}$$

$$Q_{\text{жыл}}=558,068 \text{ Гкал} * 300 + 1,79 * 8000 = 18174,04 \text{ Гкал/жыл.}$$

5.3 Жылумен қамдаудың жылу жіберудің өзіндік құнын есептеу
Ауылды жылумен ДЖӨҚ-дан қамдауға келесідегідей құраушылар кіреді:

$$\text{Ш}_{\text{джөк}} = \text{Ш}_{\text{гж}} + \text{Ш}_{\text{жабд}} + \text{Ш}_{\text{отын}} + \text{Ш}_{\text{еа}} + \text{Ш}_{\text{жалпы}} + \text{Ш}_{\text{жөн}}, \text{ мың } \$.$$

Бұл құраушылар, сәйкесінше, табиғи газда жұмыс істейтін дербес жылу өндіретін қондырғыға қаржы салымдарын, көшемен газ желілерін тарту шығындарын, үйлердің ішкі қондырғыларына кететін шығындарын, отын, еңбекақы, жалпы өндірістік және жөндеу шығындарын көрсетеді.

$\text{Ш}_{\text{жөк}}$ - табиғи газда жұмыс істейтін дербес жылу өндіруші қондырғыларға (ДЖӨҚ) жұмсалатын шығын. Бұл қазандықтар үйдің астында орнатылады, сыртқы жылу тораптары болмайды және тек бір ғана тұтынушыға қызмет етеді, яғни тұтыну орнында орналастырылады және жылумен қамдаудың осы тәсілін орталықтандырылған емес деп атайды (ОеЖК).

$\text{Ш}_{\text{гж}}$ - газ желісіне кететін шығындар, оның құрамына: орта қысымды газ құбырынан селоға дейін газ желісін тарту (орташа қысымдағы газ құбыры торабына газ реттеуші пункттер ГРП қойылады және одан $L_{\text{ж}} = 3$ км қашықтықта

селоға қарай төменгі қысымды газ торабы салынады) және әрбір үйге баратын көшемен тартылатын газ тораптарын жасау. $\text{Ш}_{\text{грп}}$ құны шамамен - 2000 \$, ал ауылға дейін желінің құны 1,5\$/км. Көше газ торабының ұзындығын ($L_{\text{к}}$) әр үйге 120-150м деп, ал әр 1м желісінің құны 1 \$ -ге тең деп қабылданады. Нәтижесінде төмендегідей беруге болады

$$\text{Ш}_{\text{гж}} = \text{Ш}_{\text{грп}} + 1,5 * L_{\text{ж}} + \text{Үй} * L_{\text{к}} * 1,0 \text{ мың } \$.$$

Осыдан, $\text{Ш}_{\text{гж}} = 2000 + 1,5 \cdot 3000 + 300 \cdot 150 \cdot 1,0 = 51,5$ тыс.\$.

$\text{Ш}_{\text{жабд}}$ - үйдің ішкі қондырғыларына кететін шығын:

$\text{Ш}_{\text{жабд}}$ - ыстық судың шүмектері мен жылыту батереяларын қоса есептегендегі және үйдің астыңғы қабатындағы әрбір пәтерлерге бөліп тарату желілеріне кететін көп қабатты үйлер ішіндегі қондырғылар шығындары. Бір пәтер үшін 60 \$ шамасында қабылданады.

$$\text{Ш}_{\text{жабд}} = 60 * 20 * 60 = 72 \text{ мың } \$.$$

$\text{Ш}_{\text{отын}}$ - табиғи газға кететін шығындар келесідей анықталады.

Алдымен шартты отынның дербес жылу өндіруші қондырғылар (ДЖӨҚ) үшін 1 Гкал жылу энергиясын өндіруге жұмсалатын шығынын анықтаймыз:

$$b_{\text{менш}} = \frac{143}{\eta_{\text{каз}} * \eta_{\text{рет}}}, \text{ ш.о.кг/Гкал};$$

Кейіптеменің бөлігіндегі ПӘЕ мәнін, сәйкесінше 0,9 және 0,96 деп алынады:

$$b_{\text{менш}} = \frac{143}{0,9 * 0,96} = 165,51 \text{ ш.о.кг/Гкал}.$$

Содан кейін бір үйді жылытуға және ыстық сумен қамдауға қажетті шартты отынның жалпы шығынын табамыз:

$$V_{\text{ш}} = b_{\text{менш}} * (Q_{\text{ж}} + Q_{\text{ыс.су}}), \text{ ш.о.т}$$

Осыдан, $V_{\text{ш}} = 165,51 \cdot 26702,83 = 4419$ ш.о.т.

Аудару еселеуіші K_a арқылы шартты отынды табиғи отынға V_t ауыстырамыз ($1000 \text{ м}^3 = 1,15$ ш.о.т, $1 \text{ ш.о.т} = 870 \text{ м}^3$).

Нәтижесінде, $V_t = 4419 / 1,15 = 3843,1 \text{ м}^3$.

Отынның бағасы:

$$\text{Ш}_{\text{отын}} = V_t * B, \text{ мың \$}.$$

Табиғи газдың бағасы, оны өндіру, магистралды және бөліп таратушы газжелілерімен тасымалдауды есепке алғанда, яғни газды өткізу бағасы, оны 5 теңге/м^3 мөлшерінде қабыланады. Газдың бағасы бүкіл селоға анықталады. :

$$\text{Ш}_{\text{отын}} = (3843,1 \cdot 5000) / 182 = 105,58 \text{ мың \$}.$$

$\text{Ш}_{\text{са}}$ - еңбекақы шығындары. Жүктемені реттеуді, отынды беру және ыстық судың температуралық параметрлерін автоматты басқару қызметкерлердің тәулік бойы қатысуын талап етпейді, тек қана қазанның жұмыстық параметрлеріне үнемі бақылауды талап етеді. Көрсетілгендей, негізгі мақсаты елді мекенге жылу энергиясын өндіру және тарату болып табылатын «Энергия» АҚ құрылуына байланысты, оның міндетіне мекеннің бүкіл ДЖӨҚ-ға қызмет көрсетуі кіреді. ДЖӨҚ-ның жұмысын үнемі бақылау және қызмет көрсету үшін төрт адам жеткілікті, қосымша екі адам АҚ-ның қаржы және ұйымдастыру жұмыстарымен айналысады.

Сонда еңбекақы төмендегідей қарастырылады:

$$\text{Ш}_{\text{са}} = C_k * 120 * 12 * 1,215 \text{ мың \$}.$$

Сәйкесінше, кейіптемедегі белгіленулер C_k - қызметкерлердің саны, 120 - бір жұмысшының орташа айлық еңбекақысы, 12 - бір жылдағы айлар, 1,215 - еңбекақы қорынан алынатын аударылымдар.

$$\text{Нәтижесінде, } \text{Ш}_{\text{са}} = 6 \cdot 120 \cdot 12 \cdot 1,215 = 10,5 \text{ мың \$}.$$

Ш_a - амортизациялық аударылымдар, елді мекенді жылумен қамтамасыз ету сұлбасына қажетті қосынды капиталдық салымдардың 8 % мөлшерінде қабылданады:

$$\text{Ш}_a = 0,08 * (\text{Ш}_{\text{жабд.}} + \text{Ш}_{\text{гж}}), \text{ мың \$}.$$

$$\text{Ш}_a = 0,08 \cdot (72 + 51,5) = 9,88 \text{ мың \$}.$$

$Ш_{жөн}$ - қондырғыларды жөндеуге кеткен шығындарды төмендегі кейіптемемен қабылдаймыз:

$$\begin{aligned} Ш_{жөн} &= 0,15 * Ш_a, \text{ мың } \$. \\ Ш_{жөн} &= 0,15 \cdot 9,88 = 1,482 \text{ мың } \$. \end{aligned}$$

$Ш_{жалп}$ – жалпстанцияның шығыны, келесі формуламен есептеледі:

$$Ш_{жалп.} = 0,3 \cdot (Ш_{ea} + Ш_a + Ш_{жөн}), \text{ мың } \$;$$

$$Ш_{жалп.} = 0,3 \cdot (10,5 + 9,88 + 1,482) = 6,55 \text{ мың } \$;$$

Нәтижесінде:

$$Ш_{джөк} = 51,5 + 72 + 105,58 + 10,5 + 6,55 + 1,482 = 247,612 \text{ мың } \$.$$

Жоғарыдағы есептелген шығындарды ескере отырып, тұрғын аудан үшін 1 Гкал газ жіберудің жылу жіберудің өзіндік құны есептелінеді:

$$\begin{aligned} S &= \frac{Ш_a + Ш_{отын} + Ш_{ea} + Ш_{жалпы} + Ш_{жөн}}{Q_{жыл}}, (\$/\text{м}^3/\text{Гкал} \text{ (теңге}/\text{м}^3/\text{Гкал}); \\ S &= \frac{9,88 + 105,58 + 10,5 + 6,55 + 1,482}{18174,04} = 5,89 \frac{\$}{\text{Гкал}} = 1072,67 \frac{\text{теңге}}{\text{Гкал}}. \end{aligned}$$

Техника-экономикалық есептеулер нәтижесі бойынша жылумен қамтамасыз етудің әртүрлі нұсқалары бойынша 1 Гкал жылу энергиясын алудағы меншікті шығындар анықталады және селоны жылу жүктемесін экономикалық жағынан тиімді сұлбамен жабу үшін бірінші (немесе екінші) нұсқа таңдалынып алынады. Бұл нұсқаны тәжірибеге енгізу үшін «Энергия» АҚ-ы жобаны жүзеге асатынына қаржы-экономикалық бағалау жүргізу қажет.

5.4 Жылумен қамдау нұсқасын салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау

Кез келген энергиямен қамдау нысанын салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау үшін бастапқы кезде бизнес-жоспар құрып, оны негізге ала отырып шешім қабылдайды, егер ұлтаралық шешім болса, инвестициялық жоба өнделеді. Бұл ақша бағасының уақыт бойынша өзгерісін және жобаны іске асырудағы барлық кешенді шығындарды есепке алатын техника-экономикалық шешімдер қабылдауды бағалаудың қазіргі әдісі: ол бағалар мен келешектегі болатын тарифтік саясат, өнімді өткізу көлемі, жобаны іске асырудан болатын кіріс пен пайданы, несиені қайтаруға кететін пайда бөлігін, кәсіпорын несие алатын банктің пайыздық мөлшерлемесі, несие қайтару мерзімі.

Ірі энергетикалық нысандарды салу мен оны пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың қиындығы инвестициялардың бірнеше кезеңдермен түсуіне және жобаны іске асыруда нәтижелердің пайда болу ұзақтығына байланысты. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестицияларды бағалаудың белгісіздігіне және қателесу қаупіне әкеледі. Сондықтан

практикада инвестициялық жобаларды бағалаудың жобаның қателік деңгейі минимумға жеткізілген әдістері қолданылады. Бұл әдістер таза келтірілген құнын (NPV), жобаның өтелу мерзімін (PP) анықтау, пайданың ішкі нормаларын есептеу (IRR), инвестицияның рентабелділігін есептеу (PI), инвестицияның бухгалтерлік рентабелділігін есептеу (ROI) болып табылады. Әрине практикада әрқашан инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық 5 әдісі бірдей қолданыла бермейді. Сондықтан берілген жұмыста бастапқы 3 әдісі ғана қолданылады.

Ауылдың барлық үйін қазандықпен немесе ДЖӨҚ қондырғыларымен жылу энергиясын қамдау белгілі қаражатты талап етеді және әдеттегідей қаржының бір бөлігін кәсіпорын береді. Қалған ақшаны жылумен қамдау нысанын салушы және оны пайдаланушы акционерлік қоғамдардың есебінен қамтамасыз етіледі.

Біздің жағдайда келесідей анықталады: құрылыстағы (қазандықтың және ДЖӨҚ-ның, жылу және газ жүйелерінің, тұрғын үйлер қондырғыларының бағасы) қосынды капиталдық салымдардың 70 %-дық мөлшерін өнеркәсіп қамтамасыз етеді, ал қалған 30 %-дық қосынды капиталдық салымдарды «Энергия» АҚ қамтамасыз етеді. Жылумен қамдаудың сұлбасын пайдалануға кеткен қосынды шығындар (отын, еңбек ақы, амортизация, жөндеу, жалпы шығындар) өнеркәсіп пен АҚ арасында теңдей бөлінеді, яғни 50 %-дан. «Энергия» АҚ өзінің қаржыландыру үлесін банктен жылдық салымы 10 % -дық несие арқылы қамсыздандырады.

Инвестициялық жобаны бағалауда тек төрт көрсеткіш пайдаланылатыны белгілі:

I_0 – бастапқы инвестициялар;

CF - несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағыны;

r - банктің несие бойынша пайыздық мөлшерлемесі (10%);

n - несиенің күнтізбелік жылы.

Инвестициялық жобаларды жасағанда және талдағанда ең қиыны пайданы есептеу және несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағынын CF есептеу болып табылады.

«Энергия» АҚ-ның жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 25% делік, демек

$$T_{\text{ж}} = S_{\text{отын}} \cdot 1,25 \text{ теңге/ Гкал}$$

$$T_{\text{ж}} = 1072,67 \cdot 1,25 = 1340,846 \text{ теңге/ Гкал.}$$

АҚ жылу энергиясын сату кезіндегі кіріс: $\text{Кіріс} = T_{\text{ж}} \cdot Q_{\text{ж}}$, млн.теңге,

$$D = T_{\text{от}} \cdot Q_{\text{ж}}, \text{ млн теңге.}$$

$$D = 1340,846 \cdot 26702,83 = 35,804 \text{ млн теңге.}$$

Ал қосынды шығындар келесідей анықталады: $\text{Ш} = S_{\text{ж}} \cdot Q_{\text{ж}}$, млн.теңге.

$$\text{Ш} = 1072,677 \cdot 26702,83 = 28,643 \text{ млн теңге.}$$

$$П = 35,804 - 28,643 \approx 7,161 \text{ млн теңге.}$$

Олардың айырмасы пайданың мөлшерін береді: $П = \text{Кіріс} - \text{Ш}$, млн.теңге, мөлшері 30 %-ға тең. Табыс салығын төлегеннен кейін таза пайда шығады, $\text{ТП} = П \cdot (1 - 0,3)$ бұл толығымен банкке несие қайтаруға кетеді, демек қаржылық ағынды CF-ті құрайды.

$$ТП = 7,161 \cdot (1-0,3) = 5,012 \text{ млн теңге} = 39,350 \text{ мың \$}.$$

Таза келтірілген құнды NPV анықтау әдісі

Бұл инвестициялық жобаны жүзеге асыру нәтижесінде фирманың құны қаншаға көтеріле (немесе сол инвестициядан берілген мерзімде түсетін таза пайданы көрсетеді) алатындығын көрсететін инвестицияны анықтаудың әдісі және ол төмендегідей анықталады

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

I_0 – бастапқы қаржылық салымдар.

NPV есептеу PV-дің бірінші оң мәніне дейін жүргізіледі. Егер есептеу берілген мерзімде жылдар бойынша тиімсіз болса, онда жобаның стратегиясын қайта қарау керек - CF-ті көбейту немесе r-і төмен банк табу керек.

Егер NPV фирмаға қажет уақытты қанағаттандырса, онда жобаның нәтижесінде фирманың құны өседі, яғни жоба тиімді, оны қабылдау қажет.

Бұл әдістің кеңінен қолданылуы бастапқы шарттардың әртүрлі комбинацияларға барлық жағдайларда экономикалық ұтымды шешімдерді табуға мүмкіндік бере алатын тұрақтылығымен түсіндіріледі.

Пайданың ішкі нормаларын IRR есептеу әдісі

Пайданың ішкі нормасы инвестициялау мақсатына бағытталған қаржының өтелу деңгейін көрсетеді. Бұл r-дің қандай мәнінде NPV=0 болатын көрсетеді

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0.$$

NPV=0 болған кездегі IRR – бұл жоба фирманың құнының өсуін қамтамасыз етпейді және оның төмендеуіне әкелмейді.

Бұл дисконттық еселеуіш ($R=1: (1+r)^n$) инвестицияларды жарамды және пайдасыз деп бөледі. IRR-ді инвестициялауға капиталды қандай бағаға алғанын және оны пайдаланғанда қандай таза пайда деңгейін алғысы келетіні (барьерлік еселеуіш) ескере отырып фирма өзіне таңдайтын салымдардың өтелу деңгейімен салыстырады:

Жыл	CF	R10%	PV10%	R15%	PV15%
0	-123000	1	-123000	1	-123000
1	39350	0,9091	35772,73	0,8696	34217,391
2	39350	0,8264	32520,66	0,7561	29754,253
3	39350	0,7513	29564,24	0,6575	25873,264
4	39350	0,683	26876,58	0,5718	22498,49
NPV			1734,205		-10656,6

IRR шамасы төмендегі кейіптемемен анықталады:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 15 + \frac{1734,205}{1734,205 - (-10656,6)} \cdot 5 = 15,69\%$$

IRR жоба бойынша тәуекел деңгейінің индикаторы болады - IR қаншалықты фирмамен қабылданған барьерлік еселеуіштен көп болса, соншалықты жобаның беріктік қоры көп болады және соншалықты болашақтағы қаржылық түсімдерді бағалау кезіндегі қателіктер қорқынышты болмайды.

Қорытындылайтын болсақ, бұл бөлімде ауданды жылумен қамдаудың жылу жіберудің өзіндік құнын есептеді, $S = 1072,67$ тең болды. Инвестициялық сома 4 жыл ішінде өтеледі.

6 ӨМІРТІРШІЛІК ҚАУІПСІЗДІГІ

Менің дипломдық жобам тақырыбы «Жеке-кіші кенттерді газдандыру» болып табылады. Бұл дипломдық жұмыстың мақсаты - ауыл шаруашылық орнын, тұрғын үй, тұрмыстық – шаруашылық орындарын, наубайхана, кітапхана, мектеп, аурухананы табиғи газбен жабдықтау. Әр тұтынушыға қажет газ шығыны мен қысымы әр түрлі болып келеді. Ол есептеу бөлімінде қарастырылды.

Тұрғын ауданды газбен қамдау мақсатында қарастырылады:

- тұтынушыларға қажет газ шығынын анықтау;
- газ құбырларының диаметрлерін анықтау;
- газ құбырларын пайдалану барысында қауіпсіздік ережесін сақтау;
- Газ реттеу орнының (ГРО) жабдығын және орналасатын жерін таңдау, өзіндік құнын анықтау.

Табиғи газ ауданға Стандарт газ өңдеу зауытынан автотранспорт арқылы тасымалданады, келген табиғи газ газ тарату станциясынан (ГТС) ауданға таралады. Жаңажол газ өңдеу зауыты мен газ реттеу станса аралығы - 30 км.

Тұтынушыларды газбен қамдау үшін газ тарату стансалары (ГТС), газ реттеу орны (ГРО) немесе газ реттеу қондырғыларымен (ГРҚ) жабдықталады. Табиғи газ тұрмыстық халықтың газ плиталарына, су қыздырғыш қазандық қондырғыларына (АГВ – 80 н/е120) жеткізіледі.

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде өртке қарсы шаралары мен желдетілу қарастырылады. Газ өте қауіпті болғандықтан, ең бірінші кезекте, өртке қарсы шаралары басты назарда болуы шарт. Сондай – ақ ГРО, газбен қамтамасыз етілетін ғимараттар (өндіріс орны, мектеп, аурухана, тұрмыстық – шаруашылық орындар, тұрғын үйлер және т.б.) міндетті түрде белгілі бір уақыт аралығында желдетіліп отыруы қажет. Себебі, табиғи газ иіссіз болғандықтан ғимарат ішінде бар – жоғын анықтау мүмкін емес.

6.1 Техника және өрт қауіпсіздігін сақтауға арналған шаралар

Өрт – адам өміріне қауіп төндіреді, денсаулығына нұқсан келтіреді және материалдық шығынға әкеліп соқтырады. Өрттің газ реттеу станциясында болуы өте қауіпті болып табылады және оның ауыздықтау қиынға соғады. Сондықтан да өртті болдырмау үшін қауіпсіздік ережесін сақтау керек.

Газ отынын пайдалану барысында қарапайым қауіпсіздік ережесін сақтамағандықтан өрт пайда болады. Ең негізгі себебі, газ құбырларынан газ шығыны(утечки) болуы. Табиғи газ жарылыс қаупі жоғары болғандықтан, ғимарат ішінде сіріңке жағуға, электр қондырғыларын қосуға немесе сөндіруге, темекі шегуге тыйым салынады.

Газ желілерінде газ шығыны болса немесе апатты жағдай орын болған жағдайда газ отынын қолдануды тоқтату керек, газ жабдықтарының кранын жабу керек және газ шаруашылығының «04» апатты бөліміне жедел түрде хабар беру керек. Апатты жағдайда байқаған жағдайда сабын ерітіндісін

пайдалану қажет, ол өз кезегінде газ шығынын анықтауға мүмкіндік береді.

Газды пайдалану барысында төмендегідей өрт қауіпсіздігін басты назарға ұстау қажет:

- газ иісі байқалса, оны қолдануды тоқтату;
- жұмыс жасап тұрған газ қондырғыларын (мысалы, АГВ – 80 н/е120) караусыз қалдырмау;
- газ қондырғыларын тетіктері ашық қалмауын қадағалау шарт;
- бөтен адамдарға, балаларға газ қондырғыларына жақындауына рұқсат бермеу.

Өрт бола қалған жағдайда төмендегідей өрт сөндіру құралдары қолданылады:

- сулық (ОВ);
- көбікті (ОХП – химиялық көбікті өрт сөндіру құралы);
- ұнтақты(порошковые ОП);
- газдық (ОУ – көмірқышқылды өрт сөндіру құралы);
- аэрозольды;
- комбинирленген;

Жұмыстық қысымы бойынша:

- төмен қысымды $t = 20^{\circ}\text{C}$ кезінде $P = 2,5\text{мПа}$;
- жоғары қысымды $t = 20^{\circ}\text{C}$ кезінде $P > 2,5\text{мПа}$.

6.1.1 – кесте. Сулық өрт сөндіру құралдары маркасы

Өрт сөндіру құралдары маркасы	Сыйымдылығы	Шығару қашықтығы	Өлшемі, мм	Зарядпен өлшемі, кг
ОВП - 10	10	4	690*350*175	16
ОВП - 50	50	3,5	1040*450*420	80
ОВП - 100	100	6,5	1170*630*630	148

Газдық (ОУ – көмірқышқылды өрт сөндіру құралы) – электр қондырғылардағы электр кернеуі $U = 1000 \text{ В}$ болған кезде қолданылады.

6.1.2 – кесте. Газдық өрт сөндіру құралдарының маркалары

Өрт сөндіру құралдары маркасы	Сыйымдылығы	Заряд массасы, кг	Өлшемі, мм	Зарядпен өлшемі, кг
ОУ - 2	2	1,4	440*2 20	6,5
ОУ – 3	3	2,1	500*2 20	6,8
ОУ - 5	5	3,5	570*2 70	14
ОУ - 6	6	4,2	850*5 20	14,5
ОУ - 8	8	5,6	1000* 570	15,8
ОУ – 10	10	7	1200* 370	30

6.1.3 – кесте. Өрт сөндіру құралдарын қолдану аймағы

Өрт классы	Жану ортаның сипаттамасы	Өрт сөндіру құралы
А	Қатты материалдар(ағаш, көмір, резина)	Өрт сөндіру құралдарының барлық түрлері, соның ішінде негізгісі – су
В	Мазут, май, сипрт, бензин, синтетикалық материалдар	Сулық өрт сөндіру құралдары
С	Жану газдары (водород, көмірсутектер және т.б.)	Газ құрамы, инертті қосылыстар,су (салқындату үшін)
Д	Металл	Ұнтақты

	қосылыстары(натрий, калий және алюминий)	
Е	Кернеулі электр қондырғылары	Ұнтақ, көмір қышқыл, хладондар

Өрт қауіпсіздігін болдырмау мақсатында ғимараттарда өрт сөндіру құралдары мен қатар күрек, құм болуы қажет. Бұл өртті сөндіру барысында жалынның ғимаратқа тарап кетпеуі үшін қажет болып табылады.

Газ тарату станциясы (ГТС) - жарылыс қаупі жоғары ғимарат. Сондықтан да оны жобалау барысында магистральды газқұбырларының техника және өртке қауіпсіздігі ескеріледі.

Төмендегідей нормативтік құжаттар бойынша тұрғын аймақты газбен қамдау шаралары жүргізіледі:

- СНиП 2.05.06-85 (Магистральды газ құбырлары);
- СНиП 245 – 71 (Өндірістік орындарды жобалау барысындағы санитарлық нормалар);
- СНиП 4 – 80 (Газбен қамдаудың техника қауіпсіздігі);
- «Газ шаруашылығындағы қауіпсіздік тәртібі. РФ Госгортехнадзор» [1992];
- «Өндірістік орындарды, ғимараттарды жобалу барысында өртке қарсы қауіпсіздік нормалар».

Газ құбырлары мен газ қондырғылары қауіпті болып саналады. Газ қауіптілігіне байланысты төмендегідей топтарға бөлінеді:

- 1 – топ: жанғыш газдың концентрациясы жоғары болады. Бұл жерлерде жұмыс жасайтын жұмысшылар противогаз арқылы жұмыс жасауы тиіс;
- 2 – топ: санитарлық нормадан жанғыш газдың концентрациясы жоғары. 1- топтағыдай жұмысқа кірісер алдында жұмысшылар противогазмен жабдықталуы тиіс;
- 3 - топ: жанғыш газдың концентрациясы санитарлық нормадан төмен болады. Бұл жерлерде жұмыс құтқару қызметімен бақыланып жасалынады;
- 4 - топ: токсикалық емес жанғыш газдар қолданылатын ғимараттар жатады.

Газ қондырғылары мен газ құбырлары орналасқан ғимарат үздіксіз мәжбүрлі желдетіліп отыруы қажет және қосымша шығу есіктері болуы шарт. ГРС ғимаратына тек осында жұмыс жасайтын жұмысшылардан бөлек бөтен адамдарға кіруге тыйым салынады.

Ғимараттағы жарылыс қаупі 2 категорияға бөлінеді: А және Б.

А категориясына: сығымдағыш газы, табиғи газы кокстық, газ тарату стансасы (ГТС), газ реттеу орынын (ГРО) және магистральды газ құбырларының сығымдағышты станциялары жатады.

Б категориясына: домналық газ тазарту және конверторлық газ қондырғылары жатады.

Газ құбырларын жобалау, жөндеу, жаңалау немесе ауыстыру арнайы мамандырылған жұмысшыларға ғана рұқсат беріледі.

Белгілі бір аймақтағы газ құбырларын жөндеу жұмыстары кем дегенде 2 адамға тапсырылуы қажет (қауіпсіздік үшін).

Газ құбырларын дәнекерлеу жұмыстары (сварочные работы) газ қысымы 6,8...13,6 кПа – дан 27,2 кПа – ға дейінгі аралықта жүргізілуі керек. Егер де газ қысымы белгіленген мөлшерде жоғары болса, жарылыс қаупі жоғарырақ болады, нәтижесінде өртке ұласуы мүмкін. ГТС жөндеу жұмыстарын жүргізу барысында 12 В шамдар қолданылады.

Ғимараттарға жіберілетін газ құбырлары өрт қауіпсіздік ережесін сақтай отырып жобаланады. ГРО негізгі тұтынушыларға жақын орналасуы қажет. ГТС мен ГРО жылу мен жарықтандыру, желдету қондырғыларымен жабдықталады. Санитарлық норма бойынша ГТС пен ГРО ғимаратындағы температура $+5^{\circ}\text{C}$ – тан төмен болмауы шарт.

6.2 Газ реттеу орнын (ГРО) желдету жүйесін қарастыру

Шаң, зиянды заттар және иістер ауада ШРК – дан асып кетсе, адам денсаулығына кері әсерін тигізеді. Сондықтан да ғимарат бөлмесінің ауасын тазартып отыру керек. Ауа алмасу процесін орындау үшін ғимарат ішіне арнайы қондырғылар орналастырады.

Желдету - ғимаратты ластанған ауадан тазартып, таза ауамен алмастыру немесе ауа алмасу процесі. Желдету қондырғыларының қызметі жұмыс орнын таза ауамен қамтамасыз етіп отыру (зиянды заттар мөлшері ШРК – дан аспауы қажет).

Желдету жүйелерінің жіктелуі:

- ауа алмасуға байланысты желдету: табиғи және механикалық мәжбүрлеу;

- әрекет ету орнына байланысты: жалпы алмасу және жергілікті;

Ауа беру және ластанған ауаны тазартуы, желдетудің жалпы алмасуы бойынша: тартулық (приточная), шығарулық (вытяжная), тартулық – шығарулық, кері қайтару жүйесі.

Өндіріс орнында жұмыс орнына кенеттен зиянды заттар мөлшері нормадан жоғарлап кеткен жағдайда жұмыстық желдетумен қатар апаттық желдету іске қосылады. Өндіріс орнында желдетудің қиыстырылған жүйесі (желдетудің жалпы алмасуымен жергіліктімен немесе желдетудің жалпы алмасуы апаттық желдетумен) қарастырылған. Желдету жүйесі ғимарат өлшеміне, ауа қозғалысына, зиянды заттар мөлшеріне байланысты таңдалынады.

Механикалық желдету жүйесі арқылы өндіріс орнына ауа жіберіледі немесе желдету каналдары арқылы зиянды заттар (газ) жойылады.

Механикалық желдету жүйесінің табиғи желдету жүйесінен артықшылықтары:

- әрекет ету радиусы ауқымды немесе үлкен, яғни желдету қондырғылары арқылы өндірілетін қысымы жоғары;

- ауа алмасу процесі сыртқы орта температурасы мен жел жылдамдығына тәуелсіз немесе бірқалыпты деңгейде болады;

- ғимарат ауасын алдын – ала тазарту, кептіру немесе ылғандыру, қыздыру немесе салқындату жүргізіледі;

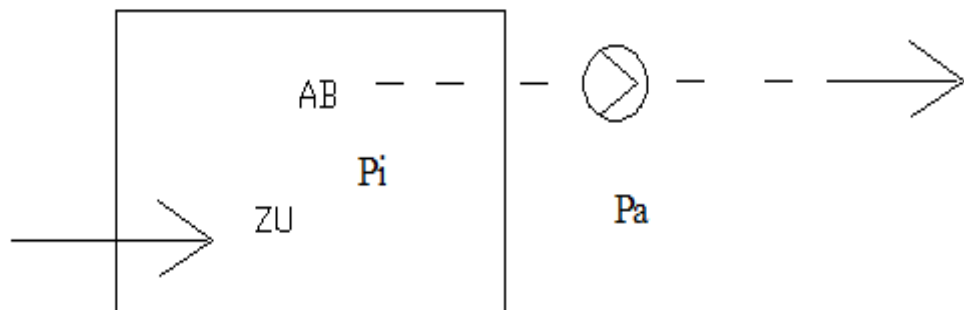
- жұмыс орнына таза ауаны тиімді түрде жеткізу;
- өндіріс орнындағы зиянды заттарды аулау (тазарту);

Артықшылығымен қоса кемшілігі де бар:

Механикалық желдету жүйесін орнату құны, шумен күресу шаралары, іске қосу қымбатқа түседі. Сонымен қатар, мәжбүрлі желдету жүйесі де кең қолданысқа ие. Мәжбүрлі желдету жүйесі үрлегіш (вентилятор) және ауа үрлегішпен жабдықталады. Мәжбүрлі желдету жүйесі ғимарат ауасын тазарту да үлкен рөл атқарады.

Шығарулық вентиляция (вытяжная вентиляция)[36]

Шығарулық желдету қызметі – зиянды заттар мөлшерін азайту немесе жою. 6.2.1 – суретте шығарулық желдету сұлбасы көрсетілген. Үрлегіш тартулық каналда орналасады, нәтижесінде зиянды заттар ғимаратқа кіру мүмкіндігі жоғалады. Қолдану жағдайы: өндіріс орнын желдетіп отыру.



6.2.1 – сурет. Шығарулық желдету.

AB – шығар ауа (уходящий воздух);

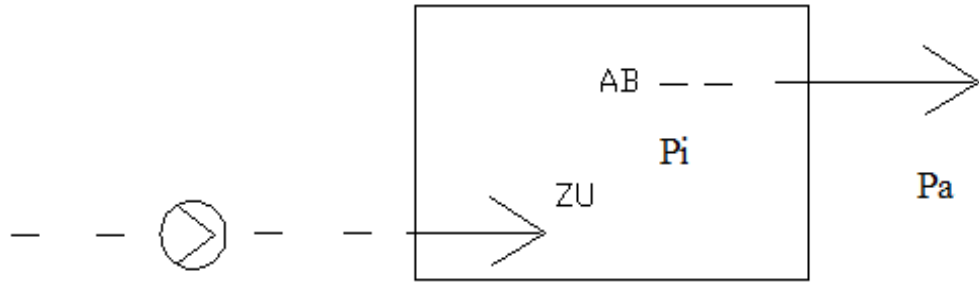
ZU – приточный воздух.

P_i (ішкі қысым) < P_a (сыртқы қысым).

Тартулық желдету

Тартулық желдету қызметі – өндіріс орнына таза ауаның келуін қамтамасыз ету. Үрлегіш ауа каналында орналасады, нәтижесінде сыртқы ортадан ғимаратқа келетін зиянды заттар, шаң жойылады немесе ғимаратқа таза ауамен алмастыралады. 6.2.2 – суретте тартулық желдету сұлбасы көрсетілген.

Тартулық және шығарулық желдету жүйелері қажет ауаның көлемдік шығына байланысты үрлегіш қызметін де атқарады.



6.2.2 – сурет. Тартулық желдету
 АВ – шығар ауа (уходящий воздух);
 ZU – приточный воздух.
 P_i (ішкі қысым) > P_a (сыртқы қысым).

6.3 Желдету жүйелеріндегі ауа қысымының шығынын анықтау

Ауа құбырындағы жалпы қысым шығыны, Па:

$$p = \Sigma(R \cdot l + z), \quad (6.3.1)$$

мұнда: R – әр есептік бөліктің 1 м үшін қысым шығыны, Па;

l - ауа құбырының ұзындығы, м;

z - есептік бөлік үшін жергілікті кедергілердегі қысым шығыны, Па;.

Ауа құбырындағы қысым шығыны, Па:

$$R = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2}, \quad (6.3.2)$$

мұнда: λ – үйкеліс кедергісінің коэффициенті;

d – ауа құбырының диаметрі, м;

V – ауа құбырындағы ауа қозғалысының жылдамдығы, м/с;

ρ – ауа құбыры арқылы тасымалданатын ауа тығыздығы, кг/м³ ($\rho = 1,2$ кг/м³);

$\rho V^2 / 2$ – динамикалық қысым, Па.

Кедергілік коэффициенті Альтшуль формуласымен анықталады:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{K_{\Sigma}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (6.3.3)$$

мұнда, K_{Σ} – болаттан жасалған беттік ауа құбырының абсолютті коэффициенті, $K_{\Sigma} = 0,1$ мм;

d – ауа құбыры каналы, мм;

Re – Рейнольдс саны.

Рейнольдс саны - сұйық ағынының өлшемсіз шамасы. Төмендегідей өрнек арқылы сипатталады:

$$Re = (\rho \cdot v \cdot L) / \mu, \quad (6.3.4)$$

мұнда, Re - Рейнольдс саны (өлшемсіз шама);

ρ – ауа тығыздығы, кг/м³;

v – ауа жылдамдығы, м/с;

μ – ауаның динамикалық тұтқырлығы, Н*с/м²;

L – сипаттамалық өлшем, м, (ауа құбырының диаметріне жуық болады).

Жергілікті кедергідегі қысым шығыны ($z, \text{Па}$) келесі формуламен анықталады:

$$z = \sum \xi \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (6.3.5)$$

мұндағы, $\sum \xi$ – ауа құбырының есептік бөліміндегі жергілікті кедергілер коэффициенті.

6.4 Артық жылу мөлшері бөлінуін есептеу

Артық жылу мөлшері ғимаратта бөлінген кездешіғарулық ауа мөлшері төмендегідей анықталады:

$$L_в = \frac{Q_я}{C_в \cdot \rho_в \cdot (t_{уд} - t_n)}, \text{ м}^3/\text{с}$$

мұнда, $Q_я$ – өндіріс ғимаратындағы артық жылу мөлшері, Вт:

$$Q_я = q \cdot V, \text{ Вт}$$

q – меншікті артық жылу мөлшері, Вт/м³.

Салқын ғимаратта меншікті артық жылу мөлшері $q=23 \text{ Вт/м}^3$. Ыстық болған жағдайларда $q=(100 - 200) \text{ Вт/м}^3$ тең болады.

V – өндіріс ғимаратының көлемі, м³;

$C_в$ – тартулық ауаның массалық жылусыйымдылығы, Дж/(кг*К);

$C_в = 1000 \text{ Дж/(кг*К)}$;

$\rho_в$ – тартулық ауа тығыздығы, $\rho_в = 1,2 \text{ кг/м}^3$;

$t_{уд}$ – ғимараттан жойылатын зиянды заттар температурасы:

$t_{шығар} = t_{норма} + (H - 2)t$, °С

мұндағы, $t_{норма}$ – ғимарат орнындағы нормаланған температура

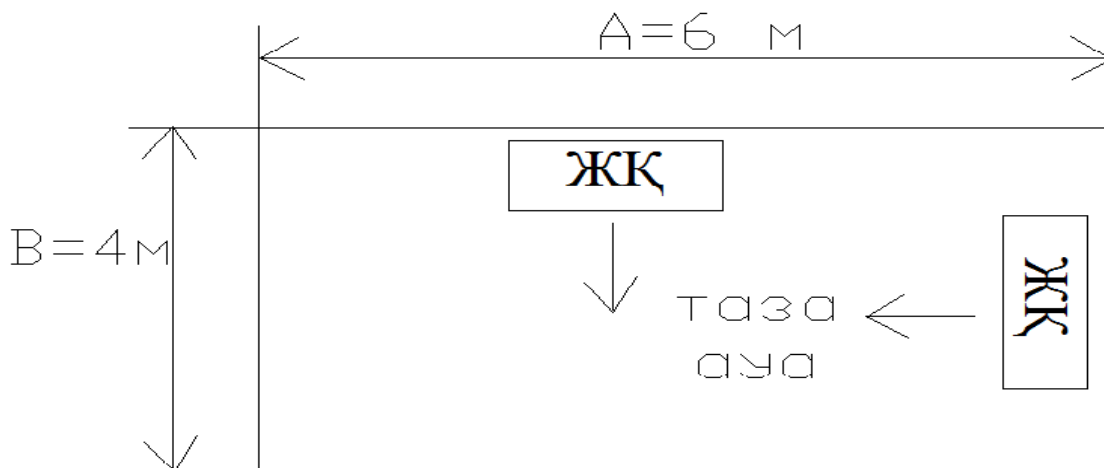
Δt – температура градиенті,

- өндіріс ғимараты үшін $\Delta t = 0,5 \text{ град/м}$ градиент температурасы,

- өндірістік емес ғимарат үшін - $\Delta t = 1,5 \text{ град/м}$;

H – еденнен желдету қондырғыларынан арақашықтық, м;

t_n – тартулық ауаның температурасы, $t_n = (5 - 8)^\circ\text{C}$.



6.4.1 – сурет. ГРО ғимаратына желдету қондырғыларын орнату үлгісі.

ЖҚ – желдету қондырғылары.

Жоғарыдағы көрсетілген сурет бойынша ГРО ғимаратын желдетуге қажет ауа мөлшерін анықтаймыз.

Есептеу үшін қажет мәліметтер:

– $V_{\text{желд.}}$ – ғимаратты желдетуге қажет ауа көлемі;

– $V_{\text{ғим.}}$ – жұмыс ғимаратының көлемі;

Жұмыс ғимараттың өлшемдері:

ұзындығы $A = 6$ м;

ені $B = 4$ м;

биіктігі $H = 3$ м.

Енді берілген өлшемдер бойынша ғимарат көлемін анықтаймыз:

$$V_{\text{ғим.}} = A * B * H = 6 * 4 * 3 = 72 \text{ м}^3.$$

Ғимаратты желдетуге қажет ауа көлемі:

$$V_{\text{желд.}} * C * (t_{\text{шығар}} - t_{\text{келу}}) * \gamma = 3600 * Q_{\text{артық}};$$

мұндағы, $Q_{\text{артық}}$ – артық жылу, Вт;

$C = 1000$ – ауаның меншікті жылуөткізгіштігі, Дж/(кг*К);

$\gamma = 1,29$ – ауа тығыздығы (кг/м³).

Ауаның шығу температурасы келесідей анықталады:

$$t_{\text{шығар}} = t_{\text{ж.о.}} + (H - 2)t$$

мұнда $t = 1 - 5$ °С – ғимарат биіктігі 1 м сайын температураның өсуі;

$t_{\text{ж.о.}} = 24$ °С – жұмыс орнындағы температура;

$H = 3$ м – ғимарат биіктігі;

$t_{\text{келу}} = 18$ °С;

$$t_{\text{шығар}} = 24 + (3 - 2) \cdot 2 = 26.$$

$$Q_{\text{артық}} = Q_{\text{артық1}} + Q_{\text{артық2}} + Q_{\text{артық3}}$$

$Q_{\text{артық}}$ – электр жабдықтары мен жарықтандырудан бөлінген артық жылу;

$$Q_{\text{артық1}} = E \cdot P;$$

мұндағы, E – электр энергияның жылу әкетуге жұмсалған коэффициент шығыны (жарықтандыру үшін $E=0,55$).

P – қуат, Вт.

$$P = 60 \text{ Вт} \cdot 16 = 960 \text{ Вт}.$$

$$Q_{\text{артық1}} = 0,55 \cdot 960 = 528 \text{ Вт}$$

$Q_{\text{артық2}}$ – күн радиациясынан жылу түсуі;

$$Q_{\text{артық2}} = m \cdot S \cdot k \cdot Q_{\text{с}}$$

мұндағы, m – ғимараттың терезе саны, $m = 4$ деп қабылдаймыз;

S – терезе ауданы, $S = 1,32 \cdot 3 = 3,96 \text{ м}^2$.

k – шағылу коэффициенті, $k = 0,6$;

$Q_{\text{с}} = 127$ – терезеден жылу түсуі, Вт/м.

$$Q_{\text{артық2}} = 4 \cdot 3,96 \cdot 0,6 \cdot 127 = 1207 \text{ Вт};$$

$Q_{\text{артық3}}$ – адамдардан жылу бөліну:

$$Q_{\text{артық3}} = n \cdot q$$

мұндағы $q = 80$ Вт/адам, n – адам саны, $n = 10$;

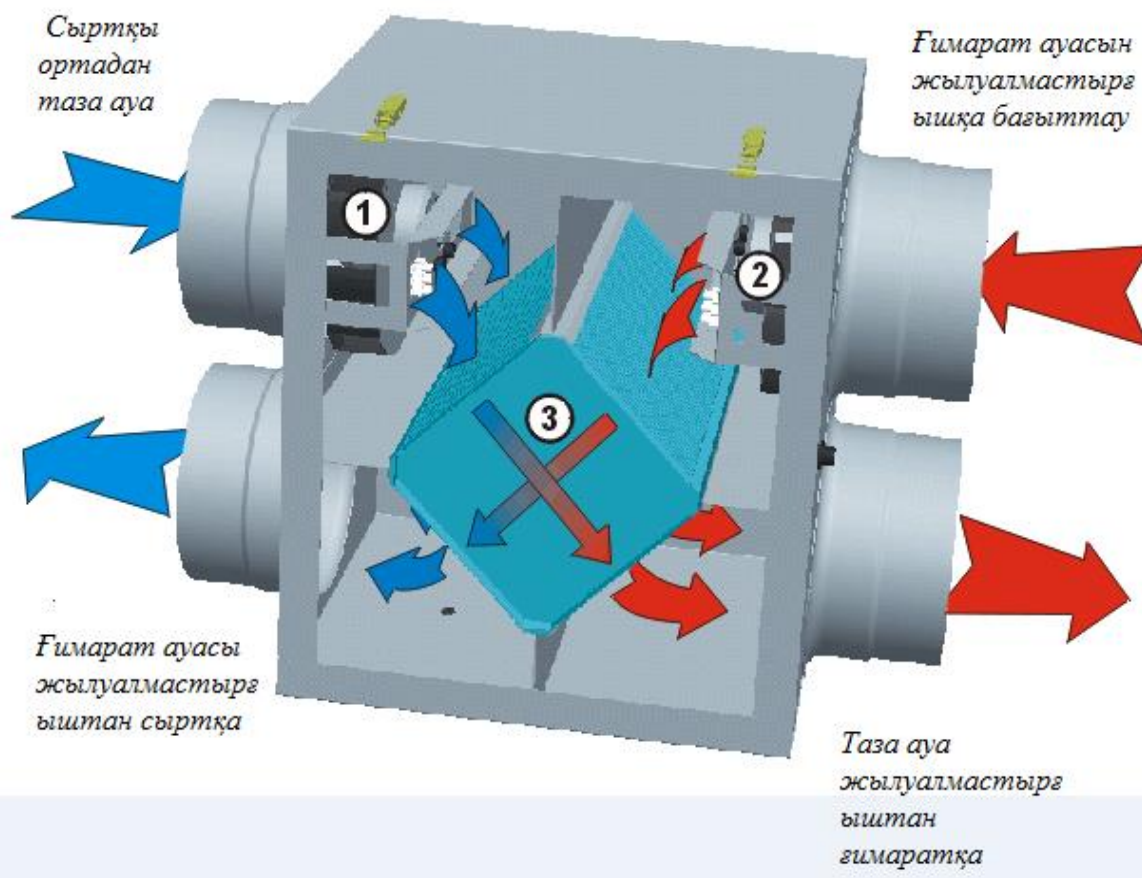
$$Q_{\text{артық3}} = 10 \cdot 80 = 800 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{артық}} = 528 + 1207 + 800 = 2535 \text{ Вт}.$$

Жылулық баланс теңдеуі бойынша:

$$V_{\text{желд.}} = \frac{2535 \cdot 3600}{1,29 \cdot 1000 (26 - 18)} = 884,3 \text{ м}^3.$$

Қазіргі кезде желдету қондырғыларының түрлері өте көп және дамып жетілдіру үстінде. Сырттан келетін таза ауа жылуалмастырғышта ғимарат ауасын араласып, температурасы жоғарлап ғимаратқа жіберіледі. Керісінше ғимараттағы ауа салқын ауамен араласып, температурасын төмендетіп, сыртқа шығарылады.



6.4.2 – сурет. Желдету қондырғының жұмыс істеу принципі.

- 1 - ауаның сырттан келу мен шығу жолы;
- 2 - ауаның ғимаратқа келу мен шығу жолы;
- 3 – жылуалмастырғыш.

Осы бөлімді қорытындылайтын болсақ, газбен қамдау жүйесінің өртке қарсы шаралары, желдету жүйелерін, жылу мөлшері бөлінуін, ауа алмасуын есептеу, желдету жүйелеріндегі ауа қысымының шығынын, шығарулық және тартулық желдету сұлбаларын қарастырылды. Жобаланған сұлба бойынша ГРО ғимаратына $V_{\text{желд.}} = 884,3 \text{ м}^3$ таза ауа мөлшері қажет.

ҚОРЫТЫНДЫ

Бітіру жұмысымда Алматы обылысындағы шағын аймақтардың бірінің газбен қамдау жүйесі жасалынды. Ауыл шаруашылық орны, тұрғын аудан, тұрмыстық – шаруашылық, наубайхана, кітапхана, мектеп, аурухана табиғи газбен жабдықталды. Әр тұтынушыға қажет газ қысымы әр түрлі болып келеді:

- ауыл шаруашылық орны үшін $P_{a.ш.} = 0,26$ МПа;
- тұрғын үйлер үшін $P_{т.ү.} = 3$ кПа;
- қоғамдық орын үшін $P_{к.о.} = 5$ кПа.

Негізгі бөлімде аудандық газ құбырлары, қысымдарына байланысты бөлінуі, қысым реттегіштер, газ құбырларын жүргізу шарттары туралы мәліметтер келтірілді. Сондай – ақ газ реттеу орнының (ГРО) сұлбасы және технологиялық газ таратудың автоматты реттеу жүйесі қарастырылды.

Есептік бөлімде жобаланған сұлба бойынша тармақталған және сақиналы газ құбырлары үшін есептік – сағаттық, транзитті және эквивалентті газ шығыны, диаметрлері, қысым реттегіштің газ өткізу қабілеті, газдың жылдық шығындарын анықталды. Болашақта халық саны 30 000 болатын тұрғын аудан үшін газдық жылдық шығыны $V_{газ} = 9,24 * 10^6$ м³ тең болды.

Экономикалық бөлімде ауданды жылумен қамдаудың жылу жіберудің өзіндік құны есептелді, $S = 1072,67$ тең болды. Инвестициялық сома 4 жыл ішінде өтеледі.

Еңбекті қорғау мен өмір тіршілік қауіпсіздік өртке қарсы шаралар мен желдету бойынша талдау жүргізілді. ГРО ғимаратына $V_{желд.} = 884,3$ м³ таза ауа мөлшері қажет.

Бұл жобалау арқылы ауданды 15 - 20 жылға дейін табиғи газбен қамдамдауға болады.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Унаспеков Б.Ә. Газбен жабдықтау. Оқулық – Астана, 2012.
2. Данилов А.А., Петров А.И. «Газораспределительные станции». СПб.: Недра, 1997- 240 с.
3. Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения. Л., «Недра».1975 – 343с.
4. СНиП 2.04.08 – 87*. Газоснабжение / Минстрой России. – М.:ГПЦПП,1996. – 68с.
5. Правила безопасности в газовом хозяйстве, Алматы. 1993 – 179 с.
6. Несенчук А.П., Беляев Н.М., Лисиенко В.Г. «Системы производства и распределения энергоносителей промышленных предприятий: Учеб. Пособие. 1989. - 279с.
7. Кудинов А.А. Расчет газовых сетей. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Ульяновск. 2001 – 44с.
8. Многоиточный измерительный комплекс «GiperFlo-3ПМ». Руководство по эксплуатации 1992 г.
9. Стаскевич Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л., «Недра».1986 – 542с.
- 10.Жила В.А. Автоматика и телемеханика систем газоснабжения: Учебник. – М.:ИНФРА – М,2007. – 238с.
- 11.Ионин А.А. Газоснабжение: учебникМ.:ЭКОЛИТ,2011. – 440с.
- 12.Газораспределительная станция. Техническое описание и инструкция по эксплуатации 47531950265 ТО.
13. Преображенский Н.И. Сжиженные углеводородные газы.Л., «Недра», 1975 – 279 с.
- 14.Михайлов Л.А. Пожарная безопасность: учебник для студ. Учреждений высш. Проф. Образования. Издательский центр «Академия», 2013 – 224с.
15. Михайлов Л.А. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов Питер, 2009 – 461 стр.
16. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Пособие. 9 - е изд., 2013 – 272 стр.
17. Прибор приемно – контрольный охранно – пожарный «Нота» ПШКОП 0104059 – 1 – 3. Руководство по эксплуатации СПНК. 425513.007 – 01 РЭ.
18. СНиП П – 60 – 75*. Нормы проектирования. Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов. – М.:Строиздат, 1981 – 79 стр.
19. Балаков Ю. Н. Безопасность тепломеханического оборудования и тепловых сетей. М.: «Энергосервис», 2007 – 880 стр.

20. Одаризатор газга УОГ – 1. Руководства по эксплуатации Е.1999 г.
21. Положение по проведению экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения. РД 12 – 608 – 03. – СПб.:Издательство ДЕАН,2004. – 16с.
22. Инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке одоризатора газа типа АОГ-30.Разладов Г.З. «Правила эксплуатации и безопасности обслуживания средств автоматизации, телемеханизации и вычислительной техники в газовой промышленности». М.: Недра, 1987 г.
23. Методические указания по определению коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром». М. 2001 г.
24. Баканов М.И. и др. Теория экономического анализа/Учебник. - М. : Финансы и статистика 2003. – 356 с.
25. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Физматгиз, 1983.-708 с.
26. Хакимжанов Т.Е. Расчет аспирационных систем. Дипломное проектирование. Для студентов всех форм обучения всех специальностей. – Алматы: АИЭС,2002 – 30с.
27. Гухман А.А.. Термодинамика: учебник/ Жуковский В.С., А.А. Гухман.- М.: Энергоатомиздат, 1983.-304с.
28. Түзелбаев Б.И. Сала экономикасы: Оқу құралы, АЭЖБИ: Алматы, 2007.
29. Ключева А.С. «Монтаж приборов средств автоматизации». М.:Энергия, 1979 г.
30. Минаев П.А. «Монтаж систем контроля и автоматики». М.:Стройиздат, 1982 г.
31. Кувшинов Ю.Я. Теоретические основы обеспечения микроклимата помещения. Научное издание. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007 – 184стр.
32. Бондарь Е.С., Гордиенко А.С. Автоматизация систем вентиляции и кондиционирования воздуха. ТОВ Видавничий будинок «Аванпост - Прим», 2005 – 560 стр.
33. Беккер А. Системы вентиляции. Москва: Техносфера, Евроклимат, 2007 – 240с.
34. Каменев П.Н., Тертичник Е.И. Вентиляция. Учебное пособие. – М., Издательство АСВ, 2008. – 616с.
35. Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности»
раздел «Производственное освещение», разработ. Доц. Курин В.И.
36. Дүкенбаев К. Қазақстан энергетикасы. Нарықтық қатынастар. Алматы: Ғылым, 1998. -350 б.
37. Нүрекен Е., Темірбаев Д. Ж., Алияров Б. Жылу қайратиат атауларының қазақша – орысша сөздігі. – Алматы: АЭЖБи,2009. – 200б.

38. Бақытжанов И., Иманкулов А. – Астана: Фолиант, 2009. – 216 стр.