

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва і архітектури

ТЕПЛОГАЗОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Методичні вказівки
до виконання індивідуального завдання
з дисципліни «Теплогазопостачання і вентиляція»
для студентів спеціалізації «Міське будівництво і господарство»
спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія»
всіх форм навчання

Київ 2018

УДК 69.057.16
ББК 38.48
Т 34

Укладачі: М.П. Сенчук, канд. техн. наук, доцент,
О.П. Любарець, канд. техн. наук, доцент
А. С. Москвітіна, асистент.

Рецензент: К.М. Предун, канд. техн. наук, професор

Відповідальний за випуск В.Б. Довгалюк, канд. техн. наук, професор

Затверджено на засіданні кафедри теплогазопостачання і вентиляції, протокол № 11 від 15 травня 2017 року

Теплогазопостачання житлового району населеного пункту:

Т 34 методичні вказівки до виконання індивідуального завдання/ уклад.: М.П.Сенчук, О.П. Любарець, А. С. Москвітіна. - К.: КНУБА, 2018 – 44 с.

Містять загальні рекомендації з проектування та розрахунку систем теплопостачання і газопостачання житлового району населеного пункту. Наведено основні вимоги до трасування теплових мереж та газопроводів, методики визначення основних характеристик обладнання та гідравлічного розрахунку теплопроводів і газопроводів, приклади проектування і розрахунку систем теплопостачання і газопостачання житлового району

Призначено для студентів спеціалізації «Міське будівництво і господарство» спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія» всіх форм навчання.

КНУБА, 2018

ЗМІСТ

	Стор.
Загальні положення.....	4
1. Теплопостачання.....	5
1.1. Трасування теплових мереж.....	5
1.2. Елементи теплових мереж.....	8
1.3. Розташування джерел теплової енергії.....	11
1.4. Визначення сумарних витрат теплоти.....	12
1.5. Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплової мережі.....	14
1.6. Визначення характеристик мережних насосів.....	18
1.7. Приклад проектування і розрахунку теплопостачання житлового району.....	19
2. Газопостачання.....	24
2.1. Визначення розрахункових витрат природного газу.....	24
2.2. Трасування газових мереж.....	27
2.3. Визначення навантажень мережних газорегуляторних пунктів.....	28
2.4. Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску.....	29
2.5. Приклад проектування і розрахунку газопостачання житлового району.....	33
Список літератури.....	36
Додаток А. Дані для розрахунку теплових потоків.....	37
Додаток Б. Дані для гідравлічного розрахунку теплопроводів.....	39
Додаток В. Номограми для гідравлічного розрахунку теплових мереж.....	40
Додаток Г. Дані для гідравлічного розрахунку газопроводів.....	42
Додаток Д. Номограма для гідравлічного розрахунку газопроводів високого (середнього) тиску.....	43

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Індивідуальне завдання з дисципліни «Теплогазопостачання і вентиляція» на тему „Теплогазопостачання житлового району населеного пункту” студенти виконують з метою закріплення теоретичних знань, отриманих на лекціях і практичних заняттях, та набуття необхідних навичок розрахунку і проектування систем теплопостачання та газопостачання населених пунктів. Студент повинен самостійно вирішувати питання проектування систем теплогазопостачання житлового району з обґрунтуванням прийнятих технічних рішень, виконати необхідні розрахунки витрат теплоти і газу, гідравлічні розрахунки систем, визначити потужність мережних насосів і навантаження газорегуляторних пунктів; виконати графічну частину роботи.

Індивідуальне завдання студенти виконують за вихідними даними, які видає викладач. Робота містить пояснювальну записку обсягом 25–30 сторінок рукописного тексту та графічні матеріали, виконані на аркушах формату А4 (або на форматах А3).

Розрахунково-пояснювальна записка містить такі основні розділи.

1. Визначення теплової потужності системи теплопостачання.
2. Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплової мережі.
3. Визначення характеристик мережних насосів.
4. Визначення розрахункових витрат природного газу.
5. Визначення навантажень газорегуляторних пунктів.
6. Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску.

Графічна частина роботи включає:

- схему теплопостачання житлового району;
- схему газопостачання житлового району;
- розрахункову схему газопроводу високого тиску.

Захист роботи здійснюється шляхом оцінювання теоретичних знань студентів, перевірки правильності розрахунків та схем, наведених в пояснювальній записці.

1. ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

1.1. Трасування теплових мереж у житлових районах

Система теплопостачання – це комплекс пристроїв, устаткування і трубопроводів, призначених для вироблення теплової енергії, транспортування її до споживачів і розподілу по будинках та спорудах. Централізоване теплопостачання житлового району, окремих кварталів чи груп будинків здійснюється від джерел теплової енергії, призначених для виробництва теплової енергії або комбінованого виробництва електричної та теплової енергії: теплоелектроцентралі (ТЕЦ), котельні – районні (РОК), квартальні, групові [1-3]. Гаряча вода чи пара транспортується від джерел теплопостачання трубопроводами – тепловими мережами. Трасу та спосіб прокладання теплової мережі проектують згідно з нормативними документами [5, 6], ДБН В.2.5-22-2002, ДСТУ-Н Б В.2.5-35:2007 та іншими з урахуванням методик виробників та постачальників елементів теплової мережі. Системи теплопостачання рекомендується проектувати водяними двотрубними закритими. Проектування парових централізованих систем теплопостачання допускається за наявності техніко-економічного обґрунтування, що затверджене у встановленому порядку. Розрахункову температуру мережної води в подавальному трубопроводі теплових мереж приймають рівною температурі води на виході з джерела теплопостачання за його паспортними даними. Для забезпечення підігрівання води, що надходить на гаряче водопостачання, до нормативного рівня в закритих системах теплопостачання мінімальна температура мережної води на виході з джерела теплової енергії та в тепловій мережі повинна бути не менше розрахункової. Максимальна температура мережної води, що повертається до котельних установок, приймаються 70 °С з урахуванням технічної характеристики котлів.

Трубопроводи подавальні розміщують праворуч за рухом теплоносія від джерела енергії. При їх трасуванні вибирають головну магістраль по найкоротшому шляху від джерела теплопостачання до найбільш віддаленого кварталу із споживачами теплоти. Мережі кварталів багатоповерхової забудови (більше 3-х поверхів) приєднують до головної магістралі (в роботі один ввід на квартал). Теплопостачання кварталів малоповерхової забудови здійснюється здебільшого від місцевих теплогенераторів, розташованих безпосередньо в будинках. У місцях приєднання квартальних мереж до головної магістралі влаштовують теплові камери, в яких розташовують компенсатори (сальникові, сильфонні), запірну арматуру, арматуру для секціонування, для випуску повітря та спуску води.

Прокладання теплових мереж в населених пунктах, як правило, передбачається підземне: у непрохідних і прохідних каналах або у тунелях, безканальне із попередньо ізолюваних трубних секцій спільно чи роздільно з іншими інженерними мережами. Спосіб прокладання теплової мережі залежить від призначення трубопроводів, вулично-дорожньої мережі, характеру рельєфу, категорії ґрунту тощо. Його обирають на основі техніко-економічного розрахунку різних варіантів, при яких забезпечується найбільша надійність роботи системи тепlopостачання при найменших капітальних та експлуатаційних затратах. Теплові мережі не повинні проходити по території дитячих і спортивних майданчиків, садово-паркової зони лікувальних закладів, смітників та ін.; під пішохідними доріжками; по насипу автомобільних доріг загального користування тощо. При підземному прокладанні забезпечується захист трубопроводів від впливу ґрунтових, атмосферних і паводкових вод, їх вільне теплове подовження. Непрохідні канали влаштовують здебільшого при двотрубному прокладанні трубопроводів незалежно від діаметра або при більшій кількості трубопроводів невеликих діаметрів. При багатотрубному прокладанні великої кількості труб і в складних умовах (під проїжджою частиною великих магістралей і площ, по території великих промислових підприємств, при високому рівні знаходження ґрунтових вод), у місцях, де за умовами експлуатації розкриття вуличних і дорожніх покриттів виключене, застосовують прохідні канали або тунелі круглого, овального і прямокутного перерізу висотою на просвіт 1,8 м і більше.

Прокладання в непрохідних каналах економніше (невеликі капітальні затрати). Однак недоліком є великі експлуатаційні затрати при заміні труб або ремонті теплової ізоляції, які можна виконати тільки при розкритті вуличних покриттів і ґрунту. Прокладання теплових мереж у прохідних каналах або тунелях характеризується підвищеними капітальними (одноразовими) затратами але має суттєві переваги при їх експлуатації: збільшення строку служби, поліпшення умов експлуатації (забезпечується вільний доступ обслуговуючого персоналу до трубопроводів для огляду й ліквідації неполадок й аварій), майже повне виключення необхідності розкривати дорожні покриття вулиць і площ та ускладнювати пішохідний і транспортний рух, можливість прокладання теплопроводів з іншими комунікаціями.

Трасу теплових мереж потрібно проектувати у відведених для інженерних мереж технічних смугах, які виділяють при розробці генерального

плану, в межах червоних ліній вулиць, доріг і проїздів, за можливості поза проїжджою частиною, а в середині кварталів – поза проїжджою частиною та за межами місць можливого скупчення населення (спортмайданчики, сквери тощо). Ширину технічної смуги визначають залежно від способу прокладання мереж, кількості комунікацій і нормативних відстаней між ними та до елементів вулиць і доріг. Теплові мережі при підземному перетині залізниць і автомобільних доріг, трамвайних колій слід прокладати у футлярах або в каналах чи тунелях, довжина яких у місцях перетину, як правило, на 3 м більше розміру споруди, яку перетинають, в кожную сторону. Перетин тепловими мережами споруд і перешкод має передбачатися під прямим кутом. Допускається при відповідному обґрунтуванні перетин під меншим кутом (але не меншим за 45°), а для споруд метрополітену та залізниць – не меншим за 60° . Прокладання теплових мереж при перетині залізниць загальної мережі, а також річок, яруг, відкритих водостоків передбачають, як правило, надземним способом. При цьому допускається використання автодорожніх і залізничних мостів.

Глибину закладання теплової мережі визначають з урахуванням гідрогеологічних умов, промерзання ґрунту, рельєфу місцевості, способу виконання робіт і запобігання руйнуванню каналів або конструкції безканального прокладання статичними й динамічними навантаженнями з поверхні землі. Трубопроводи прокладають ближче до поверхні землі з дотриманням необхідного заглиблення та мінімальних уклонів: для водяної теплової мережі – 0,002 незалежно від напрямку руху теплоносія; для парових мереж – 0,002 (за ходом руху пари) і 0,003 (проти руху пари). Уклон трубопроводів відгалужень завжди виконують від будинків. У верхніх точках траси встановлюють пристрої для випуску повітря, у нижніх – дренажну арматуру для зливу води чи конденсату.

Трасування теплових мереж зображають на генеральній схемі теплопостачання району (див. рис.1), на кресленнях монтажною схемою, поздовжніх і поперечних профілях.

На кресленні монтажною схемою наносять трасу магістральних і розподільних теплопроводів і відгалужень від них, позначають місця встановлення засувки, компенсаторів, теплових камер, нерухомих опор, перетину транспортних магістралей, водяних перешкод та інженерних комунікацій. У плані також проставляють усі розміри, необхідні для монтажу теплової мережі, та діаметри теплопроводів.

1.2. Елементи теплових мереж.

Для будівництва магістральних теплових мереж слід застосовувати труби сталеві безшовні або електрозварні (безшовні гарячедеформовані умовним діаметром 50...400 мм, прямошовні електрозварні умовним діаметром більше 400 мм, спіральньошовні електрозварні умовним діаметром більше 400 мм), здебільшого попередньо теплоізовані труби. З'єднання сталевих труб між собою, а також з фасонними деталями та обладнанням здійснюється зварюванням, а при встановленні фланцевої арматури приєднання виконується на фланцях. Термостійкість ізоляційного матеріалу повинна відповідати розрахунковій температурі теплоносія і забезпечувати термін експлуатації трубопроводу не менше 25 років. Для будівництва трубопроводів розподільних теплових мереж застосовують переважно попередньо теплоізовані труби:

- за проектної температури теплоносія (вода) до 115 °С і нижче та проектного тиску не вище 1,6 МПа труби з реактопластів, сталеві;
- за проектної температури теплоносія не вище 90 °С та проектного тиску не вище 1,6 МПа - труби із структурованого поліетилену РЕ-Х;
- за проектної температури теплоносія не вище 80 °С та проектного тиску не вище 1,6 МПа - труби із структурованого поліетилену РЕ-Х, труби з поліпропілену ПП-80 типу, труби з хлорованого полівінілхлориду ХПВХ.

Для відключення окремих ділянок теплової мережі та регулювання кількості теплоносія, що подається споживачам, використовують сталеву та чавунну арматуру: засувки, вентилі, крани тощо. Залежно від призначення трубопроводу арматуру поділяють на: запірну, регулювальну, запобіжну і контрольну. На виводі теплової мережі від джерела теплової енергії, на теплової мережі та на ввіді в ЦТП слід встановлювати сталеву запірну арматуру. На трубопроводах водяної теплової мережі діаметром $d_y \geq 100$ мм встановлюють запірну арматуру для секціонування на відстані не більше 1 км одна від одної з обладнанням перемички між подавальним і зворотним трубопроводами. Діаметр перемички приймають рівним $0,3d_m$ (d_m – діаметр магістральних трубопроводів), на ній встановлюють запірну арматуру і контрольний вентиль $d_y = 25$ мм.

Підземне прокладання трубопроводів виконують каналним і безканалним способами. Для каналного прокладання застосовують канали: непрохідні (типу КЛ, КЛс, КЛп) або прохідні, а також тунелі. Канали типу КЛ складаються з лоткових елементів, що перекриваються плоскими змінними плитами; типу КЛс – з нижніх і верхніх лоткових елементів,

з'єднаних за допомогою відрізків двотаврів, які закладаються в поздовжні шви; типу КЛп – із лоткових елементів, що встановлюються на плоскі плити. Прохідні канали виконують, в основному, з типових збірних конструкцій із залізобетону (мінімальна висота проходу 1,8 м). Тунель – споруда для прокладання під землею інженерних мереж круглого, овального або прямокутного перерізу змонтована із чавунних, сталевих або залізобетонних тьюбінгів, збірних бетонних блоків, монолітного залізобетону, кам'яної або бетонної кладки.

Нагрів трубопроводів високотемпературним теплоносієм спричиняє їх подовження, яке може призвести до недопустимих деформацій чи руйнування труб і будівельних конструкцій. Для компенсації теплової деформації трубопроводів застосовують компенсатори: сальникові сталеві, сильфонні, гнучкі з труб (наприклад, П-подібні). Як «самокомпенсацію» використовують вимушені повороти траси теплової мережі в плані, а також вертикальні підйоми чи опуски труб при куті повороту трубопроводу не більшому 130°). Безкомпенсаторне прокладання улаштовують тоді, коли компенсацію температурних деформацій повністю або частково здійснюють за рахунок знакоперемінних змін осьової напруги стиснення-розтягування в трубі. Компенсатори слід вибирати за технічними характеристиками відповідно до розрахунку трубопроводів на міцність у холодному і в робочому стані.

Для забезпечення роботи компенсаторів і самокомпенсації трубопроводу теплової мережі поділяють на окремі ділянки нерухомими опорами. Компенсатори встановлюють на кожній ділянці трубопроводу, обмеженій суміжними нерухомими опорами (при каналному підземному прокладанні в каналі або в камері). При цьому гнучкі компенсатори встановлюють в каналні ніші, сальникові компенсатори – в теплових камерах, сильфонні компенсатори – на трасі або в теплових камерах. При безканалному прокладанні гнучкі компенсатори можна монтувати в траншеї з укладкою амортизаційних прокладок. З амортизаційними прокладками прокладають також відгалуження, які розташовані поза нерухомими опорами. Нерухомі опори розміщують: у місцях відгалужень трубопроводів; у місцях встановлення арматури й іншого обладнання; на прямих ділянках трубопроводів на допустимих відстанях, які визначаються діаметром труб, параметрами теплоносія і типом компенсаторів.

Застосовують такі типи нерухомих опор:

- упорні – для всіх способів прокладання теплопроводів;

- щитові –у непрохідних каналах та для безканального прокладання;
- хомутові – для надземного прокладання і прокладання у тунелях (на ділянках трубопроводів із гнучкими компенсаторами і ділянках самокомпенсації трубопроводів).

Відстань між нерухомими опорами встановлюється за компенсувальною здатністю компенсаторів з урахуванням зусиль, що їх сприймають нерухомі опори, залежно від діаметра труб, типу компенсатора та параметрів теплоносія. Максимальні відстані між нерухомими опорами при тиску теплоносія менше 1,6 МПа і температурі нижче 150 °С становлять для гнучких компенсаторів – від 60 до 160 м при діаметрах сталевих труб 50...400 мм, для сальникових – від 70 до 140 м при діаметрах труб 100...400 мм. Відстані між нерухомими опорами на ділянках самокомпенсації рекомендується встановлювати не більшими, ніж 60 % від значень для П-подібних компенсаторів.

Рухомі опори (ковзкі, коткові) застосовують при прокладанні в каналах для зменшення стріли прогинання трубопроводів і зняття напружень. Вони кріпляться до трубопроводів і сприймають масу трубопроводів, теплоносія та ізоляції, а також забезпечують вільне переміщення ізольованих трубопроводів вздовж осі при теплових подовженнях. Відстань між рухомими опорами залежить від маси, що покладена на ці опори та визначає прогин труби, який, у свою чергу, залежить від її діаметра та товщини стінки. Застосовують такі рухомі опори труб:

- ковзні – для всіх способів прокладання і для всіх діаметрів труб;
- коткові – для труб діаметром 200 мм і більше при осьовому переміщенні труб при прокладанні в тунелях, на кронштейнах, на окремо розташованих опорах та естакадах;
- кульові – для труб діаметром 200 мм і більше при горизонтальних переміщеннях труб під кутом до осі траси при прокладанні в тунелях, на кронштейнах, на окремо розташованих опорах і естакадах;
- пружинні опори або підвіски - у місцях вертикального переміщення труб діаметром 150 мм і більше;
- жорсткі підвіски – при надземному прокладанні трубопроводів з гнучкими компенсаторами і на ділянках самокомпенсації.

Для обслуговування сальникових і сильфонних компенсаторів та запірно-регулювальної арматури улаштовуються теплові камери, які виготовляють з цегли, монолітного чи збірного залізобетону висотою не меншою на просвіт ніж 2,0 м.

Незалежно від температури теплоносія та способу прокладання теплових мереж теплопроводи, арматуру, компенсатори, фланцеві з'єднання покривають теплогідроізоляцією (для запобігання корозії та втрат теплоти в навколишнє середовище), а також виконують електрохімічний захист. Теплогідроізоляція складається з таких шарів: антикорозійного покриття, основної теплової ізоляції, покривного шару. Як теплогідроізоляційні матеріали використовують бітумоперліт, бітумокерамзит, пінополімербетон, армопінобетон з гідроізоляційним покриттям та інші матеріали.

При безканальному прокладанні теплових мереж переважно застосовують попередньо ізольовані в заводських умовах труби з пінополіуретановою тепловою ізоляцією для трубопроводів з параметрами, що відповідають стандартам і технічним умовам. Трубопроводи з пінополіуретановою тепловою ізоляцією в поліетиленовій захисній оболонці повинні мати систему дистанційного контролю стану вологості пінополіуретану.

1.3. Розташування джерел теплової енергії

Джерела теплопостачання (наприклад, РОК) розміщують на генеральному плані населеного пункту на підставі техніко-економічного обґрунтування з дотриманням нормативних вимог:

- на спеціально виділених ділянках (у кварталах комунально-господарського призначення чи на комунально-складських територіях) або в промисловій зоні за межами житлових районів, не допускається розташування котелень на твердому паливі в житловій зоні;
- найближче до центру теплових навантажень району теплопостачання;
- із забезпеченням радіусу дії системи теплопостачання не більше ніж 7 км;
- за відстаней не менше допустимих від будівлі котельні до житлової забудови з урахуванням санітарно-захисних і протипожежних нормативів;
- з урахуванням переважаючого напрямку вітру в січні місяці [6];
- на земельній ділянці площею не менше нормативної залежно від загальної витрати теплоти на централізоване теплопостачання району та виду палива (див. табл. 1.1).

**Площа земельних ділянок для розміщення
джерел теплової енергії, га.**

Теплова потужність джерела теплопостачання, МВт	Вид палива	
	природний газ, мазут	вугілля
6...12	1,0	1,0
12...58	1,5	2,0
58...116	2,5	3,0

1.4. Визначення сумарних витрат теплоти

У роботі розглядається проектування водяних теплових мереж, які здебільшого виконують у двотрубному виконанні з одночасним подаванням теплової енергії на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання та технологічні потреби. Загальну теплову потужність системи теплопостачання розраховують як суму максимальних теплових потоків окремих споживачів, зокрема в даній роботі: опалення і гарячого водопостачання житлових і громадських будинків та теплопостачання систем вентиляції громадських будинків [2, 3, 7, 8].

Залежно від кількості поверхів будинків, розташованих у кварталі, в індивідуальному завданні прийнято такі категорії теплових навантажень:

– 1...2 – поверхова забудова – опалення, вентиляція та гаряче водопостачання забезпечується від децентралізованих джерел (газових теплогенераторів);

– 3...4 - поверхова забудова – опалення, вентиляція забезпечується від централізованого джерела (районної опалювальної котельні – РОК), гаряче водопостачання – від місцевих джерел (газових водопідігрівачів);

– 5 і більше поверхів – всі категорії навантажень забезпечується від централізованого джерела (районної опалювальної котельні – РОК).

При проектуванні теплових мереж максимальні теплові потоки потрібно приймати за відповідними індивідуальними та типовими проектами, а за відсутності таких проектів допускається визначати їх величини за укрупненими показниками окремо для кожного з кварталів.

Сумарна витрата теплоти Q_T , МВт, в кварталі розраховується як сума максимальних теплових потоків з окремих видів теплоспоживання:

$$Q_{TM}^{KB} = Q_{O,MAX} + Q_{O,MAX}^{GP} + Q_{B,MAX}^{GP} + Q_{G,B,MAX}, \quad (1.1)$$

де $Q_{O,MAX}^J$ – максимальний тепловий потік на опалення житлових бу-

динків, МВт;

$Q_{o.макс.}$ – максимальний тепловий потік на опалення житлових та громадських споруд, МВт;

$Q_{в.макс.}$ – максимальний тепловий потік на вентиляцію громадських споруд, МВт;

$Q_{г.в.макс.}$ – максимальний тепловий потік на гаряче водопостачання житлових та громадських споруд, МВт.

Розрахунок максимальних теплових потоків окремих споживачів виконується за формулами (1.2 – 1.5), наведеними нижче.

Максимальний тепловий потік на опалення житлових будинків:

$$Q_{o.макс.}^{ж} = q_0 \cdot A \cdot 10^{-6}, \quad (1.2)$$

де q_0 – питомий показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків на 1 м² загальної площі (додаток А, табл. А.1, А.2), Вт/м²; A – загальна площа житлової забудови в кварталі, м².

$$A = f_{зж} \cdot F_{кв},$$

де $f_{зж}$ – щільність житлової забудови (додаток А, табл. А.3), м²/га; $F_{кв}$ – площа кварталу, м².

Максимальний тепловий потік на опалення громадських споруд:

$$Q_{o.макс.}^{гр} = k_1 \cdot q_0 \cdot A \cdot 10^{-6}, \quad (1.3)$$

де k_1 – коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд (за відсутності даних приймають $k_1 = 0,25$).

Тоді, сумарний максимальний тепловий потік на опалення дорівнює

$$Q_{o.макс.} = Q_{o.макс.}^{ж} + Q_{o.макс.}^{гр}$$

Максимальний тепловий потік на вентиляцію громадських споруд:

$$Q_{в.макс.}^{гр} = k_1 \cdot k_2 \cdot q_0 \cdot A \cdot 10^{-6}, \quad (1.4)$$

де k_2 – коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд (для будинків, що збудовані: до 1985 р. $k_2 = 0,4$; після 1985 р. $k_2 = 0,6$).

Максимальний тепловий потік на гаряче водопостачання житлових та громадських споруд:

$$Q_{г.в.макс.} = 2,4 \cdot Q_{г.в.сер.}, \quad (1.5)$$

де 2,4 – коефіцієнт, який враховує годинну нерівномірність споживання гарячої води в житлових будинках; $Q_{г.в.сер.}$ – середній тепловий потік на гаряче водопостачання житлових та громадських споруд в опалювальний період:

$$Q_{г.в.сер.} = q_{гв} \cdot m \cdot 10^{-6},$$

де $q_{гв}$ – питомий показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину (додаток А, табл. А.4), Вт/люд; m – кількість лю-

дей, які використовують гарячу воду.

При розрахунку $Q_{г.в.сер.}$ на квартал приймають кількість жителів:

$$m = A/f_d,$$

де f_d – норма загальної площі на одного жителя, $м^2/чол.$ У роботі можна прийняти $f_d = 21 м^2/чол.$

Розрахунки кількості жителів у населеному пункті та величини сумарних витрат теплоти виконують у формі таблиць (табл.1.7.1-1.7.3).

1.5 Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплової мережі

Розрахунковою схемою теплової мережі є схема трасування трубопроводів (див. рис.1), на якій показують:

- 1) місце розташування джерела теплової енергії;
- 2) прокладання трубопроводів (для закритої схеми теплопостачання – тільки трубопровід гарячої води);
- 3) споживачі теплоти – квартали з позначеннями їх номеру, поверховості забудови та витрати теплоти;
- 4) розрахункові ділянки мережі з їх нумерацією.

Водяну теплову мережу закритої схеми теплопостачання розраховують на такі гідравлічні режими:

- розрахунковий - за розрахунковою витратою мережної води;
- неопалювальний - за максимальним навантаженням гарячого водопостачання в неопалювальний період;
- статичний - за відсутності циркуляції теплоносія в тепловій мережі;
- аварійний.

У роботі виконується гідравлічний розрахунок теплопроводів за розрахунковою витратою мережної води.

Витрату мережної води на розрахункових ділянках мережі визначають за їхніми тепловими навантаженнями, які розраховують як суму витрат теплоти за всіма відгалуженнями, починаючи з найбільш віддаленого від котельні теплонавантаженого кварталу.

Сумарну розрахункову витрату мережної води, $G_{тм}$, т/год, у двотрубних теплових мережах систем теплопостачання при якісному регулюванні відпуску теплоти визначають за формулою:

$$G_{тм} = G_{о.макс.} + G_{в.макс.} + k_3 G_{г.в.сер.} \quad (1.6)$$

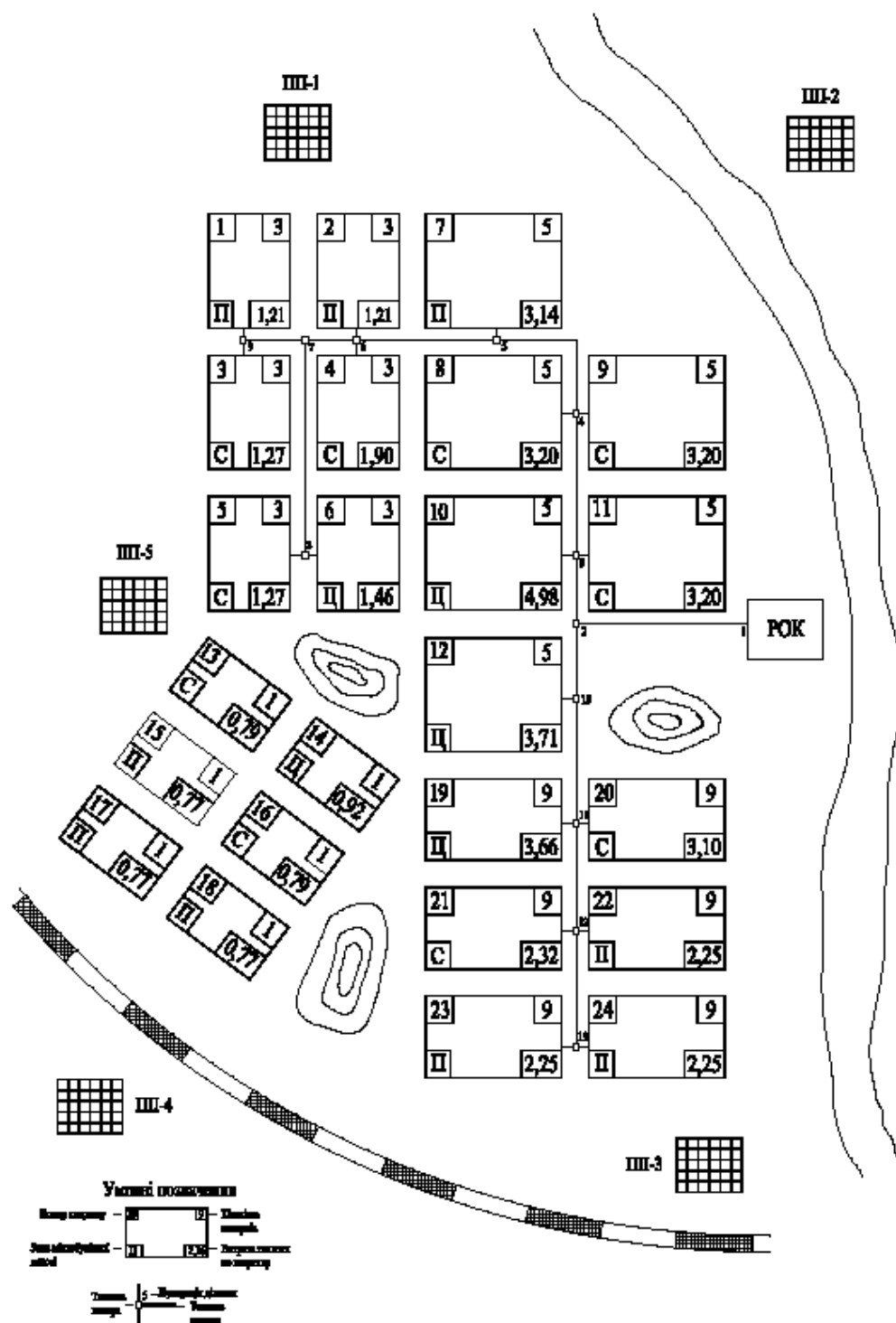


Рис.1. Генеральная схема теплоснабжения жилого района

де $G_{o.макс.}$, $G_{в.макс.}$, $G_{зв.сер.}$ – розрахункова витрата теплоносія, т/год, відповідно, на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання; k_3 – коефіцієнт, який враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні за потужністю опалення, залежно від схеми та величини теплового потоку системи теплопостачання (для закритої схеми теплопостачання потужністю 100 МВт і більше $k_3 = 1,0$; потужністю, меншою за 100 МВт, $k_3 = 1,2$; потужністю, меншою за 100 МВт за наявності баків-акумуляторів в споживачів, $k_3 = 1,0$).

Розрахункові витрати води, т/год, визначають за формулами:

а) на опалення

$$G_{o.макс.} = \frac{3,6 \cdot Q_{o.макс.}}{c \cdot (T_1 - T_2)} \cdot 10^{-3}; \quad (1.7)$$

б) на вентиляцію

$$G_{в.макс.} = \frac{3,6 \cdot Q_{в.макс.}}{c \cdot (T_1 - T_2)} \cdot 10^{-3}; \quad (1.8)$$

в) на гаряче водопостачання в закритих системах теплопостачання при двоступеневих схемах приєднання водопідігрівачів:

$$G_{зв.макс.} = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.макс.}}{c \cdot (T_1' - T_2')} \cdot 10^{-3}, \quad (1.9)$$

де c – питома теплоємність води в розрахунках приймається 4,187 кДж (кг °С); T_1 – температура води в подавальному трубопроводі теплової мережі за розрахункової температури зовнішнього повітря t_o [6, 8], °С; T_2 – те саме, в зворотному трубопроводі теплової мережі, °С; T_1' – температура води в подавальному трубопроводі теплової мережі в точці зламу графіка температур води, °С; T_2' – те саме, в зворотному трубопроводі теплової мережі після системи опалення будівель, °С.

Розрахункову температуру теплоносія приймають однаковою для всього теплопроводу, незалежно від його протяжності від джерела теплової енергії до теплового пункту кожного споживача.

Розрахункову витрату води, т/год, у двотрубних водяних теплових мережах у неопалювальний період визначають за формулою:

$$G_{р.}^л. = \beta \cdot G_{зв.макс.} \quad (1.10)$$

де β – коефіцієнт, який враховує зміну середньої витрати води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального періоду, за відсутності даних приймається для житлово-комунального сектора 0,8 (для курортних та південних міст $\beta = 1,5$), для підприємств – 1,0).

При $k_3 = 1,0$ сумарну витрату теплоносія в тепловій мережі визначають за формулою:

$$G_{TM} = 0,86 \cdot (Q_{O, \text{макс.}} + Q_{B, \text{макс.}} + Q_{Г.В. \text{макс.}}) \cdot 10^3 / (T_1 - T_2) = 0,86 \cdot Q^{\text{РОК}} \cdot 10^3 / (T_1 - T_2), \quad (1.11)$$

де $Q_{O, \text{макс.}}$, $Q_{B, \text{макс.}}$, $Q_{Г.В. \text{макс.}}$ – максимальний тепловий потік, відповідно, на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, МВт; $Q^{\text{РОК}}$ – теплове навантаження районної опалювальної котельні (РОК) – сумарні витрати теплоти багатоповерхової забудови (див. табл. 1.7.2), МВт;

Гідравлічний розрахунок проводиться в два етапи: спочатку розраховують головну магістраль, а потім ув'язують трубопроводи відгалуджень. Розрахунок виконується у табличній формі (див. 1.7, табл. 1.7.4).

Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплової мережі виконується методом питомих втрат тиску. Втрати тиску на розрахункових ділянках ΔP_i , кПа, визначаються за формулою:

$$\Delta P_i = R_i \cdot l_{\text{прі}} \cdot 10^{-3}, \quad (1.12)$$

де R_i – питомі втрати тиску на тертя, Па/м; $l_{\text{прі}} = (l_i + l_{\text{екві}})$ – приведена довжина ділянок, м; l_i – фактична довжина ділянки, м; $l_{\text{екві}}$ – еквівалентна довжина ділянки, яка відповідає місцевим опорам, що знаходяться на розрахунковій ділянці, м.

$$l_{\text{екві}} = k_4 \cdot l_i,$$

де k_4 – коефіцієнт, який враховує вид місцевих опорів і визначається залежно від параметрів теплоносія і діаметру трубопроводів [3, 7]. Для водяних теплових мереж з П-подібними компенсаторами при умовному діаметрі трубопроводів $d_y \leq 150$ мм та з сальниковими компенсаторами при $d_y \leq 400$ мм – $k_4 = 0,3$. Для всіх інших випадків коефіцієнт втрат тиску у місцевих опорах наведено в таблиці Б.1 (додаток Б).

Діаметри теплопроводів підбирають за номограмою (див. додаток В) з урахуванням рекомендованих питомих втрат тиску на тертя $R_{\text{нi}}$ для ділянок головної магістралі: при $d_y < 100$ мм – $R_{\text{нi}} = 60 \dots 80$ Па/м; при $100 < d_y < 250$ мм – $R_{\text{нi}} = 40 \dots 60$ Па/м; при $d_y > 250$ мм – $R_{\text{нi}} = 20 \dots 40$ Па/м.

Діаметри подавального та зворотного трубопроводів двотрубною водяної теплової мережі за сумісного подавання теплової енергії на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання рекомендується приймати однаковими. Найменший номінальний (умовний) діаметр труб у тепловій мережі приймають не менше 32 мм, а для циркуляційних трубопроводів гарячого водопостачання – не менше 25 мм.

Сумарні втрати тиску ΔP_{TM} , кПа, для головної магістралі:

$$\Delta P_{\text{TM}} = \Sigma \Delta P_i. \quad (1.13)$$

При ув'язуванні відгалуження в точці приєднання до головної магістралі спочатку ділять трасу відгалуження на ділянки, визначають теплові навантаження та витрати теплоносія на них, далі знаходять середні питомі

втрати тиску для відгалуження $R_{\text{вд}}^{\text{сеп}}$, Па/м, які повинні бути в межах рекомендованих питомих втрат на тертя для відгалуження ($R_{\text{н вд}}$, Па/м):

$$R_{\text{вд}}^{\text{сеп}} = \Delta P_{\text{вд}}^{\text{тм}} \cdot 10^3 / \Sigma l_{\text{пр. вд}}, \quad (1.14)$$

де $\Delta P_{\text{вд}}^{\text{тм}}$ – сума втрат тиску на ділянках головної магістралі від кінцевого споживача, підключеного до теплової мережі, до точки приєднання відгалуження, що ув'язується, кПа; $\Sigma l_{\text{пр. вд}}$ – сума приведених довжин ділянок відгалуження, м.

Діаметри трубопроводів ділянок відгалуження підбирають за номограмою (див. додаток В) з урахуванням значення $R_{\text{вд}}^{\text{сеп}}$ та встановлюють дійсну величину питомих втрат тиску на ділянках $R_{\text{вд,і}}$ за витратою теплоносія і прийнятим діаметром труби. Рекомендовані питомі втрати тиску на тертя для ділянок відгалуження – $R_{\text{н вд}} = 120 \dots 180$ Па/м (за необхідності при ув'язуванні – не більше 300 Па/м).

Втрати тиску на ділянках та сумарні втрати тиску на відгалуженні $\Delta P_{\text{вд}}$, кПа, розраховують аналогічно втратам на головній ділянці (див. формули 1.12 та 1.13). Втрати тиску на відгалуженні $\Delta P_{\text{вд}}$ порівнюють з сумою втрат тиску на ділянках головної магістралі $\Delta P_{\text{вд}}^{\text{тм}}$, нев'язка між якими не повинна перевищувати 10 %.

1.6. Визначення характеристик мережних насосів

Мережні насоси призначені для циркуляції води в теплових мережах, як правило, розміщують в будівлі котельні.

Напір мережних насосів визначають для опалювального та неопалювального періодів і приймають таким, що дорівнює сумі втрат напору в обладнанні джерела теплової енергії, в подавальному та зворотному трубопроводах від джерела теплової енергії до найбільш віддаленого споживача та в системі споживача, включаючи втрати в теплових пунктах та насосних станціях, при сумарній розрахунковій витраті води.

Напір мережного насосу $H_{\text{н}}$, МПа, з урахуванням 10% запасу:

$$H_{\text{н}} = 1,1 \cdot (2 \Delta P_{\text{тм}} + \Delta P_{\text{рок}} + \Delta P_{\text{аб}}), \quad (1.15)$$

де $\Delta P_{\text{тм}}$, $\Delta P_{\text{рок}}$, $\Delta P_{\text{аб}}$ – втрати тиску, відповідно, в головній магістралі теплових мереж (за результатами гідравлічного розрахунку), в обладнанні та трубопроводах районної опалювальної котельні, в системі теплоспоживання, включаючи внутрішньоквартальну мережу і тепловий пункт, МПа.

У роботі можна прийняти:

$$\Delta P_{\text{рок}} = 0,15 \text{ МПа}, \Delta P_{\text{аб}} = 0,12 \text{ МПа}.$$

Необхідна встановлена потужність електродвигуна мережного насосу з урахуванням коефіцієнта запасу $N_{\text{дв}}$, кВт, визначається за формулою

$$N_{\text{дв}} = k_{\text{дв}} \cdot N_{\text{дв}}^{\text{р}}, \quad (1.16)$$

де $k_{\text{дв}}$ – коефіцієнт запасу потужності (при $N_{\text{дв}}^{\text{р}} \leq 50$ кВт $k_{\text{дв}} = 1,25$; при $N_{\text{дв}}^{\text{р}}$

$> 50 \text{ кВт } k_{\text{дв}} = 1,15$);

$N_{\text{дв}}^{\text{р}}$ – розрахункова встановлена потужність електродвигуна мережного насоса, кВт, яка визначається за формулою

$$N_{\text{дв}}^{\text{р}} = G_{\text{тм}} \cdot H_{\text{н}} / (3,6 \cdot \eta_{\text{н}}), \quad (1.17)$$

де $G_{\text{тм}}$ – розрахункова витрата води на виході з централізованого джерела теплопостачання, т/год; $\eta_{\text{н}}$ – коефіцієнт корисної дії насоса (в роботі можна прийняти $\eta_{\text{н}} = 0,93$).

Кількість мережних насосів приймають не менше двох, один з яких є резервним; резервний насос встановлюють незалежно від кількості робочих насосів.

1.7. Приклад проектування і розрахунку теплопостачання житлового району населеного пункту.

Вихідні дані для проектування

1. Населений пункт – Кривий Ріг.
2. Кліматологічна характеристика населеного пункту [7]:
 - температурна зона – І;
 - розрахункова температура зовнішнього повітря t_0 = мінус 17 °С;
 - домінуючий напрямок вітру в січні місяці – Схід.
3. Кількість поверхів у будинках у кварталах: 1...6 – 3 пов.; 7...12 – 5 пов.; 13...18 – 1 пов.; 19...24 – 9 пов..
4. Місцезнаходження ГРС – Захід.
5. Витрати газу промисловими підприємствами, тис.м³/год:
ПП-1 - 4,0; ПП-2 - 2,0; ПП-3 – 2,0; ПП-4 - 4,0; ПП-5 - 1,0.
6. Громадські будинки розташовані у кварталах № 4, 10, 19, 20.
7. Житлові будинки в кварталах 1...12 збудовані до 1994 р., а в кварталах 13...24 – після 1994 р.
8. Параметри теплоносія: T_1 – температура води в подавальному трубопроводі теплової мережі за розрахункової температури зовнішнього повітря, °С; T_2 – те саме, в зворотному трубопроводі теплової мережі, °С;
9. Генплан житлового району наведено на рис.1 методичних вказівок (далі – «вказівок»).

Визначення сумарних витрат теплоти

Кількість жителів у кварталах та в населеному пункті і сумарні ви-

трати теплоти визначають згідно з п. 1.4 вказівок, результати наводять в табл.1.7.1 і 1.7.2.

Таблиця 1.7.1

Кількість жителів у районі

№ квар-талу	Кіль-кість повер-хів п, пов.	Заг. площа квар-талу $F_{\text{кв}}$, га	Щільність житлової забудови $f_{\text{зж}}$, м ² /га	Загальна площа житлової забудови A , м ²	Норма за-гальної площі $f_{\text{л}}$, м ² /чол.	Кількість жи-телів $N = A/f_{\text{л}}$, чол.
1	3	3,2	4300	13760	21	655
2	3	3,2	4300	13760	21	655
3	3	3,2	4500	14400	21	686
4	3	3,2	4500	14400	21	686
5	3	3,2	4500	14400	21	686
6	3	3,2	5200	16640	21	792
7	5	5,3	5600	29680	21	1413
8	5	5,3	5700	30210	21	1439
9	5	5,3	5700	30210	21	1439
10	5	5,3	6600	34980	21	1666
11	5	5,3	5700	30210	21	1439
12	5	5,3	6600	34980	21	1666
13	1	2,4	3500	8400	21	400
14	1	2,4	4100	9840	21	469
15	1	2,4	3400	8160	21	389
16	1	2,4	3500	8400	21	400
17	1	2,4	3400	8160	21	389
18	1	2,4	3400	8160	21	389
19	9	3,8	8400	31920	21	1520
20	9	3,8	7100	26980	21	1285
21	9	3,8	7100	26980	21	1285
22	9	3,8	6900	26220	21	1249
23	9	3,8	6900	26220	21	1249
24	9	3,8	6900	26220	21	1249
Всього в житловому районі				493290		23495

Таблиця 1.7.2

Сумарні витрати теплоти багатоповерхової забудови (≥ 3 поверхів)

№ квар- талу	п, пов.	м, люд.	Питомі витра- ти теплоти		Загальні витрати теплоти				
			q_o , Вт/м ²	$q_{ГВ}$, Вт/люд	$Q_{o.макс.}^{ж}$, МВт	$Q_{o.макс.}^{гр}$, МВт	$Q_{в.макс.}$, МВт	$Q_{г.в.макс.}$, МВт	$Q_{тм}$, МВт
1	3	655	88		1,21				1,21
2	3	655	88		1,21				1,21
3	3	686	88		1,27				1,27
4*	3	686	88	73	1,27	0,32	0,19	0,12	1,90
5	3	686	88		1,27				1,27
6	3	792	88		1,46				1,46
7	5	1413	71,2	305	2,11			1,03	3,14
8	5	1439	71,2	305	2,15			1,05	3,20
9	5	1439	71,2	305	2,15			1,05	3,20
10*	5	1666	71,2	376	2,49	0,62	0,37	1,50	4,98
11	5	1439	71,2	305	2,15			1,05	3,20
12	5	1666	71,2	305	2,49			1,22	3,71
19*	9	1520	51	376	1,63	0,41	0,25	1,37	3,66
20*	9	1285	51	376	1,38	0,35	0,21	1,16	3,10
21	9	1285	51	305	1,38			0,94	2,32
22	9	1249	51	305	1,34			0,91	2,25
23	9	1249	51	305	1,34			0,91	2,25
24	9	1249	51	305	1,34			0,91	2,25
Всього		21059						$Q^{пок} = 45,58$	

Таблиця 1.7.3

Сумарні витрати теплоти малоповерхової забудови

№ квар- талу	п, пов.	м, люд.	Питомі витра- ти теплоти		Загальні витрати теплоти				
			q_o , Вт/м ²	$q_{ГВ}$, Вт/люд	$Q_{o.макс.}^{ж}$, МВт	$Q_{o.макс.}^{гр}$, МВт	$Q_{в.макс.}$, МВт	$Q_{г.в.макс.}$, МВт	$Q_{тм}$, МВт
13	1	400	94		0,79				0,79

14	1	469	94		0,92				0,92
15	1	389	94		0,77				0,77
16	1	400	94		0,79				0,79
17	1	389	94		0,77				0,77
18	1	389	94		0,77				0,77
Всього		2436							$Q^{IND} = 4,81$

Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплової мережі

Перед виконанням гідравлічного розрахунку необхідно запроектувати трасування трубопроводів теплової мережі (див.рис.1) згідно з п.п. 1.1–1.3 вказівок. За методикою, наведеною в п.1.5, з урахуванням даних розрахунку витрат теплоти (табл. 1.7.2) та схеми трасування теплопроводів виконується підбір діаметрів теплопроводів і розраховуються втрати тиску на ділянках і сумарні втрати тиску в головній магістралі – від РОК до найбільш віддаленого теплонавантаженого кварталу № 5. Результати розрахунку наводяться в табл. 1.7.4.

Також виконується ув'язка по втратах тиску відгалуджень від головної магістралі до кварталів № 23 та № 1, відповідно, в точках приєднання 2 та 7. За розрахунками нев'язки між сумарними втратами на ділянках відгалуджень і сумарними втратами на відповідних ділянках головної магістралі від кварталу № 5 до точок 2 та 7 складають, відповідно, -2,83% та 8,91%, що менше допустимої величини.

Таблиця .1.7.4

Дані гідравлічного розрахунку трубопроводів теплової мережі

N n/n	Q_i , МВт	l_i , м	$G_{m,i}$, т/год	d^* , мм	$d_{s,i}$, мм	$d_{g,i}$, мм	R_i , Па/м	$l_{пр,i}$, м	ΔP_i , кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль КВ_5-8-7-6-5-4-3-2-1(РОК) Температурні параметри води у тепловій мережі, °С: $T_1=150$ $T_2=70$ $\Delta T=80$									
KB5-8	1,27	22	13,65	91	108x4,0	100	35,93	28,6	1,03
8-7	2,73	396	29,35	121	133x4	125	51,45	514,8	26,49
$\Sigma \Delta P$ (KB5-8-7)									27,52
7-6	5,21	95	56,01	155	194x5	184	24,62	123,5	3,04
6-5	8,31	257	89,33	185	194x5	184	62,63	334,1	20,92
5-4	11,46	279	123,20	210	273x7	259	19,79	362,7	7,18
4-3	17,86	262	192,00	248	273x7	259	48,06	340,6	16,37
3-2	26,05	126	280,04	287	325x8	309	40,48	163,8	6,63
$\Sigma \Delta P$ (KB5-8-7-6-5-4-3-2)									81,703
2-1(РОК)	45,57	317	489,88	355	377x9	359	56,38	412,1	23,23
$\Delta P_{TM} =$									104,88

Відгалудження KB_23-13-12-11-10-2									
Найвищий перепад тиску для розрахунку відгалудження, кПа									81,66
Середня питома втрата тиску для відгалудження $R_{вд}^{сер} =$									102,07
KB23-13	2,25	21	24,19	102	108x4	100	112,78	27,3	3,08
13-12	4,50	213	48,38	133	159x4,5	150	53,68	276,9	14,86
12-11	9,07	198	97,50	173	194x5	184	74,61	257,4	19,20
11-10	15,83	230	170,17	214	219x6	207	122,45	299	36,61
10-2	19,54	138	210,06	232	273x7	259	57,53	179,4	10,32
Нев'язка у точці 2: $100\% \cdot (81,66-84,08)/84,08 = -2,88\%$ $\Delta P_{вд(KB23-...-2)} =$ 84,08									
Відгалудження KB_1-9-7									
Найвищий перепад тиску для розрахунку відгалудження, кПа									27,52
Середня питома втрата тиску для відгалудження $R_{вд}^{сер} =$									211,66
KB1-9	1,21	16	13,008	80	76x3,5	69	228,81	20,8	4,76
9-7	2,48	114	26,660	106	108x4,0	100	137,01	148,2	20,31
Нев'язка у точці 7: $100\% \cdot (27,52-25,06)/27,52 = 8,91\%$ $\Delta P_{вд(KB1-9-7)} =$ 25,06									

Примітка. d^* – розрахунковий зовнішній діаметр труби, мм; d – прийнятий зовнішній діаметр труби, мм; s – товщина стінки труби, мм; $d_b = d - 2s$ – внутрішній діаметр труби, мм.

Визначення характеристик мережних насосів

Розрахунок виконується згідно з п.п. 1.6 вказівок з урахуванням розрахованих втрат тиску в головній магістралі теплової мережі, які складають $\Delta P_{TM}=0,105$ МПа, та витрати теплоносія на виході з РОК – $G_{TM}=489,99$ т/год.

Напір мережного насоса за формулою (1.15) дорівнює:

$$H_n = 1,1 \cdot (2 \cdot 0,105 + 0,15 + 0,12) = 0,528 \text{ МПа.}$$

Розрахункова встановлена потужність електродвигуна мережного насоса визначається за формулою (1.17)

$$N_{дв}^p = 489,99 \cdot 0,528 / (3,6 \cdot 0,93) = 77,27 \text{ кВт.}$$

Необхідна встановлена потужність електродвигуна мережного насоса з урахуванням коефіцієнту запасу $k_{дв}=1,15$ за формулою (1.16) дорівнює

$$N_{дв} = 1,15 \cdot 77,27 = 88,9 \text{ кВт.}$$

Кількість мережних насосів – два, з яких один є резервним.

2. ГАЗОПОСТАЧАННЯ

2.1 Визначення розрахункових витрат природного газу

Система газопостачання в населених пунктах розраховується на забезпечення максимально-годинних витрат газу для таких споживачів:

1) господарсько-побутові потреби населення (приготування їжі, нагрів гарячої води);

2) технологічні потреби громадських підприємств і установ (підприємства побутового обслуговування і громадського харчування, установи охорони здоров'я);

3) потреби тепlopостачання – на опалення, вентиляцію і гаряче водopостачання житлових і громадських будинків;

4) потреби промислових підприємств (опалення, вентиляція і технологічні потреби).

Розрахункові витрати природного газу визначаються за групами кварталів однакової забудови окремо для кожної категорії споживачів.

Витрата газу на господарсько-побутові потреби населення визначають за питомими нормами витрати теплоти на одного жителя.

Річну витрату природного газу $V^{ГП}$, м³/рік, визначають окремо для кожної з груп кварталів з однаковою забудовою за формулою

$$V^{ГП} = m \cdot q / Q_n^p, \quad (2.1)$$

де m – кількість населення у групі кварталів з однаковою забудовою (визначається за розд.1.4 вказівок), люд.;

q – норма витрати теплоти на рік для одного жителя, МДж/(люд·рік) [9];

Q_n^p – нижча теплота згоряння природного газу (у роботі – $Q_n^p = 34$ МДж/м³).

Питома річна норма витрати теплоти для населення q для груп кварталів залежно від виду системи гарячого водopостачання:

– з централізованою системою гарячого водopостачання і за наявності в квартирі газової плити (п'яти і більше поверхові житлові будинки) – $q=2800$ МДж/(люд·рік);

– з місцевою системою гарячого водopостачання від газового водонагрівача та за наявності в квартирі газової плити (3, 4 - поверхові житлові будинки) – $q = 8000$ МДж/(люд·рік);

– за відсутності централізованого гарячого водopостачання та наявності в квартирі газової плити (одно-, двоповерхові житлові будинки) – $q=4600$ МДж/(люд·рік).

Максимальну розрахункову годинну витрату газу при 0 °С і тиску га-

зу 0,10132 МПа $V_{h, \Gamma\Pi}^{\Gamma\Pi}$, м³/год, визначають як частку річної витрати газу за формулою

$$V_{h, \Gamma\Pi}^{\Gamma\Pi} = k_{\max}^h \cdot V^{\Gamma\Pi}, \quad (2.2)$$

де k_{\max}^h – коефіцієнт годинного максимуму на господарсько-побутові потреби. (додаток Г).

Коефіцієнт k_{\max}^h визначають для кожної групи газифікованих житлових кварталів, газові мережі яких становлять самостійну систему та гідравлічно не пов'язані з системами інших районів, залежно від загальної кількості жителів [4, 9].

Результати розрахунку максимальної годинної витрати газу на господарсько-побутові потреби наводять в табличній формі (див. п.2.5, табл.2.5.1).

Витрату газу на технологічні потреби громадських підприємств і установ визначають за формулою

$$V_h^{\text{КП}} = V_h^{\text{БКП}} + V_h^{\text{МКП}}, \quad (2.3)$$

де $V_h^{\text{БКП}}$ – витрата газу великих комунально-побутових підприємств; $V_h^{\text{МКП}}$ – витрата газу малих комунально-побутових підприємств.

Витрату газу великих комунально-побутових підприємств (фабрика-пражня, лазня, лікарня, хлібзавод) можна розраховувати за укрупненими показниками за формулою

$$V_h^{\text{БКП}} = 0,4 \cdot V_h^{\Gamma\Pi}, \quad (2.4)$$

у тому числі витрата газу на потреби:

- хлібзаводу – $V_h^{\text{ХЗ}} = 0,5 \cdot V_h^{\text{БКП}}$;
- фабрики-пральні – $V_h^{\text{ФП}} = 0,3 \cdot V_h^{\text{БКП}}$;
- лазні – $V_h^{\text{ЛН}} = 0,15 \cdot V_h^{\text{БКП}}$;
- лікарні – $V_h^{\text{ЛК}} = 0,05 \cdot V_h^{\text{БКП}}$.

Витрату газу на малі комунально-побутові підприємства (підприємства торгівлі, господарсько-побутового обслуговування невиробничого характеру тощо) у роботі беруть в розмірі 5% сумарної витрати теплоти на господарсько-побутові потреби в житлових будинках для кожної з груп кварталів

$$V_h^{\text{МКП}} = 0,05 \cdot V_h^{\Gamma\Pi}. \quad (2.5)$$

Сумарні витрати теплоти на тепlopостачання (опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання житлових і громадських будинків) складаються з

витрат теплоти на:

1) централізоване теплопостачання – від районної опалювальної котельні (РОК) в кварталах з будинками 3 і більше поверхів (витрати теплоти на гаряче водопостачання 3- та 4- поверхових будинків не враховуються – у квартирах встановлені газові водонагрівачі, ці витрати враховано при визначенні витрат теплоти на господарсько-побутові потреби населення);

2) місцеве теплопостачання – від газових теплогенераторів у малоповерхових житлових будинках, які забезпечують потреби теплоти на опалення та гаряче водопостачання.

Розрахункові годинні витрати газу на потреби теплопостачання визначають окремо для централізованого $V^{\text{пок}}_h$ і місцевого $V^{\text{інд}}_h$ теплопостачання з урахуванням даних розрахунків за сумарними витратами теплоти (згідно з розд. 1.4, розд. 1.7 – табл. 1.7.2 та 1.7.3) за формулами:

$$V^{\text{пок}}_h = 3,6 \cdot Q^{\text{пок}} \cdot 10^3 / (Q^p_h \eta_k) \quad (2.6)$$

де $Q^{\text{пок}}$ – теплове навантаження РОК (сумарні витрати теплоти багатоповислової забудови – табл. 1.7.2), МВт; η_k – ККД роботи котельні (у роботі можна прийняти $\eta_k = 0,8$);

$$V^{\text{інд}}_h = 3,6 \cdot Q^{\text{інд}} \cdot 10^3 / (Q^p_h \eta_{\text{тг}}), \quad (2.7)$$

де $Q^{\text{інд}}$ – сумарне теплове навантаження теплогенераторів (сумарні витрати теплоти малоповерхової забудови – табл. 1.7.3), МВт;

$\eta_{\text{тг}}$ – ККД роботи газових теплогенераторів (у роботі можна прийняти $\eta_{\text{тг}} = 0,7$).

Розрахункові годинні витрати газу на потреби промислових підприємств різних галузей слід визначати за даними паливоспоживання чи за річною витратою газу з урахуванням коефіцієнтів годинного максимуму в галузях промисловості.

У роботі максимальні розрахункові годинні витрати газу для кожного з п'яти промислових підприємств $V^{\text{іп}}_h$, м³/год, беруть за завданням. Загальні розрахункові витрати газу на промислові підприємства в населеному пункті $\Sigma V^{\text{іп}}_h$, м³/год, дорівнюють сумі витрат газу на окремі підприємства.

Максимальні сумарні годинні витрати природного газу на виході з ГРС складають суму витрат всіх споживачів житлового району

$$V^{\text{грс}}_h = V^{\text{іп}}_h + V^{\text{кп}}_h + V^{\text{пок}}_h + V^{\text{інд}}_h + \Sigma V^{\text{іп}}_h, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (2.8)$$

2.2. Трасування газових мереж

Система газопостачання населеного пункту – це комплекс споруд, що складається з джерела газопостачання, газопроводів, газорегуляторного обладнання (газорегуляторних пунктів і установок, комбінованих будинкових регуляторів тиску тощо) та споживачів газу. Джерелами систем газопостачання населених пунктів є газорозподільні станції (ГРС), до яких подається газ з магістрального газопроводу. Надійність і економічність системи газопостачання залежить від кількості споруджених ГРС, що подають газ в газопроводи високого (середнього) тиску. Зі збільшенням кількості ГРС зменшується радіус дії, знижуються капітальні затрати на будівництво мережі високого тиску, збільшується надійність роботи системи за рахунок живлення газопроводів від кількох джерел.

Вибір системи розподілу газу за тиском, кількість ступенів редукування, кількість газорегуляторного обладнання, принцип побудови систем розподільних газопроводів (кільцеві, тупикові, змішані) слід виконувати за техніко-економічними розрахунками з урахуванням обсягу, структури та щільності газоспоживання, надійності та безпеки газопостачання, а також місцевих умов будівництва й експлуатації.

Прокладання газових мереж у населених пунктах, як правило, має бути підземним, при перетині річок, яруг – надземним. Глибина прокладання має бути не менша, ніж 0,8 м (до верху газопроводу або до верху футляра), а в місцях, де відсутній рух транспорту, заглиблення може бути зменшене до 0,6 м. Для сталевих газопроводів передбачають захист від корозії, яка спричиняється навколишнім середовищем і блукаючими струмами [4, 9]. Трасу газових мереж слід проектувати у відведених для інженерних мереж технічних смугах, паралельно червоним лініям вулиць, доріг і проїздів, поза проїжджою частиною.

Для міст з чисельністю населення до 300 тис.чол. рекомендується споруджувати одну-дві ГРС та використовувати двоступеневу систему газопостачання з подачею газу споживачам по газопроводах двох тисків (вказано абсолютні величини тисків): високого II категорії ($P_{абс}=0,7$ МПа) або середнього ($P_{абс}=0,4$ МПа) та низького ($P_{абс}=0,105$ МПа). Для зниження тиску газу та підтримання його на заданому рівні на межі газопроводів різних тисків встановлюють газорегуляторні пункти (ГРП) або газорегуляторні установки (ГРУ). Мережі низького тиску, а також мережі високого (середнього) тиску в великих і середніх містах проектують кільцевими, а в невеликих населених пунктах – тупиковими.

За двоступеневої кільцевої розподільної системи газопостачання газ від ГРС під високим (середнім) тиском подається в газопроводи, які про-

кладаються територією населеного пункту у вигляді кільця, до них приєднуються ГРП чи ГРУ великих промислових підприємств, джерел централізованого теплопостачання (РОК, ТЕЦ), а також мережні ГРП, які знижують тиск газу і подають його в мережу низького тиску на потреби комунально-побутових споживачів з витратою газу, меншою за $50 \text{ м}^3/\text{год}$, на господарсько-побутові потреби населення в житлові будинки, на потреби систем опалення кварталів малоповерхової забудови і систем гарячого водопостачання кварталів, у яких розташовані житлові будинки з кількістю поверхів не більше 5.

ГРП є шафового типу з максимальною витратою газу до $1000 \text{ м}^3/\text{год}$ (встановлюють на окремих негорючих опорах, стінах споруд) і стаціонарні – до $10000 \text{ м}^3/\text{год}$ (розташовують в окремих спорудах). Забороняється передбачати ГРП вбудованими і прибудованими до житлових будинків, а також розміщувати їх у підвальних і цокольних приміщеннях будинків будь-якого призначення. Мережні ГРП в окремих спорудах слід розташовувати в зоні зелених насаджень, всередині житлових кварталів на відстанях, не менших за рекомендовані [5, 6]. Кожний мережний ГРП обслуговує окрему незалежну мережу низького тиску. Місця розташування ГРП (ГРУ) зосереджених споживачів (РОК, промислових підприємств та великих комунальних підприємств з витратою газу не менше $50 \text{ м}^3/\text{год}$), мережних ГРП попередньо встановлюють перед вибором траси газопроводів при проектуванні системи газопостачання населеного пункту.

Трасування газопроводів високого тиску, розташування газорегуляторного обладнання і приєднання його до розподільних газопроводів зображають на генеральній схемі газопостачання району (рис.2).

2.3. Визначення навантажень мережних газорегуляторних пунктів.

Розрахунок навантажень на мережні газорегуляторні пункти (ГРП) виконують за групами кварталів однакової забудови $V_{ГРП}^{\Sigma, i}$. Такі ГРП є джерелами постачання газу в системі газопостачання низького тиску. До них приєднують:

- комунально-побутові споживачі в житлових будинках, $V_{h}^{ГП}$;
- газові теплогенератори систем індивідуального теплопостачання, $V_{h}^{ІНД}$;
- малі комунально-побутові об'єкти, $V_{h}^{МКП}$;
- великі комунально-побутові підприємства з витратою газу меншою за $50 \text{ м}^3/\text{год}$, $V_{h}^{ВКП}$.

Кількість мережних ГРП в групі кварталів однакової забудови знаходять шляхом техніко-економічних розрахунків [4]. Зазвичай (з досвіду

проектування) оптимальне навантаження на один мережний ГРП не перевищує $V_{ГРП}=1500...2500 \text{ м}^3/\text{год}$. Відповідно, їх кількість в одній групі кварталів з достатньою точністю можна обрахувати так (округлюємо до цілого числа):

$$N = \frac{V_{гpn}^{\Sigma,i}}{V_{гpn}} = \frac{V_{гpn}^{\Sigma,i}}{1500...2500}, \text{шт} \quad (2.9)$$

Результати розрахунку навантажень на ГРП виконують в табличній формі (див. п.2.5, табл. 2.5.2).

2.4. Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску

Гідравлічний розрахунок виконують в такій послідовності:

1) Викреслюють розрахункову схему газопроводів високого тиску (рис.3), на якій наносять всі зосереджені споживачі: ГРП-РОК котельні; ГРП-ПП промислових підприємств, ГРУ великих комунальних-побутових підприємств (пральня, лазня, лікарня та хлібзавод), мережні ГРП у кожній групі кварталів однакової забудови, які підключені до газопроводів високого тиску; максимальні годинні витрати газу (V , $\text{м}^3/\text{год}$) для перелічених споживачів та довжини ділянок в кілометрах. За результатами розрахунку наносять також діаметри газопроводів і тиски в точках зустрічі потоків газу (для кільцевої схеми прокладання).

2) Вибирають трасу головної магістралі та півкільця, нумерують розрахункові ділянки.

3) Витрату газу на ділянках визначають шляхом послідовного сумування навантажень споживачів, підключених до магістралі, починаючи із найвіддаленішого. При цьому витрата газу на ділянках газопроводів головної магістралі та півкільця за точкою їх приєднання дорівнює 50 % від витрати на попередній ділянці газопроводу головної магістралі.

4) Визначають середню питому різницю квадратів тисків $A_{\text{сер}}$, $\text{МПа}^2/\text{км}$, для газопроводу головної магістралі від ГРС до найбільш віддаленого споживача за формулою

$$A_{\text{сер}} = (P_1^2 - P_{\text{кc}}^2) / \Sigma l_{\text{pi}}, \quad (2.10)$$

де P_1 – абсолютний тиск газу на виході з ГРС (у роботі – $P_1 = 0,7 \text{ МПа}$); $P_{\text{кc}}$ – абсолютний тиск газу на вході до найбільш віддаленого споживача (у роботі – на вході в мережний ГРП – $P_{\text{кc}} = 0,4...0,42 \text{ МПа}$, а на вході в ГРП зосереджених споживачів – $P_{\text{кc}} = 0,45...0,5 \text{ МПа}$); Σl_{pi} – сума довжин розрахункових ділянок головної магістралі, км.

5) За максимальною годинною витратою газу на ділянках з урахуванням величини середньої питомої різниці квадратів тиску $A_{\text{сер}}$ за номограмою розрахунку газопроводів високого тиску (див. додаток Д) підби-

рають діаметр ділянок газопроводів d , уточнюють дійсне значення питомої різниці квадратів $A_{ді}$ на ділянках.

6) Визначають величини тиску газу $P_{кді}$, МПа, наприкінці ділянок за формулою

$$P_{кді} = (P_{пді}^2 - A_{ді} \cdot l_{фі})^{0.5}, \quad (2.11)$$

де $P_{пді}$ – тиску газу на початку ділянки, МПа; $l_{рі} = 1,1l_{фі}$ – розрахункова довжина ділянки, км; $l_{фі}$ – фактична довжина ділянки (у роботі встановлюють за генеральною схемою газопостачання з урахуванням прийнятого масштабу), км;

Отриманий тиск газу за формулою (2.11) є початковим для наступної за напрямком руху газу ділянки.

7) Нев'язка тисків, розрахункового та рекомендованого на ввіді до найбільш віддаленого споживача, не повинна перевищувати 10%.

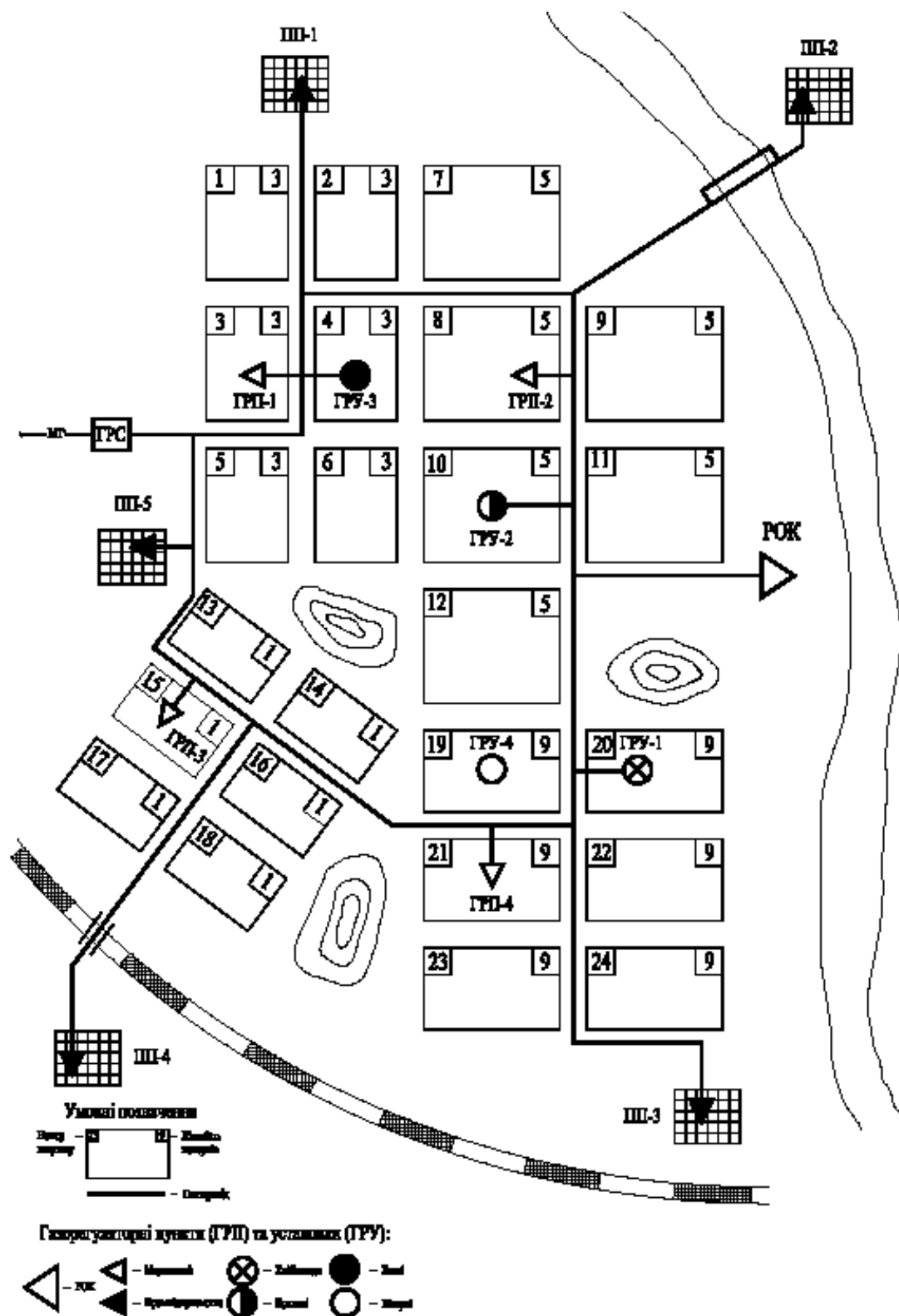


Рис.2. Генеральна схема газопостачання житлового району

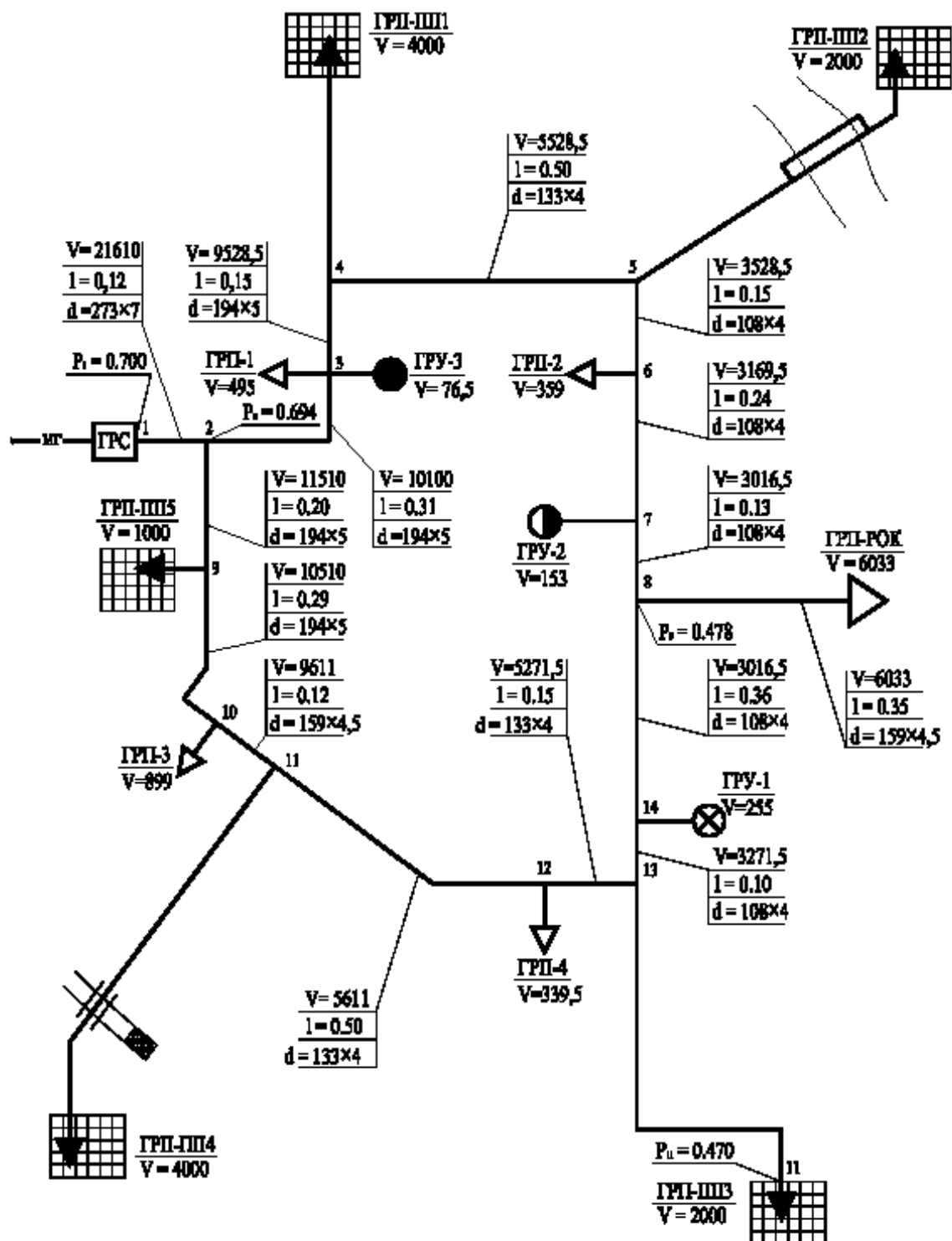


Рис. 3. Розрахункова схема газопроводу високого тиску

8) Розрахунок ділянок півкільця виконується аналогічно гідравлічному розрахунку головної магістралі. Тиск газу на початку траси півкільця (в точці розділення потоків за рухом газу від ГРС) вважається рівним тиску в цій точці за результатами гідравлічного розрахунку головної магістралі.

9) Нев'язка тисків у точці зустрічі потоків газу з головної магістралі і півкільця не повинна перевищувати 10%.

Гідравлічний розрахунок виконують в формі таблиці (див. п.2.5, табл. 2.5.3).

2.5. Приклад проектування і розрахунку газопостачання житлового району населеного пункту.

Визначення розрахункових витрат природного газу

Максимальні годинні витрати газу для окремих споживачів і для системи газопостачання населеного пункту (на виході з ГРС) розраховуються за наведеною методикою в п. 2.1 вказівок.

Максимальна розрахункова годинна витрата газу на господарсько-побутові потреби населення визначають за питомими нормами витратами теплоти на одного жителя з урахуванням коефіцієнта годинної нерівномірності споживання газу за формулою (2.2). Дані розрахунку за групами кварталів наводять в табл.2.5.1.

Таблиця 2.5.1

Витрати газу на господарсько-побутові потреби населення

№ групи кварталів	Кількість поверхів, пов.	Кількість населення, т, люд.	Питома витрата теплоти на одного жителя q , МДж/ (люд·рік)	Річна витрата $V^{ГП}$, м ³ /рік	Коефіцієнт годинної нерівномірності витрати газу k_{max}^h	Максимальна годинна витрата газу $V_{h}^{ГП}$, м ³ /год
I	3	4160	8000	978824	1/2079	471
II	5	9062	2800	746282	1/2181	342
III	1	2436	4600	329576	1/2022	163
IV	9	7837	2800	645400	1/2157	299
Всього		23495				1275

Розрахункові витрати газу на технологічні потреби громадських підприємств і установ визначені за формулами (2.2-2.7) складають:

- на потреби великих комунальних підприємств

$$V_{\text{h}}^{\text{ВКП}} = 0,4 \cdot 1275 = 510 \text{ м}^3/\text{год},$$

в тому числі витрати газу на потреби:

1) хлібзаводу - $V_{\text{h}}^{\text{XЗ}} = 0,5 \cdot 510 = 255 \text{ м}^3/\text{год};$

2) механізованої пральні - $V_{\text{h}}^{\text{ФП}} = 0,3 \cdot 510 = 153 \text{ м}^3/\text{год};$

3) лазні - $V_{\text{h}}^{\text{ЛН}} = 0,15 \cdot 510 = 76,5 \text{ м}^3/\text{год};$

4) лікарні - $V_{\text{h}}^{\text{ЛК}} = 0,05 \cdot 510 = 25,5 \text{ м}^3/\text{год};$

- на потреби малих комунальних підприємств

$$V_{\text{h}}^{\text{МКП}} = 0,05 \cdot 1275 = 64 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{h}}^{\text{I}} = 0,05 \cdot 471 = 24 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{h}}^{\text{II}} = 0,05 \cdot 342 = 17 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{h}}^{\text{III}} = 0,05 \cdot 163 = 8 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{h}}^{\text{IV}} = 0,05 \cdot 299 = 15 \text{ м}^3/\text{год}$$

- всього $V_{\text{h}}^{\text{КП}} = 510 + 64 = 574 \text{ м}^3/\text{год}.$

Витрати газу на потреби теплопостачання визначаються за формулами (2.6, 2.7):

- на потреби РОК

$$V_{\text{h}}^{\text{РОК}} = 3,6 \cdot 45,58 \cdot 10^3 / (34 \cdot 0,8) = 6033 \text{ м}^3/\text{год};$$

- на потреби газових теплогенераторів

$$V_{\text{h}}^{\text{Інд}} = 3,6 \cdot 4,81 \cdot 10^3 / (34 \cdot 0,7) = 728 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Максимальні розрахункові годинні витрати газу для промислових підприємств беруть за завданням, загальні витрати газу на промислові підприємства дорівнюють:

$$\Sigma V_{\text{h}}^{\text{ПП}} = 4000 + 2000 + 2000 + 4000 + 1000 = 13000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Максимальні годинні витрати природного газу на виході з ГРС складають суму витрат всіх споживачів житлового району за формулою (2.8)

$$V_{\text{h}}^{\text{ГРС}} = 1275 + 574 + 6033 + 728 + 13000 = 21610 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Визначення навантажень мережних газорегуляторних пунктів

Навантаження мережних газорегуляторних пунктів (ГРП) повинно забезпечувати постачання газу на господарсько-побутові потреби, на малі та великі з витратою газу меншою за $50 \text{ м}^3/\text{год}$ комунально-побутові підприємства та на теплогенератори індивідуального теплопостачання.

Дані розрахунку витрат газу і прийнята кількість ГРП наводять в табл. 2.5.2.

Таблиця 2.5.2

Навантаження мережних газорегуляторних пунктів

№ групи кварталів	Витрата газу, м ³ /год					Кіль- кість ГРП
	Госпо- дарсько- побутові потреби	Комунально- побутові підприємства		Індиві- дуальні джерела енергії	ГРП	
		великі	малі			
I	471	-	24	-	495	1
II	342	-	17	-	359	1
III	163	-	8	728	899	1
IV	299	25,5	15	-	339,5	1
Всього	1275	25,5	64	728	2092,5	4

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску

Гідравлічний розрахунок виконують за методикою, наведеною в розд. 2.4, за даними розрахунку витрат газу, запроектованої генеральної схеми газопостачання житлового району (рис.2) та розрахункової схеми газопостачання (рис.3).

Результати розрахунку наводять в табл.2.5.3. При прийнятих діаметрах газопроводів забезпечено нев'язки менше допустимої величини 10% по тиску на вході ГРП-РОК та по тиску в точці 8 зустрічі потоків газу головної магістралі і півкільця.

Таблиця 2.5.3

Ділянка	V_i , $м^3/год$	l_i , $км$	$A_{сер}$, $МПа^2/км$	$D \times s_i$, $мм$	$d_{вп}$, $мм$	$A_{дс}$, $МПа^2/км$	$P_{ні}$, $МПа$	$P_{кі}$, $МПа$
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6-7-8-РОК								
Тиск газу на виході з ГРП (початковий тиск у мережі)								0,7
Тиск газу біля найбільш віддаленого споживача (кінцевий тиск у мережі)								0,47
1-2	21610	0,12	0,1380	273x7,0	259	0,066	0,7	0,694
2-3	10100	0,31	0,1380	194x5,0	184	0,088	0,694	0,674
3-4	9528,5	0,15	0,1380	194x5,0	184	0,078	0,674	0,666
4-5	5528,5	0,5	0,1380	133x4,0	125	0,199	0,666	0,586
5-6	3528,5	0,15	0,1380	108x4,0	100	0,262	0,586	0,552
6-7	3169,5	0,24	0,1380	108x4,0	100	0,211	0,552	0,504
7-8	3016,5	0,13	0,1380	108x4,0	100	0,192	0,504	0,477
8-РОК	6033	0,35	0,1380	159x4,5	150	0,091	0,477	0,444
□ $l =$		1,95	Нев'язка тиску газу біля споживача ГРП-РОК -5,53%					

Півкільце 2-9-10-11-12-13-14-8

Тиск газу на вході у півкільце (початковий тиск)								0,694
Тиск газу на виході з півкільця (кінцевий тиск)								0,478
2-9	11510	0,2	0,1472	194x5,0	184	0,113	0,694	0,678
9-10	10510	0,29	0,1472	194x5,0	184	0,095	0,678	0,657
10-11	9611	0,12	0,1472	159x4,5	150	0,230	0,657	0,636
11-12	5611	0,5	0,1472	133x4,0	125	0,205	0,636	0,549
12-13	5271,5	0,15	0,1472	133x4,0	125	0,181	0,549	0,524
13-14	3271,5	0,1	0,1472	108x4,0	100	0,225	0,524	0,502
14-8	3016,5	0,36	0,1472	108x4,0	100	0,192	0,502	0,43
□ l =		1,72	Нев'язка в т.8					9,83%

Примітка. Нев'язка тиску газу біля споживача ГРП-РОК: $100 \cdot (0,444 - 0,47) / 0,47 = -5,53\%$;
нев'язка тиску газу в т. 8: $100 \cdot (0,477 - 0,43) / 0,478 = 9,83\%$.

Список літератури

- 1 Тугай А.М., Орлов В.О., Шадура В.О., Мартинов С.Ю. Міські інженерні мережі. Підручник. – К.: Укреліотех, 2010. –256 с.
- 2 Сенчук М.П. Теплогазопостачання населених пунктів: конспект лекцій. –К.: КНУБА, 2011. – 92 с.
3. Єнін П.М., Швачко Н.А. Теплопостачання (частина І. Теплові мережі). – К.: Кондор, 2007. – 201 с.
4. Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. – К.: Логос, 2002. – 198 с.
5. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень: ДБН 360-92**. – К.: Мінрегіонбуд України, 2002 – Чинні з 01.01.2014.
6. Будівельна кліматологія: ДСТУ–Н Б В.1.1-27: 2010. – [Чинний від 2011-11-01]. – К.: ДП „Укрархбудінформ” Мінрегіонбуду України, 2011. – 127 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі: ДБН В.2.5-39.2008. – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2009. – Чинні з 01.07.2009. – 286 с.
8. Опалення, вентиляція та кондиціонування: ДБН В.2.5-67: 2013. – [Чинні від 2014-01-01]. – К.: ДП „Укрархбудінформ” Мінрегіону України, 2013. – 149 с.
9. ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання.. – [Чинні від 01.08.2001]. – К.: Держбуд України, 2001. - 286 с.

Дані для розрахунку теплових потоків

Таблиця А.1

Укрупнені показники максимального теплового потоку на опалення житлових будівель на 1 м^2 загальної площі, q_o , Вт/м² [3, 6]

Поверховість житлової забудови	Характеристика будівель	Розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування опалення t _o , °C						
		-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
Збудовані до 1985 р.								
від 1 до 2	З урахуванням впровадження енергозберігаючих заходів	147	153	160	194	201	218	222
від 3 до 4		90	97	103	111	119	128	137
5 і більше		65	69	73	75	82	88	92
Збудовані до 1994 р.								
від 1 до 2	За новими типовими проєктами	145	152	159	166	173	177	180
від 3 до 4		74	80	86	91	97	101	103
5 і більше		65	67	70	73	81	87	87

Таблиця А.2

Укрупнені показники максимального теплового потоку на опалення житлових будівель, які збудовані після 1994 р., на 1 м^2 загальної площі

Кількість поверхів	І зона		ІІ зона	
	q_o , Вт/м ²	Q_o , МДж/(м ² рік)	q_o , Вт/м ²	Q_o , МДж/(м ² рік)
Малоповерхові житлові будинки				
1	94	0,77	83	0,50
2	86	0,70	74	0,45
3	61	0,50	51	0,31
4	57	0,47	48	0,29
Багатоповерхові житлові будинки				
5	55	0,45	48	0,29
9	51	0,41	43	0,25

Примітки:

1. Температурну зону місця будівництва визначають за нормами [6].
2. Для будинків іншої поверховості величини q_o , Q_o визначають інтерполюванням.

Таблиця А.3

**Щільність житлового фонду
території кварталів мікрорайонів, $f_{зж}$, м²/га [1, 4]**

Зона містобудівної якості	Поверховість забудови, пов.				
	1-2	3	5	9	12 і вище
I (центральна)	4100	5200	6600	8400	8600
II (середня)	3500	4500	5700	7100	7500
III (периферійна)	3400	4300	5600	6900	7200

Таблиця А.4

**Питомі показники середнього теплового потоку
на гаряче водопостачання, $q_{гв}$, Вт/люд., [1, 7]**

Середня за опалювальний період норма витрат води при температурі 55°C на гаряче водопостачання на добу одну людину, що проживає в будинку з гарячим водопостачанням, $q_{п,м}^h$, л	На одну людину, що проживає в будинку, Вт/люд.		
	з гарячим водопостачанням	з гарячим водопостачанням з урахуванням споживання в громадських будинках	без гарячого водопостачання з урахуванням споживання в громадських будинках
85	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73

Дані для гідравлічного розрахунку теплопроводів

Таблиця Б.1

Коефіцієнт втрат тиску в місцевих опорах, k_4

Тип компенсаторів	Умовний діаметр труб, мм	Значення k_4 для теплової мережі	
		водяної	парової
Транзитні теплові мережі			
Сальникові	350-1400	0,2	0,2
П-подібні із гнутими відводами	до 300	0,3	0,5
П-подібні зі зварними відводами	200-300	0,5	0,7
	400-500	0,7	0,9
	600-1400	1,0	1,2
Інші теплові мережі			
Сальникові	до 400	0,3	0,4
	450-1400	0,4	0,5
П-подібні із гнутими відводами	до 150	0,3	0,5
	175-200	0,4	0,6
	250-300	0,6	0,8
П-подібні зі зварними відводами	175-250	0,6	0,8
	300-350	0,8	1,0
	400-500	0,9	1,0
	600-1400	1,0	1,2

Рис. 1. Номограма для гідрравлічного розрахунку трубопроводів теплових мереж (ТМ)

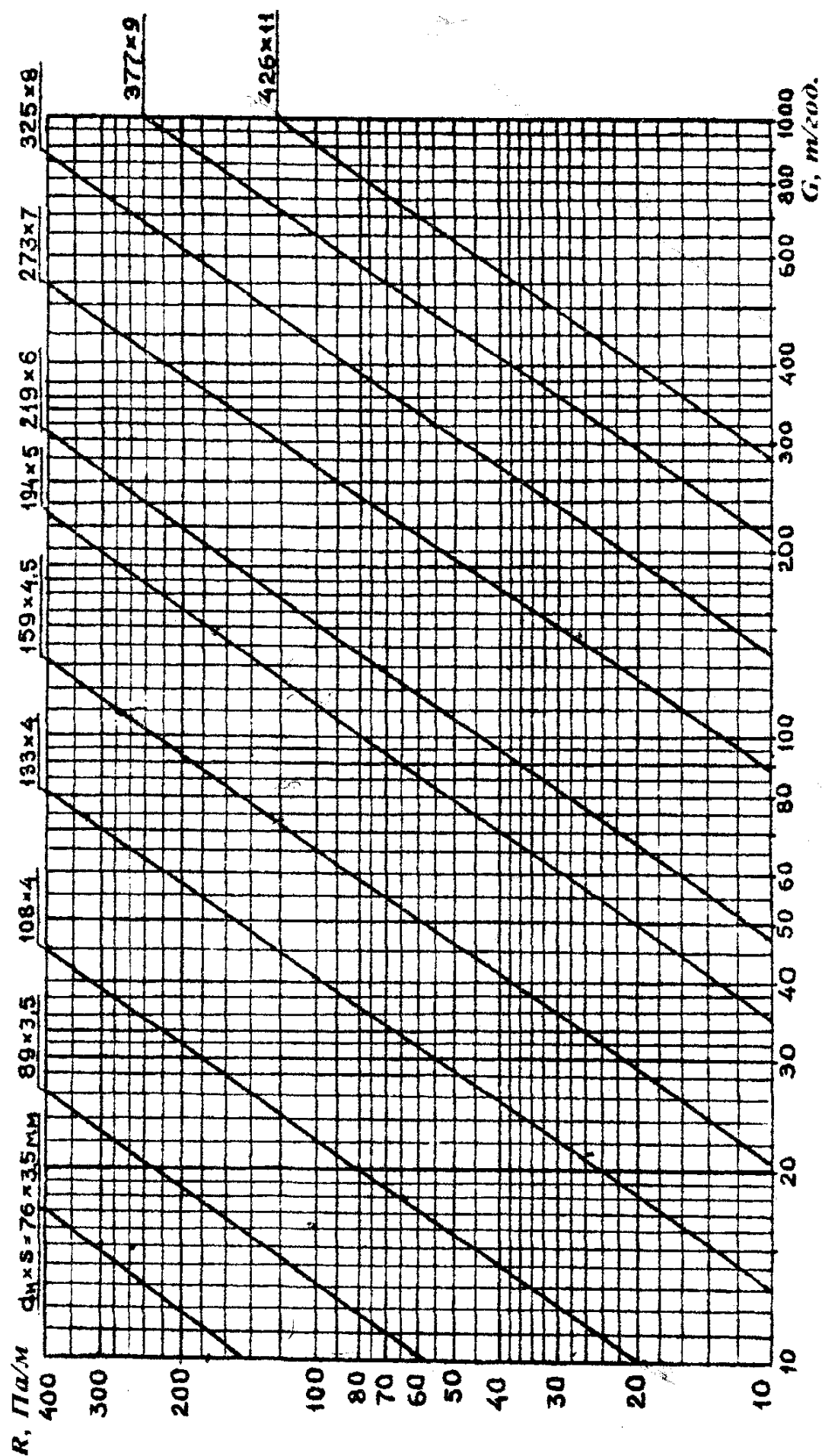
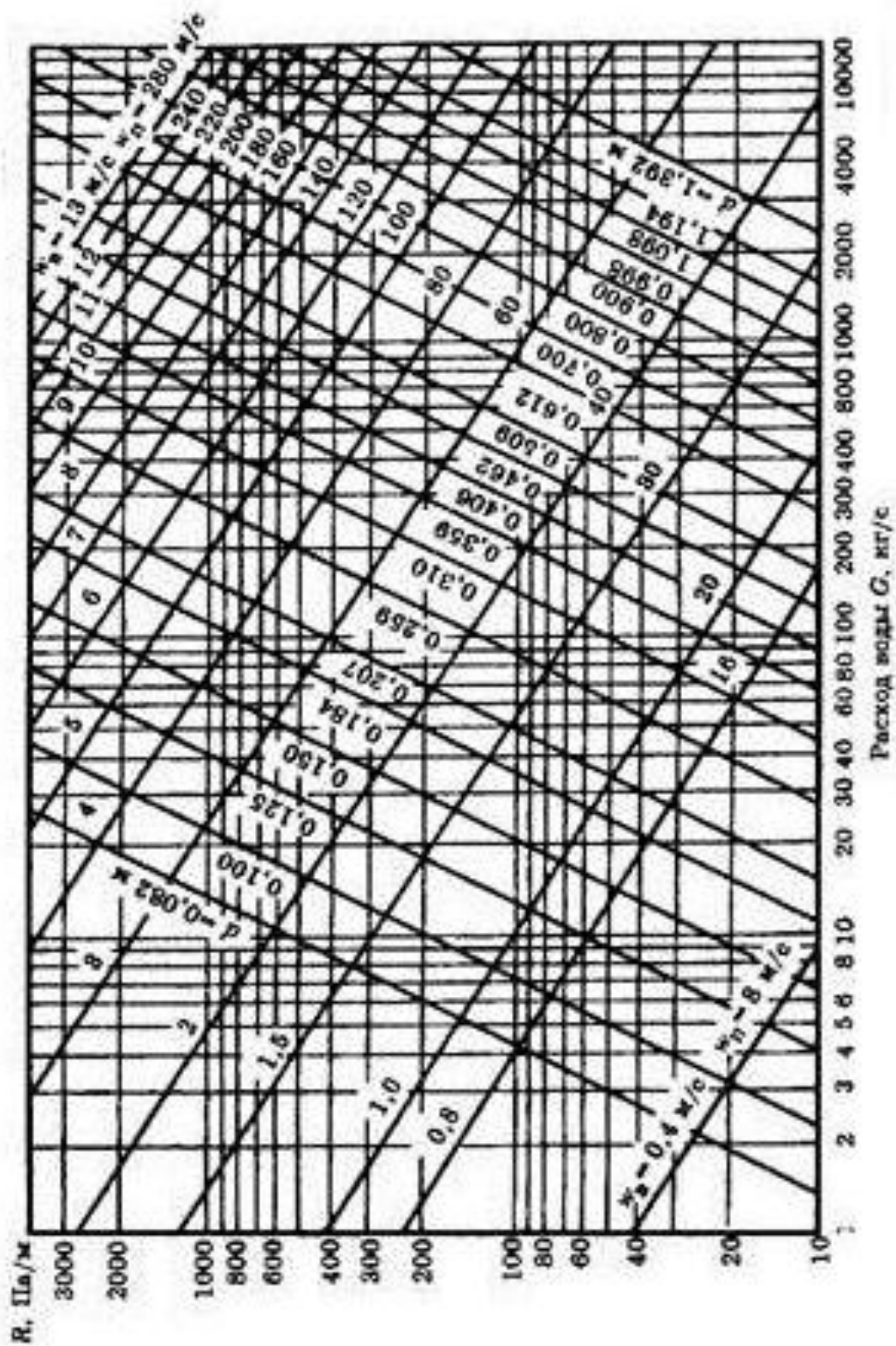


Рис. 2. Номограма для гідралічного розрахунку трубопроводів ТМ великої витрати



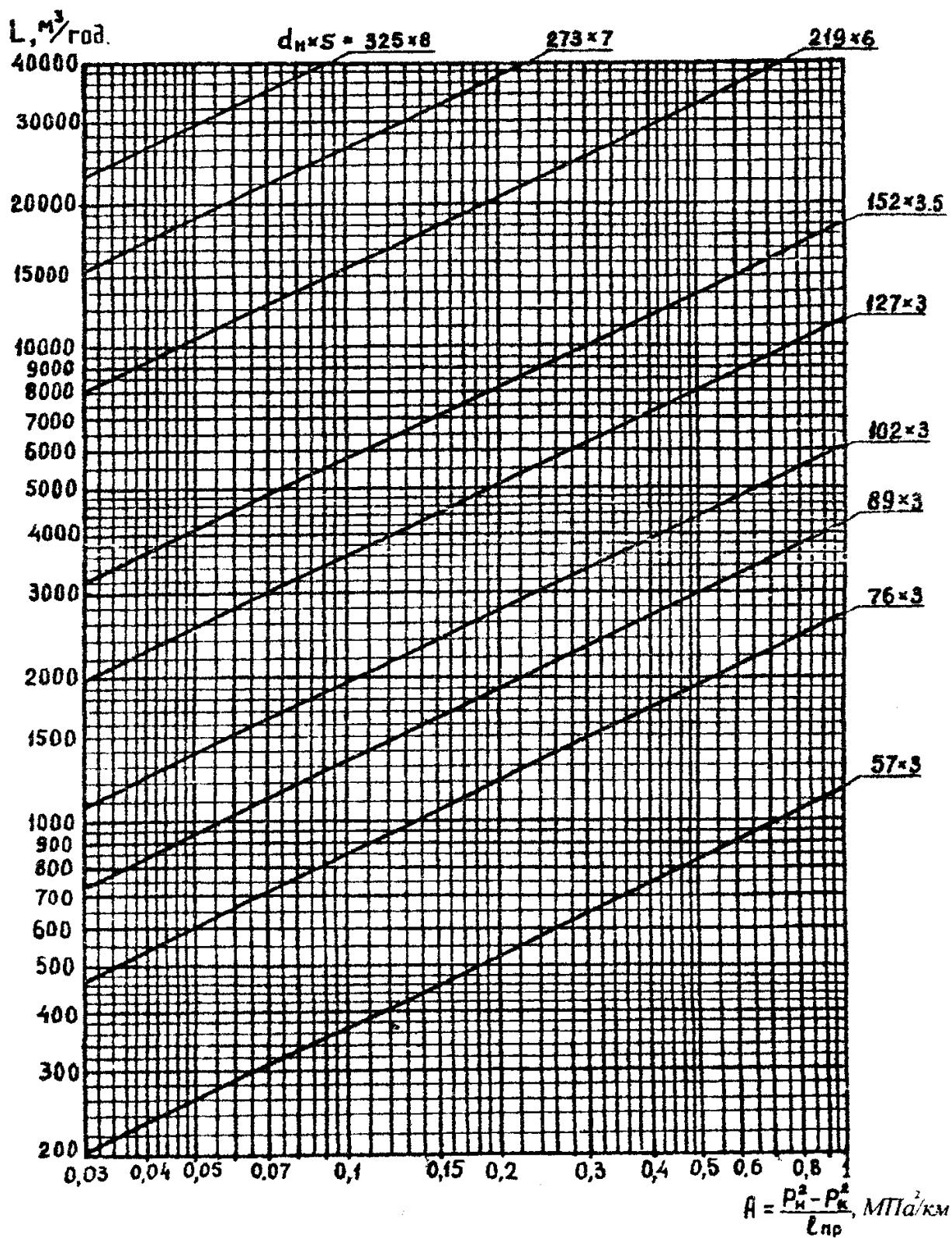
Дані для гідравлічного розрахунку газопроводів

Таблиця Г.1

Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу, k_{\max}^h [9]

Господарсько-побутові потреби		Комунально-побутові підприємства	
Число жителів газифікованого району, тис.	k_{\max}^h (без опалення)	підприємства	k_{\max}^h
1	1/1800	Лазні	1/2700
2	1/2000	Пральні	1/2900
3	1/2050	Їдальні, ресторани, кафе тощо	1/2000
5	1/2100		
10	1/2200		
20	1/2300		
30	1/2400	Хлібозаводи, хлібокомбінати, пекарні	1/6000
40	1/2500		
50	1/2600		
100	1/2800	Примітка. Для лазень та пралень k_{\max}^h наведені з урахуванням витрат газу на потреби опалення та вентиляції	
300	1/3000		
500	1/3300		
750	1/3500		
1000	1/3700		
2000 і більше	1/4700		

Номограма для розрахунку газопроводів
високого (середнього) тиску



ТЕПЛОГАЗОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Методичні вказівки
до виконання індивідуального завдання
з дисципліни «Теплогазопостачання і вентиляція»
для студентів спеціалізації «Міське будівництво і господарство»
спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія»
(усі форми навчання)

Укладачі: СЕНЧУК Михайло Петрович
ЛЮБАРЕЦЬ Олександр Петрович
МОСКВІТІНА Анна Сергіївна

Випусковий редактор _____

Комп'ютерне верстання _____

Підписано до друку _____ Формат 60x84 1/16.

Папір офсетний. Гарнітура Таймс. Друк на різнографі.

Ум. друк. арк.

Обл.-вид. арк.

Ум. фарбовідб.

Тираж прим. вид. №

Зам. №

КНУБА, Повітрофлотський проспект, 31, Київ, Україна, 03680

E-mail: _____

Віддруковано в редакційно-видавничому відділі

Київського національного університету будівництва і архітектури

Свідомство про внесення до Державного реєстру суб'єктів видавничої справи
