

Академія технічних наук України

ЯКІСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

МОНОГРАФІЯ

ТОМ 1

Видавець Кушнір Г.М.
Івано-Франківськ – 2023

УДК 620
DOI 10.6084/m9.figshare.22110446
Я 45

*Рекомендовано до друку Вченою Радою наукової установи
Академія технічних наук України (протокол №5 від 10.02.2023 року)*

Рецензенти:

професор кафедри інформаційно-вимірювальних технологій
Національного університету «Львівська політехніка»,
доктор технічних наук, професор ***Р.І. Байцар***;
учений-секретар Національного наукового центру «Інститут метрології»,
доктор технічних наук, старший науковий співробітник ***В.В. Скляр***;
головний науковий співробітник відділу організації науково-дослідної
діяльності Львівського державного університету безпеки життєдіяльності,
доктор технічних наук, доцент ***Ю.І. Рудик***.

Я 45 **Кузь М.В., Заміховський Л.М., Шульга В.А., Кузь Г.М.**
Якість природного газу. Монографія. – Академія технічних наук
України. – Івано-Франківськ : Видавець Кушнір Г.М. – 2023. Т1. – 124 с.
ISBN 978-617-7926-44-2

У монографії проведено порівняльний аналіз вимог вітчизняних і європейських нормативно-правових актів та встановлено ступені відповідності між типовими вимогами цих документів, розроблено класифікаційну модель показників якості природного газу на основі фізико-хімічних параметрів газу та встановлено діапазони зміни цих параметрів, здійснено моделювання енергії природного газу на основі даних про показник якості: теплоту згоряння природного газу, розроблено методологію визначення показників якості природного газу на основі розробленої моделі якості, складовими якої є зовнішня та внутрішня якість.

УДК 620
DOI 10.6084/m9.figshare.22110446

ISBN 978-617-7926-44-2

© Кузь М.В., 2023
© Заміховський Л.М., 2023
© Шульга В.А., 2023
© Кузь Г.М., 2023
© Академія технічних наук України, 2023

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	4
Розділ 1 Нормативно-правові вимоги до якості природного газу	7
Розділ 2 Показники якості природного газу	19
Розділ 3 Моделювання енергії природного газу	53
Розділ 4 Моделювання показників якості природного газу	83
4.1 Сучасний стан оцінки якості природного газу.....	83
4.2 Моделювання якісних показників природного газу ..	86
4.3 Методика оцінки якості природного газу	90
4.3.1 Метрика компонентного складу природного газу.....	90
4.3.2 Метрика енергетичних показників природного газу	94
4.3.3 Метрика фізичних показників природного газу	102
4.3.4 Метрика точки роси	107
4.3.5 Метрика домішок	110
4.3.6 Внутрішня якість	114
4.3.7 Зовнішня якість	115
4.3.8 Комплексний показник якості	117

ПЕРЕДМОВА

В монографії представлені результати теоретичних досліджень показників якості природного газу. Цей том є першою частиною комплексу прикладних досліджень у сфері кваліметрії стратегічно важливого енергоносія – природного газу.

Так склалося, що у більшості дослідників та фахівців у сфері транспортування, купівлі-продажу і обліку природного газу якість газу асоціюється з його енергетичними показниками: теплотою згоряння вищою чи нижчою, числом Воббе вищим чи нижчим та, безпосередньо, енергією газу. Саме з цієї позиції в монографії розпочинаються наукові дослідження. Аналіз розпочато з розгляду вимог українських та європейських нормативно-правових документів. Оскільки, де-факто, облік газу у кінцевих споживачів як в Європі так і в Україні здійснюється в кубометрах, а розрахунок за спожитий газ, в більшості випадків, здійснюється в енергетичних одиницях, то ця двоїстість викликає розбіжності у вимогах і європейських, і українських документів.

В монографії наведені результати порівняльного аналізу вимог європейських та українських законодавчих актів, а також суперечливих вимог до вимірювання обсягів спожитого газу.

Але, насправді, асортимент показників якості природного газу набагато ширший і виходить за межі його енергетичних параметрів.

Більш об'ємний перелік показників якості наводять міжнародні та вітчизняні нормативні документи. Вони класифікують якісні параметри по двох метриках: складу газу та властивостях газу. В свою чергу, склад газу поділяється на основні, другорядні та незначні компоненти. Властивості газу поділяються на фізичні та всі інші властивості.

В метрологічній практиці газотранспортних підприємств України використовується дещо інша класифікація показників якості природного газу. Складовими її є: компонентний склад, фізико-хімічні показники та всі інші показники. Саме за цими параметрами

здійснюються вимірювання та формуються відповідні протоколи. Дані, наведені в цих протоколах, стали основою для прогнозних розрахунків та моделювання якісних показників природного газу. Для цього здійснено детальний аналіз кожного показника: оцінено всі максимальні, мінімальні та середні значення цих параметрів, відносні відхилення максимальних і мінімальних значень від середніх значень цих показників. Доведено, що для приблизних розрахунків, прогнозного моделювання можна використовувати середні значення лише енергетичних параметрів природного газу: теплоти згоряння та числа Воббе.

Відповідно до чинних українських нормативно-правових актів розрахунок за спожитий природний газ повинен здійснюватися в метрах кубічних за стандартних умов і виражених в енергетичних одиницях. Таке перетворення здійснюють електронні коректори газу на основі даних про компонентний склад газу та його теплоту згоряння. Однак, у побутовому секторі не практикується встановлення коректорів та обчислювачів об'єму газу з функцією визначення енергії із-за великого терміну їхньої окупності, що унеможливорює здійснення обліку газу в одиницях енергії. Одним із виходів із цієї ситуації є використання розрахункових методів для визначення енергії спожитого природного газу.

Третій розділ монографії присвячений детальному аналізу енергетичних параметрів природного газу у всіх регіонах України. За результатами проведеного аналізу отримано математичні моделі для визначення енергії одного кубометра газу, що споживається в тому чи іншому регіоні України. Такі дані стануть основою для калькуляційних розрахунків спожитої енергії природного газу на основі даних про обсяги споживання цього енергоносія в метрах кубічних.

Визначення енергії природного газу є достатнім у випадку розрахунку за нього із кінцевими сподивачами. Але цього параметру недостатньо для порівняння якості цього енергоносія при виборі постачальника природного газу. В такому випадку доцільним є

порівняльний аналіз більш широкого асортименту показників якості газу.

Формування номенклатури показників якості традиційно починають з розроблення моделі якості. В четвертому розділі монографії запропонована модель показників якості природного газу, складовими якої є метрики характеристик, підхарактеристик та атрибутів якості. Вони, в свою чергу, є складовими внутрішньої та зовнішньої якості.

В монографії наведена методика оцінки якості природного газу, яка наводить методи оцінки показників якості природного газу та метод визначення комплексного показника якості з використанням вагових коефіцієнтів характеристик та підхарактеристик якості.

Комплексний показник якості є дуже зручним параметром для порівняння якості природного газу різних постачальників.

Розроблена методика апробована з використанням вимірювальних даних про параметри природного газу та може бути застосована як споживачами так і постачальниками цього енергоносія.

Для візуальної оцінки достатності показників якості газу розроблена графічна модель відображення цих показників у вигляді деревоподібної структури.

У наступних томах монографії авторами будуть запропоновані технічні та програмні рішення для реалізації можливості вимірювання енергії природного газу в комунально-побутовому секторі, а також метрологічне, нормативне та методичне забезпечення таких засобів вимірювань.

Розділ 1

Нормативно-правові вимоги до якості природного газу

Стратегічним напрямком розвитку обліку природного газу в Європейському Союзі і в Україні є вимірювання спожитих обсягів цього енергоносія в одиницях енергії і відхід від його обліку в кубометрах. Однак, відсутність відносно недорогих засобів вимірювання енергії газу для побутового сектору стає завадою для реалізації цієї стратегії.

Ця задача практично вирішена у сфері транспортування природного газу, де купівля-продаж та облік газу здійснюється в одиницях енергії. Що стосується кінцевого споживача, то вимоги нормативно-правових актів швидше носять декларативний характер, або частково реалізуються шляхом використання не вимірювального, а розрахункового визначення обсягів спожитої енергії побутовими споживачами.

Така невідповідність вимог нормативно-правових документів і реального стану речей у галузі обліку газу спричиняє певні правові колізії, які потребують вирішення вже в найближчі кілька років.

Нижче наведено порівняльний аналіз вимог європейських та українських законодавчих актів, а також суперечливих вимог до вимірювання обсягів спожитого газу.

На рис. 1.1 наведена схема відповідності вимог чинних українських та європейських нормативно-правових актів у сфері транспортування, постачання та обліку природного газу. Наведена схема графічно відображає взаємозв'язки між типовими вимогами цих документів, що дозволяє встановити ступінь відповідності між даними документами, їх однакове чи різне трактування тих чи інших напрямків реалізації стратегії удосконалення обліку природного газу в Євросоюзі та в Україні та шляхи реалізації цих стратегічних напрямків. Такі дослідження будуть корисними для формування

стратегії вдосконалення у сфері обліку природного газу, в першу чергу в реаліях українського ринку газу.

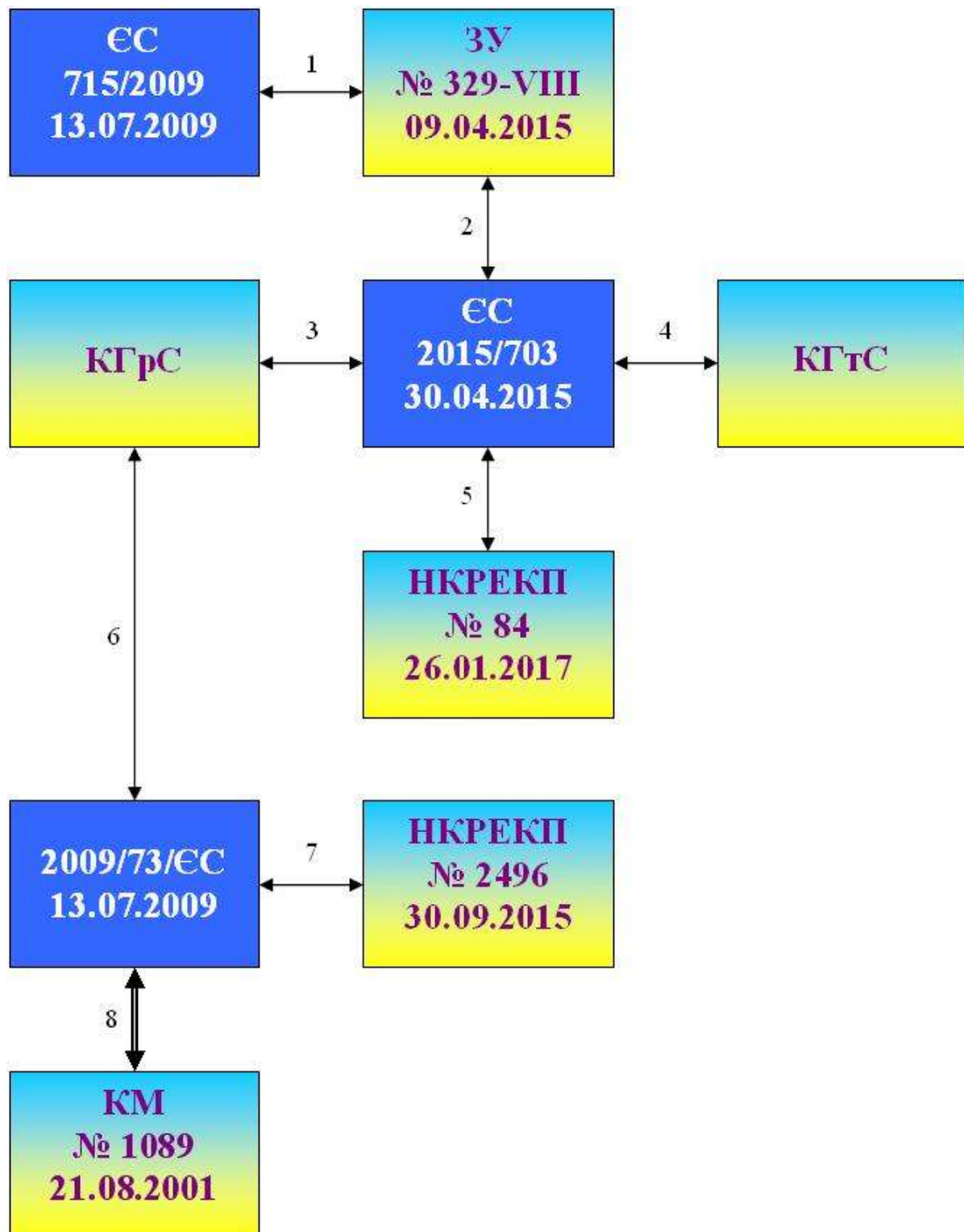


Рисунок 1.1 – Схема відповідності вимог чинних українських та європейських нормативно-правових актів у сфері транспортування, постачання та обліку природного газу

Нижче наведене детальне трактування кожного зв'язку схеми, зображеної на рис. 1.1, з акцентом на питаннях вимірювання обсягів природного газу в енергетичних одиницях.

Зв'язок «1» (див. рис. 1.2) встановлює відповідність між вимогами Регламенту [1] Європейського Союзу (далі – ЄС), що визначає умови доступу до мереж транспортування природного газу, та Законом України [2], що встановлює основні засади функціонування ринку природного газу в Україні.

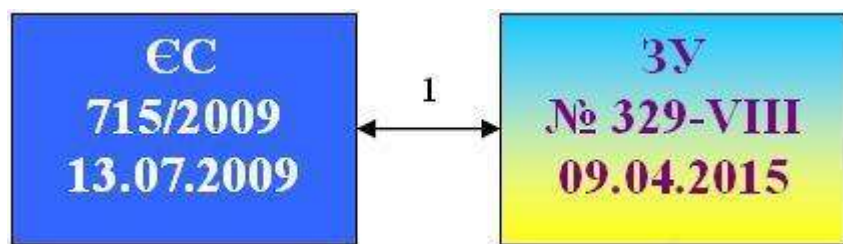


Рисунок 1.2 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [1] і [2]

Регламент ЄС [1] визначає «пропускну потужність» як «максимальний потік, виражений у кубічних метрах на одиницю часу або у одиницях енергії на одиницю часу, на який має право користувач мережі відповідно до положень контракту про транспортування», а відповідний український документ [2] – «максимально допустиме перетікання обсягу природного газу, виражене в одиницях енергії до одиниці часу, що надається замовнику відповідно до договору про надання послуг транспортування, розподілу, зберігання (закачування, відбору) природного газу або послуг установки LNG». Як видно із цих тверджень, європейський документ [1] допускає застосування одиниці вимірювань: кубічний метр, натомість відповідний український документ [2] регламентує застосування лише одиниць енергії.

Наступний зв'язок «2» (див. рис. 1.3) встановлює відповідність між вимогами Регламенту ЄС [3], що визначає умови обміну даними, та Законом України [2].



Рисунок 1.3 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [3] і [2]

Регламент ЄС [3] встановлює такі принципи вимірювання: «...показники якості газу, обсягу та енергії, що мають бути виміряні, а також діапазон та максимально допустиму похибку або границю невизначеності значень, у межах яких працює вимірювальне обладнання, частоту вимірювань, одиниці вимірювання та стандарти, згідно з якими необхідно здійснювати вимірювання, а також будь-які застосовні коефіцієнти перетворення...» та «...опис методу обчислення максимально допустимої похибки або невизначеності при встановленні обсягів перенесеної енергії...».

Український відповідник [2] говорить про наступне: «Приладовий облік природного газу здійснюється з метою отримання та реєстрації достовірної інформації про обсяги і якість природного газу під час його транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання», а також «Вимоги до складових частин вузла обліку природного газу, правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання обсягів та визначення якості природного газу

визначаються технічними регламентами та нормами, правилами і стандартами, що встановлюються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі».

Таким чином, в українському нормативно-правовому акті [2], на відміну від європейського документа [3], мова йде не лише про методи вимірювання і опрацювання результатів визначення якості газу, але й про приладовий облік природного газу, який має здійснювати реєстрацію не лише обсягів, а також якості природного газу. І знову, чергова вимога українського документа [2] акцентує саме на вимірюванні енергії природного газу при його транспортуванні, розподілі, постачанні, зберіганні та споживанні.

Ще більш детально аналогічні вимоги європейського нормативно-правового документа [3] уточнюються в українському документі [5] (див. рис. 1.4).

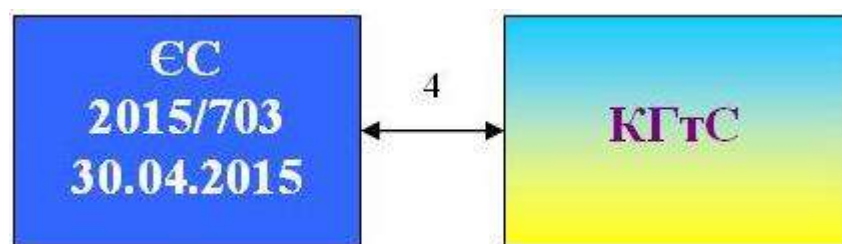


Рисунок 1.4 – Взаємозв’язок між вимогами нормативно-правових документів [3] і [5]

Зокрема, цитати з українського документа [5] наступні: «Для точок входу і точок виходу визначаються значення обсягу газу в одиницях об’єму (м³) та енергетичних одиницях (МВт·год)», «Обсяг енергії природного газу розраховується шляхом перемноження вимірюваного об’єму газу, зведеного до стандартних умов, на значення середньозваженої вищої теплоти згоряння газу за цей період...», «Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, який обладнаний потоковими ЗВТ визначення ФХП газу, може визначатися: в автоматичному

режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, які отримують дані безпосередньо з потокових ЗВТ визначення ФХП газу; у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі середніх значень теплоти згоряння за годину з потокових ЗВТ визначення ФХП газу та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу», «Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, де визначення ФХП газу проводиться з використанням вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій, може визначатися: у напівавтоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу на основі значення вищої теплоти згоряння, що вводиться до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм як умовно-постійний параметр, та об'єму газу за період розрахунку; у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі значення вищої теплоти згоряння, що дорівнює останньому визначеному значенню вищої теплоти згоряння, та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу (при цьому, вищезгадане значення вищої теплоти згоряння використовується для розрахунку, починаючи з години, наступної за годиною, під час якої до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм внесені, як умовно-постійні, параметри значення густини газу, вмісту азоту та діоксиду вуглецю)».

Тут виникає вже колізія між українськими нормативно-правовими актами: документ [5] говорить уже про обчислення енергії природного газу на відміну від документів [2] і [4], в яких мова йшла про необхідність вимірювання цієї фізичної величини.

Що стосується оприлюднення інформації на сайтах операторів газотранспортних систем (далі – ГТС), то європейський регламент [3] встановлює вимогу: «Для кожної точки міжсистемного з'єднання оператори газотранспортної системи повинні публікувати на своїх веб-сайтах з частотою не менше одного разу на годину впродовж газової доби число Воббе та вищу теплоту згоряння газу...», а

український кодекс [5] – «...Оператор ГТС повинен розробити, затвердити та розмістити на офіційному сайті відповідні маршрути визначення фізико-хімічних показників газу, в яких описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу».

Перевагою європейського підходу, відображеного в [3], є оприлюднення щогодинних вимірних значень числа Воббе та вищої теплоти згоряння. Натомість український документ [5] зобов'язує висвітлювати лише маршрути визначення фізико-хімічних показників газу та маршрути переміщення газу.

Але це питання вирішене в черговому українському нормативно-правовому документі [6] (див. рис. 1.5).



Рисунок 1.5 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [3] і [6]

Зокрема документ [6] зобов'язує операторів ГТС: «публікувати на власному сайті не пізніше 5-го числа місяця, наступного за розрахунковим місяцем, фактичні дані щодо розміру

середньозваженої вищої теплоти згоряння природного газу за кожним маршрутом», «...опублікувати на власному сайті розміри коефіцієнтів приведення об'ємів природного газу до стандартних умов, у разі якщо вузли обліку природного газу споживачів не забезпечують такого приведення; за підсумками місяця, але не пізніше 8-го числа, наступного за розрахунковим місяцем, опублікувати на власному сайті, фактичні дані щодо величини середньозваженої вищої теплоти згоряння природного газу за кожним маршрутом; додатково передбачити у платіжних документах споживачів за послуги з розподілу природного газу, а також в особистому кабінеті споживача інформацію про розмір коефіцієнту приведення до стандартних умов (якщо вузол обліку природного газу споживача не приводить в автоматичному режимі об'єм природного газу до стандартних умов), розмір середньозваженої вищої теплоти згоряння за розрахунковий період, а також обсяг енергії спожитого природного газу (за трьома одиницями виміру: кВт·год, Гкал, МДж)».

Однак ці дані будуть середньомісячними значеннями даних фізичних величин, а не погодинними, як вимагає європейський документ [3]. Це суттєва різниця з точки зору точності вимірювань і обчислень енергетичних параметрів природного газу.

Наступним є зв'язок «З» (див. рис. 1.6), який встановлює відповідність між вимогами Регламенту ЄС [3] та Кодексом газорозподільних систем України [4].

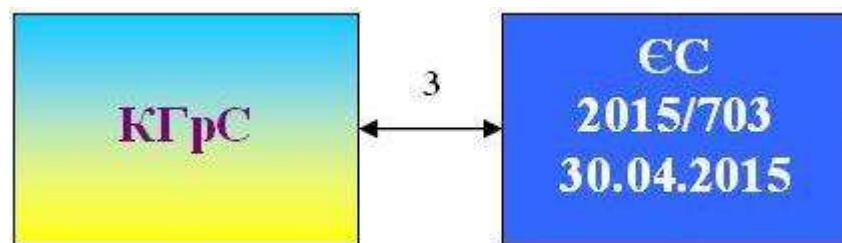


Рисунок 1.6 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [3] і [4]

У європейському документі [3], з поміж інших, мова йде про використання одиниць вимірювань таких фізичних величин як «об'єм», «вища теплота згоряння», «енергія» та «число Воббе».

В українському документі [4], відповідно, наведені наступні фізичні величини: «обсяг енергії газу», «вища теплота згоряння» та «об'єм газу».

Таким чином, в документі [4] відсутня фізична величина «число Воббе», на відміну від документа [3].

Зв'язок «б» (див. рис. 1.7), який встановлює відповідність між вимогами Директиви ЄС [7] та Кодексом газорозподільних систем України [4].

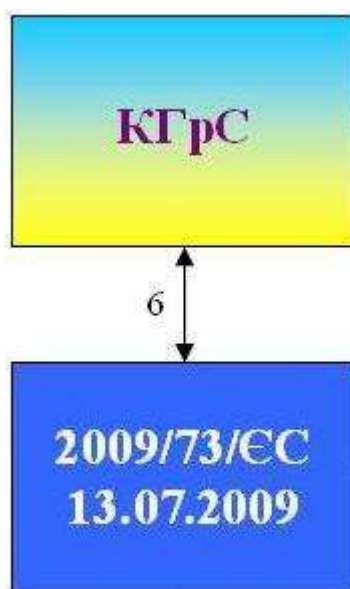


Рисунок 1.7 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [7] і [4]

Директива [7] констатує, що «...споживачі також повинні мати право на належне інформування про споживання ними енергії...».

Кодекс [4] зобов'язує «...передбачити у платіжних документах споживачів за послуги з розподілу природного газу, а також в особистому кабінеті споживача, інформацію про величину коефіцієнту приведення до стандартних умов (якщо вузол обліку природного газу споживача не приводить в автоматичному режимі

об'єм природного газу до стандартних умов), розмір середньозваженої вищої теплоти згоряння за розрахунковий період, а також розмір спожитого обсягу енергії природного газу (за трьома одиницями виміру: кВт·год, Гкал, МДж)...».

Як видно, український документ [4] встановлює більш обширні і детальні вимоги до інформування споживачів у порівнянні з вимогами європейського документа [7].

Вимоги Кодексу газорозподільних систем [4] уточнює інший український нормативно-правовий акт [8] (див. рис. 1.8).

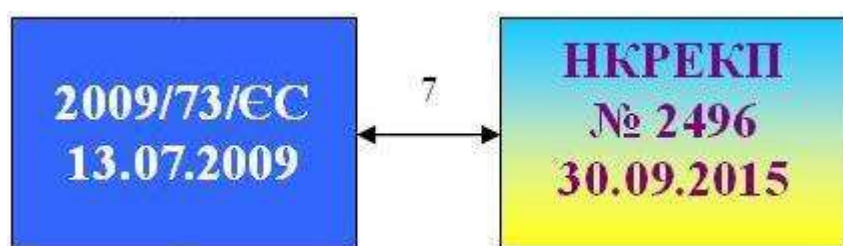


Рисунок 1.8 – Взаємозв'язок між вимогами нормативно-правових документів [7] і [8]

Правила постачання природного газу [8] встановлюють, що «За розрахункову одиницю поставленого природного газу приймається метр кубічний природного газу, приведений до стандартних умов і виражений в енергетичних одиницях».

Все вище наведене є аналізом вимог нормативно-правових документів, узгодженості чи суперечливості цих вимог щодо вимірювання обсягів споживання природного газу в одиницях енергії. Однак ці документи не обмежуються даними вимогами, але й формують певні напрямки розвитку і покращення стану вимірювання енергії природного газу. Це в повній мірі стосується як європейських, так і українських правових документів.

В тому ж таки європейському документі [7] наведені відповідні стратегічні напрямки розвитку вимірювальних систем енергії газу. Ці вимоги повністю узгоджуються з вимогами української Концепції створення єдиної системи обліку природного газу [9] (див. рис. 1.9).



Рисунок 1.9 – Взаємозв’язок між вимогами нормативно-правових документів [7] і [9]

Цілі, відображені в європейській директиві [7] наступні: «З метою просування енергетичної ефективності держави-члени або, якщо певна держава-член прийме відповідне рішення, то регулюючий орган влади повинні наполегливо рекомендувати, щоб газові підприємства оптимізували використання газу, наприклад, надаючи послуги з управління енергією, розробляючи новаційні формули цін або впроваджуючи, якщо належить, системи інтелектуального вимірювання або інтелектуальні мережі» та «Держави-члени (Євросоюзу – авт.) гарантують використання систем інтелектуального вимірювання, які сприятимуть активній участі споживачів на ринку постачання газу...».

Українська концепція [9] встановлює поетапний розвиток систем обліку енергії природного газу: «Перший етап - установлення на газорозподільних пунктах і на окремих напрямках газорозподільної мережі автоматизованих вимірювальних комплексів. Другий етап - оснащення систем збору, обробки, передачі інформації сучасними програмно-технічними засобами та лініями зв'язку. Третій етап - створення багаторівневої автоматизованої системи обліку газу (районна, обласна, загальнодержавна), здійснення обліку газу та

проведення розрахунків за газ з урахуванням його калорійності. ...Для зменшення втрат газу в побуті передбачити запровадження коригування показань вимірювання об'єму газу побутовими лічильниками залежно від температури навколишнього середовища і тиску газу. На останньому етапі буде об'єднано верхні рівні систем обліку газу сфери видобування, транспортування, зберігання та сфери споживання і створено єдину галузеву систему обліку газу».

І, знову ж таки, український документ [9] встановлює більш детально описані кроки з розвитку вимірювальних систем енергії природного газу, ніж європейський документ [7], який має більш декларативний характер.

Узагальнюючи все описане вище, суттєвим побажанням є необхідність внесення до чинних нормативно-правових документів України вимоги щогодинного інформування споживачів природного газу про теплотворну здатність цього енергоносія.

Розділ 2

Показники якості природного газу

Поняття якості природного газу часто ототожнюється з його енергетичними показниками. Але, насправді, асортимент якісних показників цього енергоносія набагато ширший.

Ще в кінці 80-х років минулого століття був створений технічний комітет ISO/TC 193, який розпочав розробку міжнародного стандарту щодо показників якості природного газу. Остання редакція цього стандарту [10] містить класифікацію показників, що визначають якість газу (рис. 2.1).

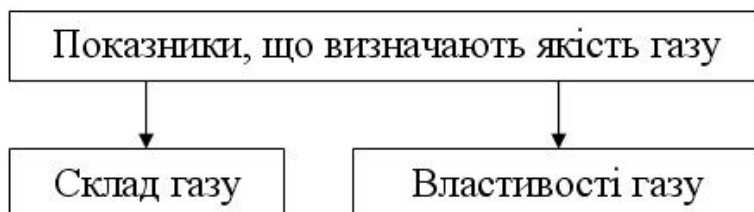


Рисунок 2.1 – Класифікація показників якості природного газу

Всі якісні показники (див. рис. 2.1) класифіковані залежно від складу газу та його властивостей.

В свою чергу, нормативний документ [10] пропонує розглядати склад газу у розрізі основних, другорядних та незначних компонентів (рис. 2.2), а властивості газу поділяти на фізичні та всі інші властивості (рис. 2.3). Такий поділ встановлюється як рекомендований і даний стандарт не зобов'язує використовувати всі показники при оцінці якості природного газу, а формувати номенклатуру цих показників в залежності від цільової призначеності газу.

Крім того, цей стандарт [10] поширюється на природний газ, який транспортується магістральними газопроводами, або продається на міжнародному ринку, або передається в місцеві газорозподільні

системи. Таким чином, він не встановлює вимог до показників якості природного газу у кінцевого споживача.

Розглянемо детальніше склад газу, регламентований стандартом [10] (рис. 2.2).

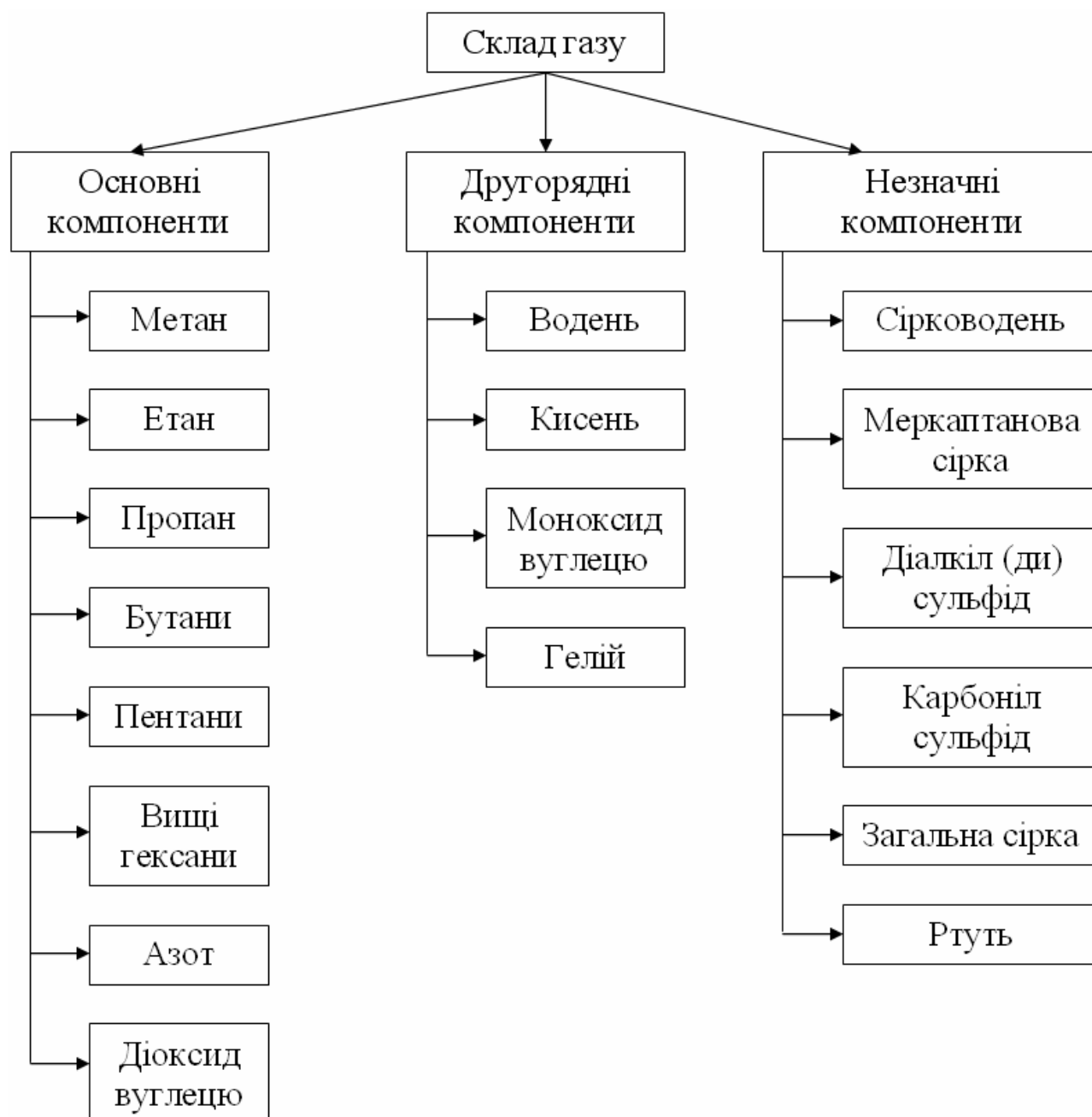


Рисунок 2.2 – Параметр «Склад природного газу»

Основним компонентом природного газу є метан (див. рис. 2.2). До цієї групи входять також ряд вищих вуглеводнів та негорючих газів. Другорядними компонентами є водень, кисень, моноксид

вуглецю та гелій. Є також незначні компоненти, які фактично є домішками, і не мають значного впливу на якість газу.

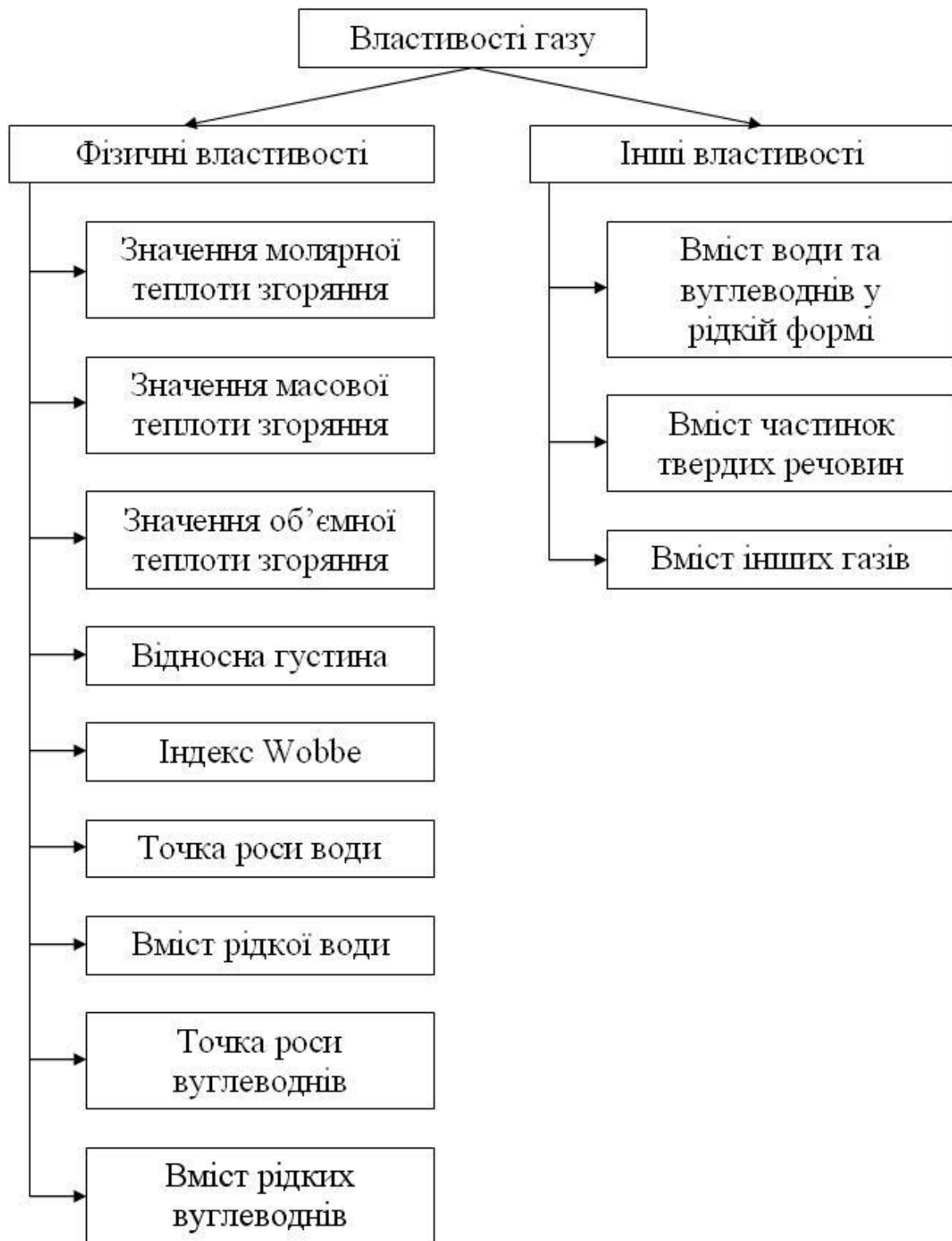


Рисунок 2.3 – Параметр «Властивості природного газу»

Фізичні властивості природного газу (див. рис. 2.3) можна умовно розділити на три групи:

- енергетичні показники: значення молярної, масової та об'ємної теплоти згоряння, індекс Воббе;
- відносна густина;
- вміст рідкої води та рідких вуглеводнів;
- точка роси води та вуглеводнів.

Вміст інших речовин настільки незначний, що не має суттєвого впливу на якість газу.

Деяка інша класифікація показників якості природного газу наведена в паспортах фізико-хімічних показників природного газу на сайті Укртрансгазу [11]. Розроблена класифікаційна модель показників якості, на основі даних з [11], наведена на рис. 2.4.

Показники якості класифікуються по трьох параметрах: компонентний склад, фізико-хімічні та інші показники.

Компонентний склад, практично, не відрізняється від складу газу, наведеного на рис. 2.2, за винятком того, що в даному випадку до нього ще включено кисень.

До фізико-хімічних показників входять тільки енергетичні параметри: теплота згоряння та число Воббе.

До інших показників віднесені дві категорії:

- температура точки роси вологи та вуглеводнів;
- вміст небажаних компонентів: масова концентрація сірководню та меркаптанової сірки, а також маса механічних домішок.

Для більш детального вивчення властивостей природного газу, що постачається кінцевим споживачам, були проаналізовані 3408 протоколів за 2018 календарний рік, що містяться на сайті Укртрансгазу [11]. Аналізом були охоплені всі маршрути всіх областей України. Дані про ці маршрути наведені в табл. 2.1. По кожному маршруту були визначені максимальні, мінімальні та середні значення всіх показників якості природного газу, а потім узагальнені і, таким чином, для кожного показника якості отримані максимальні, мінімальні та середні значення за 2018 рік.

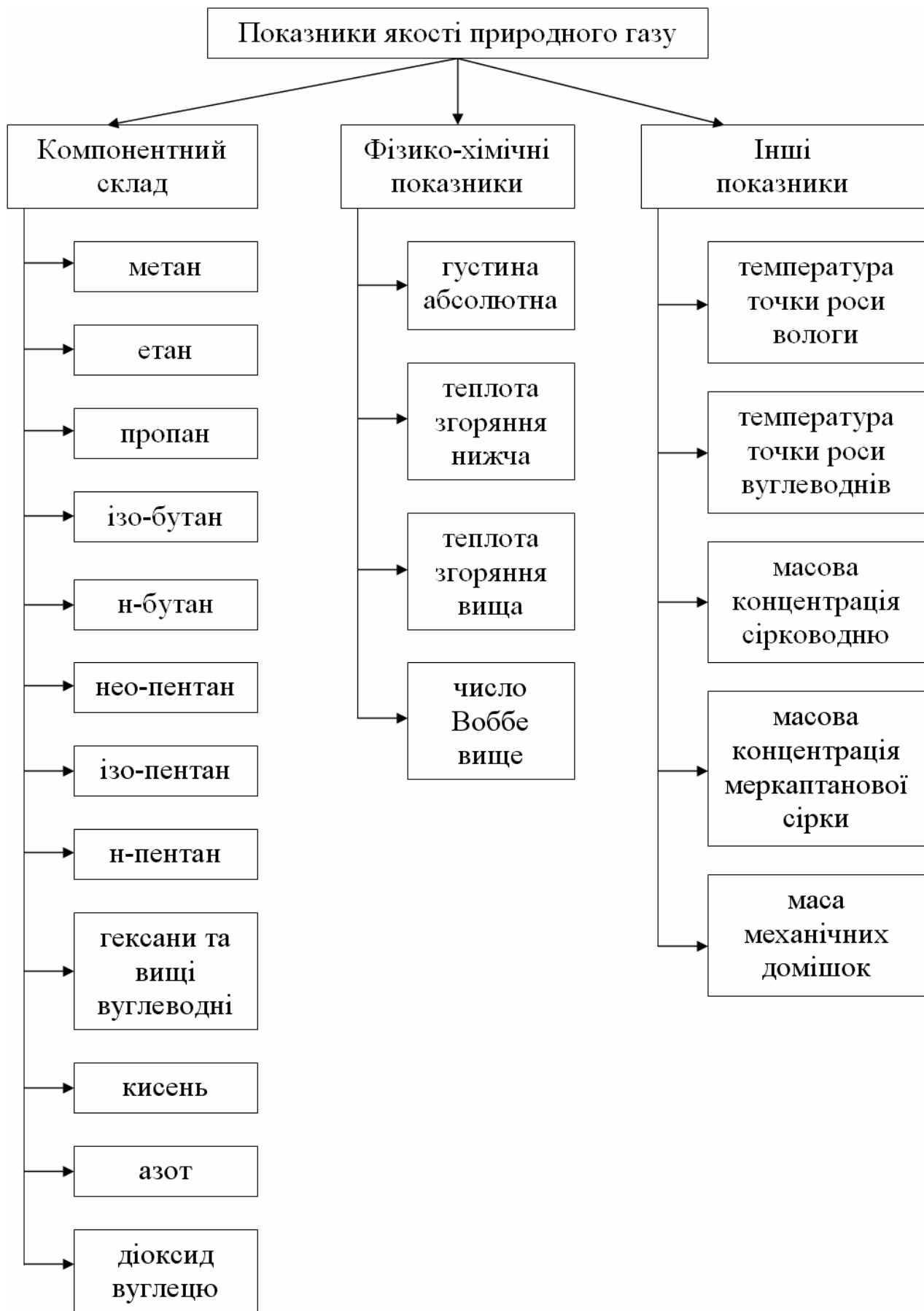


Рисунок 2.4 – Класифікаційна модель показників якості газу

Таблиця 2.1 – Маршрути постачання природного газу

Область	Кількість маршрутів	Номери маршрутів
Вінницька	8	3, 4, 806, 808, 811, 812, 830, 832
Волинська	5	207, 208, 209, 213, 216
Дніпропетровська	11	614, 615, 616, 617, 620, 622, 640, 642, 691, 692, 693
Донецька	3	676, 677, 678
Житомирська	7	1, 2, 3, 4, 5, 21, 231
Закарпатська	6	490, 491, 492, 522, 523, 524
Запорізька	4	608, 610, 612, 678
Івано-Франківська	21	217, 218, 400, 401, 403, 404, 405, 406, 408, 409, 410, 413, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 493, 536
Кіровоградська	8	620, 622, 812, 843, 847, 850, 870, 878
Київська	17	2, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 42, 43, 44, 161, 163, 169, 834, 840
Луганська	32	602, 618, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 630, 631, 632, 634, 635, 637, 638, 639, 641, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 658, 683, 689, 696
Львівська	47	200, 202, 205, 206, 211, 212, 219, 220, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 232, 233, 234, 235, 236, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 454
Миколаївська	2	619, 850
Одеська	3	499, 500, 850

Кінець таблиці 2.1

Полтавська	31	41, 51, 52, 54, 57, 58, 60, 62, 63, 92, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 101, 103, 104, 106, 108, 109, 135, 855, 856, 860, 865, 870, 875, 878, 880
Рівненська	5	203, 204, 231, 235, 256
Сумська	7	108, 165, 166, 171, 172, 173, 174
Тернопільська	9	218, 221, 222, 251, 400, 401, 402, 801, 803
Харківська	29	131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 600, 601, 603, 604, 618, 621, 657, 660, 661, 662, 664, 666, 668, 670, 672, 673, 674, 676, 686
Херсонська	4	656, 681, 687, 688
Хмельницька	9	3, 11, 12, 13, 221, 231, 801, 803, 804
Черкаська	4	812, 834, 840, 843
Чернівецька	4	403, 409, 411, 412
Чернігівська	8	161, 163, 165, 166, 167, 168, 191, 192

За результатами аналізу даних, наведених в [11], побудовано графік (рис. 2.5), що відображає складники природного газу, що постачається українським споживачам. Дані сформовані на основі середніх значень кожного із складників природного газу. Як видно із рис. 2.5, середнє значення вмісту метану у природному газі складає 93,8%, етану – 3,1%, азоту – 1,1%, решта складників становлять менше 1% кожен.

Для більш детального аналізу розглянуто всі показники якості природного газу і, на нижче наведених графіках, зображено діапазони максимальних, мінімальних та середніх значень кожного з цих показників. Також визначено відносні відхилення максимальних і мінімальних значень цих показників від їхніх середніх значень.

Вміст метану в природному газі відображено на рис. 2.6, а відносні відхилення максимальних і мінімальних значень метану від його середніх значень – на рис. 2.7.

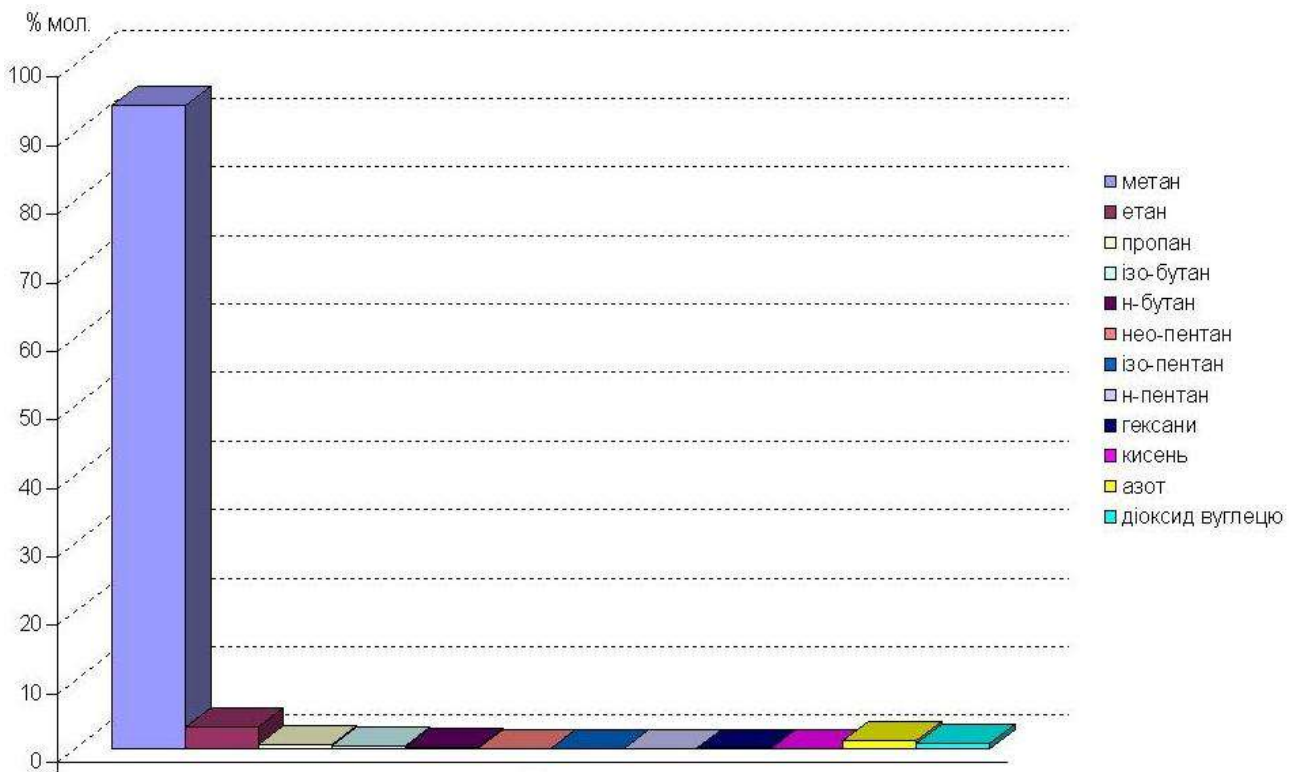


Рисунок 2.5 – Склад природного газу

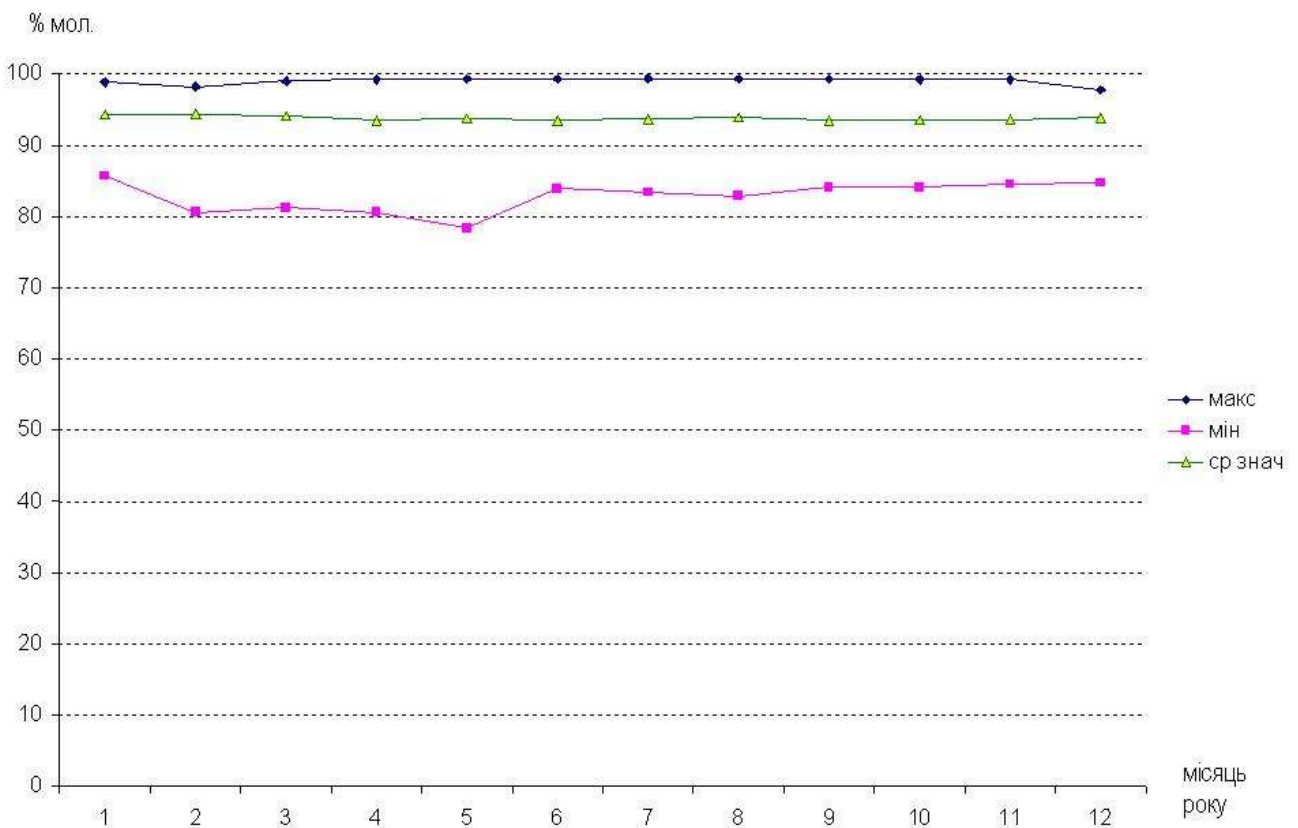


Рисунок 2.6 – Вміст метану у природному газі

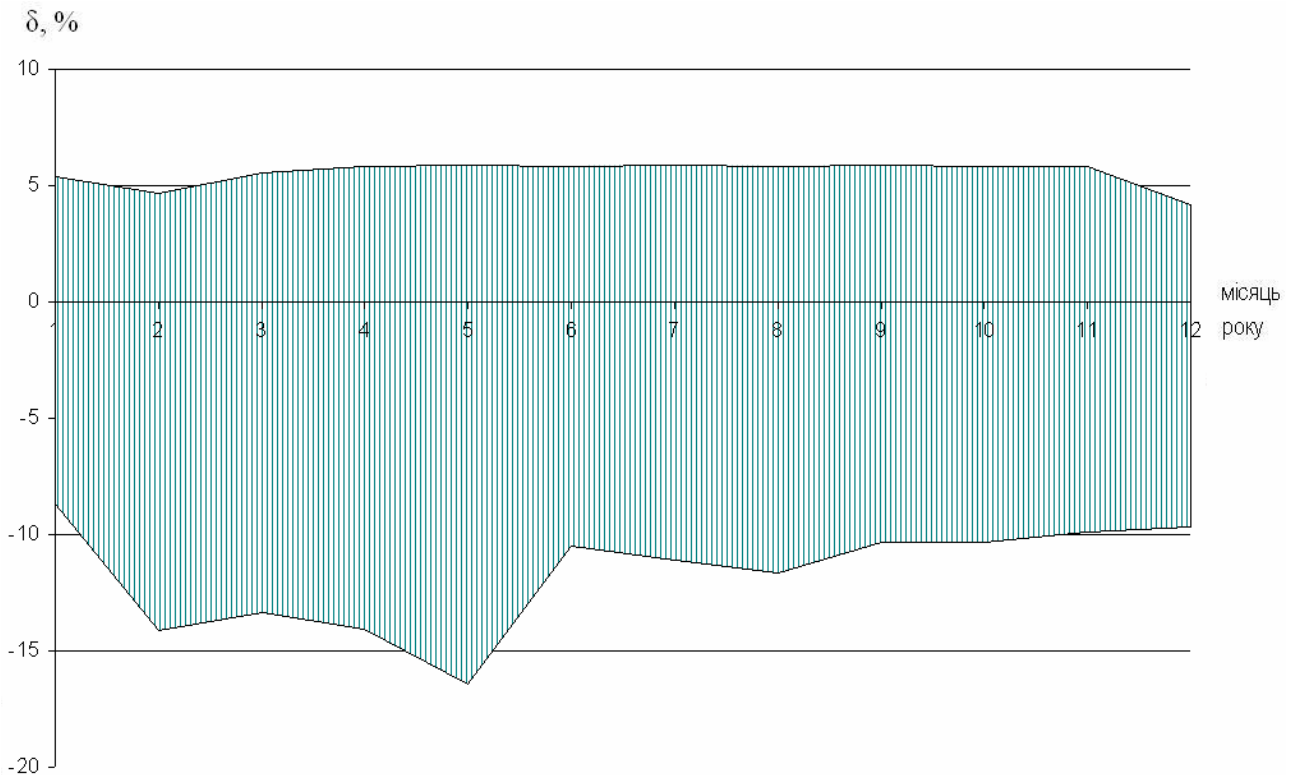


Рисунок 2.7 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту метану в природному газі від його середнього значення

Як видно із рис. 2.7, найбільше відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту метану в природному газі від його середнього значення становить 6,2% та мінус 16,4% відповідно. Із цього випливає, що використання середніх значень вмісту метану у природному газі навіть для розрахункових методів є небажаним. Найкраще використовувати виміряні значення цього параметру.

На рис. 2.8 – рис. 2.29 наведені дані про вміст інших складників природного газу та відносні відхилення максимальних і мінімальних значень цих складників від їх середніх значень. Як видно із нижче наведених рисунків, ці відхилення становлять від кількох сотень до кількох тисяч відсотків. Тому середні значення цих складників природного газу взагалі не доцільно використовувати в розрахункових методах.

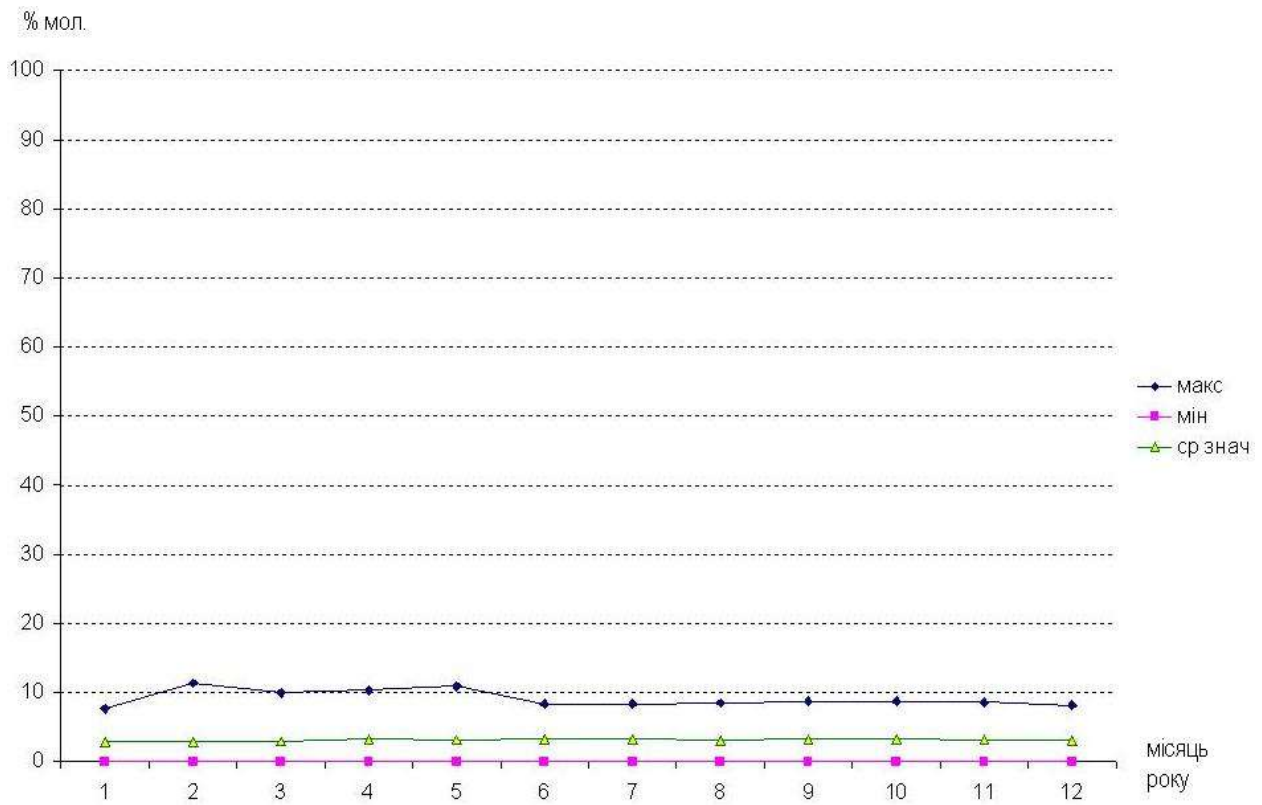


Рисунок 2.8 – Вміст етану у природному газі

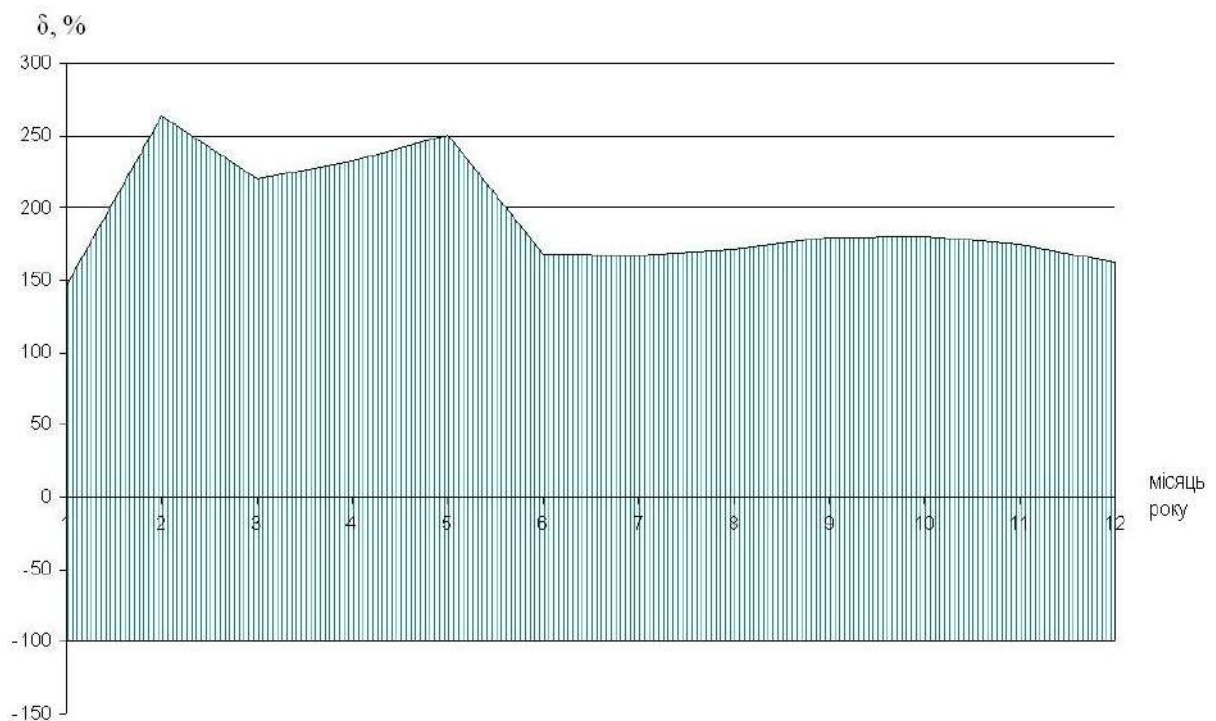


Рисунок 2.9 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту етану в природному газі від його середнього значення

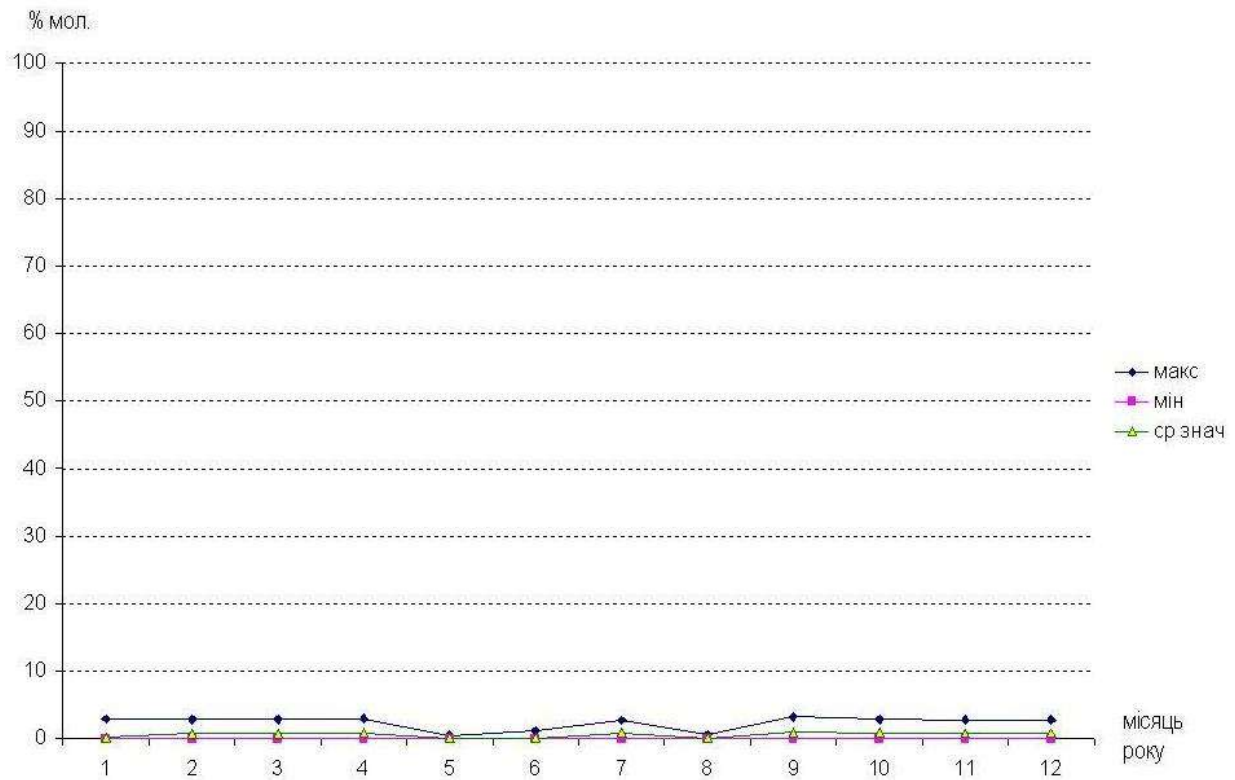


Рисунок 2.10 – Вміст пропану у природному газі

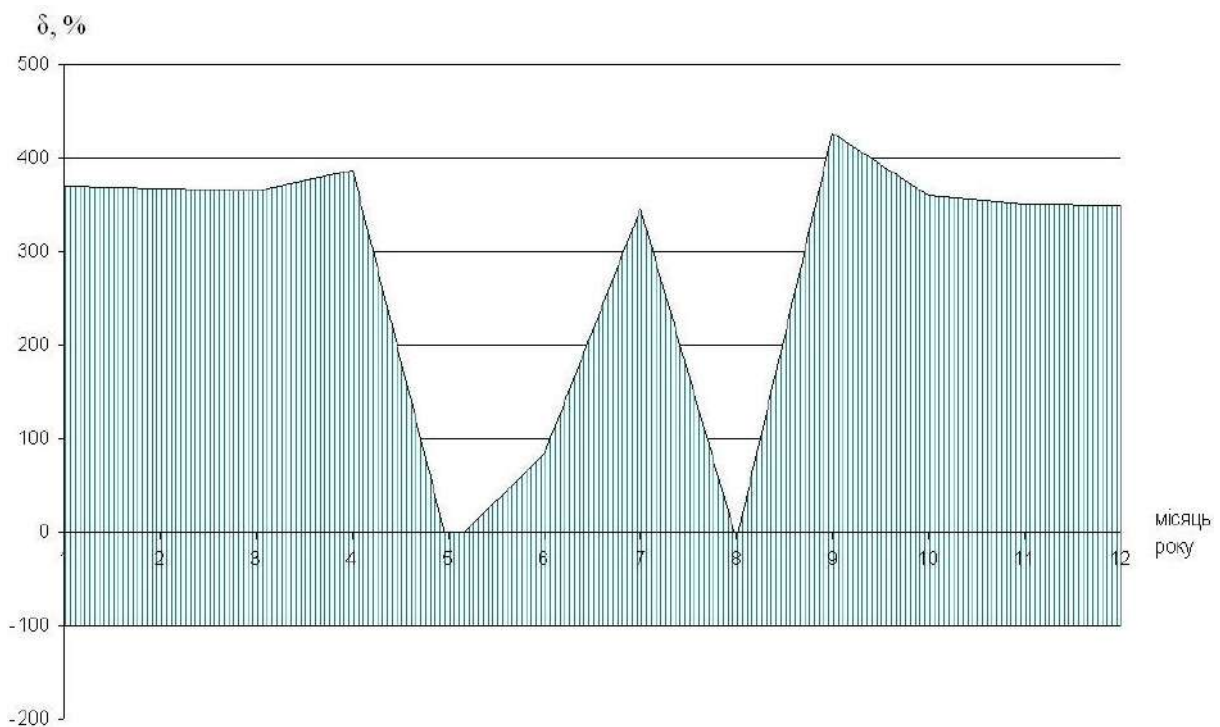


Рисунок 2.11 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту пропану в природному газі від його середнього значення

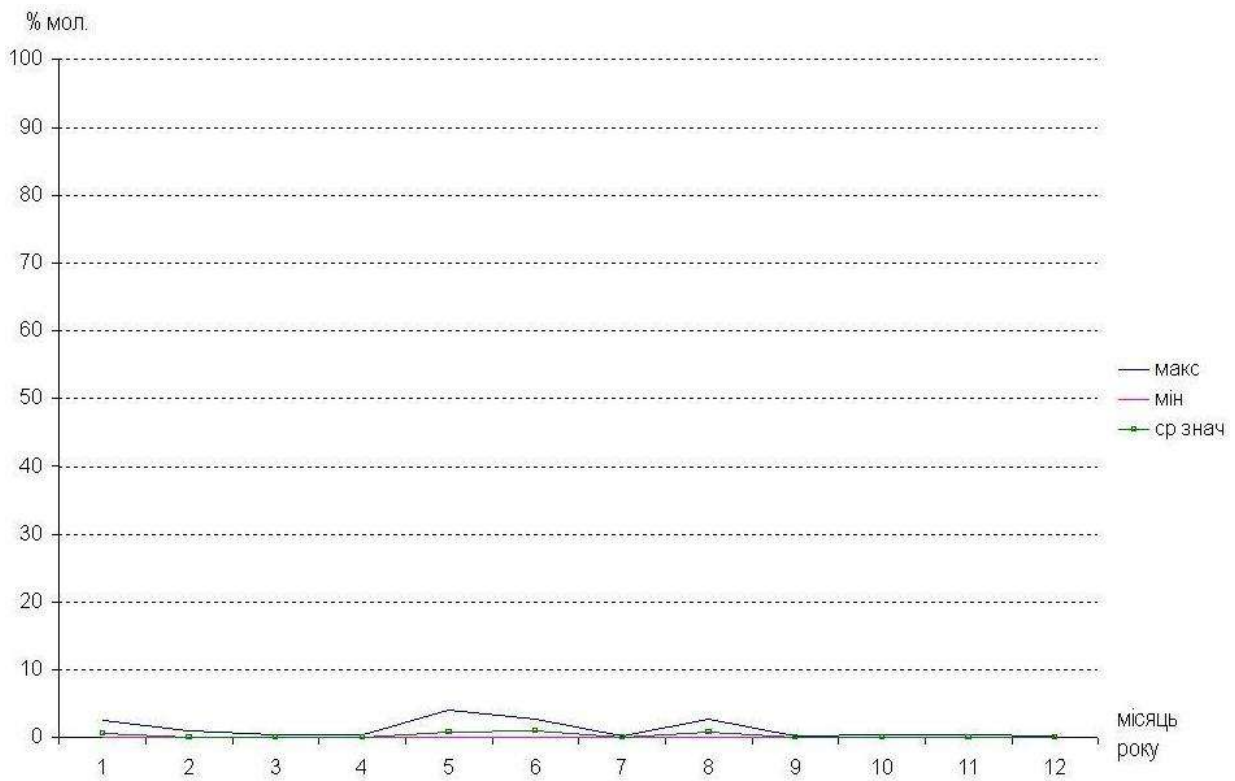


Рисунок 2.12 – Вміст ізо-бутану у природному газі

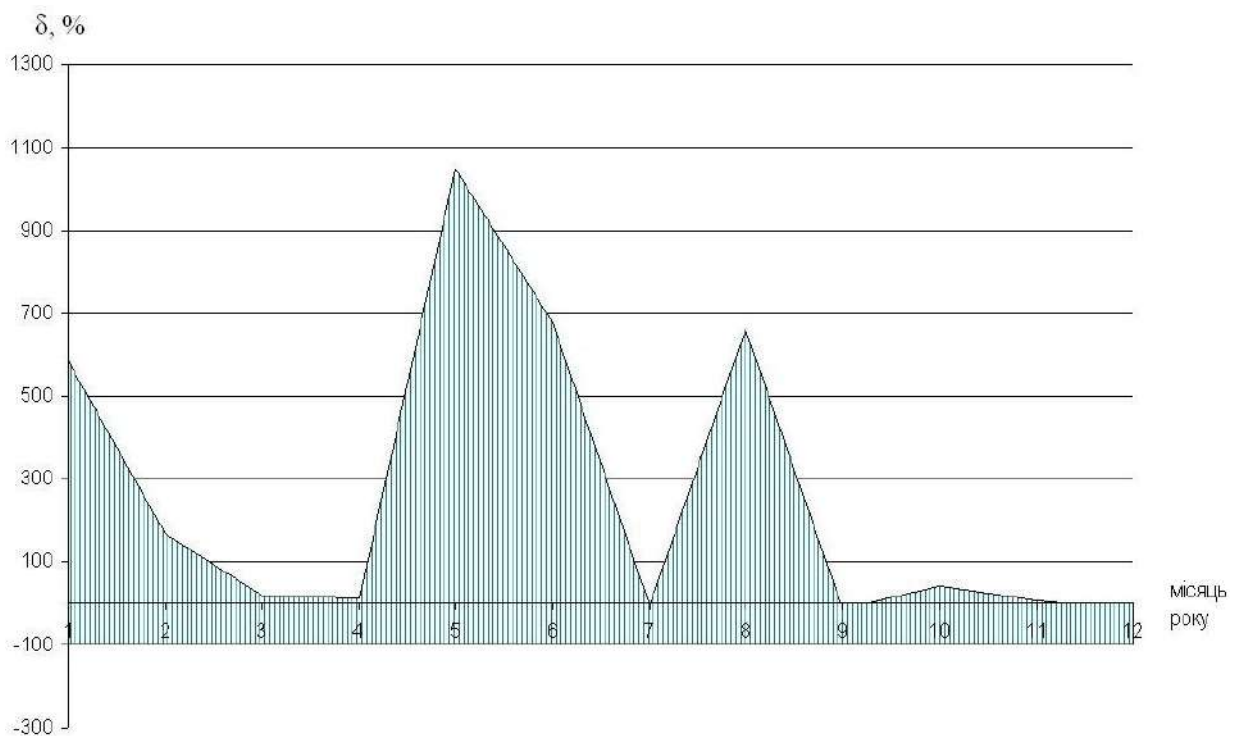


Рисунок 2.13 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту ізо-бутану в природному газі від його середнього значення

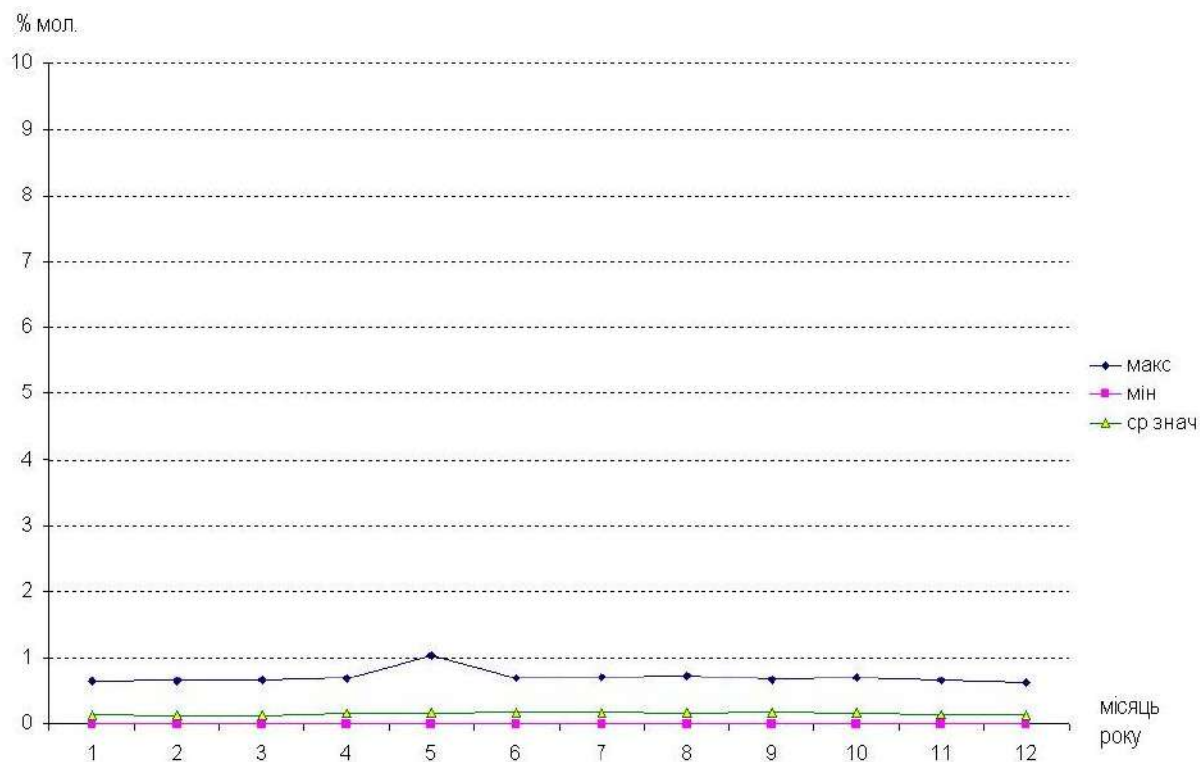


Рисунок 2.14 – Вміст н-бутану у природному газі

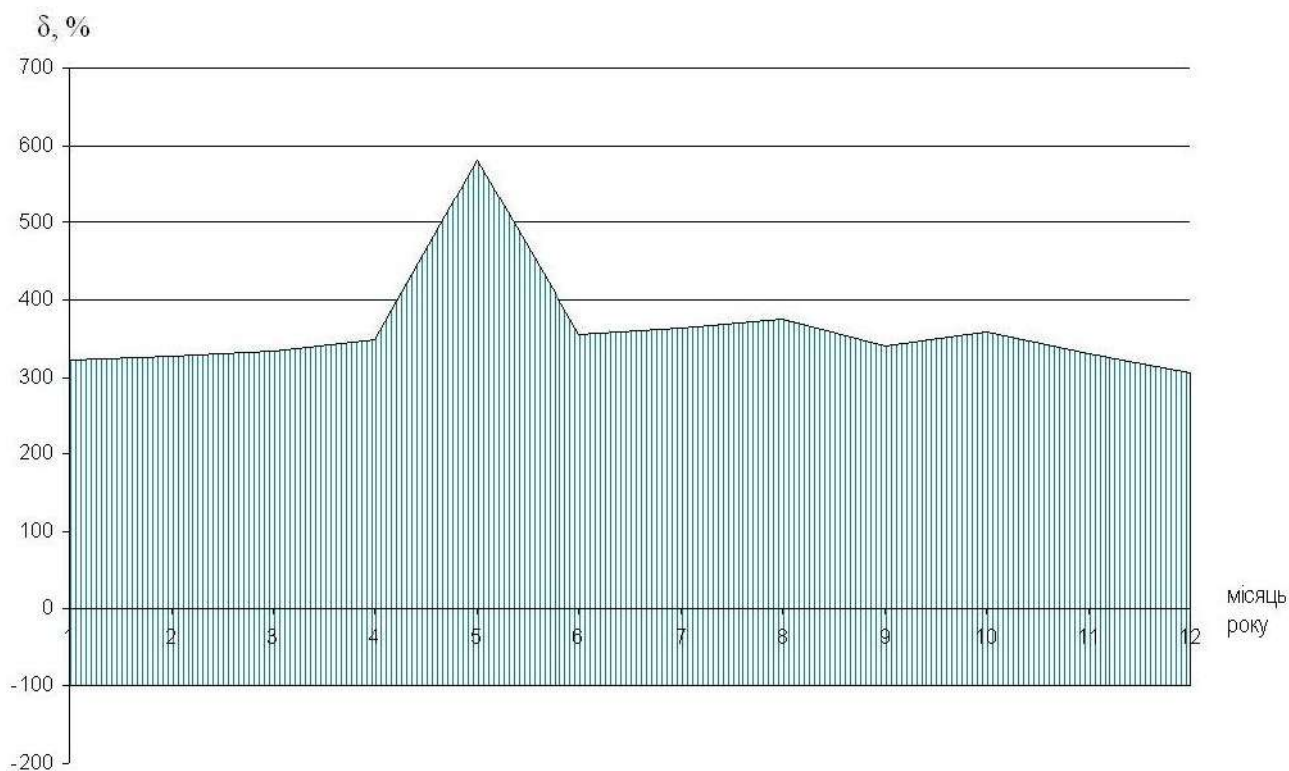


Рисунок 2.15 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту н-бутану в природному газі від його середнього значення

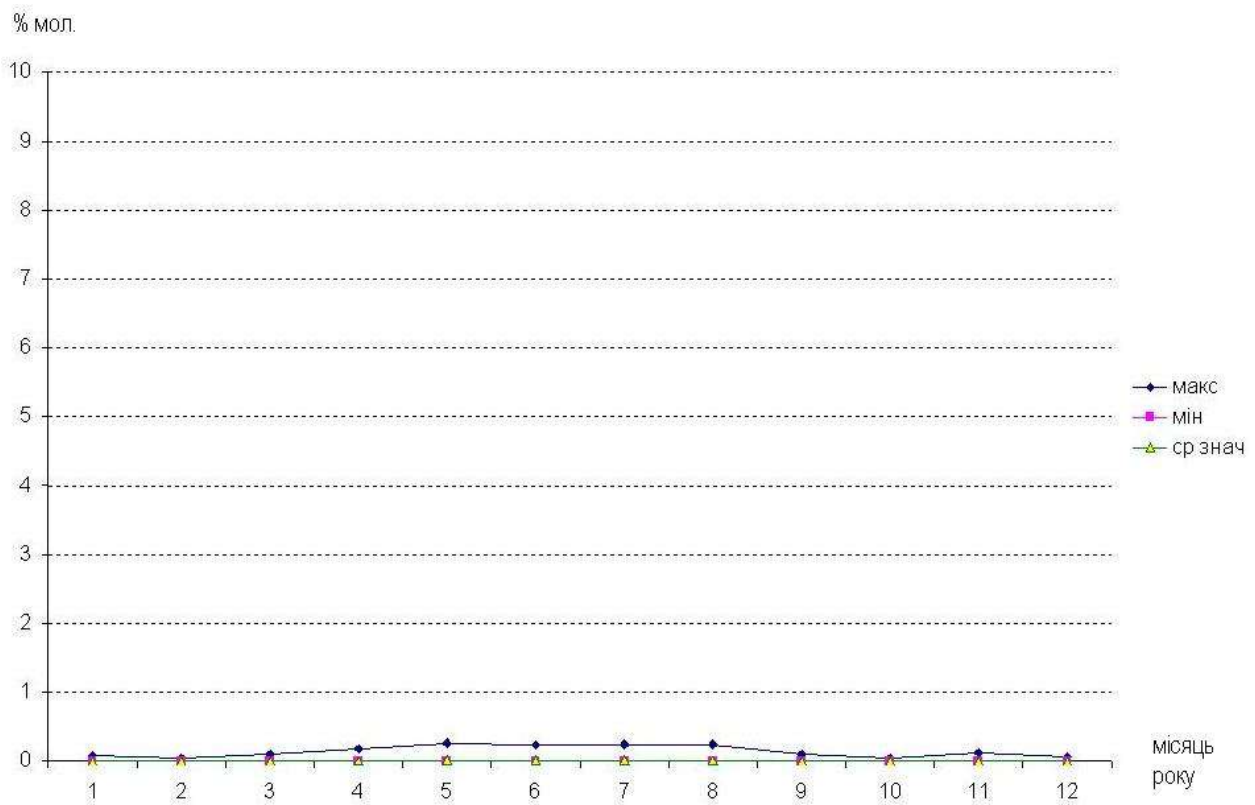


Рисунок 2.16 – Вміст нео-пентану у природному газі

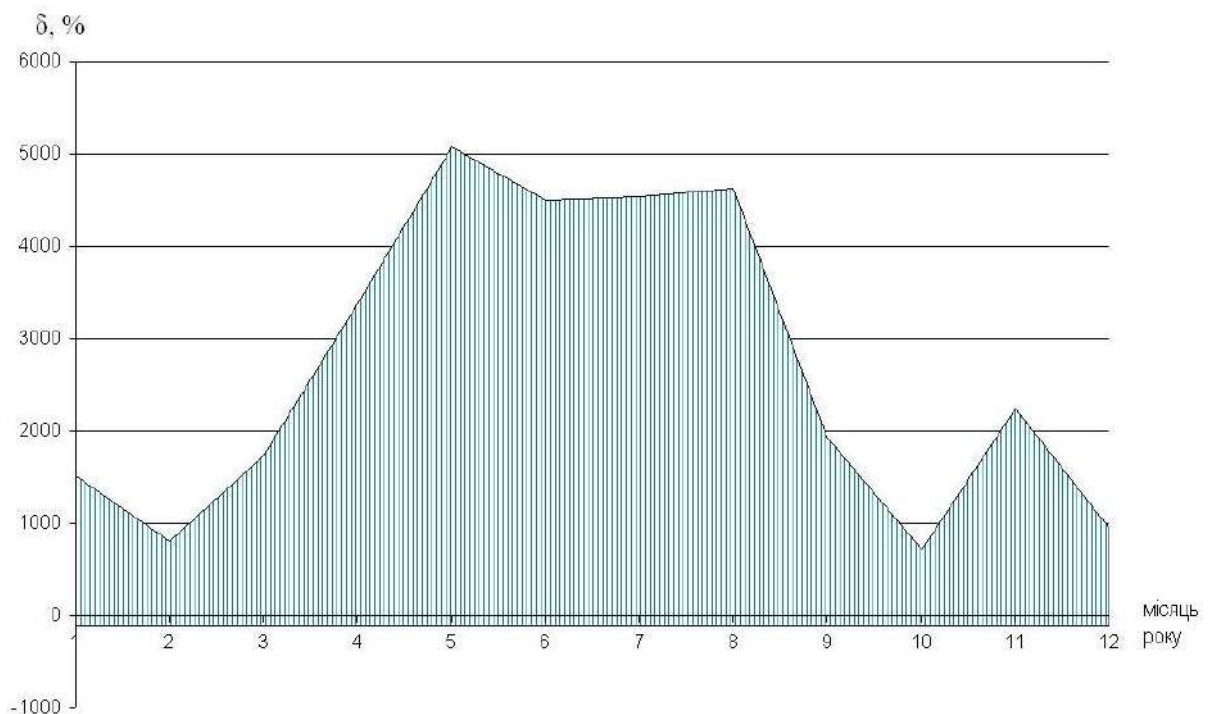


Рисунок 2.17 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту нео-пентану в природному газі від його середнього значення

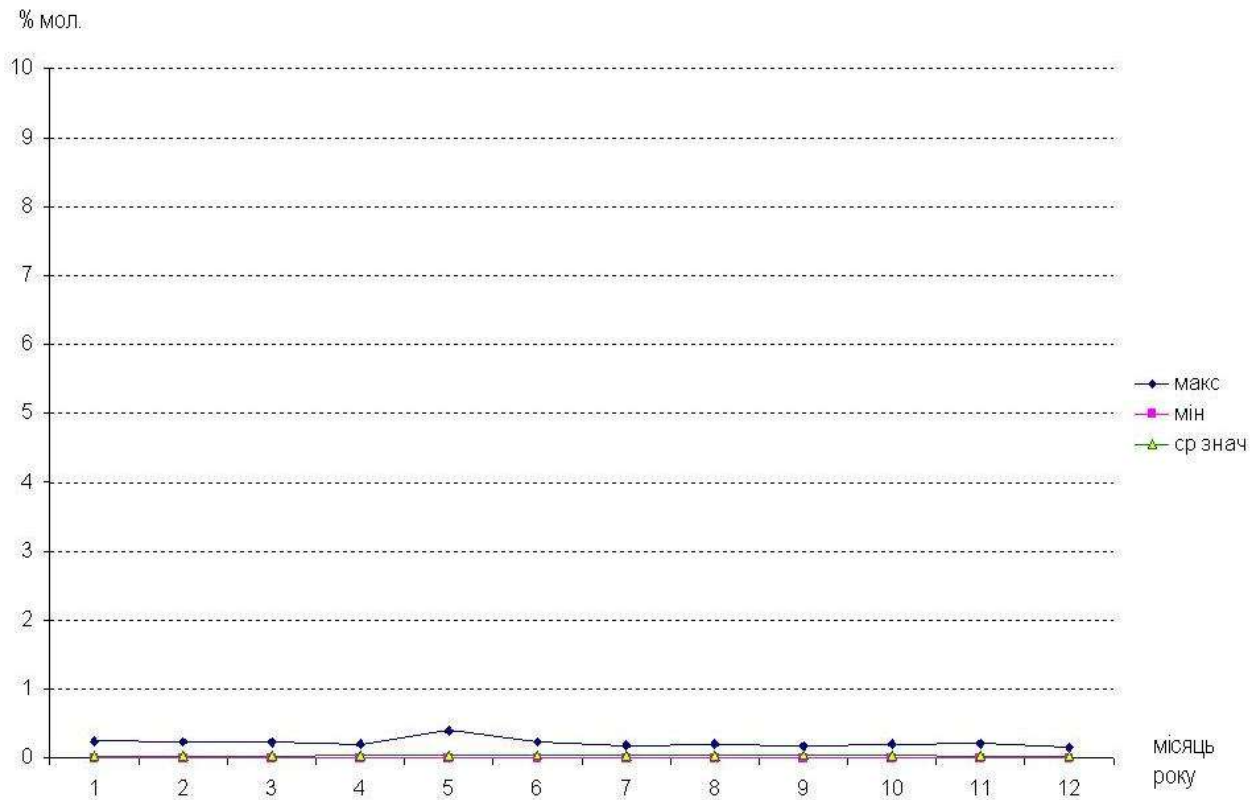


Рисунок 2.18 – Вміст ізо-пентану у природному газі

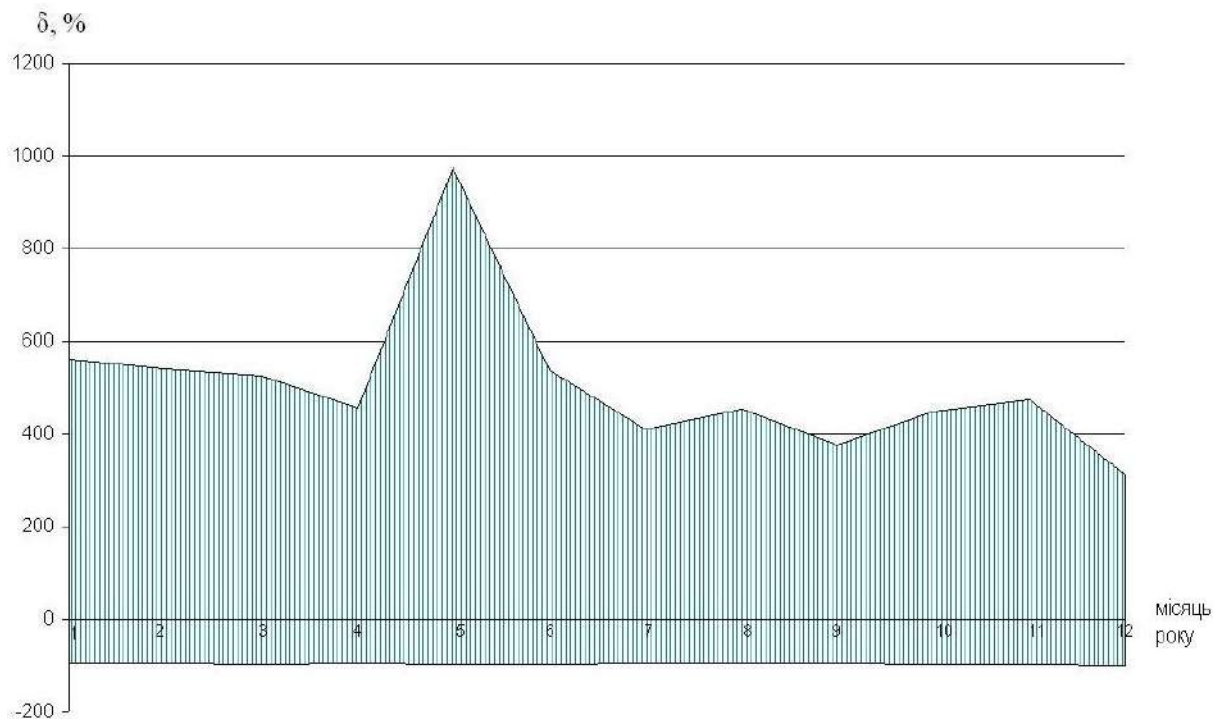


Рисунок 2.19 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту ізо-пентану в природному газі від його середнього значення

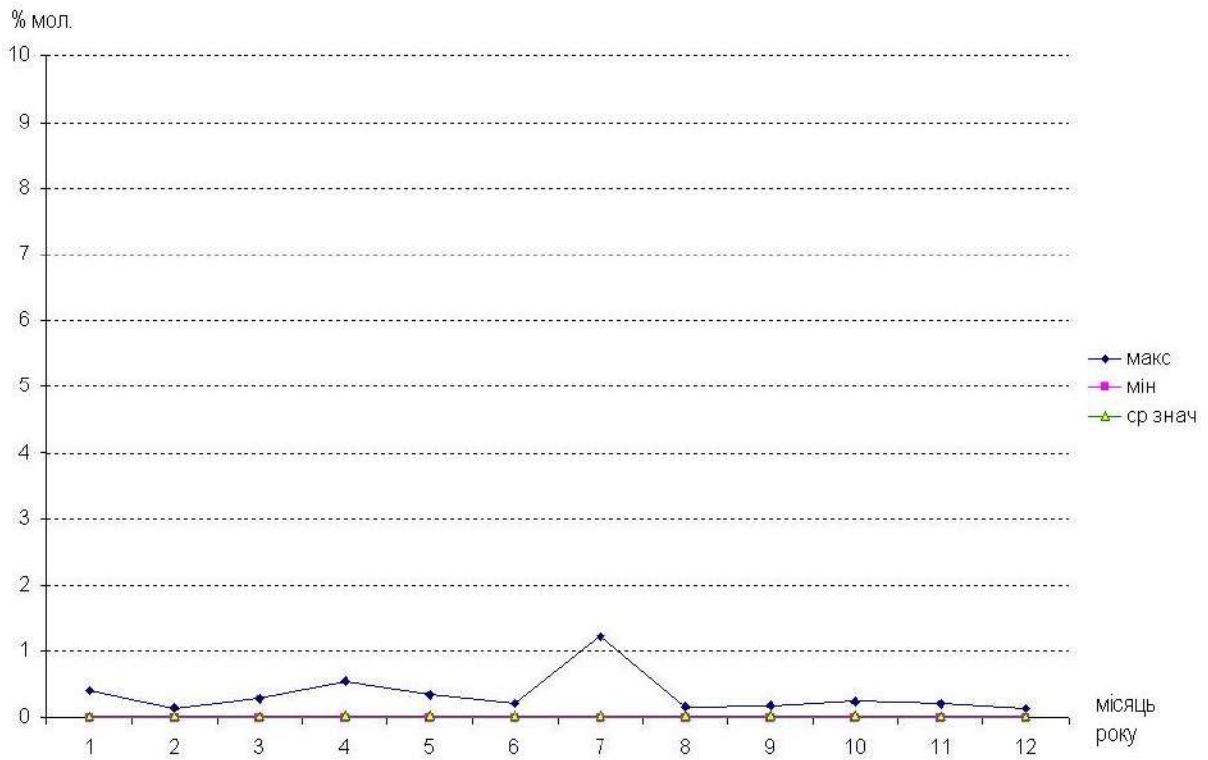


Рисунок 2.20 – Вміст н-пентану у природному газі

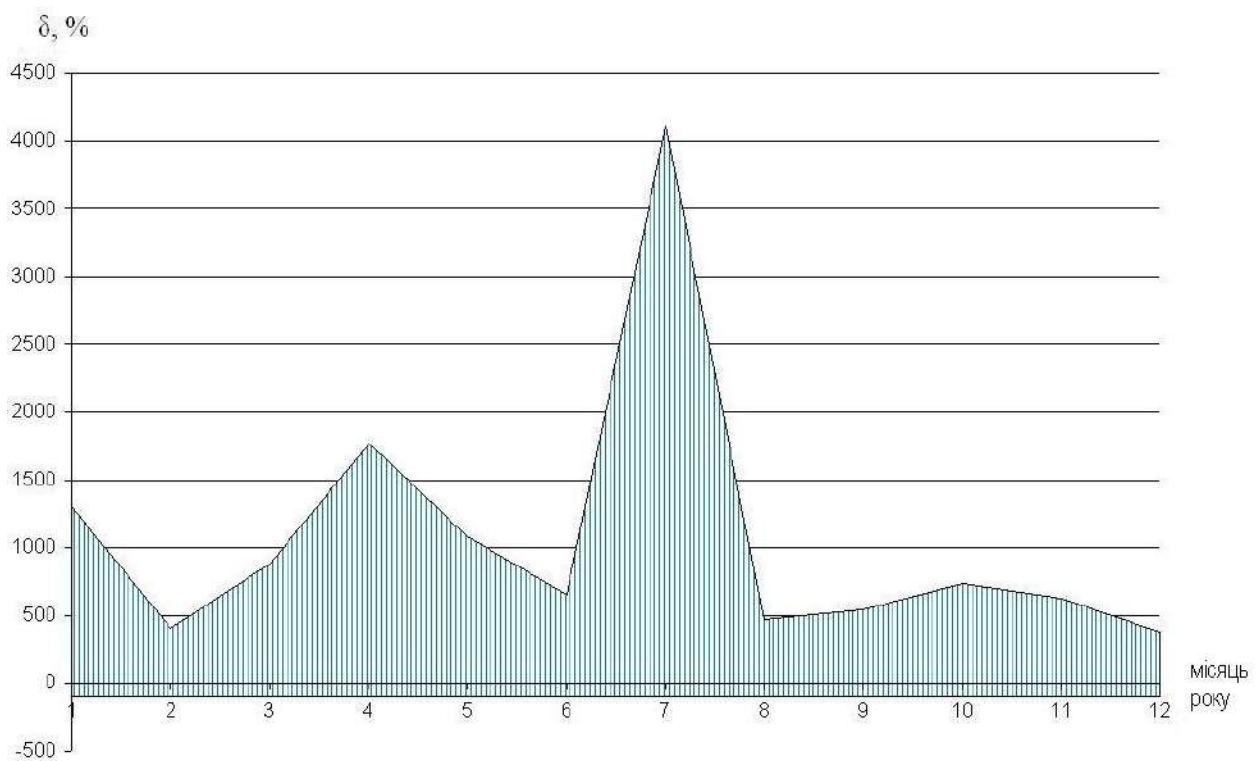


Рисунок 2.21 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту н-пентану в природному газі від його середнього значення

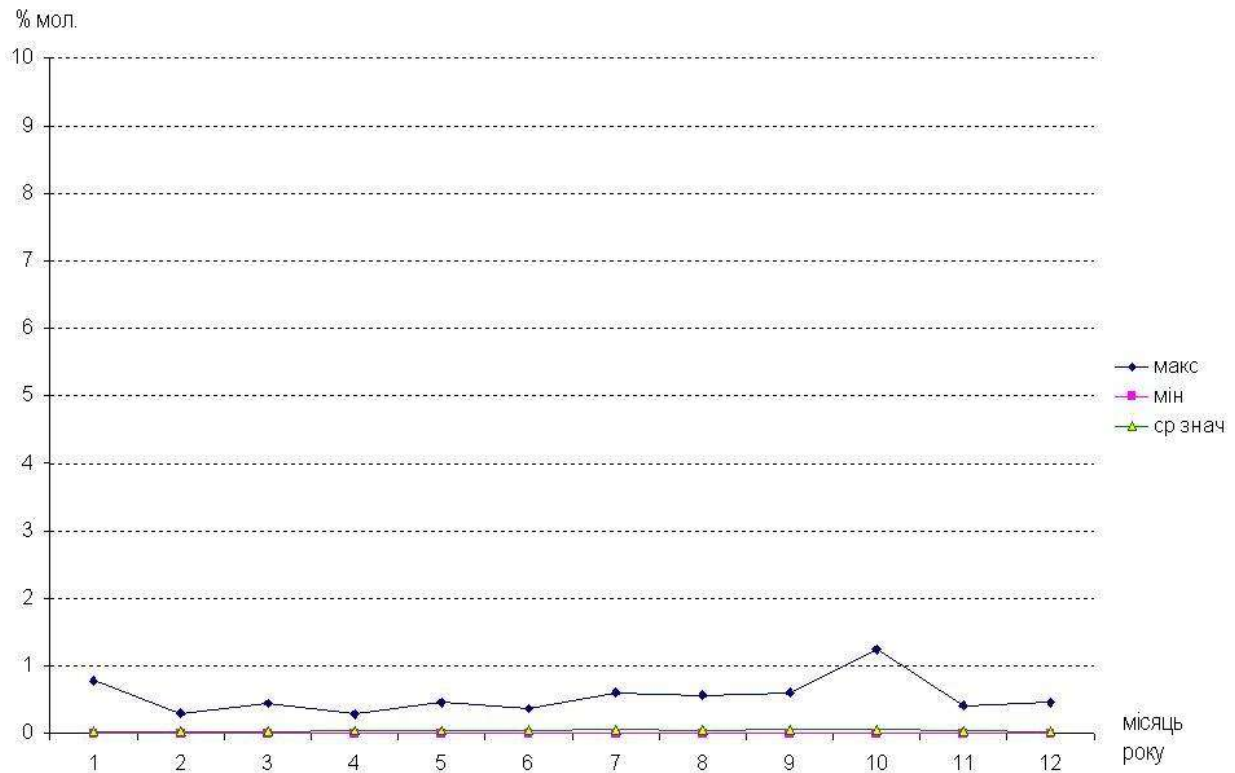


Рисунок 2.22 – Вміст гексанів у природному газі

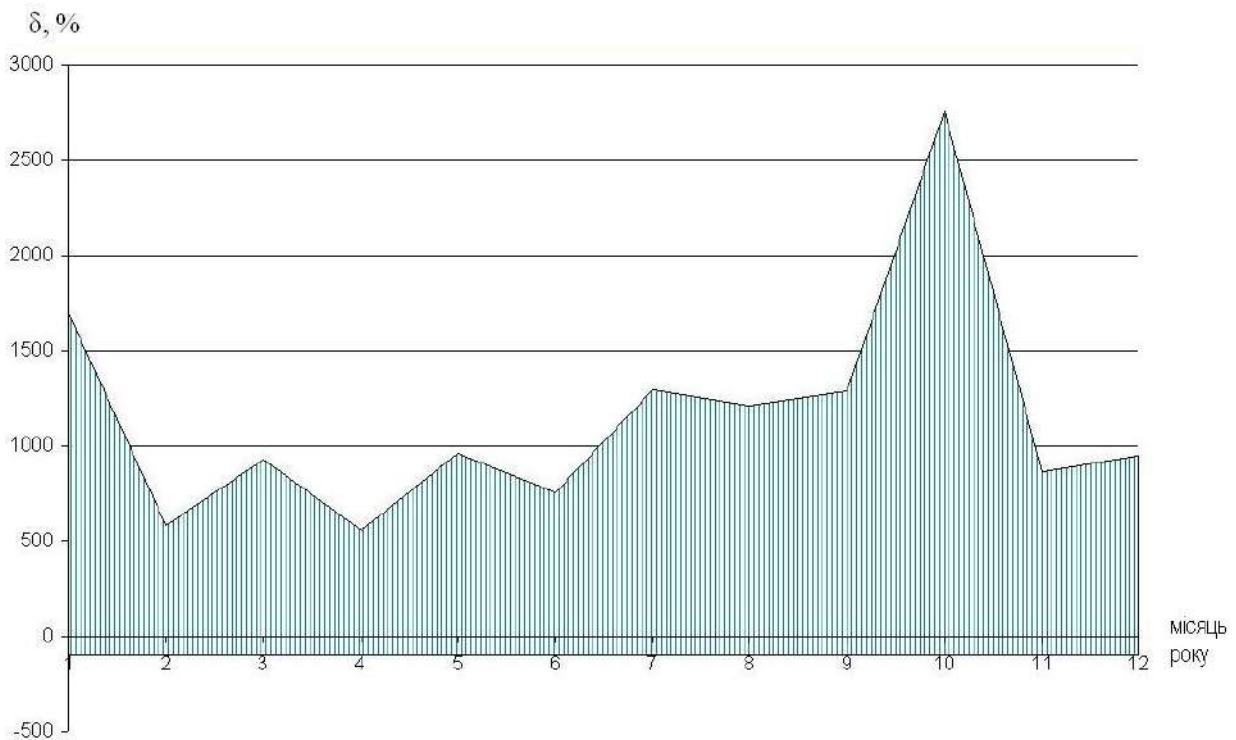


Рисунок 2.23 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту гексанів в природному газі від середнього значення цього показника

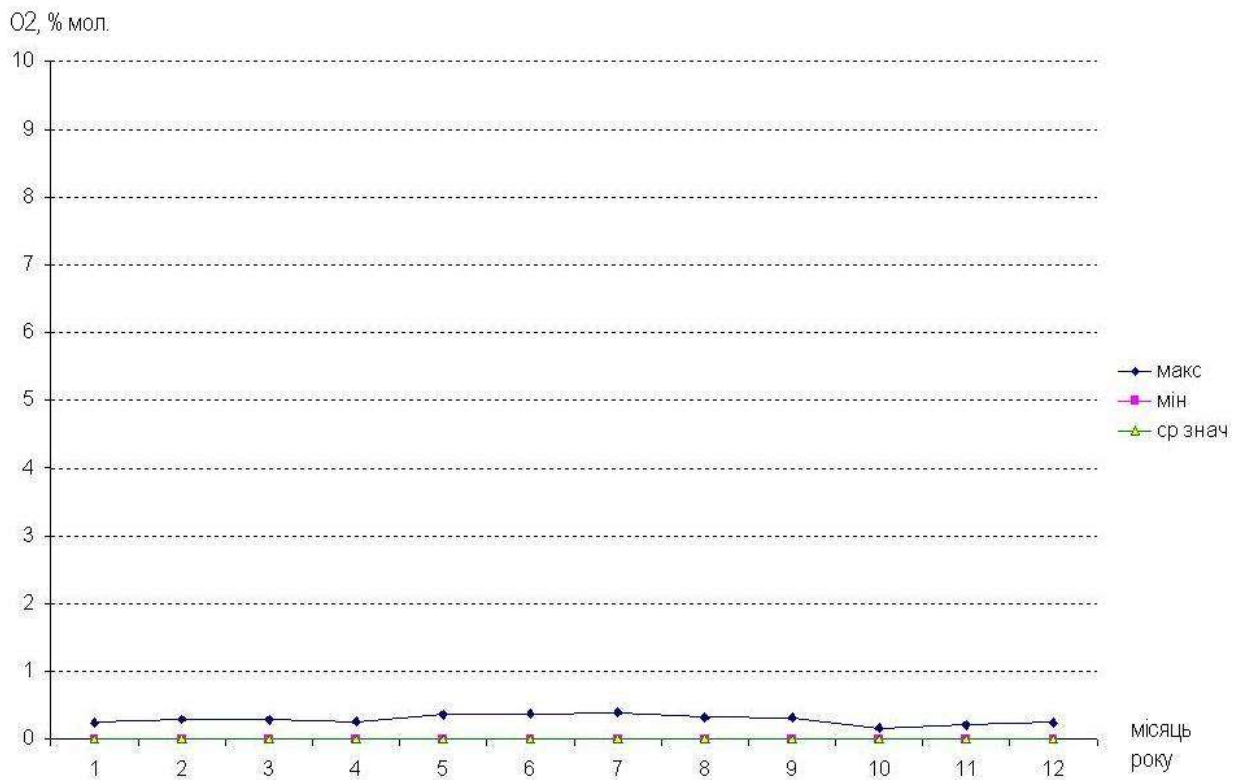


Рисунок 2.24 – Вміст кисню у природному газі

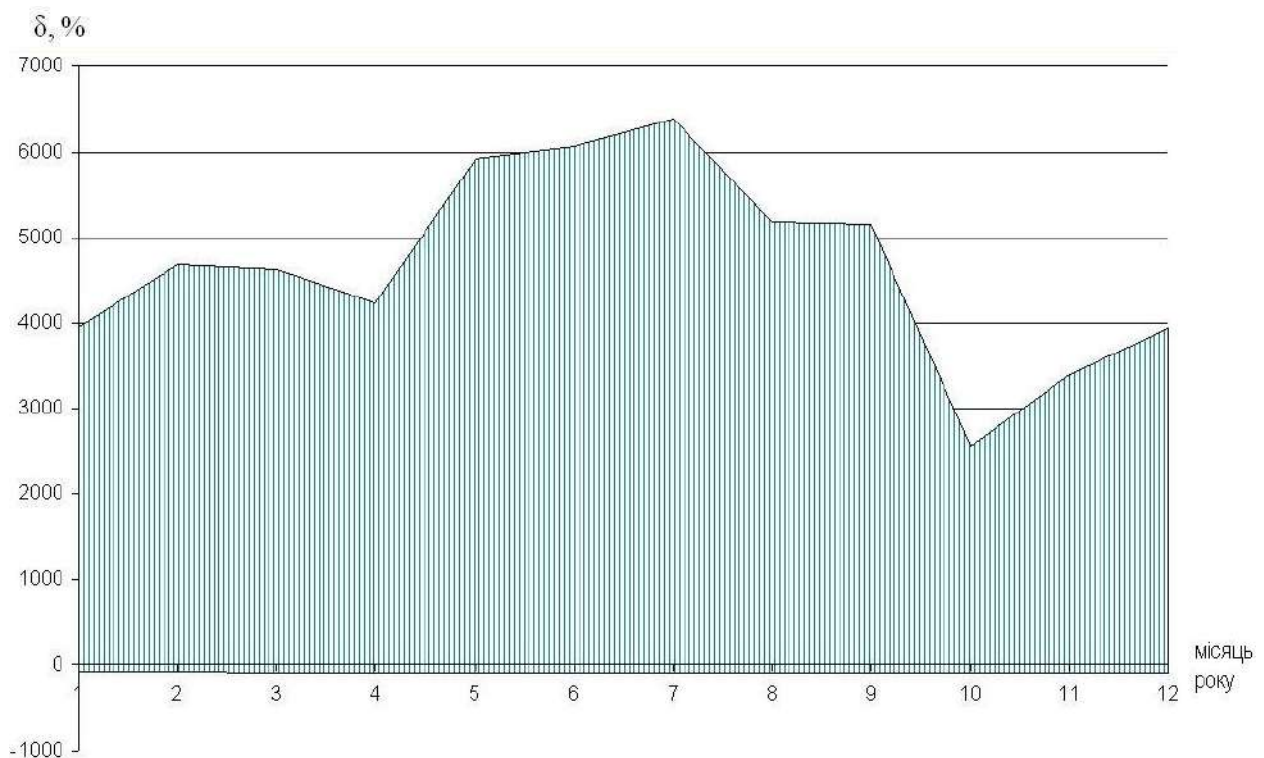


Рисунок 2.25 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту кисню в природному газі від його середнього значення

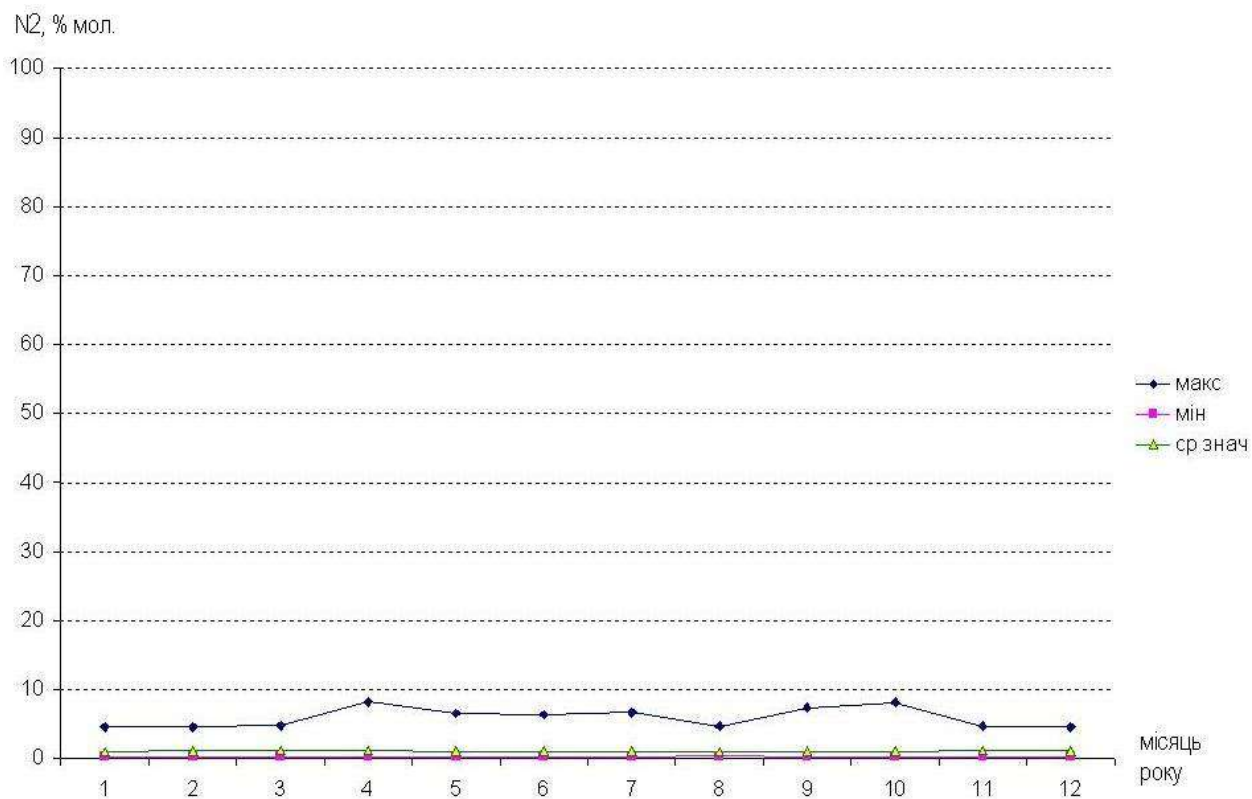


Рисунок 2.26 – Вміст азоту у природному газі

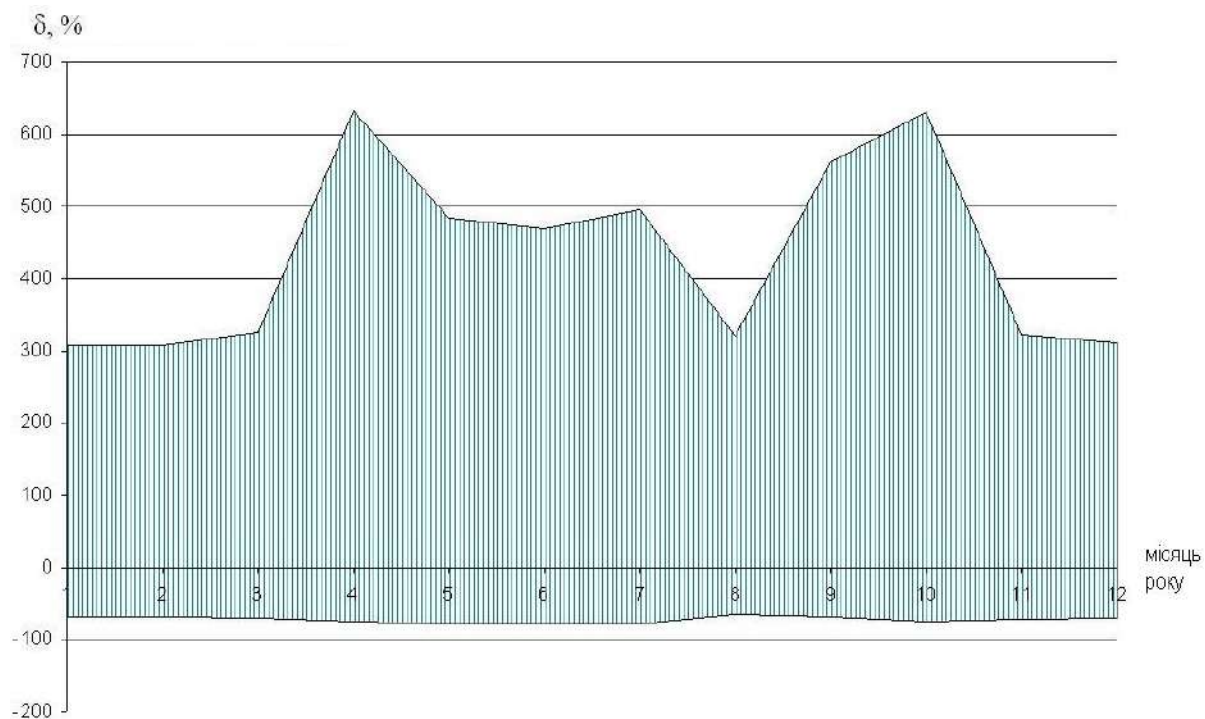


Рисунок 2.27 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту азоту в природному газі від його середнього значення

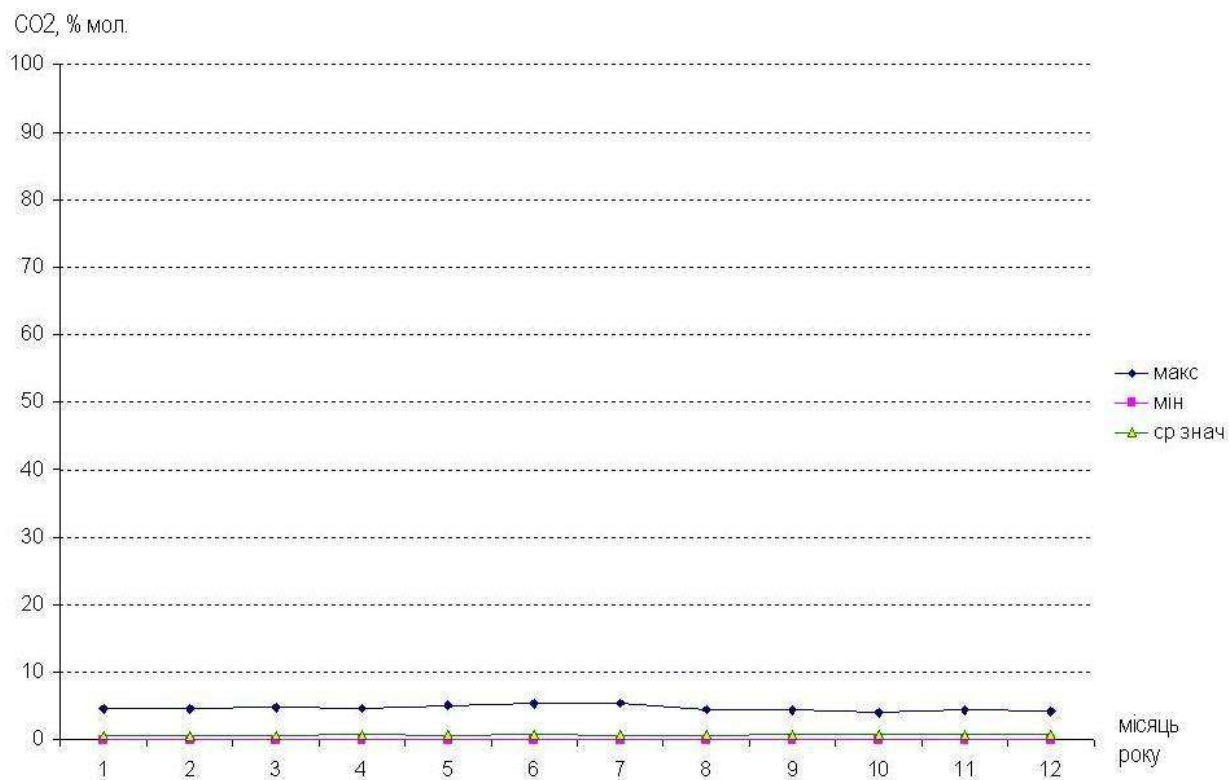


Рисунок 2.28 – Вміст діоксиду вуглецю у природному газі

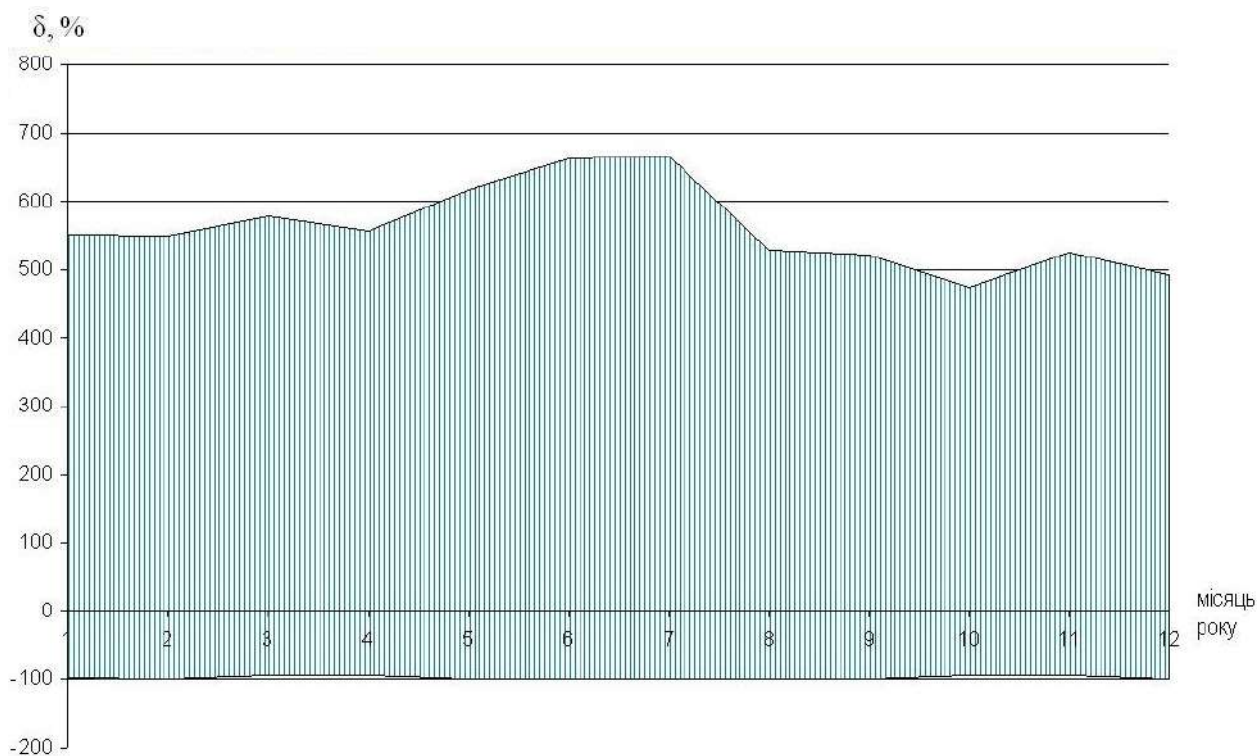


Рисунок 2.29 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення вмісту діоксиду вуглецю в природному газі від його середнього значення

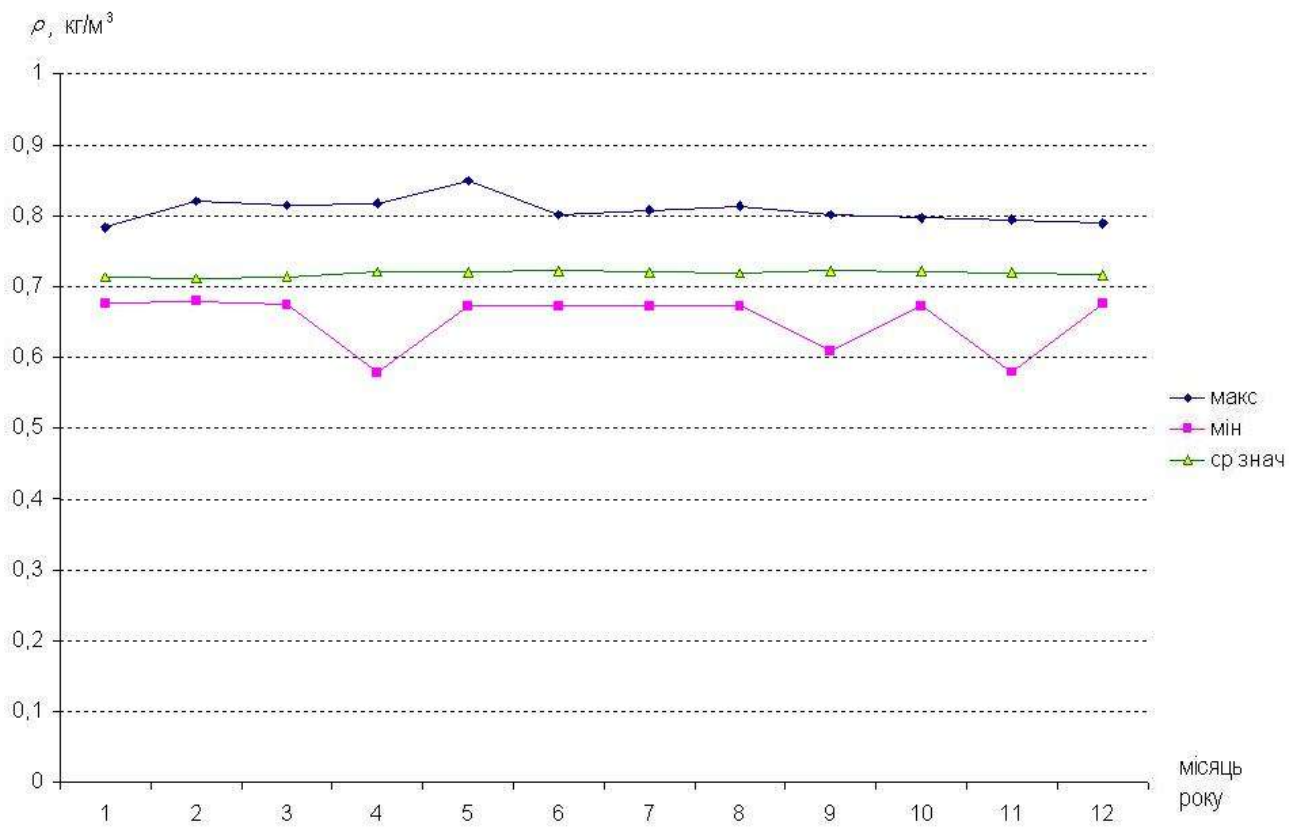


Рисунок 2.30 – Густина природного газу

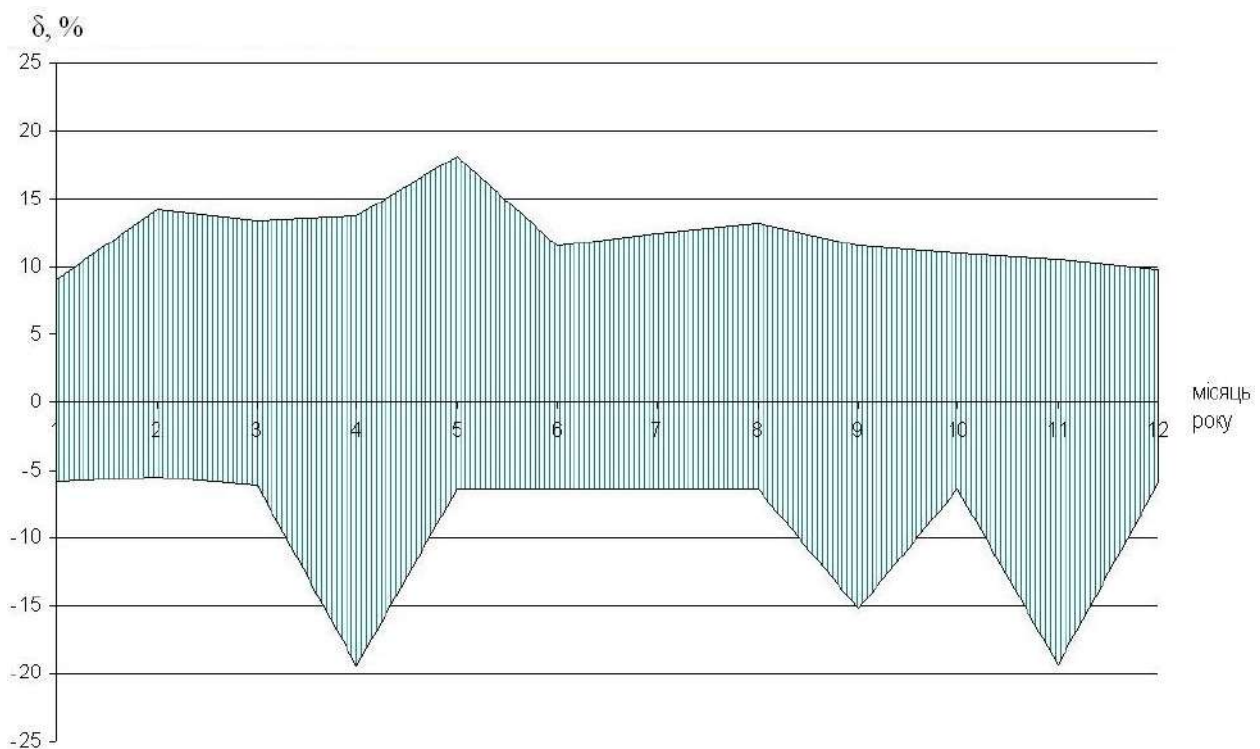


Рисунок 2.31 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення густини природного газу від її середнього значення

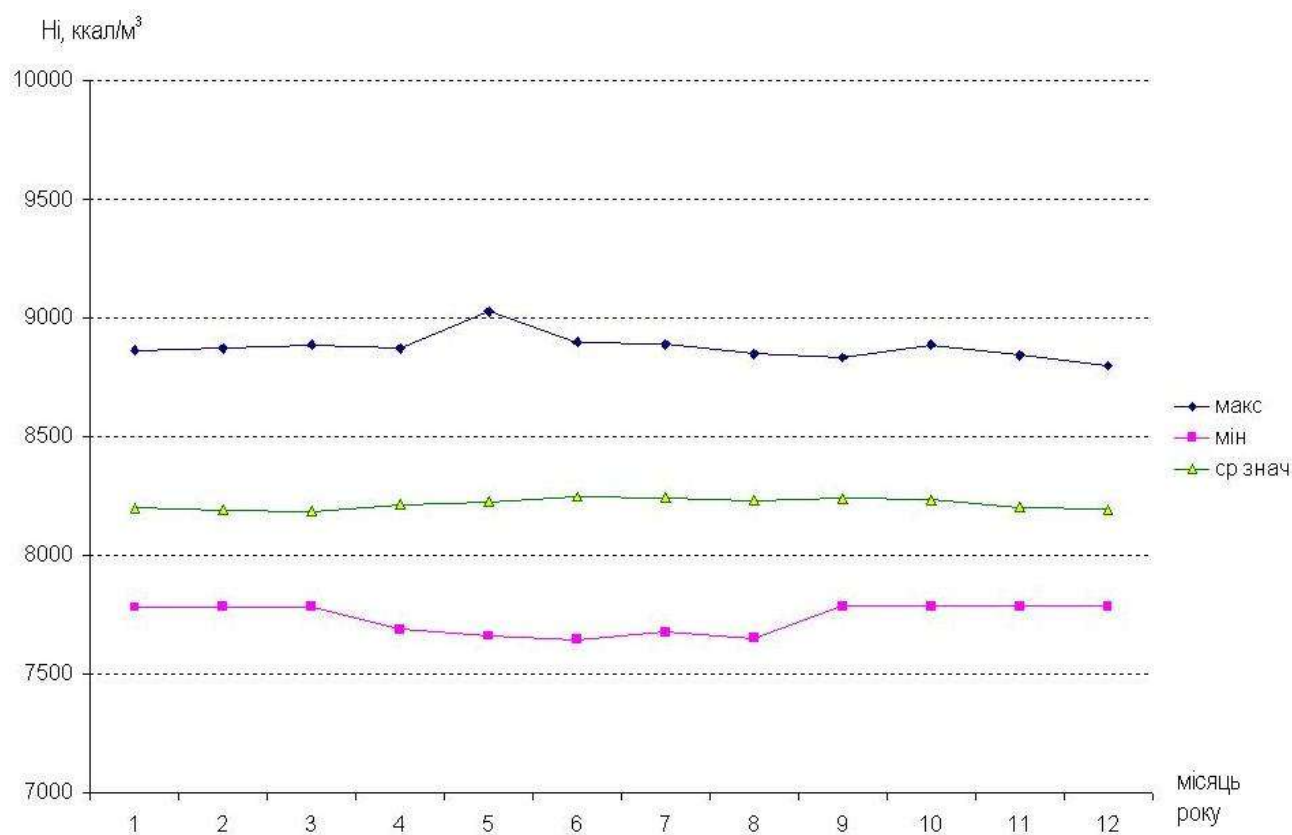
Мінімальні, максимальні та середні значення густини природного газу наведені на рис. 2.30.

Відносне відхилення максимального та мінімального значення густини природного газу від її середнього значення наведені на рис. 2.31. Найбільше максимальне відхилення становить 18,2%, а мінімальне – мінус 19,5%. Тому, як і в попередніх випадках, використовувати середнє значення густини природного газу в розрахункових методах є недоцільно.

Розглянемо тепер енергетичні параметри природного газу: теплоту згоряння та число Воббе.

Мінімальні, максимальні та середні значення теплоти згоряння нижчої природного газу наведені на рис. 2.32, теплоти згоряння вищої – на рис. 2.33.

Відносне відхилення максимального та мінімального значення теплоти згоряння нижчої природного газу від її середнього значення наведені на рис. 2.34.



а) ккал

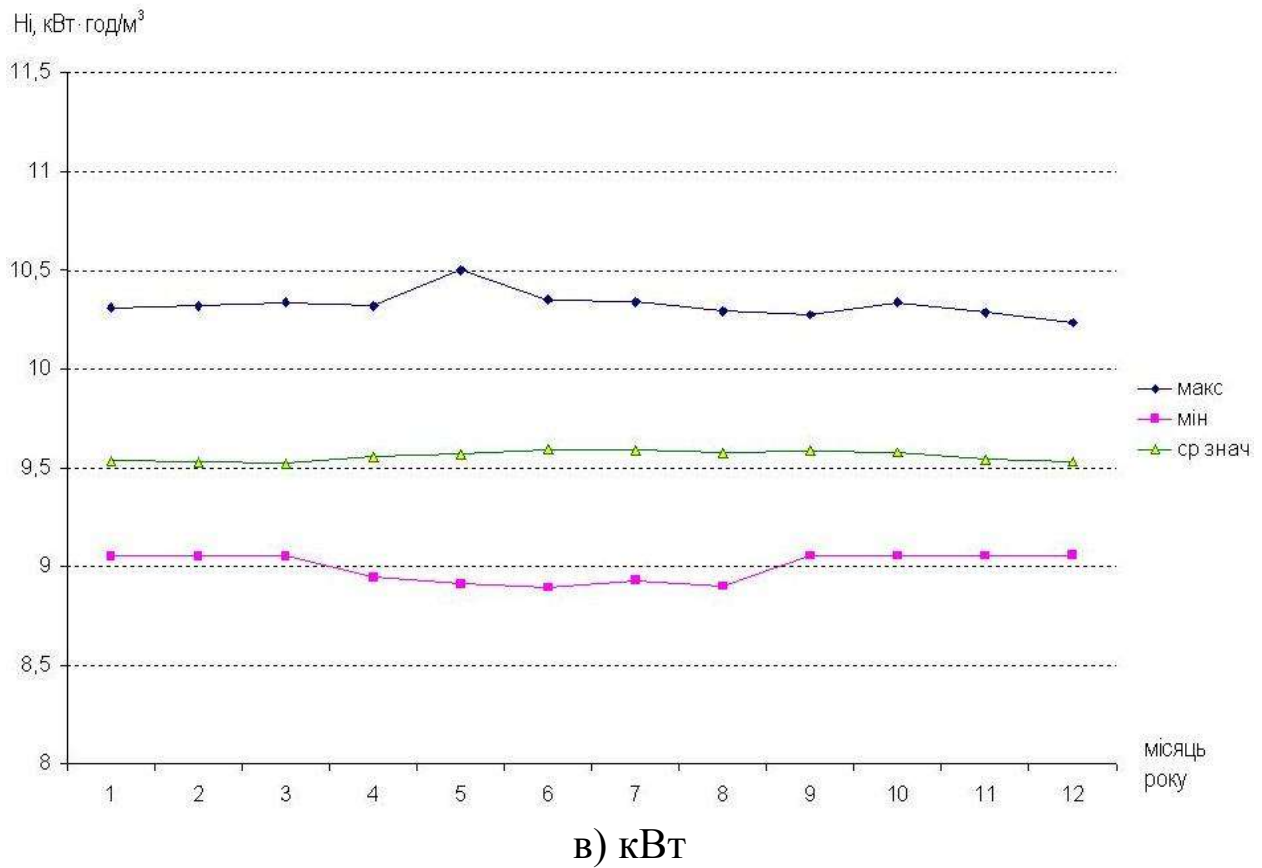
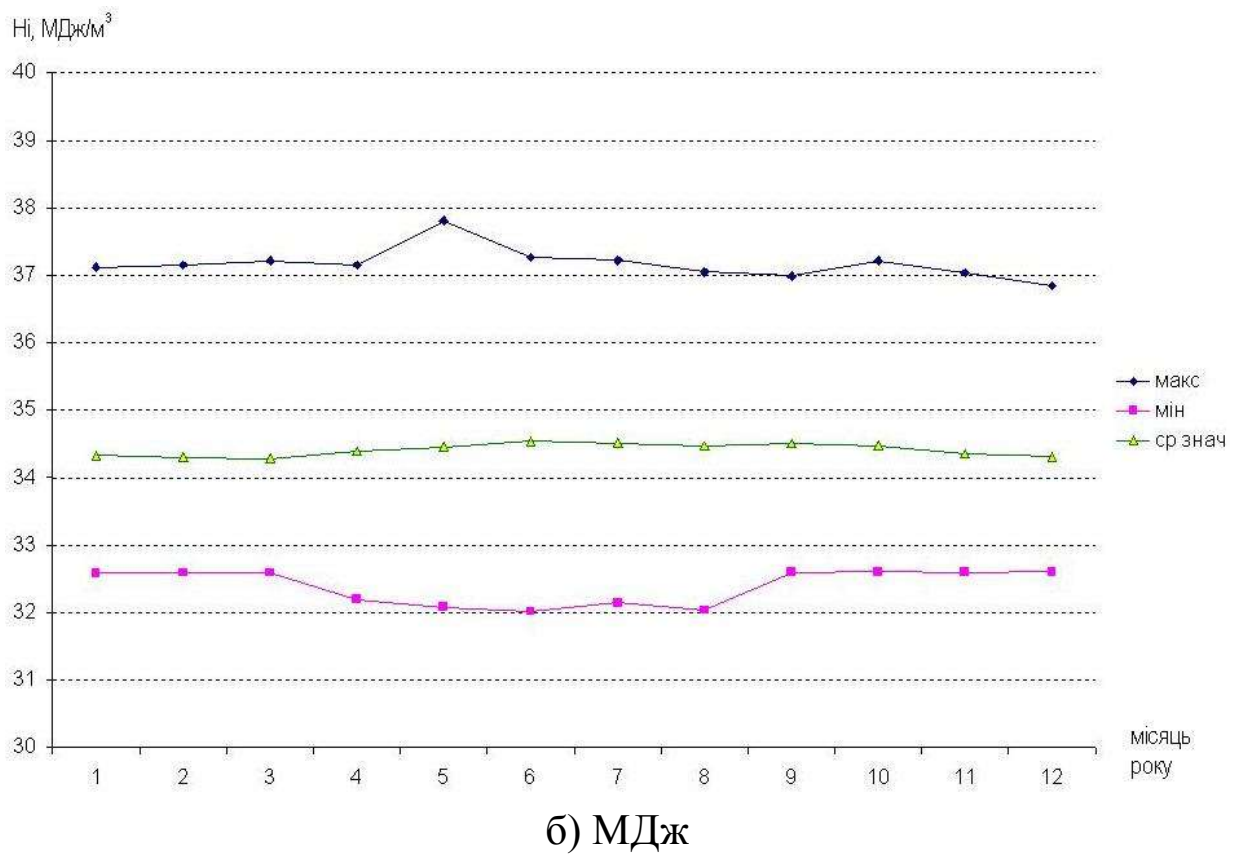
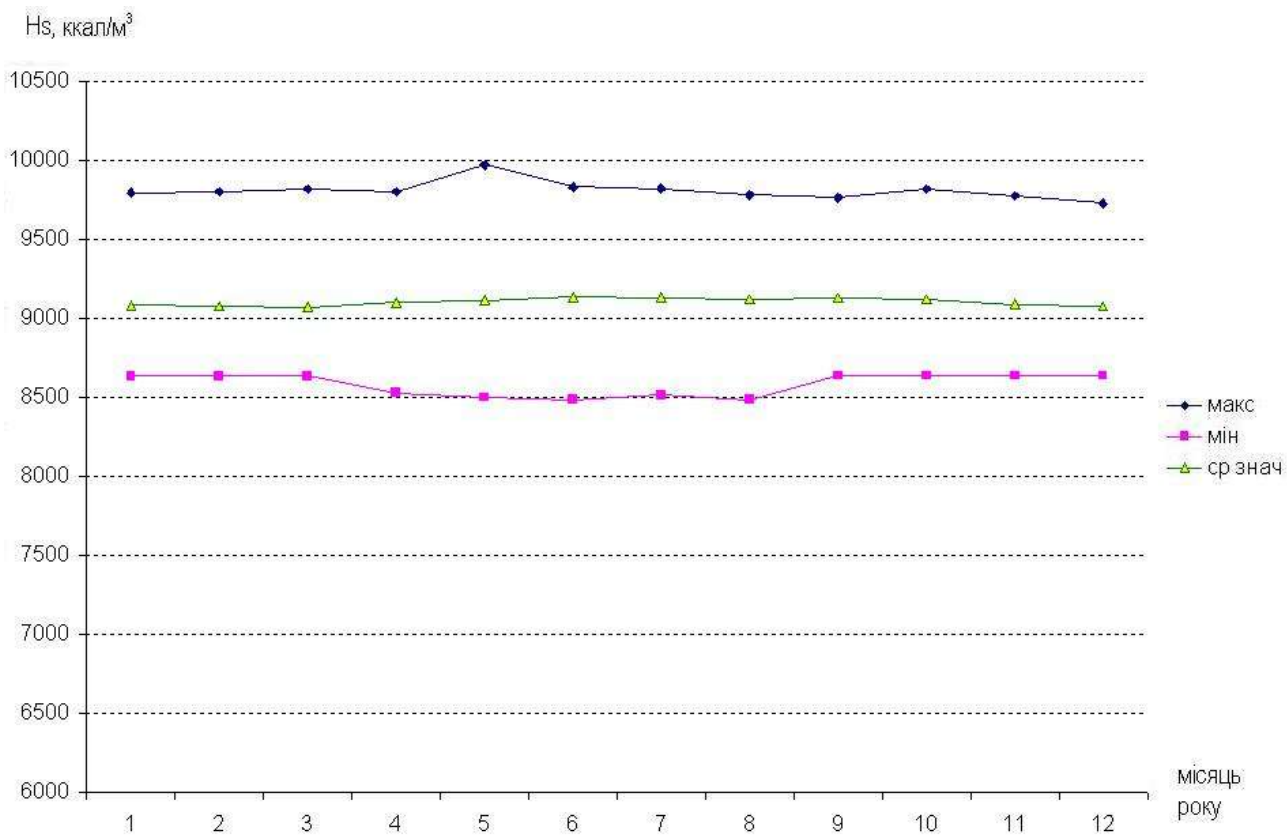
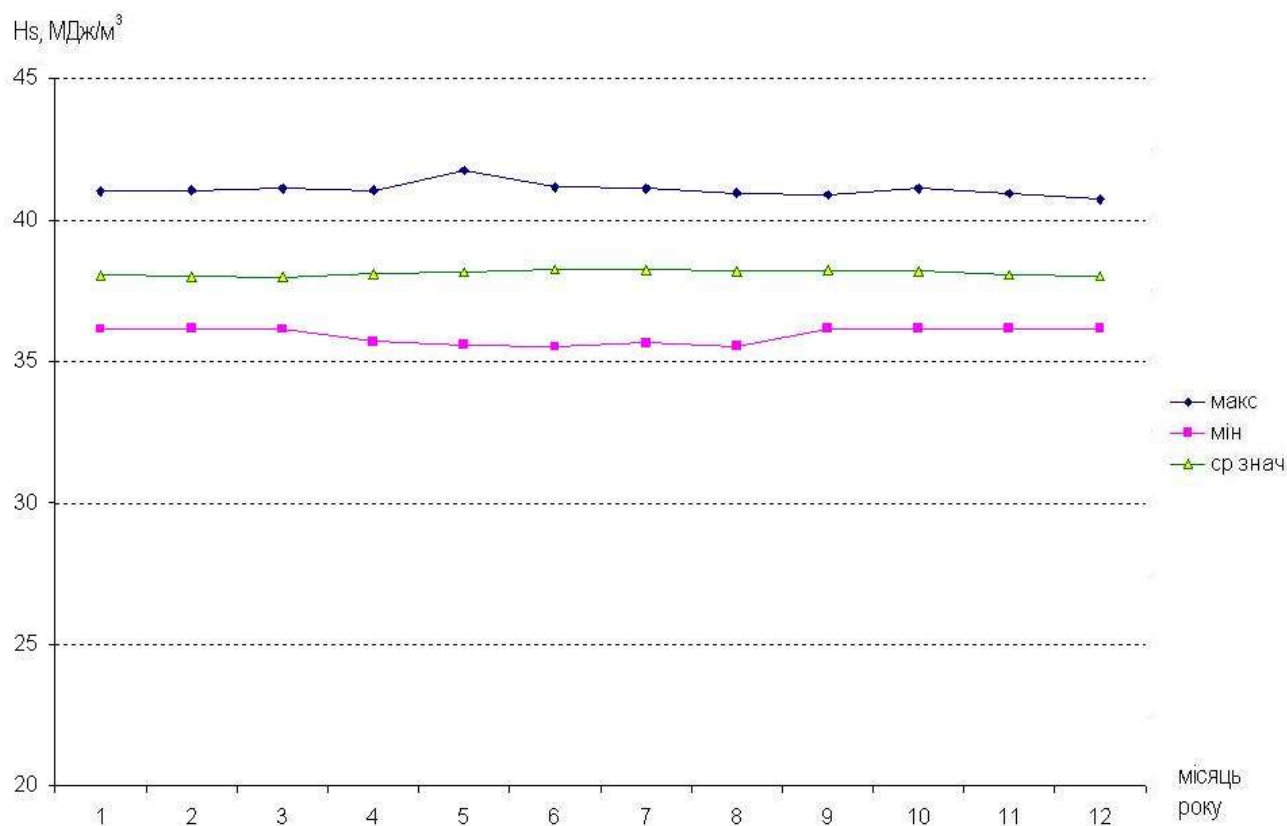


Рисунок 2.32 – Теплота згоряння нижча природного газу



а) ккал



б) МДж

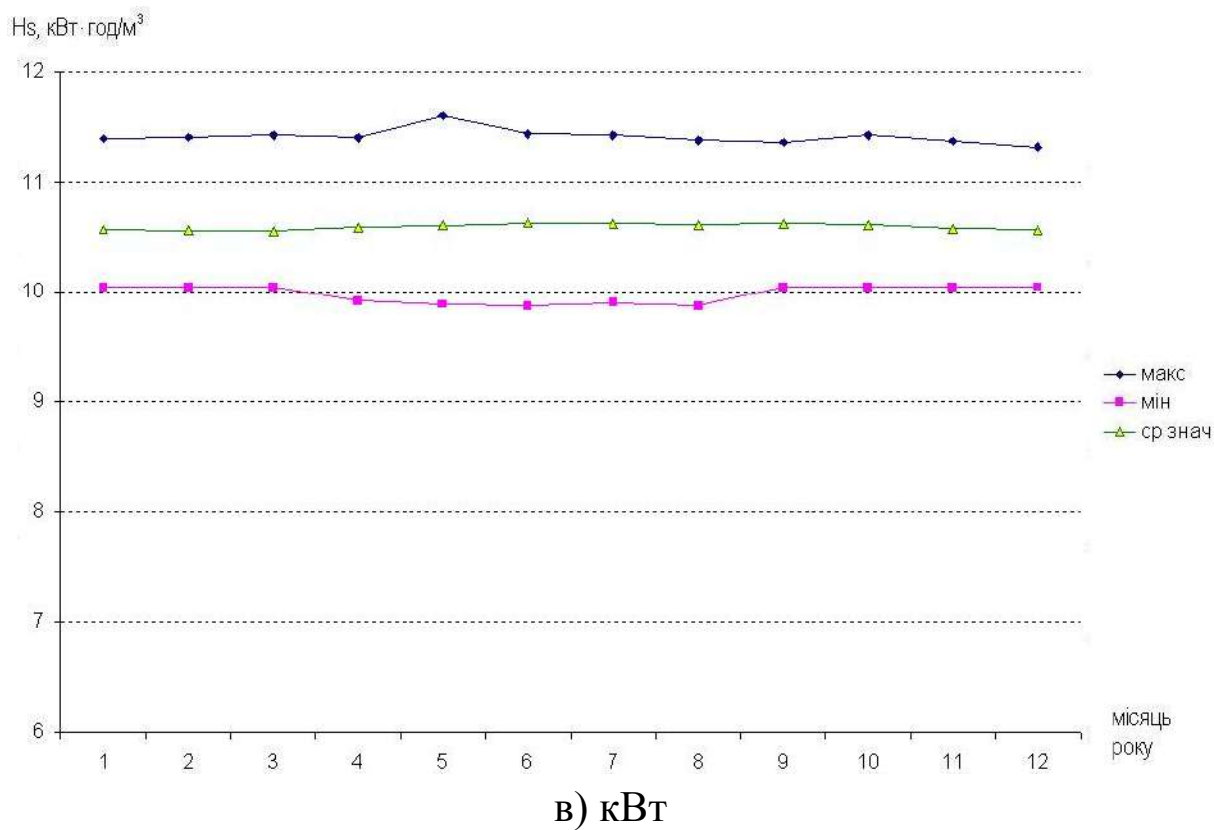


Рисунок 2.33 – Теплота згоряння вища природного газу

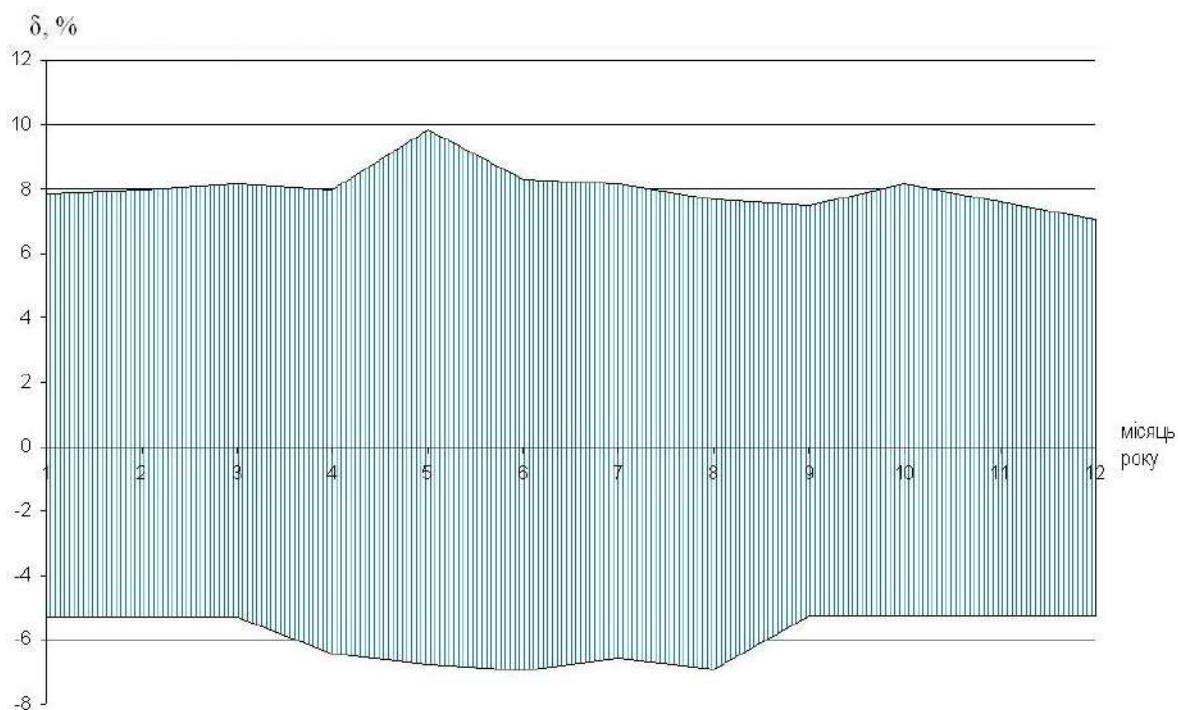


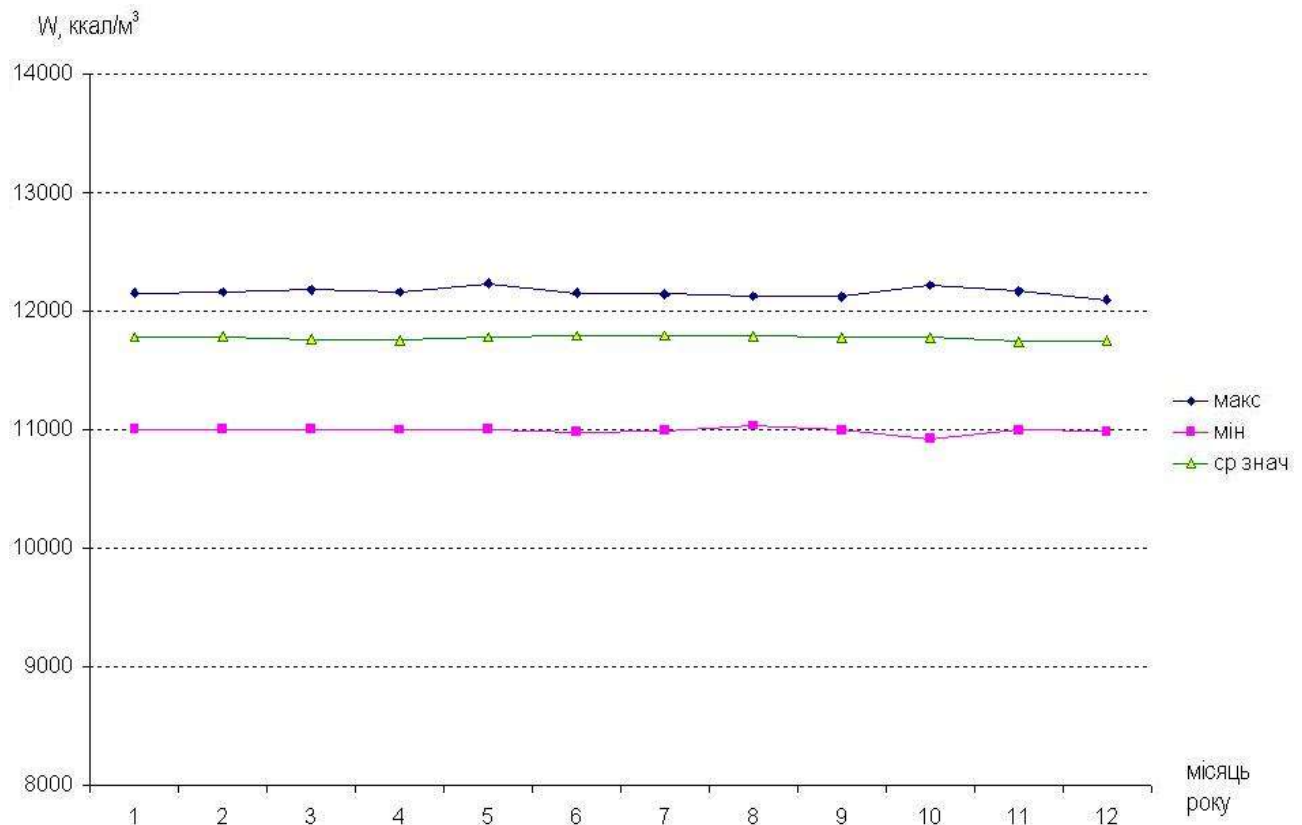
Рисунок 2.34 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення теплоти згоряння природного газу від її середнього значення

Не залежно від того, в яких одиницях вимірювалася теплота згоряння та чи вона є вищою або нижчою, відносні відхилення максимального та мінімального значення теплоти згоряння природного газу від її середнього значення будуть для всіх випадків такі, як зображено на рис. 2.34. Найбільше максимальне відхилення становить 9,9%, мінімальне – мінус 7%.

Для розрахункових методів така точність є допустимою і, у випадку відсутності вимірних значень, для приблизних розрахунків теплоти згоряння природного газу можна використовувати її середнє значення, яке становить:

- для теплоти згоряння нижчої: 8219 ккал/м³, 34,4 МДж/м³, та 9,6 кВт·год/м³ відповідно;
- для теплоти згоряння вищої: 9107 ккал/м³, 38,1 МДж/м³, та 10,6 кВт·год/м³ відповідно.

Аналогічно проаналізуємо такий енергетичний параметр природного газу, як число Воббе, максимальні, мінімальні та середні значення якого наведені на рис. 2.35.



а) ккал

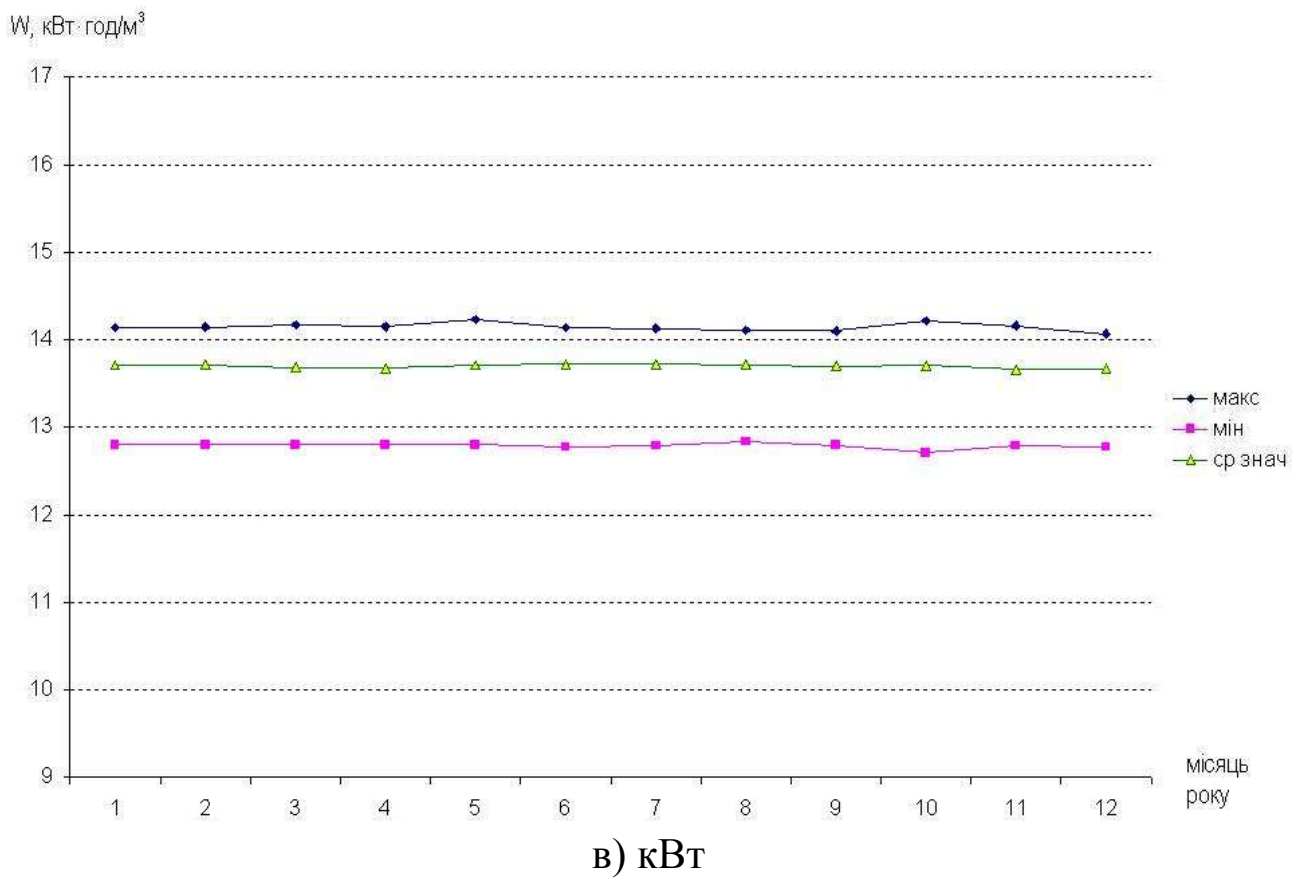
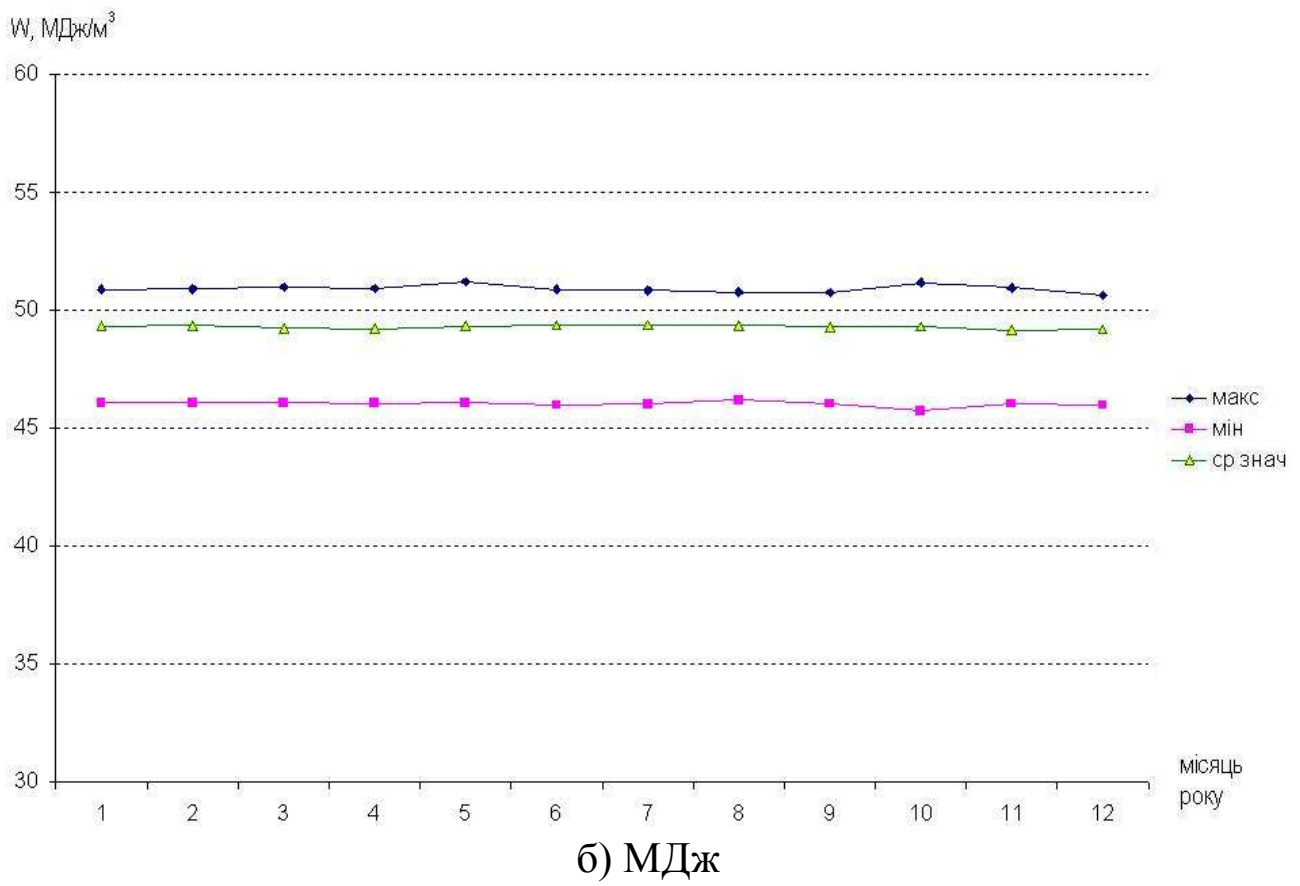


Рисунок 2.35 – Число Воббе вище природного газу

Відносне відхилення максимального та мінімального значення числа Воббе вищого природного газу від його середнього значення наведені на рис. 2.36.

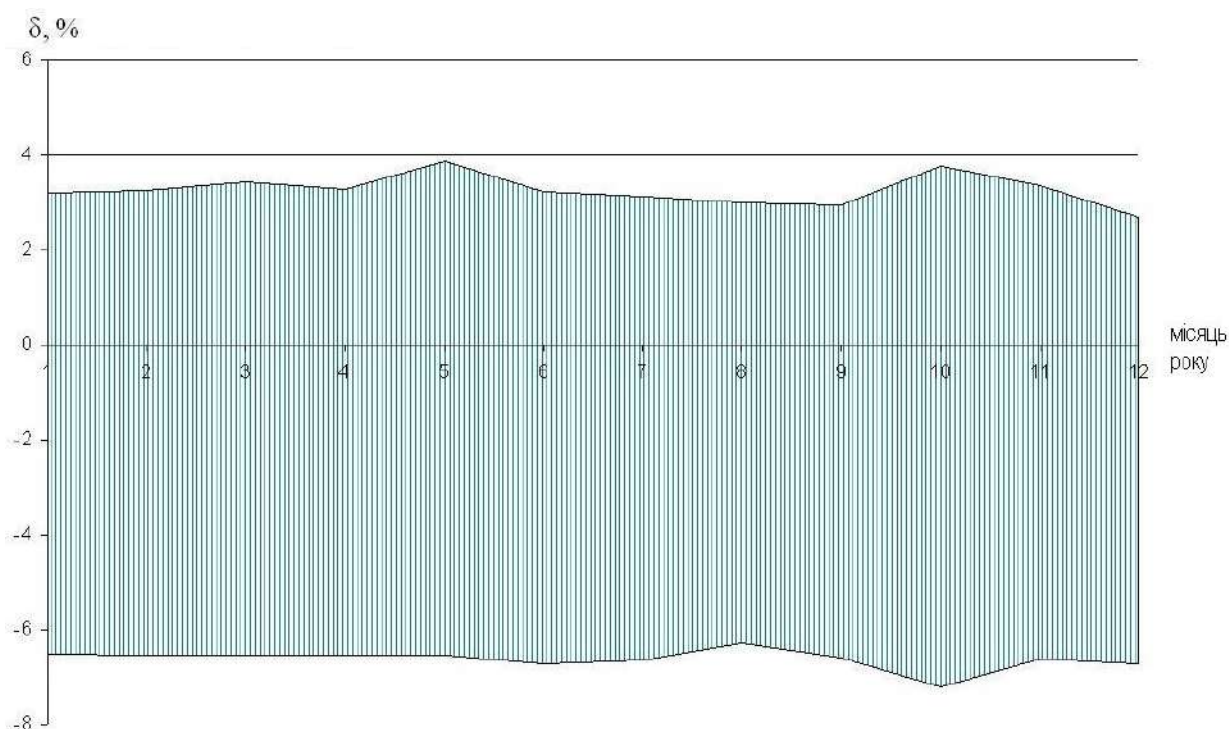


Рисунок 2.36 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення числа Воббе вищого від його середнього значення

Найбільше максимальне відхилення числа Воббе вищого становить 3,9%, мінімальне – мінус 7,2%.

Для розрахункових методів така точність є допустимою і, у випадку відсутності виміряних значень, для приблизних розрахунків числа Воббе вищого природного газу можна використовувати його середнє значення, яке становить: 11778 ккал/м³, 49,3 МДж/м³, та 13,7 кВт·год/м³ відповідно.

На наступних рис. 2.37 – рис. 2.46 наведені максимальні, мінімальні та середні значення температури точки роси вологи, точки роси вуглеводнів природного газу, масової концентрації сірководню та меркаптанової сірки та маси механічних домішок в природному газі, а також відносні відхилення максимальних і мінімальних значень цих параметрів від їхніх середніх значень.

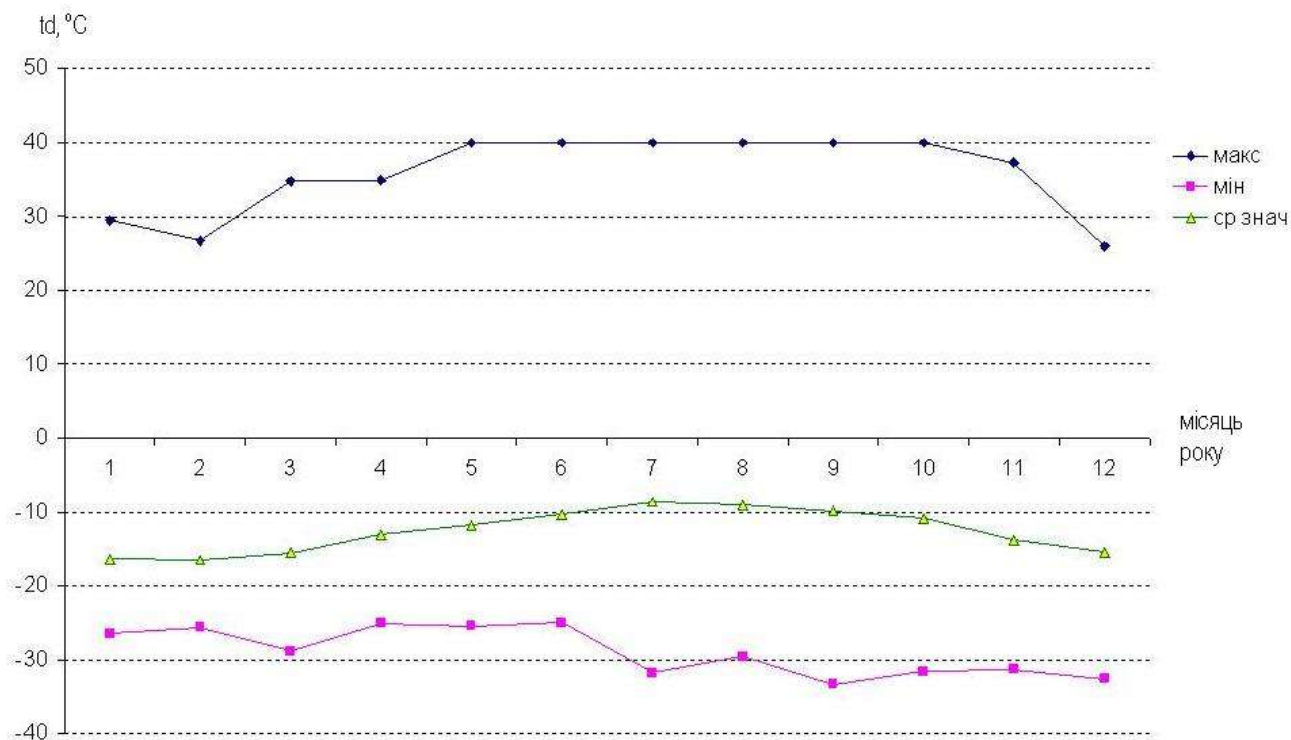


Рисунок 2.37 – Температура точки роси вологи природного газу

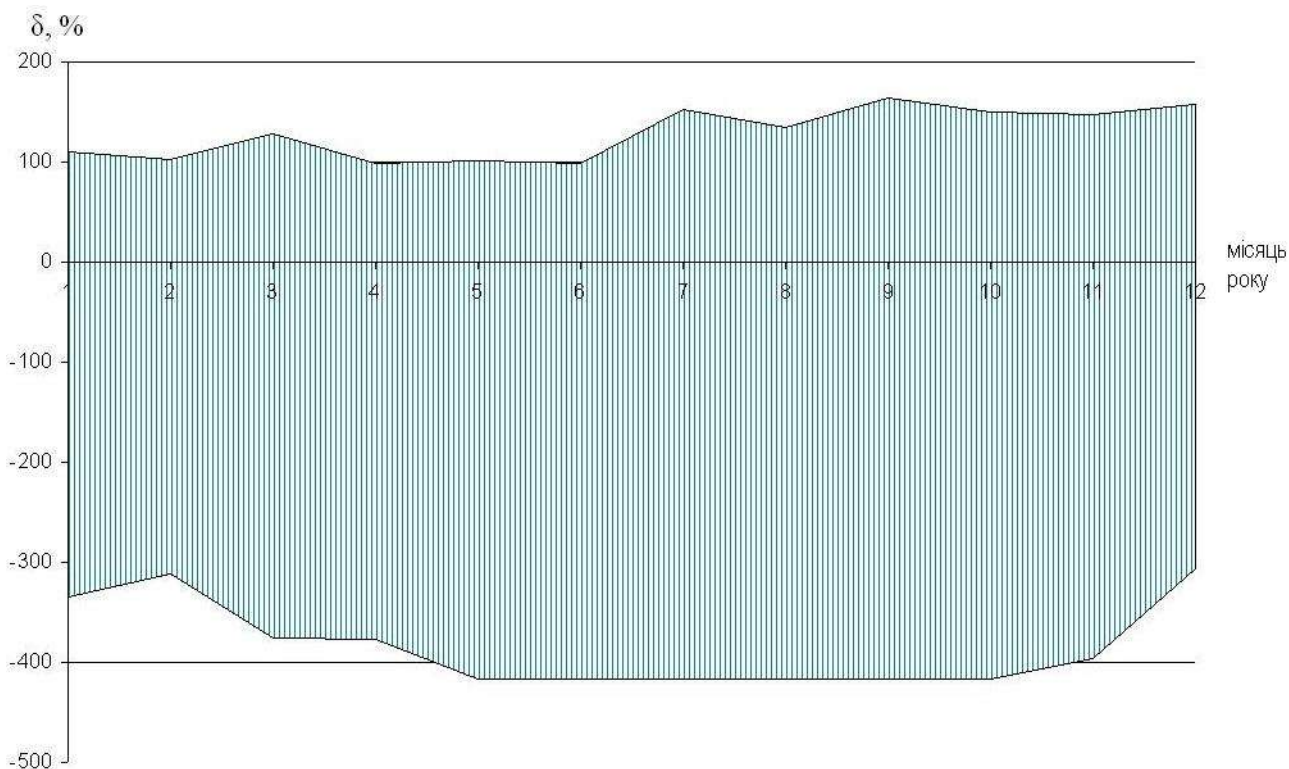


Рисунок 2.38 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення температури точки роси вологи природного газу від її середнього значення

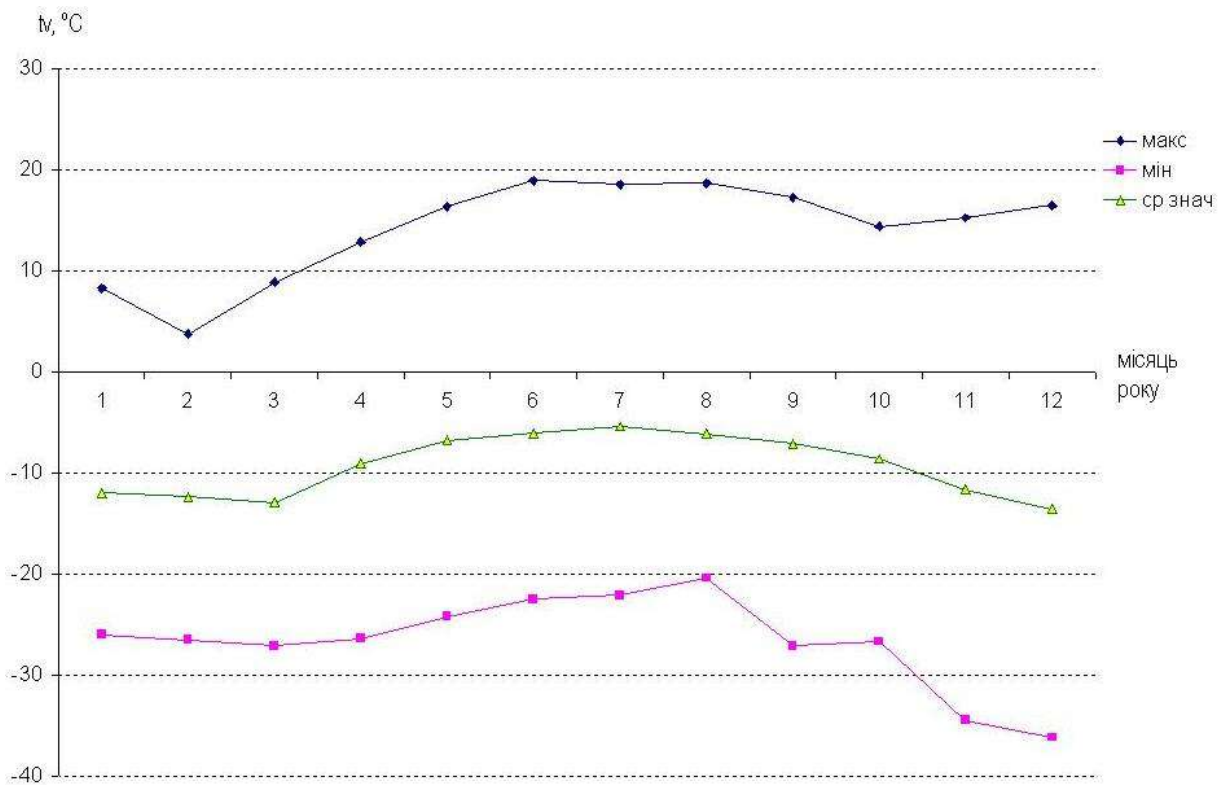


Рисунок 2.39 – Температура точки роси вуглеводнів природного газу

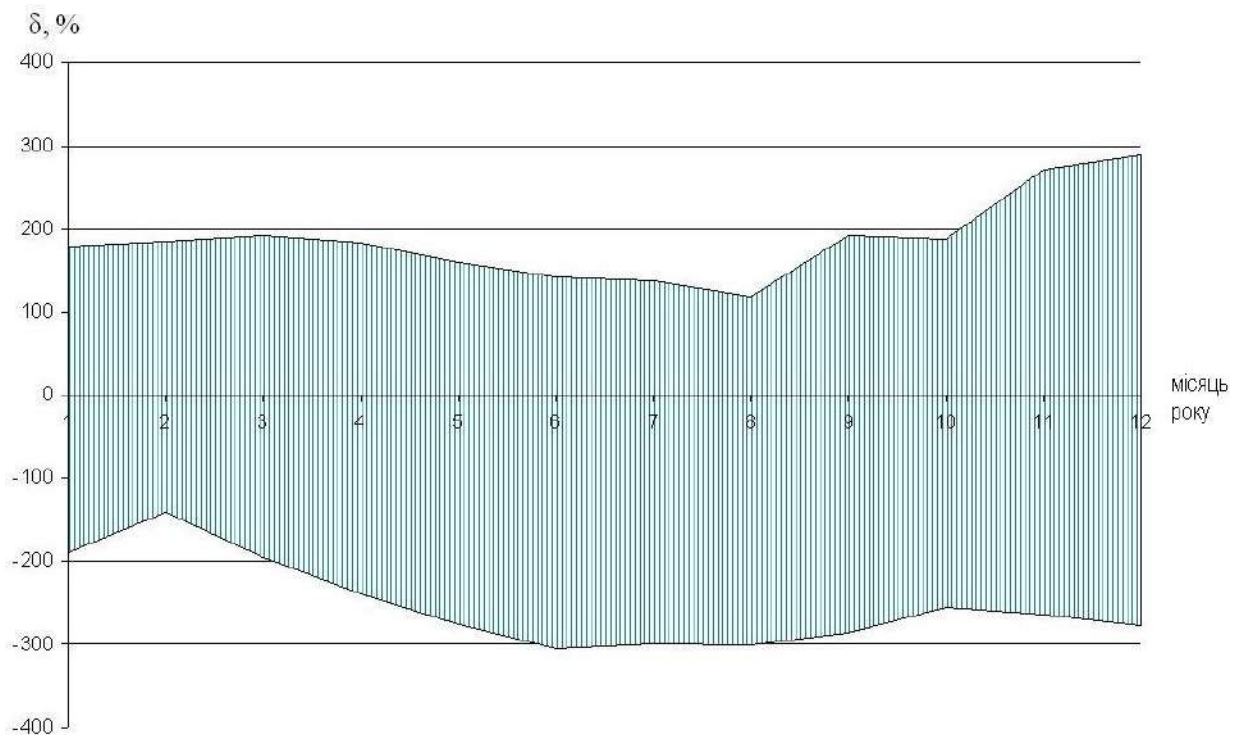


Рисунок 2.40 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення температури точки роси вуглеводнів природного газу від її середнього значення

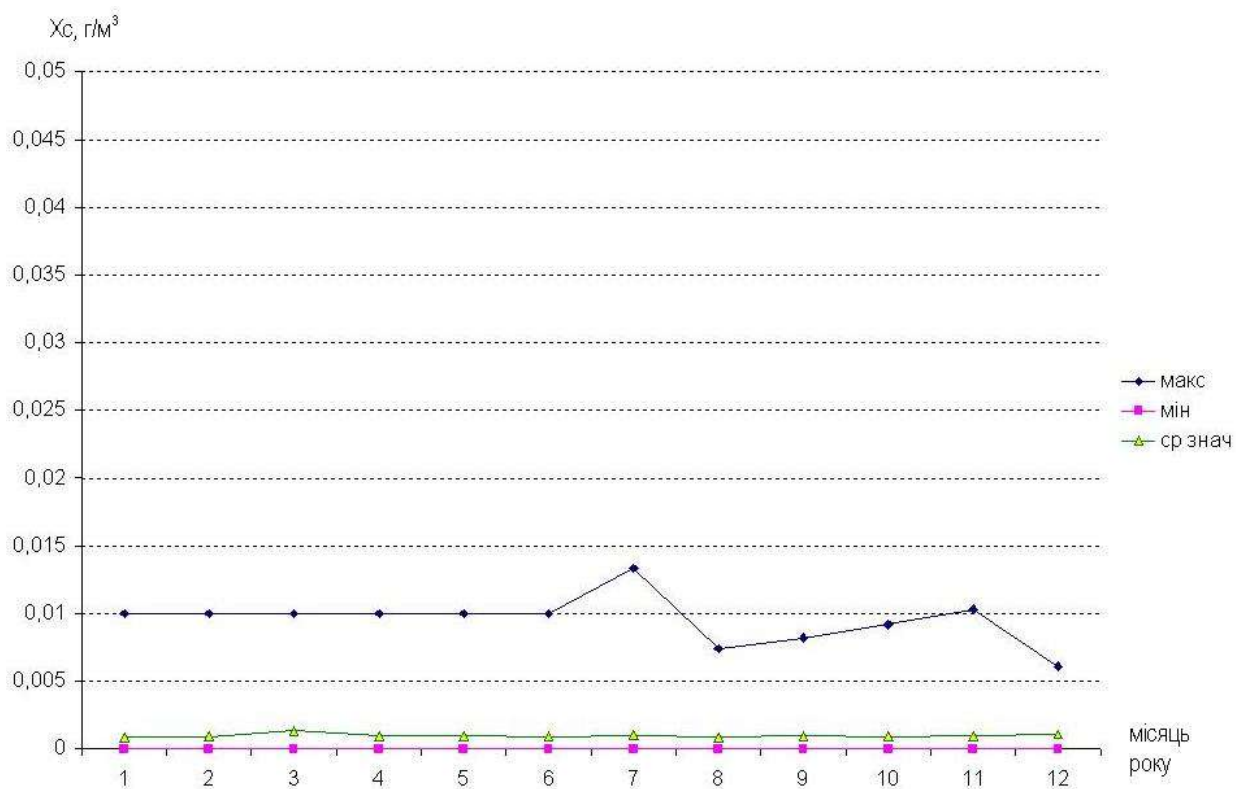


Рисунок 2.41 – Масова концентрація сірководню в природному газі

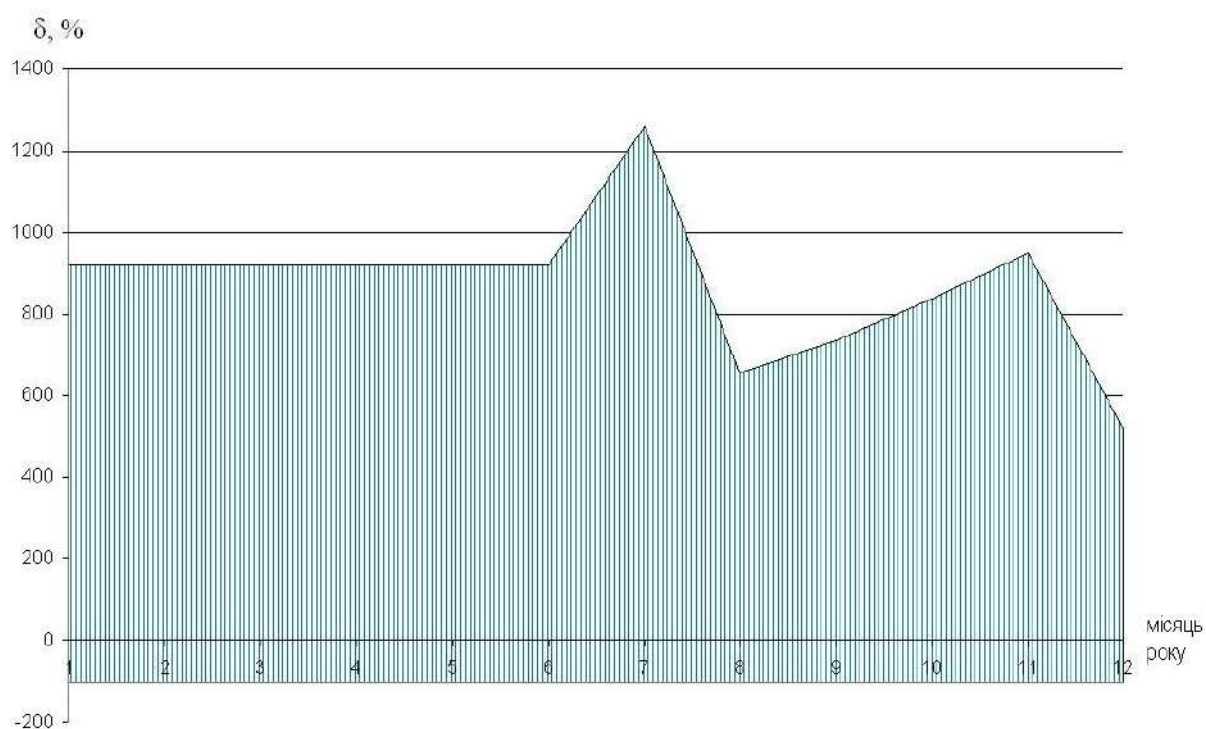


Рисунок 2.42 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення масової концентрації сірководню в природному газі від її середнього значення

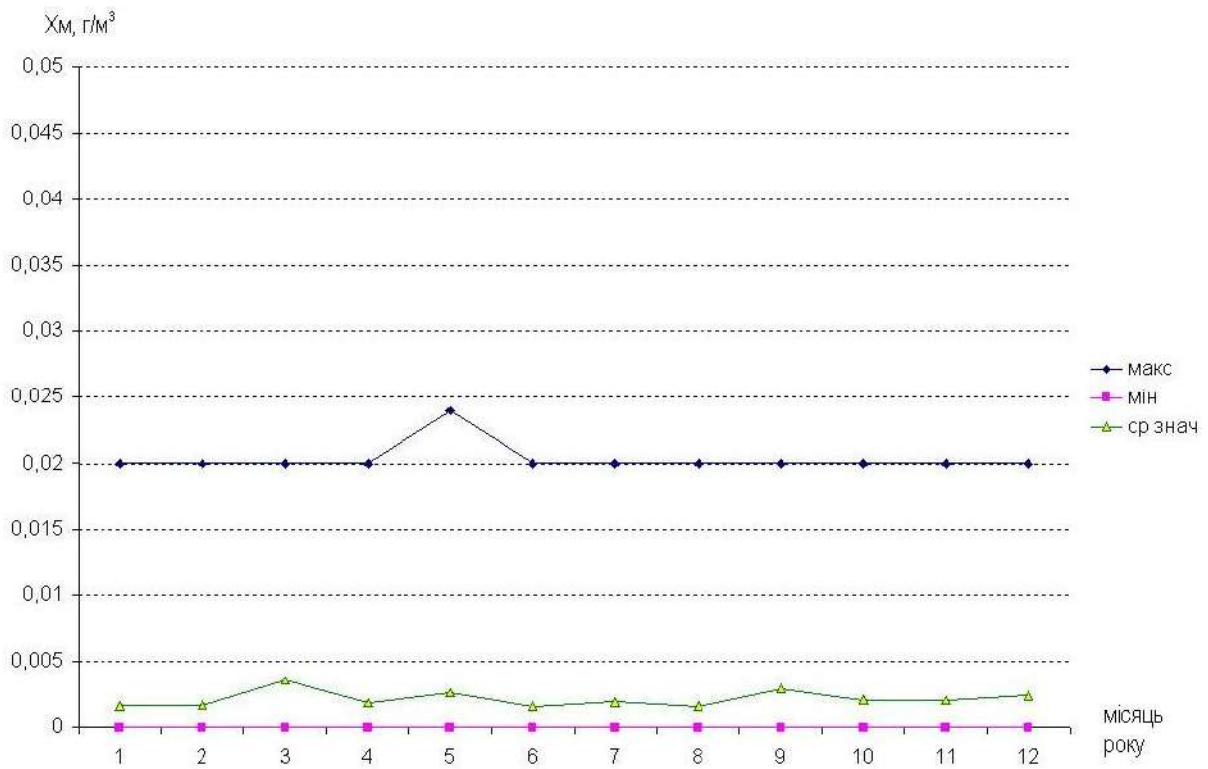


Рисунок 2.43 – Масова концентрація меркаптанової сірки в природному газі

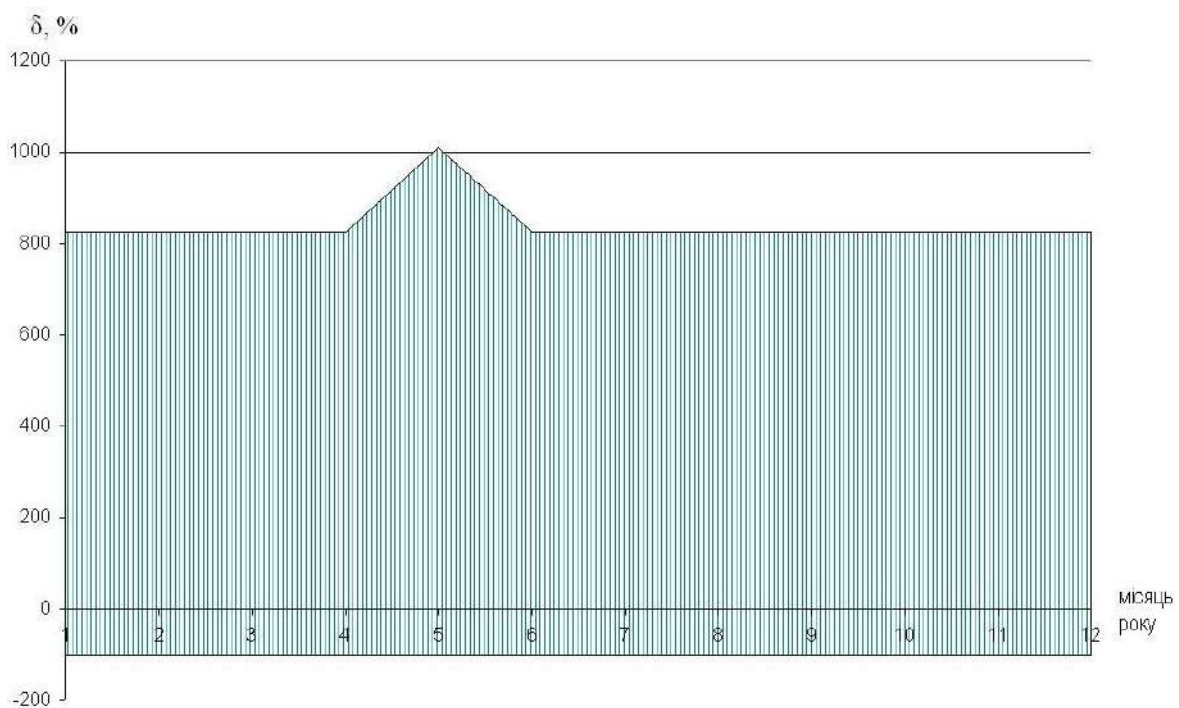


Рисунок 2.44 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення масової концентрації меркаптанової сірки в природному газі від її середнього значення

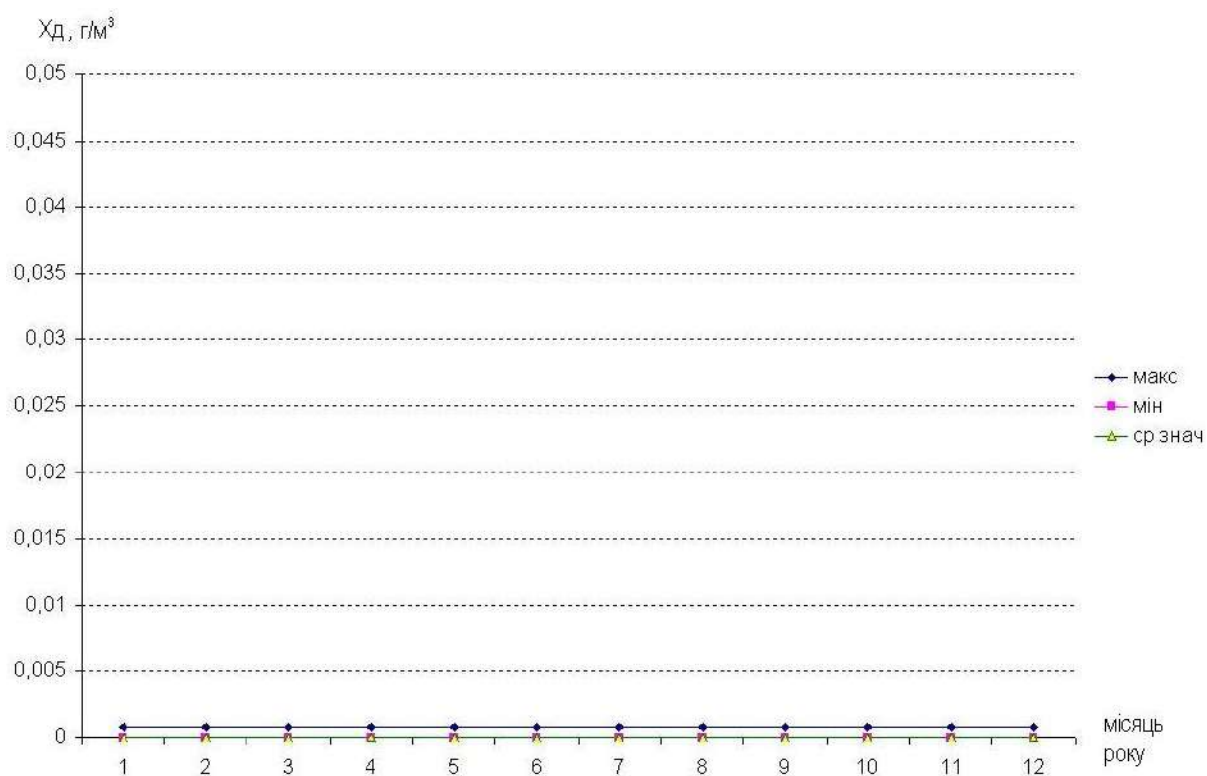


Рисунок 2.45 – Маса механічних домішок в природному газі

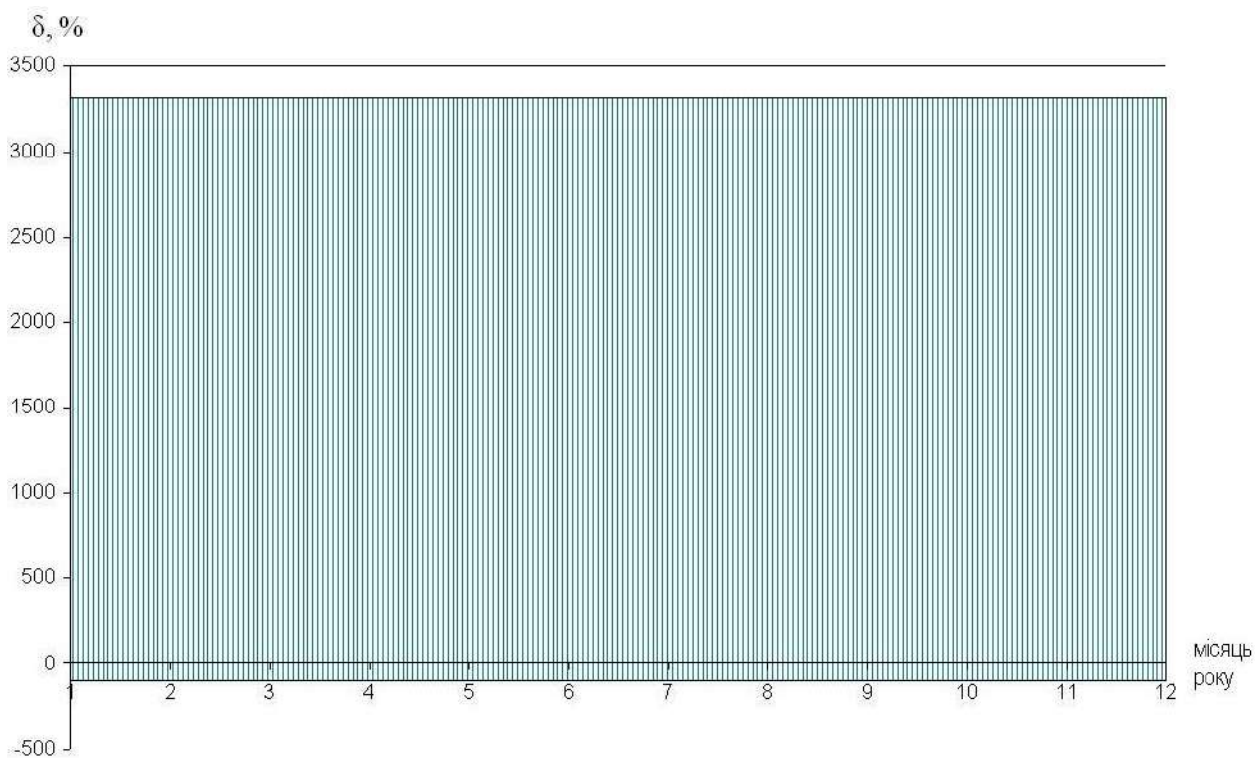


Рисунок 2.46 – Відносне відхилення максимального та мінімального значення маси механічних домішок в природному газі від її середнього значення

Як видно із рис. 2.37 – рис. 2.46, відносні відхилення максимальних і мінімальних значень цих параметрів від їхніх середніх значень становлять від кількох сотень до кількох тисяч відсотків. Тому середні значення цих складників природного газу взагалі не доцільно використовувати в розрахункових методах.

Виходячи з вище наведеного аналізу в цьому розділі, можна стверджувати, що для приблизних розрахунків, прогнозного моделювання можна використовувати середні значення лише енергетичних параметрів природного газу: теплоти згорання та числа Воббе. Такі операції доцільно здійснювати у випадку, коли відсутні виміряні значення цих фізичних величин. Отримані результати обчислень не можуть бути підставою для розрахунків за спожитий природний газ, але будуть корисними для прогнозних розрахунків теплоти згорання, числа Воббе та енергії природного газу у кінцевих споживачів, а також для подальших наукових досліджень у галузі моделювання енергетичних параметрів природного газу.

Розділ 3

Моделювання енергії природного газу

Якість природного газу безпосередньо залежить від його енергетичних показників. В попередньому розділі доведено, що, з поміж всіх показників якості природного газу, прогнозне моделювання доцільно проводити тільки енергетичних показників.

Розрахунок за природний газ, відповідно до чинного в Україні нормативно-правового документу [8], повинен здійснюватися в метрах кубічних за стандартних умов і виражених в енергетичних одиницях.

У побутовому секторі не практикується встановлення коректорів та обчислювачів об'єму газу з функцією визначення енергії із-за великого терміну їхньої окупності. Тому в побутовій сфері використання існуючих засобів вимірювань унеможлиблює здійснення обліку газу в одиницях енергії.

В свою чергу, нормативно-правовий документ [12] дозволяє для обліку газу використовувати пристрої перетворення об'єму природного газу в енергію. Доукомплектування лічильників газу цими пристроями може бути виходом з ситуації. Алгоритм роботи таких пристроїв наступний.

Сумарне значення енергії E_t , відповідно до [13], обчислюють за часовим інтервалом t за формулою:

$$E_t = E_{t-1} + \Delta E_t, \quad (3.1)$$

де E_{t-1} – сумарне значення енергії до часового інтервалу, t .

Визначення приросту енергії ΔE_t , відповідно до [13], здійснюється шляхом підсумовування неперетвореного об'єму V_i :

$$\Delta E_t = K(H_s)_t \sum_{i=1}^k V_i, \quad (3.2)$$

де

$$K = \frac{T_b}{T} \frac{P}{P_b}, \quad (3.3)$$

K – стала, типова для коефіцієнта перетворювання, що використовується для перетворювання суми об'ємного приросту V_i за умов вимірювання до об'ємного приросту за стандартних умов; T, P – виміряні значення температури та тиску природного газу; T_b – значення температури природного газу за стандартних умов, що дорівнює 273,15 К (для лічильника встановленого надворі), або 288,15 К чи 293,15 К (для лічильника встановленого в приміщенні); $P_b = 101325$ Па – значення тиску природного газу за стандартних умов; $(H_s)_t$ – значення теплоти згоряння газу для періоду підсумовування t .

В роботі [14] наведений метод визначення облікованих лічильниками об'ємів природного газу з врахуванням питомих різниць об'ємів газу.

В роботі [15] наведений розрахунковий метод визначення тиску природного газу, що обліковується в побутовій сфері. Складовими тиску газу є атмосферний (барометричний) P_a та надлишковий тиск газу P_H . Атмосферний тиск, відповідно до [15], обчислюється як функція від географічної висоти населеного пункту над рівнем моря h , а надлишковий тиск газу для побутових газопроводів, відповідно до [16], $P_H = 3000$ Па.

З урахуванням цього формула для визначення тиску природного газу у побутових газопроводах запишеться в такому вигляді:

$$P = 104578 - 11,532h. \quad (3.4)$$

Систематизовані дані про географічні висоти h населених пунктів України наведені в роботі [15].

Ще один вимірювальний параметр у формулі (3.3) – температура газу.

У випадку використання пристроїв компенсації, температура газу T буде рівна температурі повітря навколо лічильника $T_{\text{НС}}$, °К. Тоді формула (3.3) запишеться в такому вигляді:

$$K = \frac{T_b}{T_{\text{НС}}} \frac{104578 - 11,532h}{101325} = \frac{T_b}{T_{\text{НС}}} \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4}h\right), \quad (3.5)$$

а формула (3.1) набуде вигляду [17]:

$$E_t = E_{t-1} + \frac{T_b}{T_{\text{НС}}} \cdot \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4}h\right) \cdot (H_s)_t \cdot \sum_{i=1}^k V_i. \quad (3.6)$$

З формули (3.6) слідує, що кількість енергії природного газу, спожитого в певному календарному місяці року, становить

$$E_n = \frac{T_b}{273,15 + T_n} \cdot \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4}h\right) \cdot H_s \cdot V, \quad (3.7)$$

де T_n – температура повітря навколо лічильника в певному календарному місяці року, °С.

Для випадку встановлення побутового лічильника газу в житловому приміщенні $T_n \approx T_b$, що не можна стверджувати у випадку встановлення лічильника газу надворі.

Температура повітря навколишнього середовища, відповідно до [18], записується у вигляді

$$T_n = \bar{T} + A \cos(\omega\tau - \varepsilon). \quad (3.8)$$

Параметр ε прийнято рівним нулеві. Величина A визначається за формулою

$$A = -\frac{T_7 - T_1}{2}, \quad (3.9)$$

де T_7 , T_1 – температури відповідно липня і січня, τ – час в год.

Так як відлік часу йде від початку січня, то маємо рівняння

$$T_1 = \bar{T} + A, \quad (3.10)$$

звідси

$$\bar{T} = T_1 - A. \quad (3.11)$$

Величина ω знаходиться з рівняння $\omega\tau_p = 2\pi$, τ_p – кількість годин в році.

$$\omega = \frac{2\pi}{\tau_p} = \frac{2\pi}{365 \cdot 24} = 0,717259 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}. \quad (3.12)$$

Прийmemo, що в кожному місяці однакова кількість годин

$$\tau = \frac{365 \cdot 24}{12} = 730 \text{ год}, \quad (3.13)$$

де τ – кількість годин в 1 місяці року.

У такому разі формулу (3.8) можна записати у дещо іншому вигляді

$$T_n = \bar{T} + A \cos\left(0,717259 \cdot 10^{-3}(n-1) \cdot 730\right) = \bar{T} + A \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.14)$$

де n – номер місяця в році.

Архівні дані про середньомісячні значення температур повітря навколишнього середовища в регіонах України за результатами багаторічних спостережень, з 1899 року, наведені в [19] та табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Температури повітря в регіонах України

в °С

Область	Місяць		Параметри рівняння (14)			
	січень	липень	A	\bar{T}	$\approx A$	$\approx \bar{T}$
1 група						
Дніпропетровська	-4,8	21,5	-13,15	8,35	-13	8
Донецька	-5,3	21	-13,15	7,85		
Черкаська	-5,2	20,4	-12,8	7,6		
Кіровоградська	-4,9	20,6	-12,75	7,85		
Луганська	-5,1	21	-13,05	7,95		
2 група						
Миколаївська	-2,4	22,4	-12,4	10	-12	10
Одеська	-1,5	22	-11,75	10,25		
Херсонська	-2,3	22	-12,15	9,85		
3 група						
Київська	-4,6	19,6	-12,1	7,5	-12	8
4 група						
Чернігівська	-6,8	19,1	-12,95	6,15	-13	6
Сумська	-7,2	19,2	-13,2	6		
5 група						
Полтавська	-5,8	20,5	-13,15	7,35	-13	7
Харківська	-6,4	20,4	-13,4	7		
6 група						
Хмельницька	-4,8	18,1	-11,45	6,65	-11	7
Чернівецька	-4	18,7	-11,35	7,35		
Волинська	-3,9	17,6	-10,75	6,85		
Івано-Франківська	-4,5	18,2	-11,35	6,85		
Львівська	-3,7	17,4	-10,55	6,85		
7 група						
Рівненська	-4,5	18,5	-11,5	7	-12	7
Житомирська	-4,7	18,6	-11,65	6,95		
Тернопільська	-5,4	18,4	-11,9	6,5		
Вінницька	-5,2	19,2	-12,2	7		

Кінець таблиці 3.1

8 група						
Закарпатська	-2,4	20,5	-11,45	9,05	-11	9
9 група						
Запорізька	-3,7	22,4	-13,05	9,35	-13	9

В табл. 3.1 наведені дані середньомісячних температур повітря лише для січня і липня, оскільки, відповідно до формули (3.9), їх достатньо для моделювання температури. Крім того в табл. 3.1 наведені також обчислені значення параметрів A і \bar{T} рівняння (3.14). В залежності від отриманих значень цих параметрів всі області України поділені на 9 груп. Відповідно, в табл. 3.1 наведені заокруглені значення цих параметрів, тобто $\approx A$ і $\approx \bar{T}$. Для кожної з цих груп визначені середні значення параметрів A і \bar{T} , які наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Середні значення параметрів A і \bar{T} рівняння (3.14)

в °С

Параметри рівняння (3.14)	Групи областей України								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
\bar{T}	7,92	10,03	7,50	6,08	7,18	6,91	6,86	9,05	9,35
A	-12,98	-12,10	-12,10	-13,08	-13,28	-11,09	-11,81	-11,45	-13,05

З врахуванням даних, наведених в табл. 3.2, та рівняння (3.14) математична модель для визначення температури повітря навколишнього середовища в Дніпропетровській, Донецькій, Черкаській, Кіровоградській та Луганській областях матиме вигляд:

$$T_n = 7,92 - 12,98 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.15)$$

в Миколаївській, Одеській та Херсонській:

$$T_n = 10,03 - 12,1 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.16)$$

в Київській:

$$T_n = 7,5 - 12,1 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.17)$$

в Чернігівській та Сумській:

$$T_n = 6,08 - 13,08 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.18)$$

в Полтавській та Харківській:

$$T_n = 7,18 - 13,28 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.19)$$

в Хмельницькій, Чернівецькій, Волинській, Івано-Франківській та Львівській:

$$T_n = 6,91 - 11,09 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.20)$$

в Рівненській, Житомирській, Тернопільській та Вінницькій:

$$T_n = 6,86 - 11,81 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.21)$$

в Закарпатській:

$$T_n = 9,05 - 11,45 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.22)$$

в Запорізькій:

$$T_n = 9,35 - 13,05 \cos(0,5236(n-1)). \quad (3.23)$$

У формулі (3.7), крім температури навколишнього середовища, наявна ще одна фізична величина: температура згоряння природного газу. Її моделювання здійснено в роботі [20].

Дані про виміряні значення теплоти згоряння наведені на офіційному сайті АТ «Укртрансгаз» [11]. Вибірка даних наводиться для обласних центрів України та охоплює 2015-2019 роки та два місяці 2014 року. Після цього періоду дані про теплоту згоряння природного газу наведені в [11] тільки для газосховищ.

На рис. 3.1 наведений приклад ілюстративного подання даних про якість газу на сайті [11].

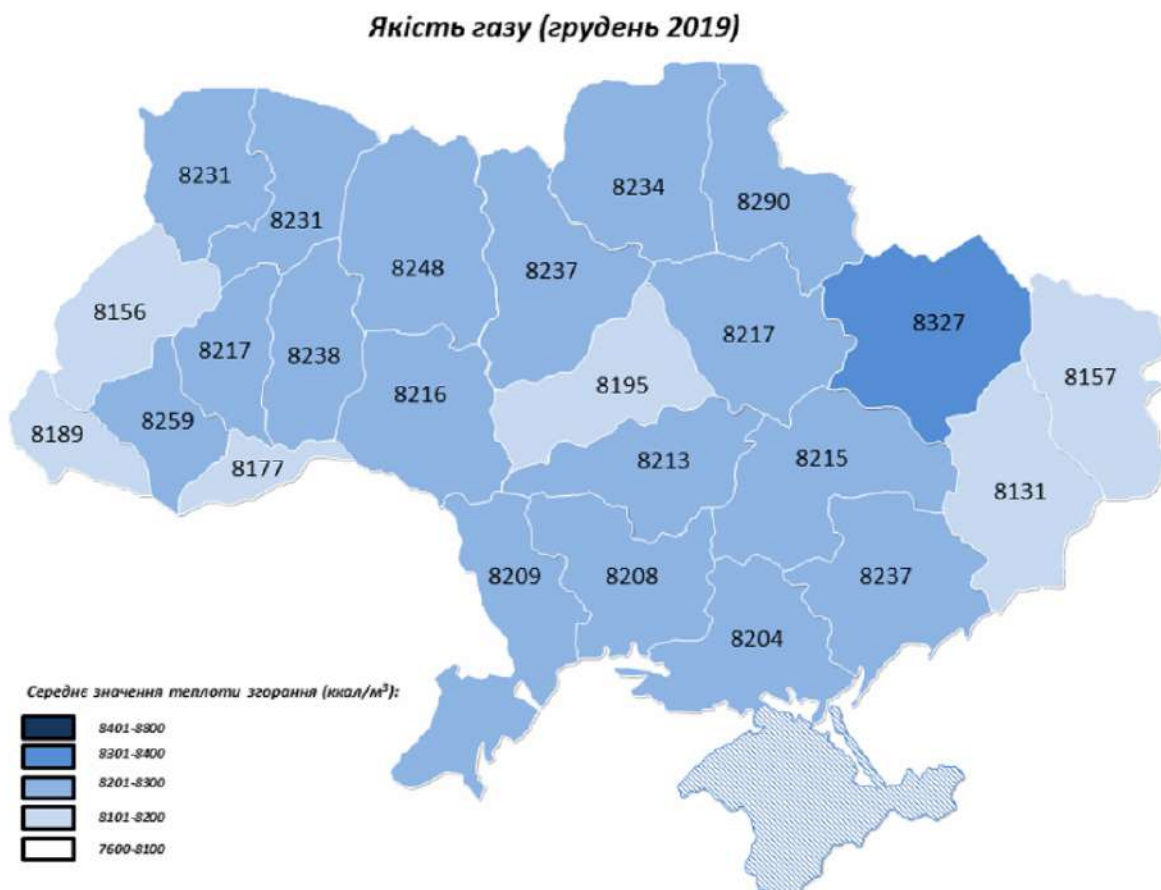


Рисунок 3.1 – Дані про теплоту згоряння природного газу

В роботах [20] та [21] здійснено аналіз зміни середньомісячної теплоти згоряння природного газу в регіонах України у 2014-2019 рр. шляхом опрацювання даних з [11]. Графічне представлення цих даних зображено на рис. 3.2.

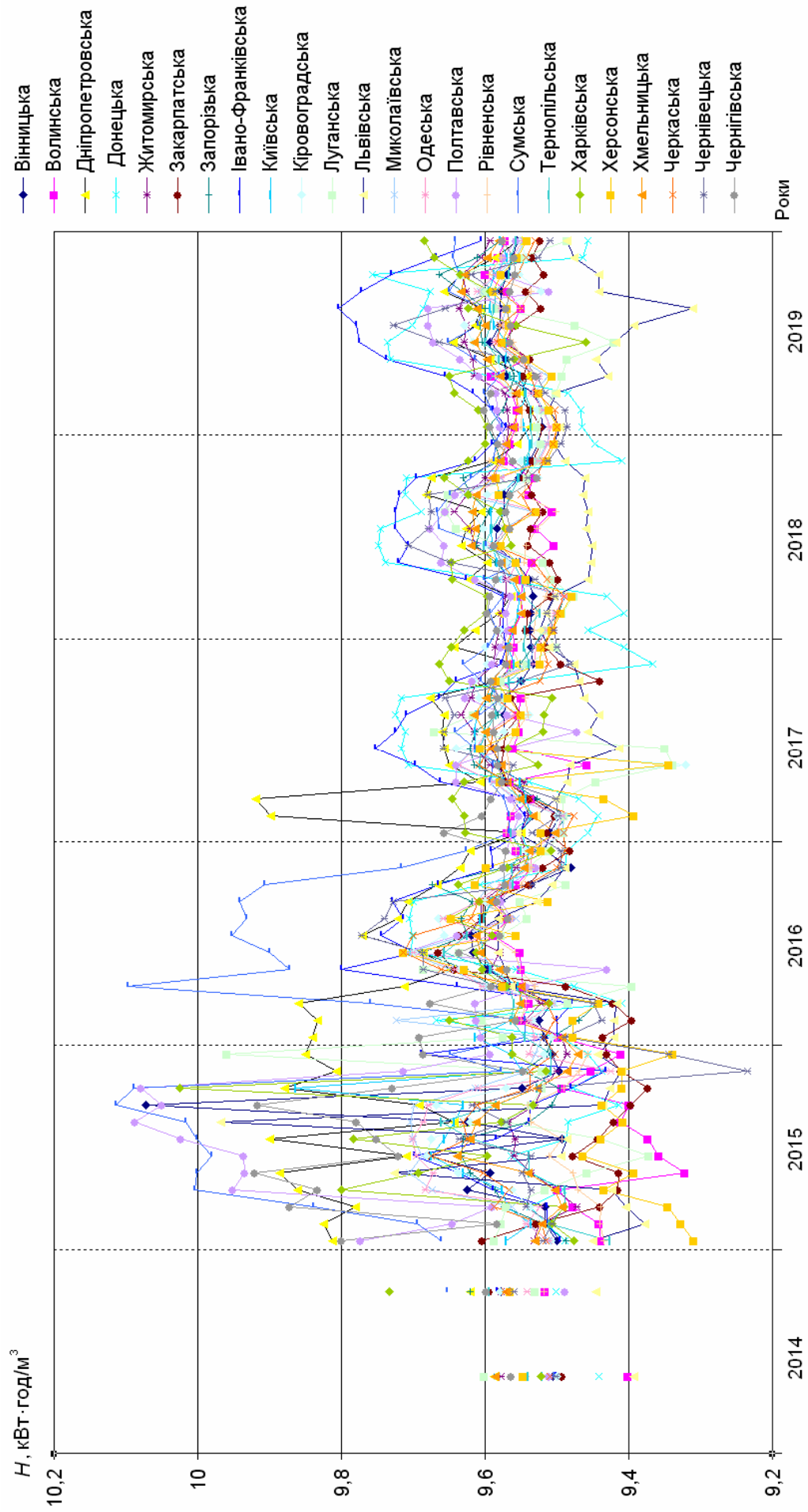


Рисунок 3.2 — Дані про середньомісячну теплоту згоряння природного газу в регіонах України

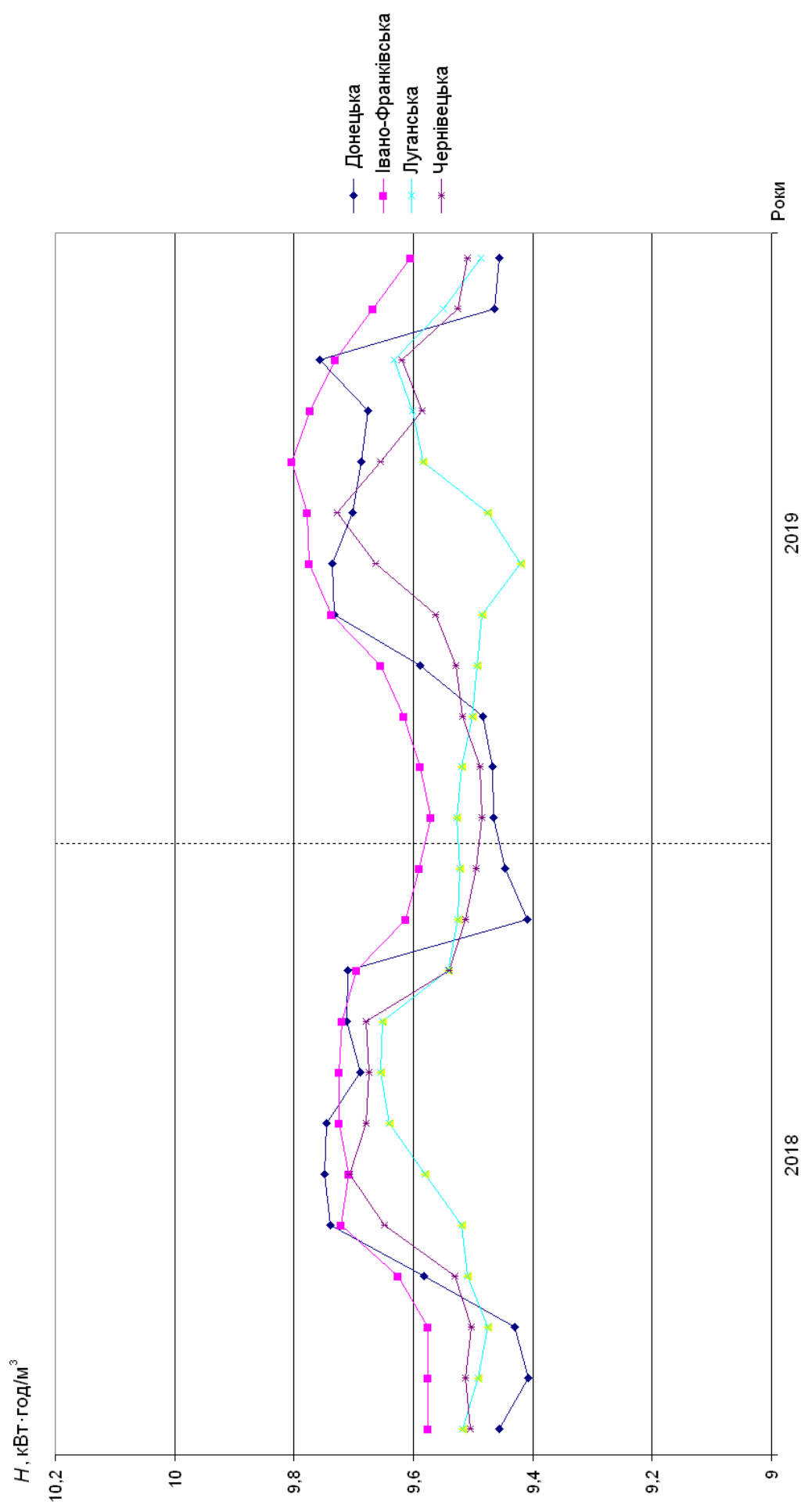


Рисунок 3.3 – Дані про середньомісячну теплоту згоряння природного газу в чотирьох областях України

За результатами аналізу [21] вимірних значень теплоти згоряння природного газу (рис. 3.2) встановлено, що в чотирьох областях: Донецькій, Івано-Франківській, Луганській і Чернівецькій залежність теплоти згоряння природного газу від календарного місяця року можна описати тригонометричною функцією косинуса (рис. 3.3):

$$H_n = \bar{H} + A \cos(\omega t - \varepsilon). \quad (3.24)$$

Аналогічно до формули (3.14) формулу (3.24) можна записати у вигляді [21]:

$$H_n = \bar{H} + A \cos(0,5236(n-1)). \quad (3.25)$$

Параметри A та \bar{H} для вищенаведених областей наведені в [21] та табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри A та \bar{H} для Донецької, Івано-Франківської, Луганської та Чернівецької областей

Параметри рівняння\область	в кВт·год/м ³			
	Донецька	Івано- Франківська	Луганська	Чернівецька
A	-0,103513	-0,122115	0,074432	-0,05815
\bar{H}	9,598245	9,622662	9,513288	9,577305

З врахуванням даних з табл. 3.3 на основі формули (3.25) розроблено математичні моделі для визначення теплоти згоряння природного газу для певного календарного місяця року в наступних областях України [21]:

- Донецькій:

$$H_n = 9,598245 - 0,103513 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.26)$$

- Івано-Франківській:

$$H_n = 9,622662 - 0,122115 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.27)$$

- Луганській:

$$H_n = 9,513288 + 0,074432 \cos(0,5236(n-1)), \quad (3.28)$$

- Чернівецькій:

$$H_n = 9,577305 - 0,05815 \cos(0,5236(n-1)). \quad (3.29)$$

Винятком є ще Львівська область, де середньомісячні дані можна описати прямолінійною функцією:

$$H_n = 9,46. \quad (3.30)$$

Середньомісячні дані теплоти згоряння природного газу у всіх решта областях також можна описати прямолінійною функцією:

$$H_n = 9,57. \quad (3.31)$$

На основі формули (3.7) розроблено математичні моделі для визначення енергії природного газу в регіонах України.

У трьох областях з першої групи (табл. 3.1): Дніпропетровській, Кіровоградській та Черкаській математичну модель для визначення енергії природного газу з врахуванням формул (3.15) та (3.31) можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot 9,57 \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h \right)}{273,15 + 7,92 - 12,98 \cos(0,5236(n-1))} = \frac{T_b \cdot V \left(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h \right)}{281,07 - 12,98 \cos(0,5236(n-1))}. \quad (3.32)$$

Для Донецької області математична модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.15) та (3.26), матиме вигляд:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot (9,598245 - 0,103513 \cos(0,5236(n-1)))}{281,07 - 12,98 \cos(0,5236(n-1))} \times (1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h) \quad (3.33)$$

Для Луганської області формула (3.7), з врахуванням формул (3.15) та (3.28), набуде вигляду:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot (9,513288 + 0,074432 \cos(0,5236(n-1)))}{281,07 - 12,98 \cos(0,5236(n-1))} \times (1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h) \quad (3.34)$$

У всіх областях з другої групи (табл. 3.1): Миколаївській, Одеській та Херсонській математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.16) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V (9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 10,03 - 12,1 \cos(0,5236(n-1))} = \frac{T_b \cdot V (9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{283,18 - 12,1 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.35)$$

У єдиній з третьої групи (табл. 3.1): Київській області математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.17) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 7,5 - 12,1 \cos(0,5236(n-1))} =$$

$$= \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{280,65 - 12,1 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.36)$$

У всіх областях з четвертої групи (табл. 3.1): Чернігівській та Сумській математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.18) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 6,08 - 13,08 \cos(0,5236(n-1))} =$$

$$= \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{279,23 - 13,08 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.37)$$

Також у всіх областях з п'ятої групи (табл. 3.1): Полтавській та Харківській математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.19) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 7,18 - 13,28 \cos(0,5236(n-1))} =$$

$$= \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{280,33 - 13,28 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.38)$$

У двох областях з шостої групи (табл. 3.1): Хмельницькій та Волинській математичну модель для визначення енергії природного газу з врахуванням формул (3.20) та (3.31) можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \left(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h \right)}{273,15 + 6,91 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} =$$

$$= \frac{T_b \cdot V \left(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h \right)}{280,06 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} . \quad (3.39)$$

Для Чернівецької області математична модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.20) та (3.29), матиме вигляд:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot (9,577305 - 0,05815 \cos(0,5236(n-1)))}{280,06 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} \times$$

$$\times \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h \right) . \quad (3.40)$$

Для Івано-Франківської області формула (3.7), з врахуванням формул (3.20) та (3.27), набуде вигляду:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot (9,622662 - 0,122115 \cos(0,5236(n-1)))}{280,06 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} \times$$

$$\times \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h \right) . \quad (3.41)$$

Для Львівської області математична модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.20) та (3.30), матиме вигляд:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V \cdot 9,46 \left(1,0321 - 1,13812 \cdot 10^{-4} h \right)}{273,15 + 6,91 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} =$$

$$= \frac{T_b \cdot V \left(9,7637 - 1,0767 \cdot 10^{-3} h \right)}{280,06 - 11,09 \cos(0,5236(n-1))} . \quad (3.42)$$

У всіх областях з сьомої групи (табл. 3.1): Рівненській, Житомирській, Тернопільській та Вінницькій математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.21) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 6,86 - 11,81 \cos(0,5236(n-1))} = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{280,01 - 11,81 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.43)$$

У єдиній з восьмої групи (табл. 3.1): Закарпатській області математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.22) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 9,05 - 11,45 \cos(0,5236(n-1))} = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{282,20 - 11,45 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.44)$$

Також у єдиній з дев'ятої групи (табл. 3.1): Запорізькій області математичну модель для визначення енергії природного газу за формулою (3.7), з врахуванням формул (3.23) та (3.31), можна записати у вигляді:

$$E_n = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{273,15 + 9,35 - 13,05 \cos(0,5236(n-1))} = \frac{T_b \cdot V(9,8772 - 1,0892 \cdot 10^{-3} h)}{282,50 - 13,05 \cos(0,5236(n-1))} \quad (3.45)$$

У формулах (3.32)-(3.45) присутня фізична величина h – висота населеного пункту, в якому здійснюється облік природного газу, над рівнем моря.

Із-за різного географічного розташування населених пунктів України над рівнем моря атмосферний тиск в них буде різним, який, в свою чергу, є складовою абсолютного тиску газу.

У кожній з областей України проведено аналіз висот розташування населених пунктів (районних центрів), за даними з [15], та вибрані ті населені пункти, висоти яких є найнижчими та найвищими для даної області.

Зокрема:

- у Вінницькій області найнижчу висоту розташування над рівнем моря має Ямпіль, найвищу – Козятин;
- Волинській – Любешів і Луцьк, відповідно;
- Дніпропетровській – Томаківка і Межова;
- Донецькій – Новоазовськ і Волноваха;
- Житомирській – Народичі і Чуднів;
- Закарпатській – Ужгород і Рахів;
- Запорізькій – Якимівна і Куйбишеве;
- Івано-Франківській – Тисмениця і Верховина;
- Київській – Біла Церква і Тетіїв;
- Кіровоградській – Новомиргород і Долинська;
- Луганській – Луганськ і Свердловськ;
- Львівській – Броди і Турка;
- Миколаївській – Березанка і Врадіївка;
- Одеській – Білгород-Дністровський і Кодима;
- Полтавській – Козельщина і Диканька;
- Рівненській – Сарни і Демидівка;
- Сумській – Липова Долина і Краснопілля;
- Тернопільській – Борщів і Козова;
- Харківській – Дворічна і Первомайськ;
- Херсонській – Скадовськ і Високопілля;
- Хмельницькій – Полонне і Красилів;
- Черкаській – Золотоноша і Христинівка;

- Чернівецькій – Новоселиця і Путила;
- Чернігівській – Варва і Ладан.

Дані про висоти розміщення над рівнем моря цих населених пунктів наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Висоти населених пунктів України над рівнем моря

В М

Область	Формула	Висота над рівнем моря, h	
		min	max
Дніпропетровська	(32)	35	170
Кіровоградська		80	188
Черкаська		83	260
Донецька	(33)	20	245
Луганська	(34)	59	291
Миколаївська	(35)	24	153
Одеська		13	253
Херсонська		10	86
Київська	(36)	100	214
Чернігівська	(37)	100	151
Сумська		111	180
Полтавська	(38)	80	167
Харківська		80	185
Хмельницька	(39)	192	367
Волинська		132	230
Чернівецька	(40)	140	505
Івано-Франківська	(41)	252	677
Львівська	(42)	220	540
Рівненська	(43)	133	235
Житомирська		141	242
Тернопільська		210	372
Вінницька		94	305
Закарпатська	(44)	110	578
Запорізька	(45)	20	206

Обчислені за формулами (3.32)-(3.45) значення енергій природного газу наведені в табл. 3.5 та табл. 3.6.

Таблиця 3.5 – Енергії природного газу в регіонах України (максимуми)

в кВт·год

Область	Місяць року					
	1	2	3	4	5	6
Дніпропетровська	10,76	10,69	10,50	10,26	10,03	9,87
Кіровоградська	10,71	10,64	10,45	10,21	9,98	9,82
Черкаська	10,70	10,63	10,45	10,21	9,98	9,81
Донецька	10,38	10,33	10,19	10,01	9,84	9,72
Луганська	10,49	10,41	10,20	9,92	9,66	9,47
Миколаївська	10,65	10,59	10,42	10,20	9,98	9,83
Одеська	10,67	10,60	10,43	10,21	10,00	9,85
Херсонська	10,67	10,61	10,44	10,21	10,00	9,85
Київська	10,66	10,60	10,43	10,20	9,99	9,84
Чернігівська	10,76	10,69	10,50	10,26	10,02	9,86
Сумська	10,75	10,68	10,49	10,24	10,01	9,84
Полтавська	10,75	10,68	10,49	10,24	10,00	9,83
Харківська	10,75	10,68	10,49	10,24	10,00	9,83
Хмельницька	10,54	10,48	10,32	10,12	9,92	9,78
Волинська	10,61	10,55	10,39	10,19	9,99	9,85
Чернівецька	10,37	10,33	10,20	10,02	9,86	9,74
Івано-Франківська	10,35	10,32	10,21	10,07	9,94	9,85
Львівська	10,38	10,33	10,17	9,97	9,78	9,64
Рівненська	10,64	10,58	10,41	10,19	9,98	9,83
Житомирська	10,63	10,57	10,40	10,18	9,97	9,82
Тернопільська	10,55	10,48	10,32	10,10	9,89	9,75
Вінницька	10,68	10,62	10,45	10,23	10,02	9,87
Закарпатська	10,56	10,51	10,35	10,14	9,93	9,79
Запорізька	10,72	10,65	10,47	10,23	10,00	9,83

Кінець таблиці 3.5

Область	Місяць року					
	7	8	9	10	11	12
Дніпропетровська	9,81	9,87	10,03	10,26	10,50	10,69
Кіровоградська	9,76	9,82	9,98	10,21	10,45	10,64
Черкаська	9,76	9,81	9,98	10,21	10,45	10,63
Донецька	9,68	9,72	9,84	10,01	10,19	10,33
Луганська	9,41	9,47	9,66	9,92	10,20	10,14
Миколаївська	9,78	9,83	9,98	10,20	10,42	10,59
Одеська	9,79	9,85	10,00	10,21	10,43	10,60
Херсонська	9,80	9,85	10,00	10,21	10,44	10,61
Київська	9,78	9,84	9,99	10,20	10,43	10,60
Чернігівська	9,80	9,86	10,02	10,26	10,50	10,69
Сумська	9,78	9,84	10,01	10,24	10,49	10,68
Полтавська	9,77	9,83	10,00	10,24	10,49	10,68
Харківська	9,77	9,83	10,00	10,24	10,49	10,68
Хмельницька	9,73	9,78	9,92	10,12	10,32	10,48
Волинська	9,80	9,85	9,99	10,19	10,39	10,55
Чернівецька	9,70	9,74	9,86	10,02	10,20	10,33
Івано-Франківська	9,81	9,85	9,94	10,07	10,21	10,32
Львівська	9,59	9,64	9,78	9,97	10,17	10,33
Рівненська	9,78	9,83	9,98	10,19	10,41	10,58
Житомирська	9,77	9,82	9,97	10,18	10,40	10,57
Тернопільська	9,69	9,75	9,89	10,10	10,32	10,48
Вінницька	9,82	9,87	10,02	10,23	10,45	10,62
Закарпатська	9,74	9,79	9,93	10,14	10,35	10,51
Запорізька	9,78	9,83	10,00	10,23	10,47	10,65

В табл. 3.5 наведені значення енергій природного газу за максимального значення стандартної температури газу (293,15 К) та мінімальної висоти населеного пункту в певному регіоні України. Поєднання цих параметрів дає в результаті максимальне значення енергії газу в регіоні. Обчислені значення енергій природного газу за

мінімального значення стандартної температури газу (273,15 К) та максимальної висоти населеного пункту в певному регіоні України наведені в табл. 3.6. В такому випадку отримано мінімальні значення енергій газу.

Таблиця 3.6 – Енергії природного газу в регіонах України (мінімуми)
в кВт·год

Область	Місяць року					
	1	2	3	4	5	6
Дніпропетровська	9,87	9,81	9,64	9,42	9,21	9,06
Кіровоградська	9,85	9,79	9,62	9,40	9,19	9,04
Черкаська	9,78	9,71	9,54	9,32	9,11	8,97
Донецька	9,67	9,63	9,50	9,33	9,17	9,05
Луганська	9,77	9,70	9,50	9,25	9,00	8,83
Миколаївська	9,78	9,73	9,57	9,37	9,17	9,03
Одеська	9,67	9,62	9,46	9,26	9,07	8,93
Херсонська	9,86	9,80	9,64	9,44	9,24	9,10
Київська	9,81	9,75	9,59	9,39	9,19	9,05
Чернігівська	9,97	9,90	9,73	9,50	9,28	9,13
Сумська	9,94	9,87	9,70	9,47	9,25	9,10
Полтавська	9,92	9,85	9,68	9,45	9,23	9,07
Харківська	9,90	9,83	9,66	9,43	9,21	9,06
Хмельницька	9,62	9,57	9,43	9,24	9,06	8,94
Волинська	9,78	9,72	9,58	9,39	9,21	9,08
Чернівецька	9,67	9,62	9,50	9,34	9,19	9,08
Івано-Франківська	9,65	9,62	9,52	9,39	9,26	9,17
Львівська	9,32	9,27	9,14	8,96	8,78	8,66
Рівненська	9,80	9,74	9,59	9,39	9,19	9,05
Житомирська	9,79	9,73	9,58	9,38	9,18	9,05
Тернопільська	9,65	9,59	9,44	9,24	9,05	8,91
Вінницька	9,72	9,66	9,51	9,31	9,12	8,98
Закарпатська	9,33	9,28	9,14	8,95	8,77	8,65
Запорізька	9,79	9,72	9,55	9,33	9,12	8,97

Кінець таблиці 3.6

Область	Місяць року					
	7	8	9	10	11	12
Дніпропетровська	9,00	9,06	9,21	9,42	9,64	9,81
Кіровоградська	8,98	9,04	9,19	9,40	9,62	9,79
Черкаська	8,91	8,97	9,11	9,32	9,54	9,71
Донецька	9,01	9,05	9,17	9,33	9,50	9,63
Луганська	8,77	8,83	9,00	9,25	9,50	9,70
Миколаївська	8,98	9,03	9,17	9,37	9,57	9,73
Одеська	8,88	8,93	9,07	9,26	9,46	9,62
Херсонська	9,05	9,10	9,24	9,44	9,64	9,80
Київська	9,00	9,05	9,19	9,39	9,59	9,75
Чернігівська	9,08	9,13	9,28	9,50	9,73	9,90
Сумська	9,05	9,10	9,25	9,47	9,70	9,87
Полтавська	9,02	9,07	9,23	9,45	9,68	9,85
Харківська	9,00	9,06	9,21	9,43	9,66	9,83
Хмельницька	8,89	8,94	9,06	9,24	9,43	9,57
Волинська	9,03	9,08	9,21	9,39	9,58	9,72
Чернівецька	9,04	9,08	9,19	9,34	9,50	9,62
Івано-Франківська	9,14	9,17	9,26	9,39	9,52	9,62
Львівська	8,61	8,66	8,78	8,96	9,14	9,27
Рівненська	9,01	9,05	9,19	9,39	9,59	9,74
Житомирська	9,00	9,05	9,18	9,38	9,58	9,73
Тернопільська	8,87	8,91	9,05	9,24	9,44	9,59
Вінницька	8,93	8,98	9,12	9,31	9,51	9,66
Закарпатська	8,60	8,65	8,77	8,95	9,14	9,28
Запорізька	8,92	8,97	9,12	9,33	9,55	9,72

Візуальне представлення даних, наведених в табл. 3.5 та табл. 3.6 наведено на рис. 3.4.

Як видно із рис. 3.4, нижні пучки кривих відображають мінімальні значення енергій природного газу у всіх регіонах України, верхні пучки – максимальні значення енергій.

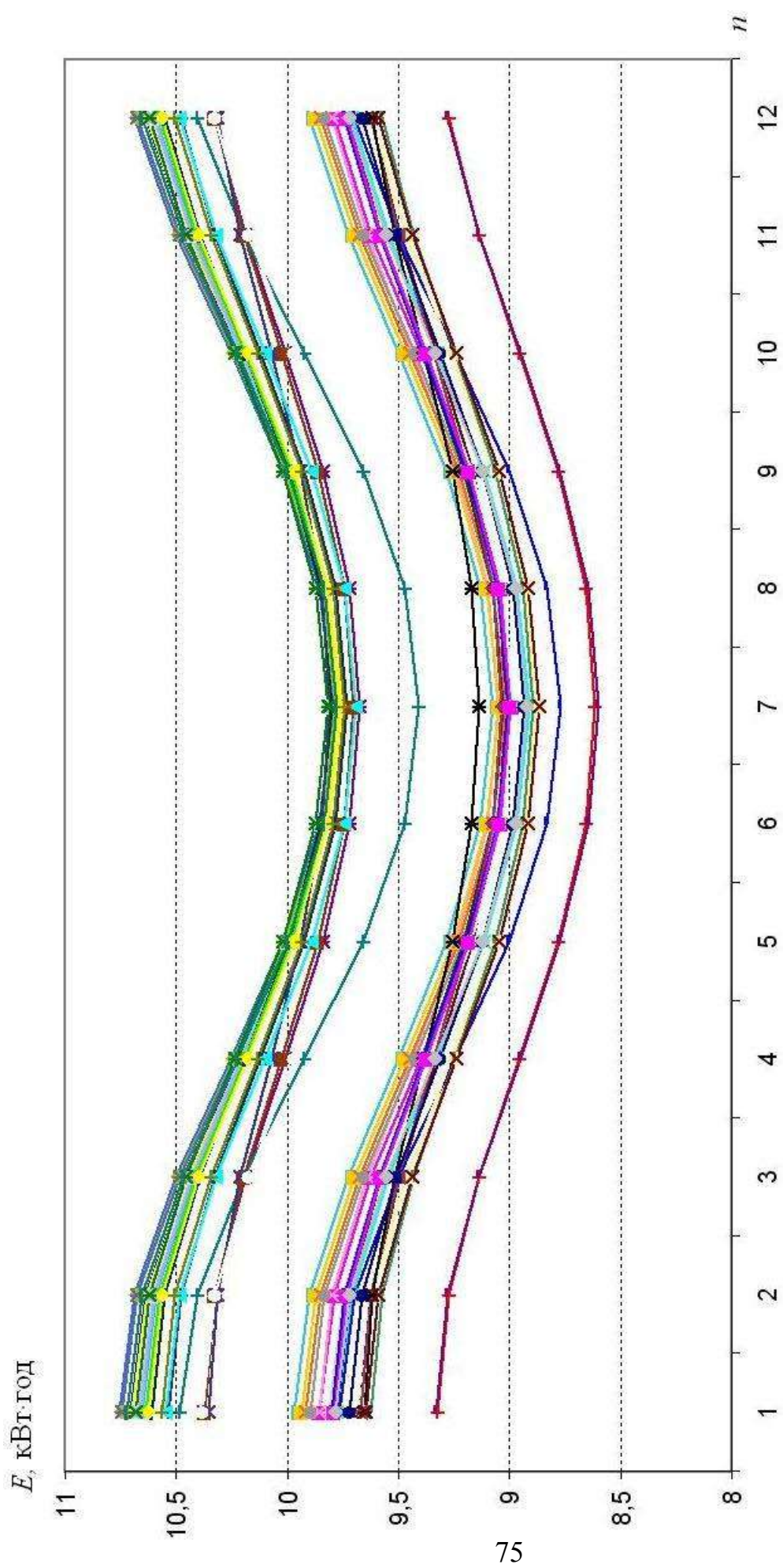


Рисунок 3.4 – Енергії кубометру природного газу в регіонах України

На основі даних, наведених в табл. 3.5 і 3.6 та на рис. 3.4, розроблені апроксимаційні моделі для визначення діапазонів середньомісячних значень енергії природного газу в регіонах України. Зокрема, діапазон енергій в регіонах, які територіально охоплює Дніпропетровська область:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2839 + 0,4749 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4391 + 0,4359 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.46)$$

Кіровоградська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2327 + 0,4726 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4200 + 0,4350 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.47)$$

Черкаська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2292 + 0,4724 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3436 + 0,4315 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.48)$$

Донецька:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,0270 + 0,3519 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3430 + 0,3305 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.49)$$

Луганська:

$$\begin{cases} E_n \leq 9,9470 + 0,5390 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,2683 + 0,5003 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.50)$$

Миколаївська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2165 + 0,4365 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3837 + 0,4010 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.51)$$

Одеська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2290 + 0,4371 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,2785 + 0,3965 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.52)$$

Херсонська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2324 + 0,4372 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4543 + 0,4040 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.53)$$

Київська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2224 + 0,4407 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4039 + 0,4054 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.54)$$

Чернігівська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2778 + 0,4814 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,5221 + 0,4460 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.55)$$

Сумська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2652 + 0,4809 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4912 + 0,4446 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.56)$$

Полтавська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2608 + 0,4861 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4682 + 0,4485 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.57)$$

Харківська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2608 + 0,4861 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4491 + 0,4476 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.58)$$

Хмельницька:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,1359 + 0,4014 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,2581 + 0,3666 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.59)$$

Волинська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2044 + 0,4041 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4039 + 0,3724 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.60)$$

Чернівецька:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,0382 + 0,3356 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3535 + 0,3151 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.61)$$

Івано-Франківська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,0832 + 0,2710 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3955 + 0,2583 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.62)$$

Львівська:

$$\begin{cases} E_n \leq 9,9878 + 0,3955 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 8,9698 + 0,3552 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.63)$$

Рівненська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2072 + 0,4305 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,4023 + 0,3966 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.64)$$

Житомирська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,1981 + 0,4301 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3948 + 0,3962 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.65)$$

Тернопільська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,1192 + 0,4268 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,2564 + 0,3904 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.66)$$

Вінницька:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2518 + 0,4324 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3277 + 0,3934 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.67)$$

Закарпатська:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,1527 + 0,4119 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 8,9658 + 0,3638 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}, \quad (3.68)$$

Запорізька:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2488 + 0,4734 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 9,3533 + 0,4321 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases}. \quad (3.69)$$

Всі значення енергій природного газу (див. табл. 3.5 та 3.6, рис. 3.4) знаходяться між кривими максимальних значень Чернігівської області та мінімальних Закарпатської (рис. 3.5).

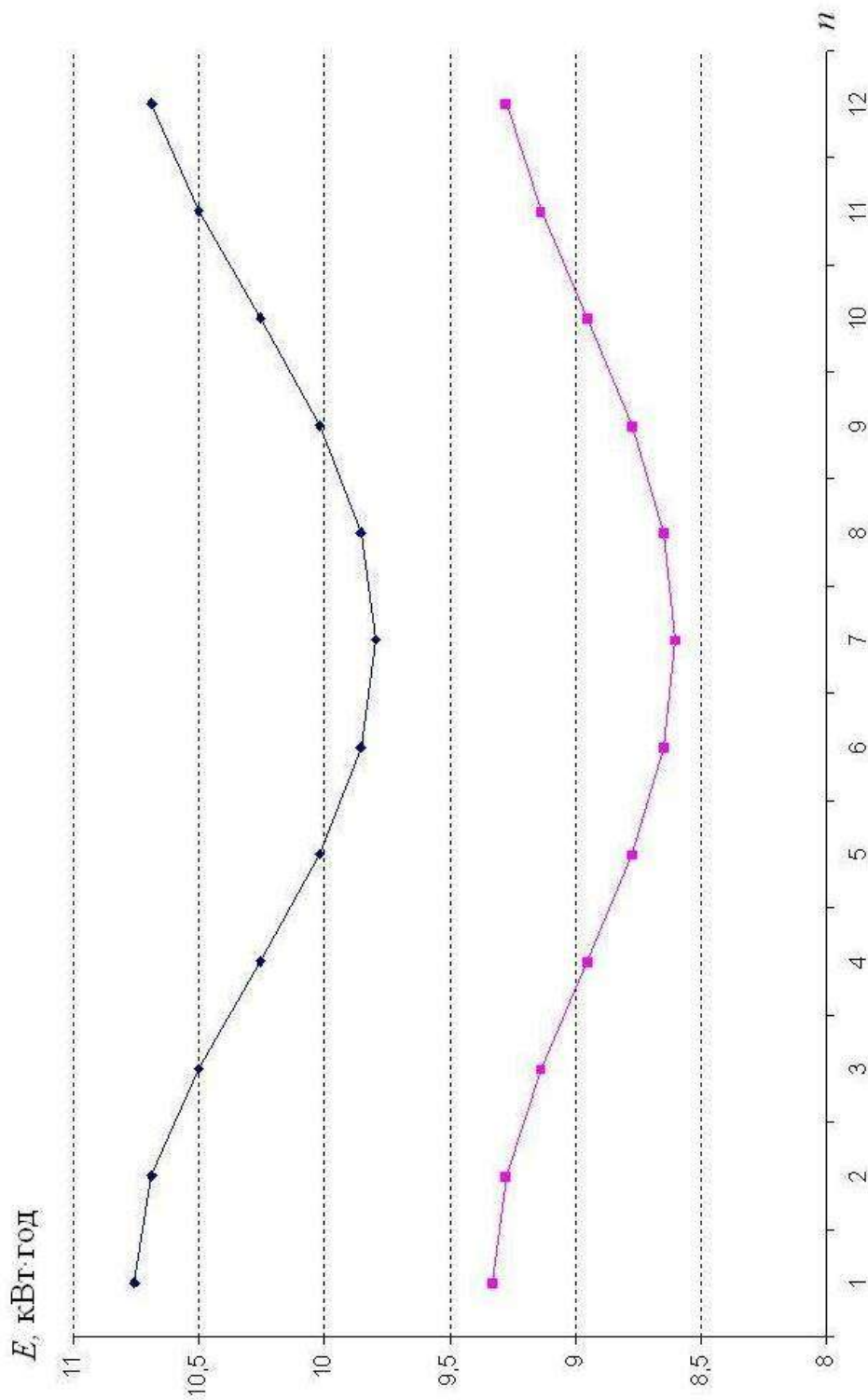


Рисунок 3.5 – Діапазон енергій кубометру природного газу в регіонах України

Діапазон енергій для всієї України можна описати наступною математичною моделлю на основі даних, наведених на рис. 3.5:

$$\begin{cases} E_n \leq 10,2778 + 0,4814 \cos(0,5236(n-1)) \\ E_n \geq 8,9658 + 0,3638 \cos(0,5236(n-1)) \end{cases} \quad (3.70)$$

Максимально можливе значення енергії природного газу становить 10,7592 кВт·год в Чернігівській області в січні місяці, мінімально можливе значення – 8,6021 кВт·год в Закарпатській області в липні місяці.

Виходячи з цього, можна стверджувати, що значення енергії одного кубометра природного газу в Україні знаходяться у діапазоні від 8,60 до 10,76 кВт·год.

Щоб оцінити обсяги споживання енергії природного газу населенням України, треба здійснити аналіз об'ємів споживання цього енергоносія.

На рис. 3.6 наведено обсяги споживання природного газу за даними з [22].

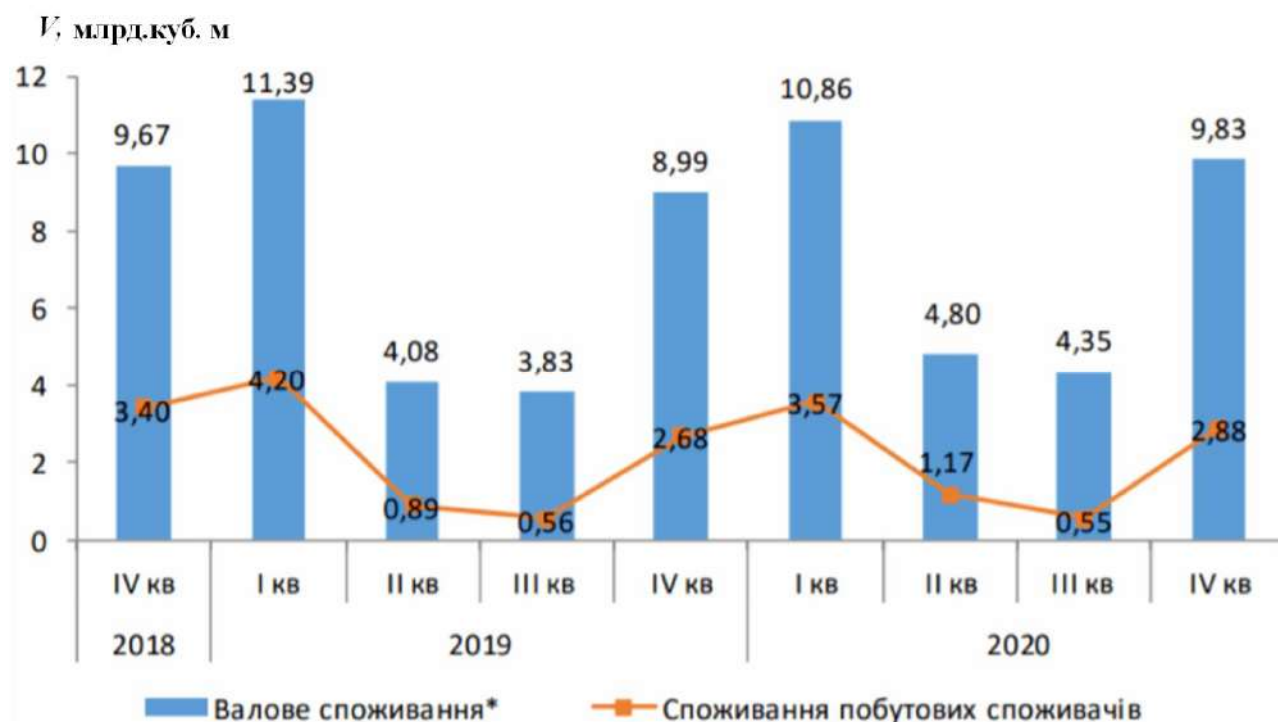


Рисунок 3.6 – Обсяги споживання природного газу в Україні

Оскільки дані на рис. 3.6 наведені поквартально, то необхідно визначити енергетичні показники одного кубометра газу для кожного кварталу.

На основі даних, наведених в табл. 3.5 і 3.6, визначені мінімальні і максимальні значення енергії одного кубометра природного газу для різних кварталів (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 – Максимальні і мінімальні значення енергії одного кубометра природного газу

в кВт·год

	Квартал			
	I	II	III	IV
max	10,76	10,26	10,03	10,69
min	9,14	8,65	8,60	8,95

Перемноживши мінімальні і максимальні значення енергії одного кубометра природного газу (табл. 3.7) на значення обсягів споживання цього енергоносія в кубометрах (рис. 3.6), отримаємо спожиті обсяги природного газу в одиницях енергії (табл. 3.8).

Таблиця 3.8 – Максимальні і мінімальні значення енергії природного газу

в ГВт·год

	Квартал			
	I	II	III	IV
2019 рік				
max	45129	9131	5617	28649
min	38388	7699	4816	23986
2020 рік				
max	38413	12004	5517	30787
min	32630	10121	4730	25776

Підсумувавши дані, наведені в табл. 3.8, отримаємо діапазон значень спожитого природного газу (в енергетичних одиницях) відповідно в роках: 2019 – від 74889 до 88526 ГВт·год, 2020 – від 73257 до 86721 ГВт·год.

Розділ 4

Моделювання показників якості природного газу

4.1 СУЧАСНИЙ СТАН ОЦІНКИ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Природний газ є одним із найбільш затребуваних енергоносіїв України, адже його використовують у великих об'ємах як побутові, так і промислові споживачі. Крім того, ціна природного газу має тенденцію до значного зростання. Тому актуальним є питання якості цього енергоносія.

Досі в Україні немає жодного нормативного чи правового документу, який би встановлював номенклатуру показників якості природного газу та регламентував процедуру чи методику оцінки цих показників.

Визначення якісних показників природного газу здійснюють, в основному, газотранспортні та газопостачальні організації. Так, на офіційному сайті АТ «Укртрансгаз» [11] у розділі «Якість газу» наведена інформація про енергетичні показники, зокрема теплоту згоряння природного газу. Таким чином, під якістю газу тут розуміється тільки його енергія.

Зокрема на сайті [11] наведені статистичні дані вимірних значень теплоти згоряння природного газу в кожному календарному місяці з 2015 р. по 2019 р. для всіх регіонів України. Графічні залежності теплоти згоряння природного газу для кожного календарного місяця, за даними з [23], наведені на рис. 4.1.

Відповідно до даних, наведених на рис. 4.1, теплота згоряння природного газу H протягом 2015-2016 р.р. змінювалася в межах від 7940 ккал/м³ до 8700 ккал/м³, а починаючи з середини 2017 року, її значення стабілізувалося і змінювалося в межах 8050-8430 ккал/м³.

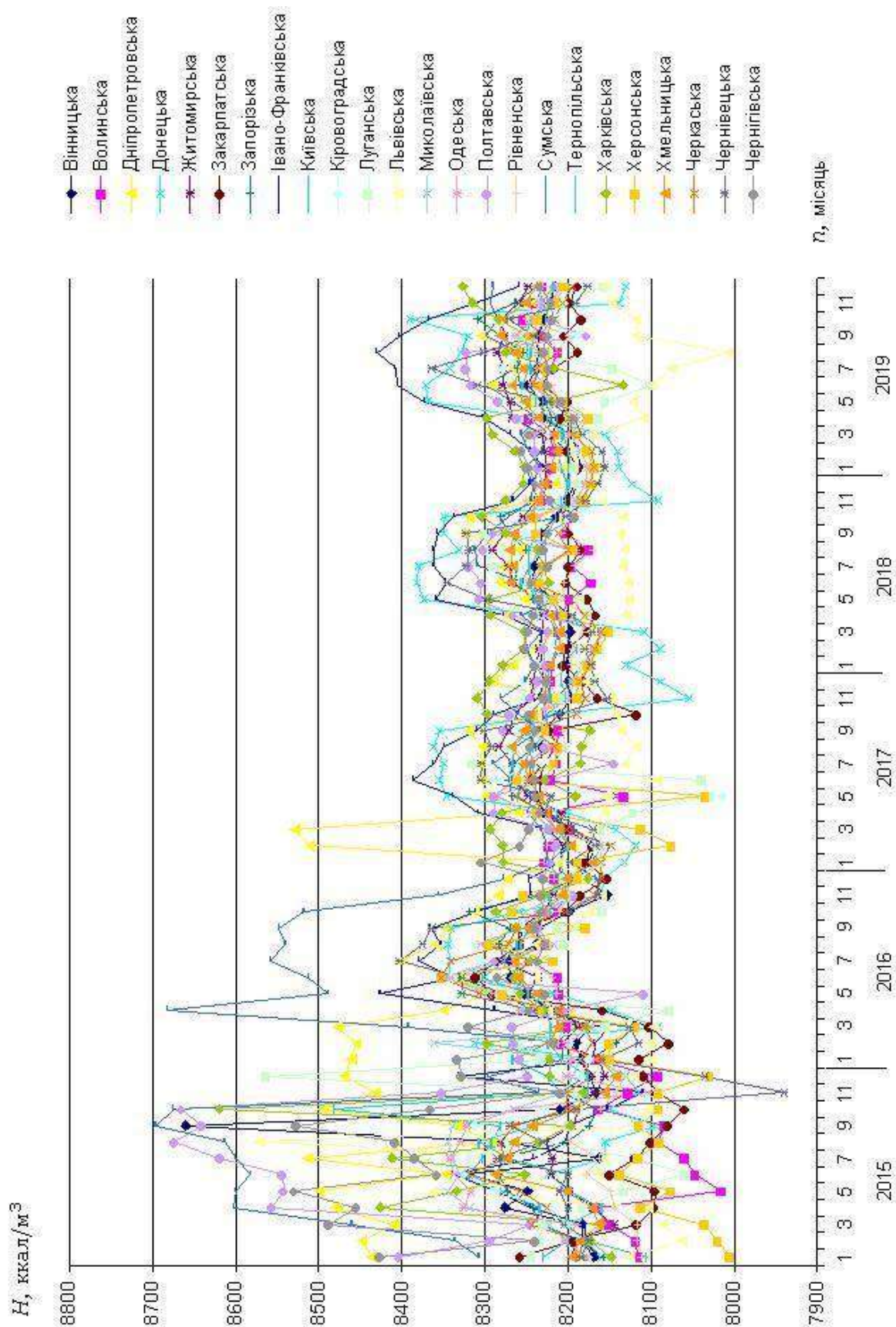


Рисунок 4.1 – Характеристика теплоти згоряння природного газу

Так як в 2018-2019 р.р. зберігалася тенденція стабільності показників теплоти згоряння природного газу, а зміна її значень була

не суттєвою (в межах 8000-8430 ккал/м³), тому доцільно розглядати показники теплоти згорання природного газу лише за останні два роки, діапазон значень якої, за даними з [23], наведений на рис. 4.2.

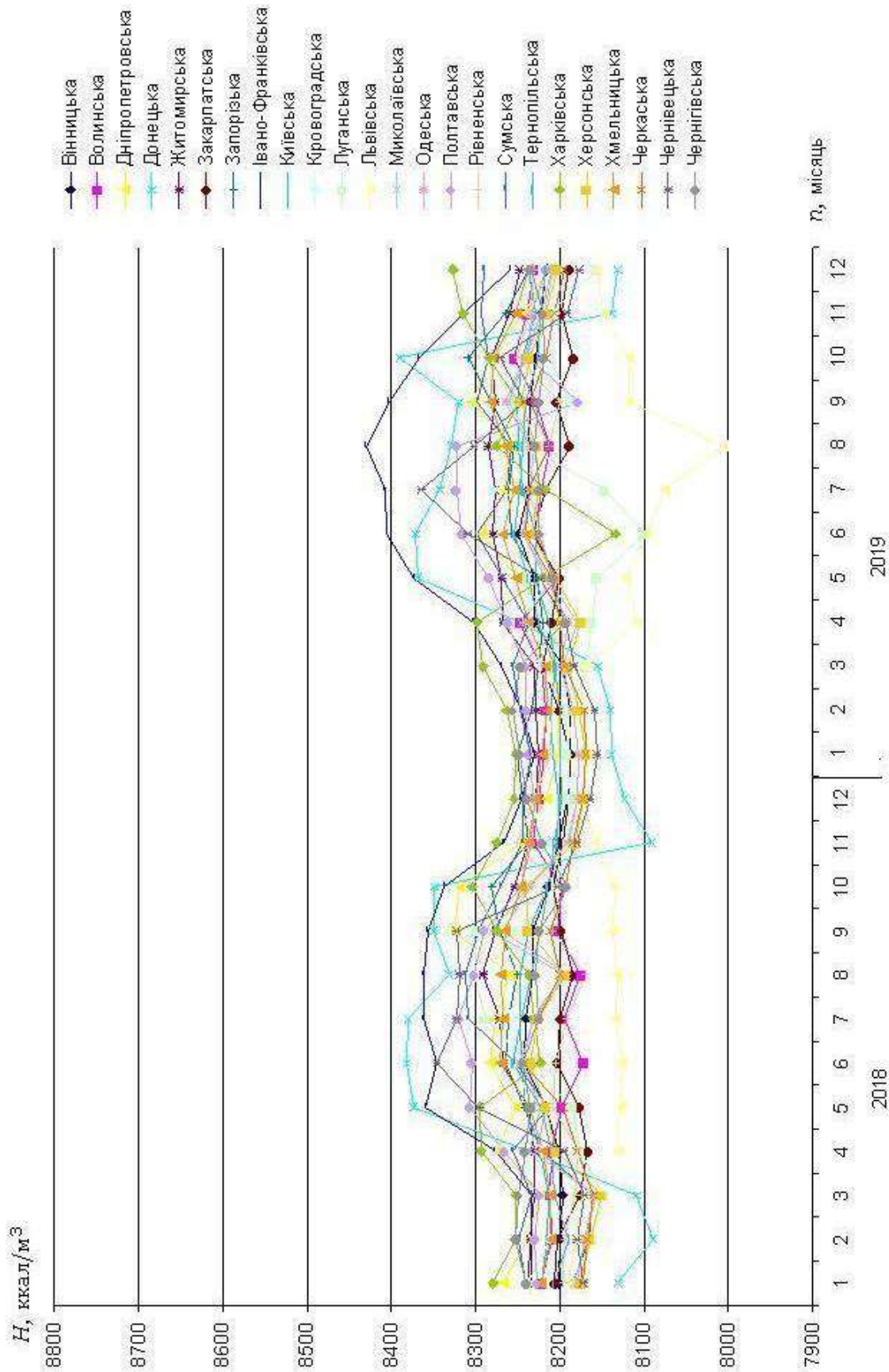


Рисунок 4.2 – Характеристика теплоти згорання природного газу за період з 2018 р. по 2019

За результатами аналізу вимірних даних теплоти згоряння природного газу [23], графічне представлення яких наведено на рис. 4.2, визначено, що їх середнє значення 8229 ккал/м³, а максимальні відхилення вимірних значень від середнього становлять 2,4 % та мінус 2,7 %.

Проаналізувавши дані за 2018-2019 роки (рис. 4.2), можна стверджувати, що прогнозовані значення теплоти згоряння природного газу в 2020 році будуть знаходитись в межах 8100-8400 ккал/м³, а середнє значення становитиме 8250 ккал/м³, яке і можна використовувати при обчисленнях енергії природного газу.

4.2 МОДЕЛЮВАННЯ ЯКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Метод оцінювання якості природного газу полягає у виборі показників якості на основі моделі якості (рис. 4.3), до найнижчого рівня якої входять атрибути якості, які об'єднуються в підхарактеристики. В свою чергу підхарактеристики об'єднані у дві групи характеристик: ВА – внутрішні атрибути та ЗА – зовнішні атрибути якості [24].

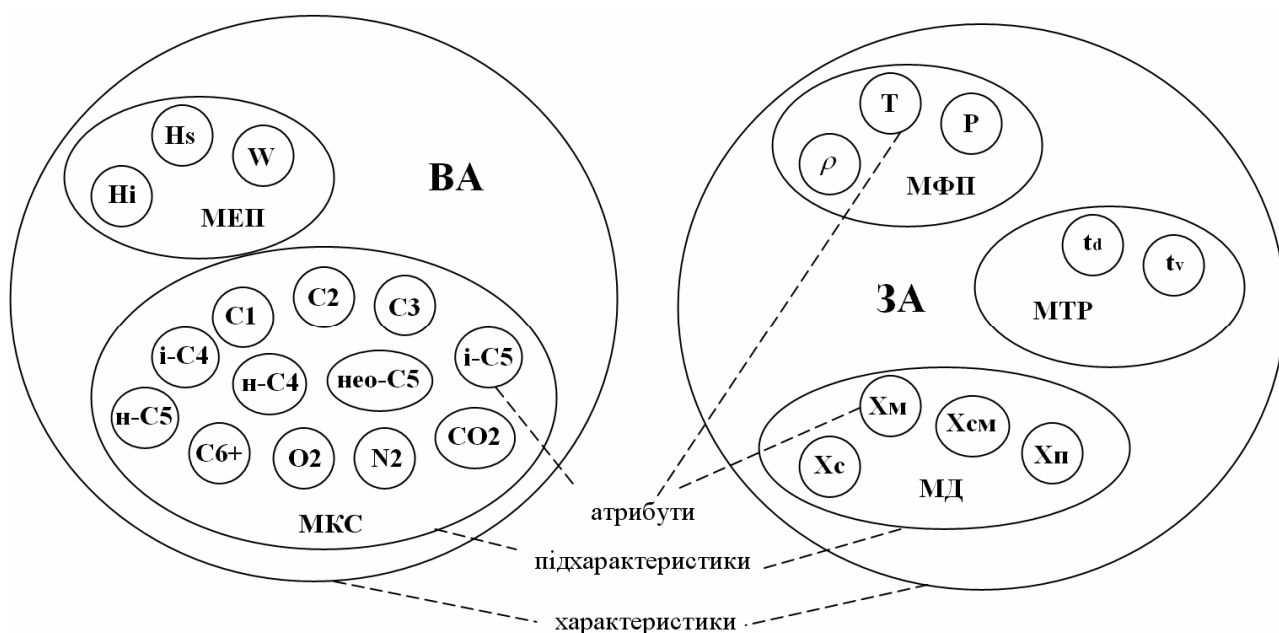


Рисунок 4.3 – Модель показників якості природного газу

Номенклатура показників якості, наведена на рис. 4.3, наступна:

1) атрибути якості:

- H_i – теплота згоряння нижча;
- H_s – теплота згоряння вища;
- W – число Воббе;
- C_1 – метан;
- C_2 – етан;
- C_3 – пропан;
- $i-C_4$ – ізо-бутан;
- $n-C_4$ – н-бутан;
- нео- C_5 – нео-пентан;
- $i-C_5$ – ізо-пентан;
- $n-C_5$ – н-пентан;
- C_{6+} - гексани та вищі;
- O_2 – кисень;
- N_2 – азот;
- CO_2 – діоксид вуглецю;
- ρ – густина абсолютна;
- T – температура газу;
- P – тиск газу;
- t_d – температура точки роси вологи;
- t_v – температура точки роси вуглеводнів;
- X_c – масова концентрація сірководню;
- X_m – масова концентрація меркаптанової сірки;
- X_{cm} – масова частка смоли;
- X_p – маса механічних домішок (пороху);

2) підхарактеристики якості:

- МЕР – матриця енергетичних показників;
- МКС – матриця компонентного складу;
- МФП – матриця фізичних показників;
- МТР – матриця точки роси;
- МД – матриця домішок;

3) характеристики якості:

- ВА – внутрішні атрибути та
- ЗА – зовнішні атрибути якості.

На основі даної номенклатури розроблена класифікаційна модель якісних показників природного газу [25], що зображена на рис. 4.4.

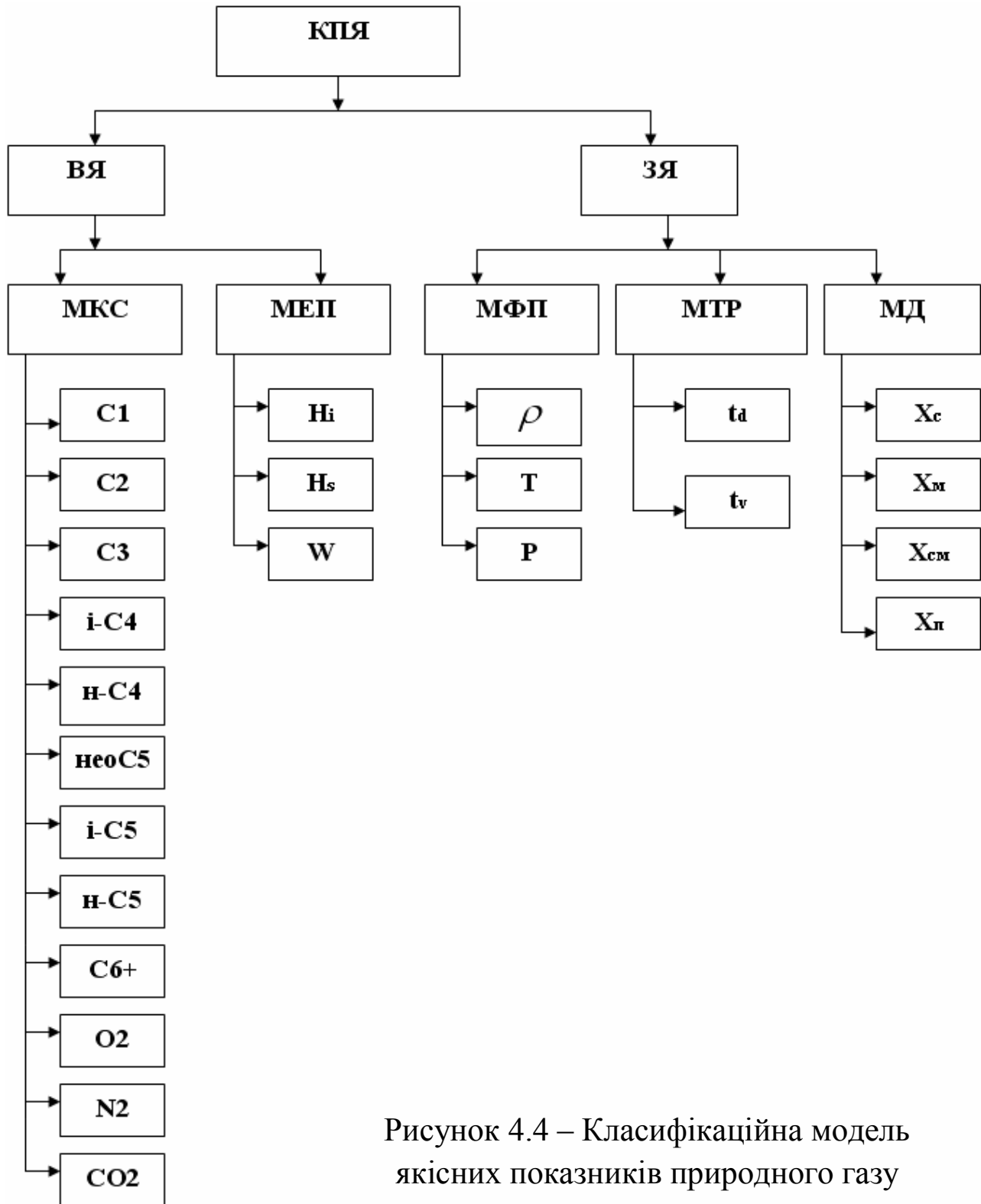


Рисунок 4.4 – Класифікаційна модель якісних показників природного газу

Позначення складових метрик показників якості природного газу наведені в табл. 4.1 – табл. 4.5.

Таблиця 4.1 – Матриця компонентного складу (МКС)

C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2
Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Ізо-пентан	Н-пентан	Гексани та вищі	Кисень	Азот	Діоксид вуглецю

Таблиця 4.2 – Матриця енергетичних показників (МЕП)

H _i	Теплота згоряння нижча
H _s	Теплота згоряння вища
W	Число Воббе

Таблиця 4.3 – Матриця фізичних показників (МФП)

ρ	Густина абсолютна
T	Температура газу
P	Тиск газу

Таблиця 4.4 – Матриця точки роси (МТР)

td	Температура точки роси вологи
tv	Температура точки роси вуглеводнів

Таблиця 4.5 – Матриця домішок (МД)

X _c	Масова концентрація сірководню
X _m	Масова концентрація меркаптанової сірки
X _{cm}	Масова частка смоли
X _p	Маса механічних домішок (пороху)

Складові метрики внутрішньої та зовнішньої якості наведені в табл. 4.6 та табл. 4.7.

Таблиця 4.6 – Внутрішня якість (ВЯ)

МКС	Матриця компонентного складу
МЕП	Матриця енергетичних показників

Таблиця 4.7 – Зовнішня якість (ЗЯ)

МФП	Матриця фізичних показників
МТР	Матриця точки роси
МД	Матриця домішок

Складові комплексного показника якості наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Комплексний показник якості (КПЯ)

ВЯ	Внутрішня якість
ЗЯ	Зовнішня якість

На основі розроблених метрик показників якості природного газу (табл. 4.1 – табл. 4.5) можна визначити показники зовнішньої та внутрішньої якості (табл. 4.6, табл. 4.7), комплексний показник якості (табл. 4.8). Комплексний показник якості відображає якість природного газу в аспектах внутрішньої та зовнішньої якості.

Таким чином, якість природного газу доцільно оцінювати саме за допомогою комплексного показника якості.

4.3 МЕТОДИКА ОЦІНКИ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Методику оцінки якості природного газу доцільно розділити на кілька етапів.

Перший етап – це визначення числових значень якісних показників природного газу. Дані про значення атрибутів якості природного газу отримані на основі статистичних експериментальних даних, наведених в [11].

4.3.1 Метрика компонентного складу природного газу

Діапазон значень атрибутів якості компонентного складу природного газу наведені в табл. 4.9. Для прикладу, в табл. 4.9 наведені дані з паспорту фізико-хімічних показників природного газу по маршруту №400, переданого Богородчанським ЛВУМГ та прийнятого ПАТ «Івано-Франківськгаз», ПАТ «Тернопільгаз», ДП «Укравтогаз», ДП «Укрспирт», філією «Агрогаз» по газопроводу «Союз», за період з 01.01.2019 р. по 31.12.2019 р.

Таблиця 4.9 – Діапазон значень атрибутів якості компонентного складу природного газу, в %

	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2
	Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Ізо-пентан	Н-пентан	Гексани та вищі	Кисень	Азот	Діоксид вуглецю
мін	94,6392	1,8866	0,5676	0,0862	0,0834	0,0007	0,0152	0,0103	0,0088	0,0018	0,5829	0,1444
макс	96,4731	3,1788	0,9109	0,1353	0,1333	0,0050	0,0261	0,0200	0,0184	0,0099	0,7538	0,2489

Середнє значення атрибутів якості компонентного складу природного газу визначають за формулою:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \overline{a_{C1j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{C1i}}{n}; \quad \overline{a_{C2j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{C2i}}{n}; \quad \overline{a_{C3j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{C3i}}{n}; \quad \overline{a_{i-C4j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{i-C4i}}{n}; \\
 \overline{a_{n-C4j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{n-C4i}}{n}; \quad \overline{a_{neo-C5j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{neo-C5i}}{n}; \quad \overline{a_{i-C5j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{i-C5i}}{n}; \\
 \overline{a_{n-C5j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{n-C5i}}{n}; \quad \overline{a_{C6+j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{C6+i}}{n}; \quad \overline{a_{O2j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{O2i}}{n}; \quad \overline{a_{N2j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{N2i}}{n}; \\
 \overline{a_{CO2j}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_{CO2i}}{n},
 \end{array} \right. \quad (4.1)$$

де a_{C1i} ; a_{C2i} ; a_{C3i} ; a_{i-C4i} ; a_{n-C4i} ; $a_{neo-C5i}$; a_{i-C5i} ; a_{n-C5i} ; a_{C6+i} ; a_{O2i} ; a_{N2i} ; a_{CO2i} – атрибути якості компонентного складу природного газу: метану, етану, пропану, ізо-бутану, н-бутану, нео-пентану, ізо-пентану,

н-пентану, гексану, кисню, азоту, діоксиду вуглецю, відповідно, та середні значення цих атрибутів – $\overline{a_{C1j}}$; $\overline{a_{C2j}}$; $\overline{a_{C3j}}$; $\overline{a_{i-C4j}}$; $\overline{a_{n-C4j}}$; $\overline{a_{neo-C5j}}$; $\overline{a_{i-C5j}}$; $\overline{a_{n-C5j}}$; $\overline{a_{C6+j}}$; $\overline{a_{O2j}}$; $\overline{a_{N2j}}$; $\overline{a_{CO2j}}$, n – кількість атрибутів в матриці компонентного складу природного газу.

Обчислені за формулою (4.1) середні значення атрибутів якості компонентного складу природного газу, за даними з [11] по маршруту №400, наведені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Середні значення атрибутів якості компонентного складу природного газу, в %

C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2
Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Ізо-пентан	Н-пентан	Гексани та вищі	Кисень	Азот	Діоксид вуглецю
95,5562	2,5327	0,7393	0,1108	0,1084	0,0029	0,0207	0,0152	0,0136	0,0059	0,6684	0,1967

Для можливості порівняння різних характеристик якості, їх необхідно привести до одиничного вигляду. Оскільки компонентний склад природного газу визначається у відсотках, то таке приведення, наприклад для вмісту метану у складі природного газу, можна здійснити за наступною формулою:

$$\overline{a_{C1j,1}} = \frac{\overline{a_{C1j,\%}}}{100\%}, \quad (4.2)$$

де $\overline{a_{C1j,\%}}$ – вміст метану у природному газі у відсотках, $\overline{a_{C1j,1}}$ – вміст метану у природному газі, приведений до одиничного вигляду.

Аналогічне приведення здійснюється для інших компонентів. Результати приведення до одиничного вигляду компонентного складу природного газу наведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Середні значення атрибутів якості компонентного складу природного газу, в одиничному вигляді

C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2
Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Ізо-пентан	Н-пентан	Гексани та вищі	Кисень	Азот	Діоксид вуглецю
0,955562	0,025327	0,007393	0,001108	0,001084	0,000029	0,000207	0,000152	0,000136	0,000059	0,006684	0,001967

Якісний показник підхарактеристики компонентного складу природного газу визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{\text{МКС}} = \sum_{j=1}^m \left(\overline{a_{\text{МКС } j}} \cdot w_{\text{МКС } j} \right) \in [0,1], \quad (4.3)$$

де $\overline{a_{\text{МКС } j}}$ – середні значення атрибутів якості компонентного складу природного газу: метану, етану, пропану, ізо-бутану, н-бутану, нео-пентану, ізо-пентану, н-пентану, гексану, кисню, азоту, діоксиду вуглецю, відповідно – $\overline{a_{\text{C1 } j}}$; $\overline{a_{\text{C2 } j}}$; $\overline{a_{\text{C3 } j}}$; $\overline{a_{\text{i-C4 } j}}$; $\overline{a_{\text{n-C4 } j}}$; $\overline{a_{\text{нео-C5 } j}}$; $\overline{a_{\text{i-C5 } j}}$; $\overline{a_{\text{n-C5 } j}}$; $\overline{a_{\text{C6+ } j}}$; $\overline{a_{\text{O2 } j}}$; $\overline{a_{\text{N2 } j}}$; $\overline{a_{\text{CO2 } j}}$, m – їх кількість, $w_{\text{МКС } j}$ – їх вагові коефіцієнти, які визначаються наступним чином [27]:

$$w_{\text{МКС } j} = \frac{\overline{a_{\text{МКС } j}}}{\sum_{j=1}^m \overline{a_{\text{МКС } j}}} \quad (4.4)$$

Обчислені за формулою (4.4) вагові коефіцієнти атрибутів якості компонентного складу природного газу наведені в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Вагові коефіцієнти атрибутів якості компонентного складу природного газу

C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2
Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Ізо-пентан	Н-пентан	Гексани та вищі	Кисень	Азот	Діоксид вуглецю
0,955841	0,025334	0,007395	0,001108	0,001084	0,000029	0,000207	0,000152	0,000136	0,000059	0,006686	0,001968

Значення якісного показника підхарактеристики компонентного складу природного газу, визначене за формулою (4.3), становить $p_{\text{мкс}} = 0,914113$.

4.3.2 Метрика енергетичних показників природного газу

Діапазон значень атрибутів якості енергетичних показників природного газу (маршрут №400, за даними з [11]) наведено в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Діапазон значень атрибутів якості енергетичних показників природного газу, в ккал/м³

	H _i	H _s	W
	Теплота згоряння нижча	Теплота згоряння вища	Число Воббе
мін	8144,9079	9029,3304	11885,3303
макс	8275,1984	9168,4820	11966,1796

Середнє значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу визначають за формулою:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{a_{\text{Hi}j}} = \frac{\sum_{i=1}^k a_{\text{Hi}i}}{k}; \\ \overline{a_{\text{Hs}j}} = \frac{\sum_{i=1}^k a_{\text{Hs}i}}{k}; \\ \overline{a_{\text{W}j}} = \frac{\sum_{i=1}^k a_{\text{W}i}}{k}, \end{array} \right. \quad (4.5)$$

де $a_{\text{Hi}i}$; $a_{\text{Hs}i}$; $a_{\text{W}i}$ – атрибути якості енергетичних показників природного газу: теплота згоряння нижча, теплота згоряння вища, число Воббе, відповідно, та середні значення цих атрибутів – $\overline{a_{\text{Hi}j}}$; $\overline{a_{\text{Hs}j}}$; $\overline{a_{\text{W}j}}$, k – кількість атрибутів в матриці енергетичних показників природного газу.

Обчислені за формулою (4.5) середні значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу, за даними з [11] по маршруту №400, наведені в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Середні значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу, в ккал/м³

Ні	Нс	W
Теплота згоряння нижча	Теплота згоряння вища	Число Воббе
8210,053	9098,906	11925,755

Границі допустимих значень теплоти згоряння природного газу можна визначити за нормами для газотранспортних компаній Європи, дані про які наведені в [28] та у табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Границі допустимих значень теплоти згоряння природного газу за нормами для газотранспортних компаній Європи

Назва Компанії (країні)	Україна		FGSZ (Угорщина)				GAZ-SYSTEM (Польща)						
	NCV(25/20)		NCV(15/15)		NCV(25/20)		GCV(G25/0)		NCV(25/20)				
Одиниці вимірювання	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	МДж/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³
максимальне значення	не нормується												
мінімальне значення	7 600	31,8	8,8	27,81	6 530	27,3	7,6	10,556	7 630	32,0	8,9	35,0	9,7

Назва Компанії (країні)	EUSTREAM (Словаччина)		BULGARTRANGAZ EAD (Болгарія)				SNTGN TRANSGAZ SA (Румунія)						
	GCV(G25/20)		NCV(25/20)		GCV(G25/20)		NCV(25/20)		GCV(G15/15)		NCV(25/20)		
Одиниці вимірювання	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³
максимальне значення	11,92	9 250	38,7	10,8	12,7	9 860	41,3	11,5					
мінімальне значення	9,96	7 729	32,4	9,0	10,0	7 760	32,5	9,0	7 840	6 950	29,1	8,1	8,1

Назва Компанії (країні)	Trans Austria Gasleitung (Австрія)		GRT gaz (Німеччина)				SNAM RETE GAS (Італія)						
	GCV(G25/0)		NCV(25/20)		GCV(G25/0)		NCV(25/20)		GCV(G15/15)		NCV(25/20)		
Одиниці вимірювання	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	Ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³
максимальне значення	12,0	8 680	36,3	10,1	12,8	9 255	38,7	10,8	45,28	9 580	40,1	11,1	11,1
мінімальне значення	10,7	7 740	32,4	9,0	10,7	7 740	32,4	9,0	34,95	7 400	30,9	8,6	8,6

***Примітка:**

NCV(25/20) Нижча теплота згоряння за температури згоряння $t_1 = 25^\circ\text{C}$ та за температури визначення об'єму $t_2 = 20^\circ\text{C}$

GCV(G25/20) Вища теплота згоряння за температури згоряння $t_1 = 25^\circ\text{C}$ та за температури визначення об'єму $t_2 = 20^\circ\text{C}$

GCV(25/0) Вища теплота згоряння за температури згоряння $t_1 = 25^\circ\text{C}$ та за температури визначення об'єму $t_2 = 0^\circ\text{C}$

NCV(15/15) Нижча теплота згоряння за температури згоряння $t_1 = 15^\circ\text{C}$ та за температури визначення об'єму $t_2 = 15^\circ\text{C}$

GCV(G15/15) Вища теплота згоряння за температури згоряння $t_1 = 15^\circ\text{C}$ та за температури визначення об'єму $t_2 = 15^\circ\text{C}$

Відповідно до даних, наведених в табл. 4.15, в Україні нормується лише нижнє значення діапазону теплоти згоряння нижчої і становить 7600 ккал/м³. В інших європейських країнах теплота згоряння нижча (див. табл. 4.15) нормується в діапазоні від 6530 ккал/м³ (компанія FGSZ, Угорщина) до 9860 ккал/м³ (BULGARTRANGAZ EAD, Болгарія).

Діапазон значень теплоти згоряння вищої встановлюється нормативним документом [29] в межах від 30 МДж/м³ до 45 МДж/м³, що відповідно становить 7165 – 10748 ккал/м³.

Аналогічно, в [29] нормований діапазон значень числа Воббе становить 40 – 60 МДж/м³, що відповідно становить 9554 – 14331 ккал/м³.

У табл. 4.16 вказані діапазони вимірювання енергетичних показників природного газу, сформовані на основі вище наведених даних.

Таблиця 4.16 – Діапазони значень енергетичних показників природного газу, в ккал/м³

	Hi	Hs	W
	Теплота згоряння нижча	Теплота згоряння вища	Число Воббе
мін	6530	7165	9554
макс	9860	10748	14331

Дані, наведені в табл. 4.16 необхідно привести до одиничного вигляду за наступними формулами:

$$H_{i,1} = \frac{H_i - H_{i_{\min}}}{H_{i_{\max}} - H_{i_{\min}}}; \quad (4.6)$$

$$H_{s,1} = \frac{H_s - H_{s_{\min}}}{H_{s_{\max}} - H_{s_{\min}}}; \quad (4.7)$$

$$W_{,1} = \frac{W - W_{\min}}{W_{\max} - W_{\min}}, \quad (4.8)$$

де H_i ; H_s ; W – значення теплоти згоряння нижчої, теплоти згоряння вищої, числа Воббе, відповідно (за даними з табл. 4.14), $H_{i_{\min}}$; $H_{s_{\min}}$; W_{\min} – мінімальні значення та $H_{i_{\max}}$; $H_{s_{\max}}$; W_{\max} – максимальні значення цих фізичних величин (за даними з табл. 4.16), відповідно.

Отримані значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу, на основі даних з табл. 4.14, в одиничному вигляді, визначені за формулами (4.6) – (4.8), наведені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу, в одиничному вигляді

H_i	H_s	W
Теплота згоряння нижча	Теплота згоряння вища	Число Воббе
0,5045	0,5397	0,4965

Наступним етапом є визначення рівня значимості кожного атрибуту якості енергетичних показників природного газу за методикою, наведеною в [30].

Рівні значимості встановлюються експертами в галузі вимірювання енергії природного газу. Використовуються три рівні значимості: В – високий, С – середній, Н – низький. Приклад таких рівнів наведено в табл. 4.18.

Таблиця 4.18 – Рівні значимості атрибутів якості енергетичних показників природного газу

Позначення атрибуту якості	H_i	H_s	W
Рівень значимості	В	Н	С

На основі встановлених рівнів значимості (табл. 4.18) будується матриця, форма якої наведена у вигляді табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Форма матриці рівнів значимості атрибутів якості енергетичних показників природного газу

об'єкти m \ об'єкти n		Ні	Нs	W
		B	H	C
Ні	B	1		
Нs	H		1	
W	C			1

Дальше проводиться попарне порівняння даних з рядка m та стовпця n табл. 4.19. Праву верхню частину матриці заповнюють за формулою:

$$HW_{nm} = \begin{cases} 2, n > m \\ 0, n < m \\ 1, n = m \end{cases} \quad (4.9)$$

Процедура заповнення матриці наступна.

В діагональних клітинках матриці ставиться значення «1», оскільки здійснюється порівняння однакових рівнів значимості. Наступними порівнюються значення рівня значимості величини Нs із рядка m (H) та Нs із стовпця n (B). Оскільки рівень B із стовпця n вищий за рівень H із рядка m , то в сірій клітинці (табл. 4.19) буде значення «2», визначене за формулою (4.9). Аналогічно заповнюються решта правих верхніх клітинок матриці (табл. 4.19).

Ліві нижні клітинки матриці (табл. 4.19) заповнюються за наступною формулою:

$$HW_{mn} = 2 - HW_{nm}. \quad (4.10)$$

В табл. 4.20 наведено приклад матриці, яка заповнена за формулами (4.9) та (4.10) на основі рівнів значимості, які, в свою чергу, встановлюються експертним методом.

Дані, наведені в кожному рядку табл. 4.20, підсумовуються (табл. 4.21).

Таблиця 4.20 – Матриця рівнів значимості атрибутів якості енергетичних показників природного газу

об'єкти n \ об'єкти m		Hi	Hs	W
		B	H	C
Hi	B	1	2	2
Hs	H	0	1	0
W	C	0	2	1

Таблиця 4.21 – Матриця рівнів значимості атрибутів якості енергетичних показників природного газу на основі даних з табл. 4.20

об'єкти n \ об'єкти m		Hi	Hs	W	n_{Σ}
		B	H	C	
Hi	B	1	2	2	5
Hs	H	0	1	0	1
W	C	0	2	1	3

Для перевірки правильності заповнення матриці (табл. 4.20), визначають контрольну, що повинна відповідати рівності:

$$\Sigma(n_{\Sigma}) = n^2. \quad (4.11)$$

В даному випадку для матриці, наведеної в табл. 4.20, рівність (4.11) підтверджується, що свідчить про правильне заповнення матриці.

Подальший етап – розрахунок інтегрованої важливості, яку визначають за методикою, наведеною в [31]. Формула визначення інтегрованої важливості наступна:

$$IV_n = \begin{cases} \sum_{z=1}^n (2 \cdot n_{\Sigma k}) n_{\Sigma z} < n_{\Sigma k} \\ \sum_{z=1}^n (0 \cdot n_{\Sigma k}) n_{\Sigma z} > n_{\Sigma k} \\ \sum_{z=1}^n (1 \cdot n_{\Sigma k}) n_{\Sigma z} = n_{\Sigma k} \end{cases}, \quad (4.12)$$

де $n_{\Sigma z}$ – «плаваюча» змінна $n_{\Sigma k}$.

Результати визначення інтегрованої важливості наведені в табл. 4.22.

Таблиця 4.22 – Матриця значень інтегрованої важливості на основі даних з табл. 4.21

об'єкти m \ об'єкти n		Hi	Hs	W	n_{Σ}	IV_n
		B	H	C		
Hi	B	1	2	2	5	13
Hs	H	0	1	0	1	1
W	C	0	2	1	3	5

Ваговий коефіцієнт атрибутів якості енергетичних показників природного газу визначається за наступною формулою:

$$w_{\text{МЕП}n} = \frac{IV_n}{\sum_{n=1}^3 IV_n}. \quad (4.13)$$

Результати визначення вагових коефіцієнтів атрибутів якості енергетичних показників природного газу наведені в табл. 4.23.

Таблиця 4.23 – Результати визначення вагових коефіцієнтів атрибутів якості енергетичних показників природного газу

об'єкти m \ об'єкти n		Ні	Нs	W	n_{Σ}	IV_n	$w_{MEПn}$
		B	H	C			
Ні	B	1	2	2	5	13	0,684211
Нs	H	0	1	0	1	1	0,052631
W	C	0	2	1	3	5	0,263158

Якісний показник підхарактеристики енергетичних показників природного газу визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{MEП} = \sum_{n=1}^3 (a_{MEПn} \cdot w_{MEПn}) \in [0,1]. \quad (4.14)$$

де $a_{MEПn}$ – значення атрибутів якості енергетичних показників природного газу: Ні, Нs, W (див. табл. 4.17).

Значення якісного показника підхарактеристики енергетичних показників природного газу, визначене за формулою (4.14), становить $p_{MEП} = 0,504247$.

4.3.3 Метрика фізичних показників природного газу

Складовими метрики фізичних показників природного газу, відповідно до табл. 4.3, є наступні атрибути якості: ρ – густина газу абсолютна, T – температура газу та P – тиск газу.

Діапазон значень абсолютної густини природного газу визначено на основі аналізу експериментальних даних за 2018 рік, наведених в [11]. Ці значення знаходяться в межах від 0,5785 кг/м³ до 0,9696 кг/м³ (при 20 °С) та наведені на рис. 4.5. Середнє значення густини природного газу – 0,7185 кг/м³.

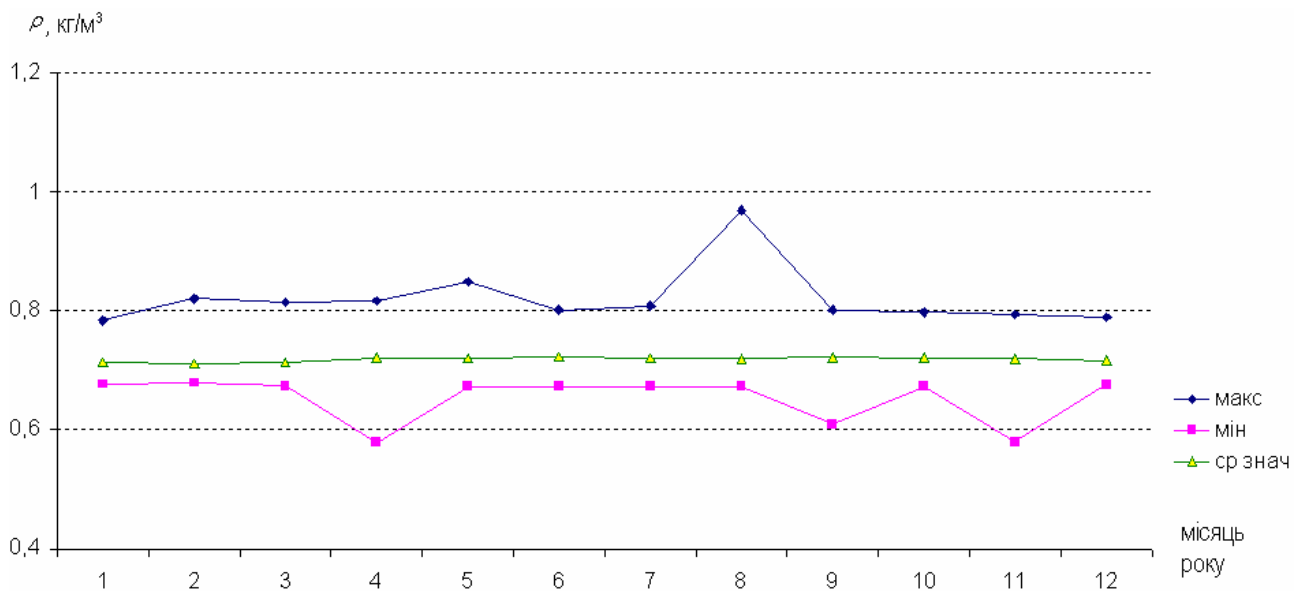


Рисунок 4.5 – Діапазон значень абсолютної густини природного газу в регіонах України в 2018 році

Температура природного газу, що обліковується побутовими лічильниками газу в регіонах України, знаходиться в межах від 6,9 °С до 18,9 °С [32]. Нормативним документом [33] нормується стандартне значення температури газу – 15 °С (288,15 К).

Абсолютний тиск природного газу, за даними [32], становить від 97919,24 Па до 103462,7 Па. Національний стандарт [33] встановлює стандартні (базові) умови для тиску газу – 101325 Па.

У табл. 4.24 наведені діапазони вимірних фізичних показників природного газу та їх нормовані стандартні значення.

Таблиця 4.24 – Діапазони значень фізичних показників природного газу

	ρ	T	P
	Густина газу абсолютна, кг/м ³	Температура газу, °С	Тиск газу, Па
мін	0,5785	6,9	97919,24
макс	0,9696	18,9	103462,7
н. знач	-	15	101325

Дані, наведені в табл. 4.24, необхідно привести до одиничного вигляду.

Густина газу абсолютна приводиться до одиничного вигляду за наступною формулою:

$$\rho_{,1} = \frac{\rho - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}}, \quad (4.15)$$

де ρ – середнє значення густини природного газу, ρ_{\min} – мінімальне значення та ρ_{\max} – максимальне значення цієї фізичної величини (за даними з табл. 4.24).

Температура та тиск газу приводяться до одиничного вигляду за наступними формулами:

$$T_{,1} = \left| \frac{T}{T_c} \right|; \quad (4.16)$$

$$P_{,1} = \left| \frac{P}{P_c} \right|, \quad (4.17)$$

де T ; P – виміряні значення температури та тиску природного газу, відповідно, T_c ; P_c – стандартні значення цих фізичних величин (за даними з табл. 4.24), відповідно.

Для подальших розрахунків за вимірне значення тиску природного газу доцільно прийняти середнє значення, обчислене за даними з таблиці 4.24. Воно становить 100691 Па.

Що стосується температури природного газу, то доцільно врахувати, що основна частина природного газу споживається в опалювальний період. Середнє значення температури природного газу впродовж опалювального сезону, обчислене за даними з [32],

становить 9,3 °С (282,45 К). Саме це значення доцільно використати при обчисленнях за формулою (4.16).

Отримані значення атрибутів якості фізичних показників природного газу, на основі даних з табл. 4.24, в одиничному вигляді, визначені за формулами (4.15) – (4.17), наведені в табл. 4.25.

Таблиця 4.25 – Значення атрибутів якості фізичних показників природного газу, в одиничному вигляді

ρ	T	P
Густина газу абсолютна	Температура газу	Тиск газу
0,3580	0,9802	0,9937

Наступним етапом є визначення рівня значимості кожного атрибуту якості фізичних показників природного газу за методикою, наведеною в [30].

Рівні значимості атрибутів якості фізичних показників природного газу визначалися виходячи з того, що найбільший вплив на зміну об'єму облікованого газу має його температура [32], а тиск та густина газу спричиняють однакову дію, та наведені в табл. 4.26.

Таблиця 4.26 – Рівні значимості атрибутів якості фізичних показників природного газу

Позначення атрибуту якості	ρ	T	P
Рівень значимості	C	B	C

Матриця рівнів значимості атрибутів якості фізичних показників природного газу, заповнена за методикою як у формулах (4.9), (4.10), наведена в табл. 4.27.

Таблиця 4.27 – Матриця рівнів значимості атрибутів якості фізичних показників природного газу

об'єкти m \ об'єкти n		ρ	Т	Р
		С	В	С
ρ	С	1	0	1
Т	В	2	1	2
Р	С	1	0	1

Результати визначення вагових коефіцієнтів атрибутів якості фізичних показників природного газу, обчислені за методикою як у формулах (4.11)-(4.13), наведені в табл. 4.28.

Таблиця 4.28 – Результати визначення вагових коефіцієнтів атрибутів якості фізичних показників природного газу

об'єкти m \ об'єкти n		ρ	Т	Р	n_{Σ}	IV_n	$w_{МФПn}$
		С	В	С			
ρ	С	1	0	1	2	4	0,190476
Т	В	2	1	2	5	13	0,619048
Р	С	1	0	1	2	4	0,190476

Якісний показник підхарактеристики фізичних показників природного газу визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{МФП} = \sum_{n=1}^3 (a_{МФПn} \cdot w_{МФПn}) \in [0,1]. \quad (4.18)$$

де $a_{МФПn}$ – значення атрибутів якості фізичних показників природного газу: ρ , Т, Р (див. табл. 4.25).

Значення якісного показника підхарактеристики фізичних показників природного газу, визначене за формулою (4.18), становить $p_{МФП} = 0,864257$.

4.3.4 Метрика точки роси

Складовими метрики точки роси, відповідно до табл. 4.4, є наступні атрибути якості: t_d – температура точки роси вологи, t_v – температура точки роси вуглеводнів.

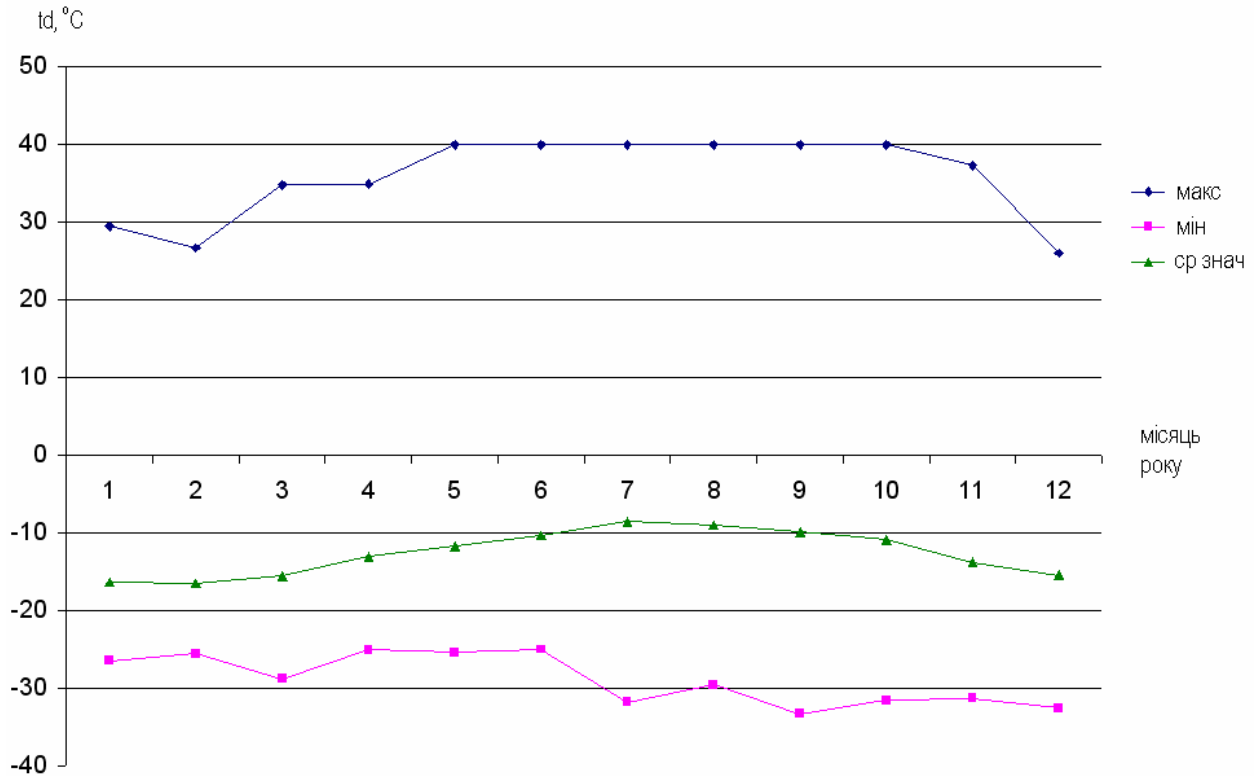


Рисунок 4.6 – Діапазон значень температури точки роси вологи природного газу в регіонах України в 2018 році

Діапазон значень температури точки роси вологи природного газу визначено на основі аналізу експериментальних даних за 2018 рік, наведених в [11]. Ці значення знаходяться в межах від мінус 33,3 °C до 40 °C та наведені на рис. 4.6. Середнє значення температури точки роси вологи природного газу – мінус 12,6 °C.

Діапазон значень температури точки роси вуглеводнів природного газу визначено на основі аналізу експериментальних даних за 2018 рік, наведених в [11]. Ці значення знаходяться в межах від мінус 36,2 °C до 19 °C та наведені на рис. 4.7. Середнє значення температури точки роси вуглеводнів природного газу – мінус 9,3 °C.

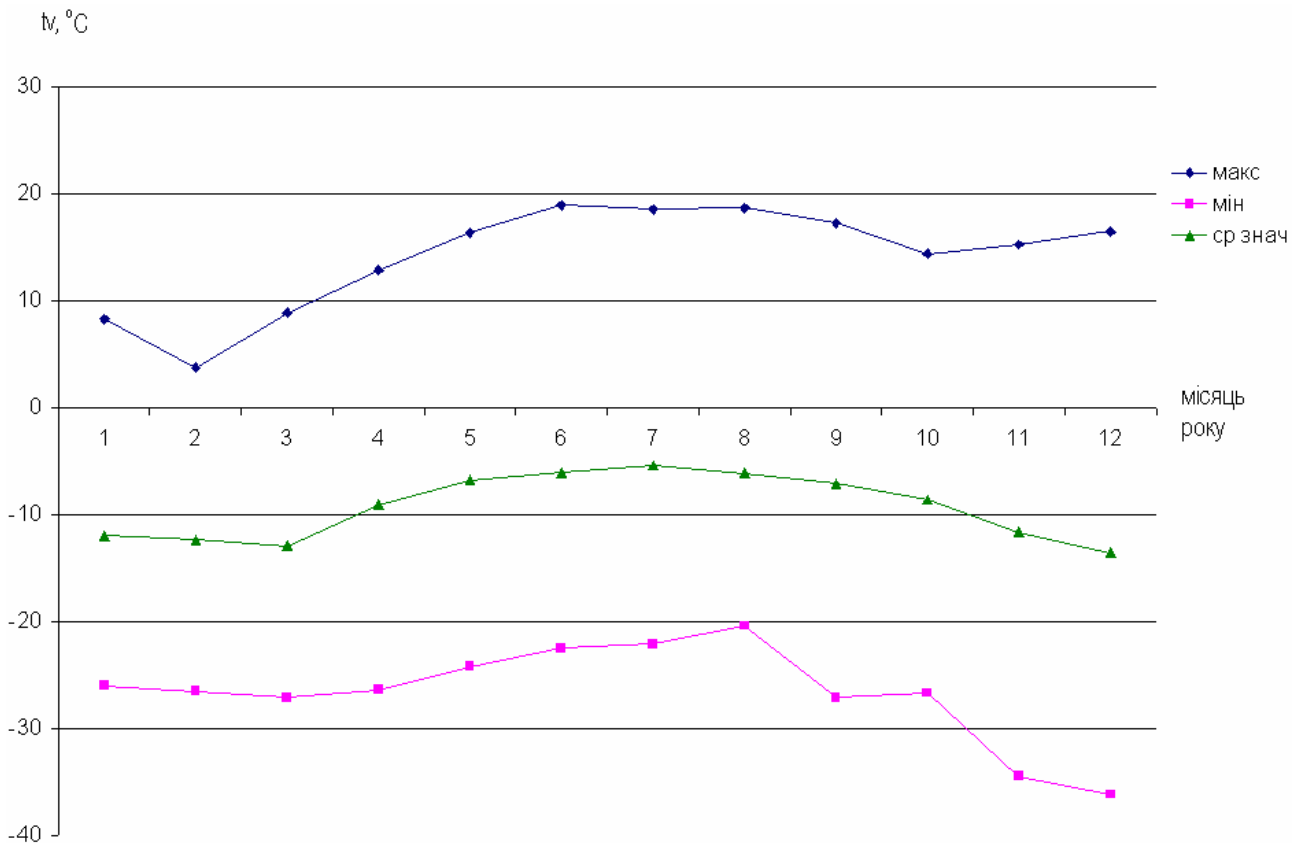


Рисунок 4.7 – Діапазон значень температури точки роси вуглеводнів природного газу в регіонах України в 2018 році

У табл. 4.29 наведені діапазони вимірних значень температур точки роси вологи та точки роси вуглеводнів природного газу та їх середні значення.

Таблиця 4.29 – Діапазони вимірних значень температур точки роси вологи та точки роси вуглеводнів природного газу та їх середні значення, в °C

	td	tv
	Температура точки роси вологи	Температура точки роси вуглеводнів
мін	-33,3	-36,2
макс	40	19
ср знач	-12,6	-9,3

Дані, наведені в табл. 4.29, необхідно привести до одиничного вигляду за наступними формулами:

$$td,1 = \left| \frac{td - td_{\min}}{td_{\max} - td_{\min}} \right|; \quad (4.19)$$

$$tv,1 = \left| \frac{tv - tv_{\min}}{tv_{\max} - tv_{\min}} \right|, \quad (4.20)$$

де td , tv – середні значення температур точки роси вологи та точки роси вуглеводнів природного газу, відповідно; td_{\min} , tv_{\min} – мінімальні значення та td_{\max} , tv_{\max} – максимальні значення цих фізичних величин (за даними з табл. 4.29), відповідно.

Отримані значення атрибутів якості точки роси, на основі даних з табл. 4.29, в одиничному вигляді, визначені за формулами (4.19), (4.20), наведені в табл. 4.30.

Таблиця 4.30 – Значення атрибутів якості точки роси, в одиничному вигляді

td	tv
Температура точки роси вологи	Температура точки роси вуглеводнів
0,6262	0,8243

Оскільки обидві фізичні величини: температура точки роси вологи та температура точки роси вуглеводнів мають однаковий вплив на якісні показники природного газу, то вагові коефіцієнти також будуть однаковими і становитимуть кожен 0,5 виходячи з умови, що:

$$\sum_{n=1}^2 w_{MTPn} = const = 1. \quad (4.21)$$

Якісний показник підхарактеристики точки роси визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{\text{МТР}} = \sum_{n=1}^2 (a_{\text{МТР}n} \cdot w_{\text{МТР}n}) \in [0,1]. \quad (4.22)$$

де $a_{\text{МТР}n}$ – значення атрибутів якості точки роси: t_d , t_v (див. табл. 4.32).

Значення якісного показника підхарактеристики точки роси, визначене за формулою (4.22), становить $p_{\text{МТР}} = 0,725250$.

4.3.5 Метрика домішок

Складовими метрики домішок, відповідно до табл. 4.5, є наступні атрибути якості: X_c – масова концентрація сірководню, X_m – масова концентрація меркаптанової сірки, X_{cm} – масова частка смоли, X_p – маса механічних домішок (пороху). Два останні атрибути якості в [11] об'єднані в один: X_d – масова концентрація домішок.

Діапазон значень масової концентрації сірководню та меркаптанової сірки в природному газі визначено на основі аналізу експериментальних даних за 2018 рік, наведених в [11]. Значення першого параметру знаходяться в межах від 0 г/м^3 до $0,01333 \text{ г/м}^3$ та наведені на рис. 4.8. Середнє значення масової концентрації сірководню – $0,00098 \text{ г/м}^3$. Значення другого параметру знаходяться в межах від 0 г/м^3 до $0,02398 \text{ г/м}^3$ та наведені на рис. 4.9. Середнє значення масової концентрації меркаптанової сірки – $0,00216 \text{ г/м}^3$.

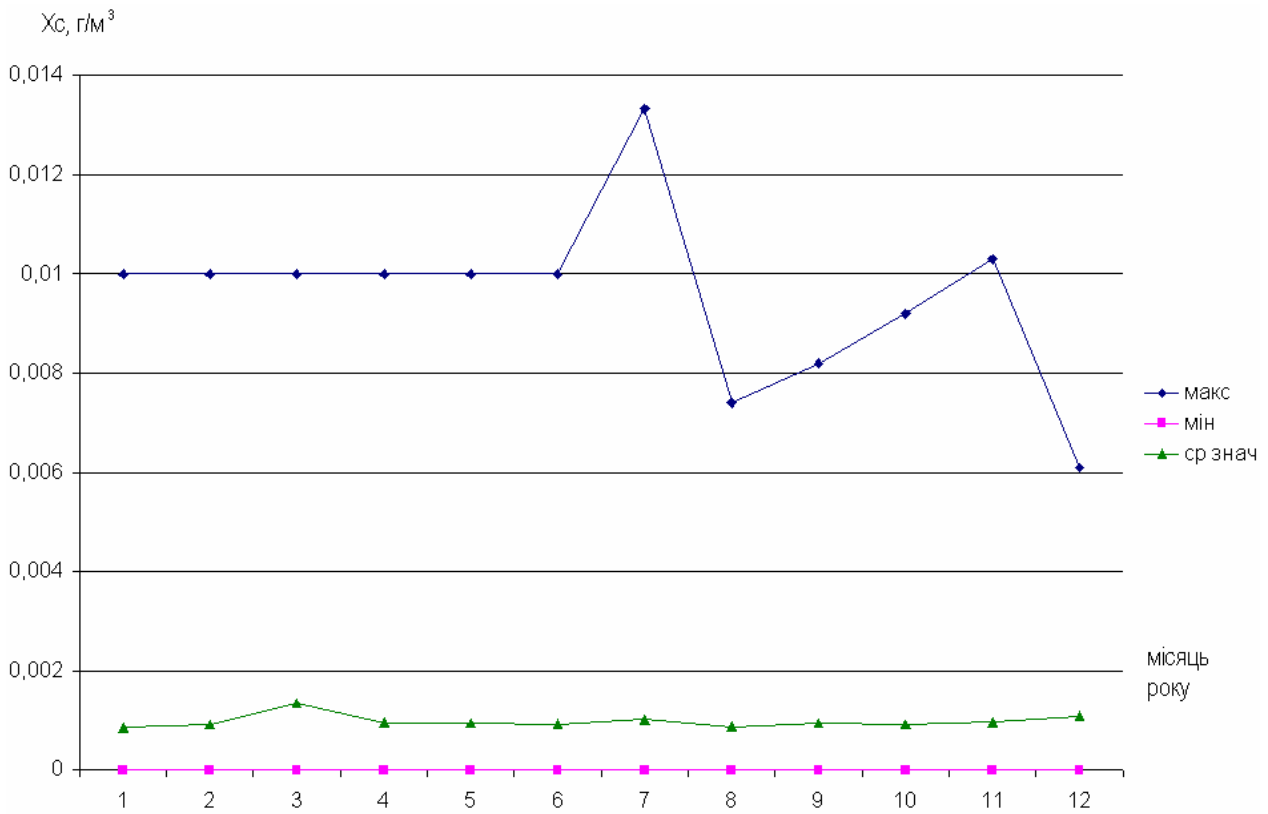


Рисунок 4.7 – Діапазон значень масової концентрації сірководню в природному газі в регіонах України в 2018 році

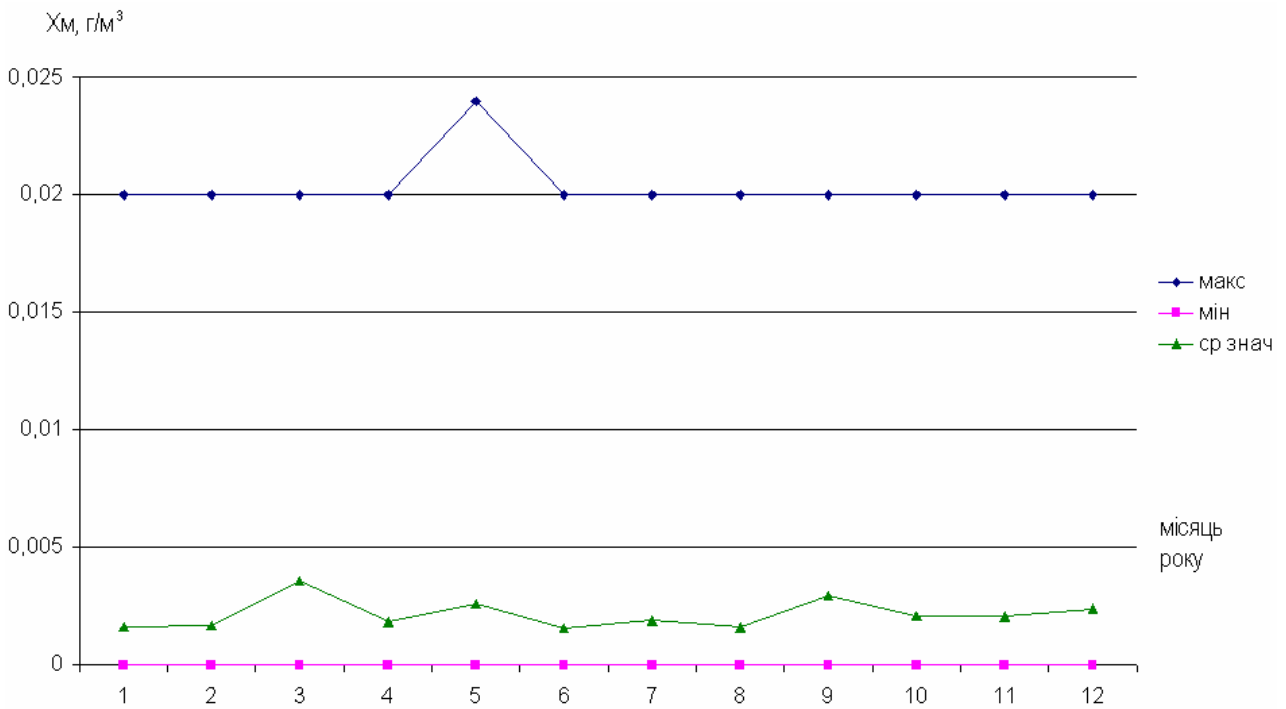


Рисунок 4.8 – Діапазон значень масової концентрації меркаптанової сірки в природному газі в регіонах України в 2018 році

Діапазон значень масової концентрації домішок в природному газі визначено на основі аналізу експериментальних даних за 2018 рік, наведених в [11].

Слід зауважити, що для всіх регіонів України в [11] значення масової концентрації домішок в природному газі становлять 0 г/м^3 , за винятком Хмельницької області, для якої ці значення знаходяться в межах від 0 г/м^3 до $0,0008 \text{ г/м}^3$ та наведені на рис. 4.9. Середнє значення масової концентрації домішок в даній області – $0,00056 \text{ г/м}^3$.

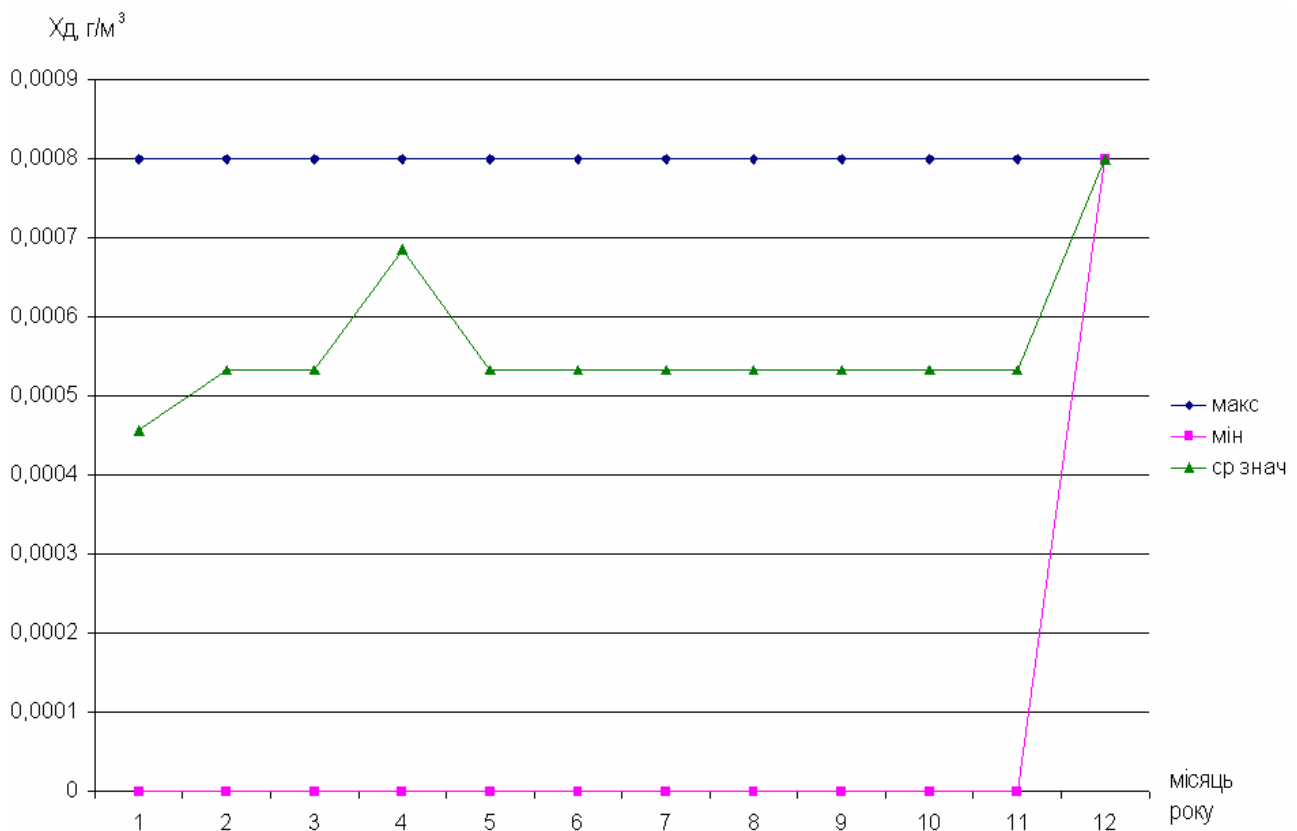


Рисунок 4.8 – Діапазон значень масової концентрації домішок в природному газі в Хмельницькій області в 2018 році

У табл. 4.31 наведені діапазони вимірних значень вмісту домішок в природному газі та їх середні значення.

Таблиця 4.31 – Діапазони вимірних значень вмісту домішок в природному газі, в г/м³

	X _с	X _м	X _д
	Масова концентрація сірководню	Масова концентрація меркаптанової сірки	Масова концентрація домішок
мін	0	0	0
макс	0,01333	0,02398	0,0008
ср. знач	0,00098	0,00216	0,00056

Дані, наведені в табл. 4.31, необхідно привести до одиничного вигляду за наступними формулами:

$$X_{с,1} = \frac{X_c - X_{c_{\min}}}{X_{c_{\max}} - X_{c_{\min}}}; \quad (4.23)$$

$$X_{м,1} = \frac{X_m - X_{m_{\min}}}{X_{m_{\max}} - X_{m_{\min}}}; \quad (4.24)$$

$$X_{д,1} = \frac{X_d - X_{d_{\min}}}{X_{d_{\max}} - X_{d_{\min}}}, \quad (4.25)$$

де X_с; X_м; X_д – значення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки та домішок, відповідно, X_{с_{мін}}; X_{м_{мін}}; X_{д_{мін}} – мінімальні значення та X_{с_{макс}}; X_{м_{макс}}; X_{д_{макс}} – максимальні значення цих параметрів (за даними з табл. 4.31), відповідно.

Таблиця 4.32 – Значення вмісту домішок в природному газі, в одиничному вигляді

X _с	X _м	X _д
Масова концентрація сірководню	Масова концентрація меркаптанової сірки	Масова концентрація домішок
0,0735	0,0901	0,7000

Отримані значення атрибутів якості вмісту домішок в природному газі, на основі даних з табл. 4.31, в одиничному вигляді, визначені за формулами (4.23) – (4.25), наведені в табл. 4.32.

Оскільки будь-які домішки в природному газі є в однаковій мірі небажані, то вони матимуть однаковий вплив на якісні показники природного газу, тоді вагові коефіцієнти також будуть однаковими і становитимуть кожен 0,333333 виходячи з умови, що:

$$\sum_{n=1}^3 w_{\text{мд}n} = \text{const} = 1. \quad (4.26)$$

Якісний показник підхарактеристики точки роси визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{\text{мд}} = \sum_{n=1}^3 (a_{\text{мд}n} \cdot w_{\text{мд}n}) \in [0,1]. \quad (4.27)$$

де $a_{\text{мд}n}$ – значення атрибутів якості домішок в природному газі: X_c , X_m , X_d (див. табл. 4.32).

Значення якісного показника підхарактеристики домішок, визначене за формулою (4.27), становить $p_{\text{мд}}=0,287866$.

4.3.6 Внутрішня якість

Складовими внутрішньої якості, відповідно до табл. 4.6, є наступні метрики: МКС – матриця компонентного складу та МЕРП – матриця енергетичних показників.

Оскільки обидві ці метрики мають однаковий вплив на якісні показники природного газу, то вагові коефіцієнти також будуть однаковими і становитимуть кожен 0,5 виходячи з умови, що:

$$\sum_{n=1}^2 w_{\text{вя}n} = \text{const} = 1. \quad (4.28)$$

Якісний показник характеристики Внутрішня якість визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{\text{вн}} = \sum_{n=1}^2 (a_{\text{вн}n} \cdot w_{\text{вн}n}) \in [0,1]. \quad (4.29)$$

де $a_{\text{вн}n}$ – значення якісних показників підхарактеристик внутрішньої якості: МКС ($p_{\text{МКС}}=0,914113$) і МЕП ($p_{\text{МЕП}}=0,504247$), обчислених за формулами (4.3) і (4.14), відповідно.

Значення якісного показника характеристики Внутрішня якість, визначене за формулою (4.29), становить $p_{\text{вн}}=0,70918$.

4.3.7 Зовнішня якість

Складовими зовнішньої якості, відповідно до табл. 4.7, є наступні метрики: МФП – матриця фізичних показників, МТР – матриця точки роси, МД – матриця домішок. Значення якісних показників цих підхарактеристик, обчислених за формулами (4.18), (4.22) та (4.27), відповідно, наведені в табл. 4.33.

Таблиця 4.33 – Значення якісних показників підхарактеристик зовнішньої якості, в одиничному вигляді

Матриця фізичних показників (МФП)	Матриця точки роси (МТР)	Матриця домішок (МД)
$p_{\text{МФП}}$	$p_{\text{МТР}}$	$p_{\text{МД}}$
0,864257	0,725250	0,287866

Наступним етапом є визначення рівня значимості кожної підхарактеристики зовнішньої якості природного газу за методикою, наведеною в [30].

Рівні значимості підхарактеристик зовнішньої якості природного газу визначалися виходячи з того, що найбільший вплив на якість газу мають його фізичні показники, та наведені в табл. 4.34.

Таблиця 4.34 – Рівні значимості підхарактеристик зовнішньої якості природного газу

МФП	МТР	МД
В	С	С

Матриця рівнів значимості якісних показників підхарактеристик зовнішньої якості природного газу, заповнена за методикою як у формулах (4.9), (4.10), наведена в табл. 4.35.

Таблиця 4.35 – Матриця рівнів значимості підхарактеристик зовнішньої якості природного газу

об'єкти n \ об'єкти m		МФП	МТР	МД
		В	С	С
МФП	В	1	2	2
МТР	С	0	1	1
МД	С	0	1	1

Результати визначення вагових коефіцієнтів підхарактеристик зовнішньої якості природного газу, обчислені за методикою як у формулах (4.11)-(4.13), наведені в табл. 4.36.

Таблиця 4.36 – Результати визначення вагових коефіцієнтів підхарактеристик зовнішньої якості природного газу

об'єкти n \ об'єкти m		МФП	МТР	МД	n_{Σ}	IV_n	$w_{МФПn}$
		В	С	С			
МФП	В	1	2	2	5	13	0,619048
МТР	С	0	1	1	2	4	0,190476
МД	С	0	1	1	2	4	0,190476

Якісний показник зовнішньої якості природного газу визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$p_{зя} = \sum_{n=1}^3 (a_{зяn} \cdot w_{зяn}) \in [0,1]. \quad (4.30)$$

де $a_{зян}$ – значення показника зовнішньої якості природного газу: МФП, МТР, МД (див. табл. 4.33).

Значення якісного показника зовнішньої якості природного газу, визначене за формулою (4.30), становить $p_{зя}=0,72799$.

4.3.8 Комплексний показник якості

Складовими комплексного показника якості, відповідно до табл. 4.8, є наступні характеристики: ВЯ – внутрішня якість та ЗЯ – зовнішня якість.

Оскільки обидві ці характеристики мають однаковий вплив на якісні показники природного газу, то вагові коефіцієнти також будуть однаковими і становитимуть кожен 0,5 виходячи з умови, що:

$$\sum_{n=1}^2 w_{ян} = const = 1. \quad (4.31)$$

Комплексний показник якості визначають за формулою, наведеною в [27]:

$$K_{я} = \sum_{n=1}^2 (a_{ян} \cdot w_{ян}) \in [0,1]. \quad (4.32)$$

де $a_{ян}$ – значення якісних показників характеристик якості: ВЯ ($p_{вя}=0,70918$) і ЗЯ ($p_{зя}=0,72799$), обчислених за формулами (4.29) і (4.30), відповідно.

Значення комплексного показника якості, визначене за формулою (4.32), становить $K_{я}=0,7186 \approx 0,72$.

Зведені дані якісних показників природного газу наведені на рис. 4.9, а також графічно ці дані відображені на рис. 4.10 у вигляді «дерева якості», побудованого за методикою, наведеною в [31].

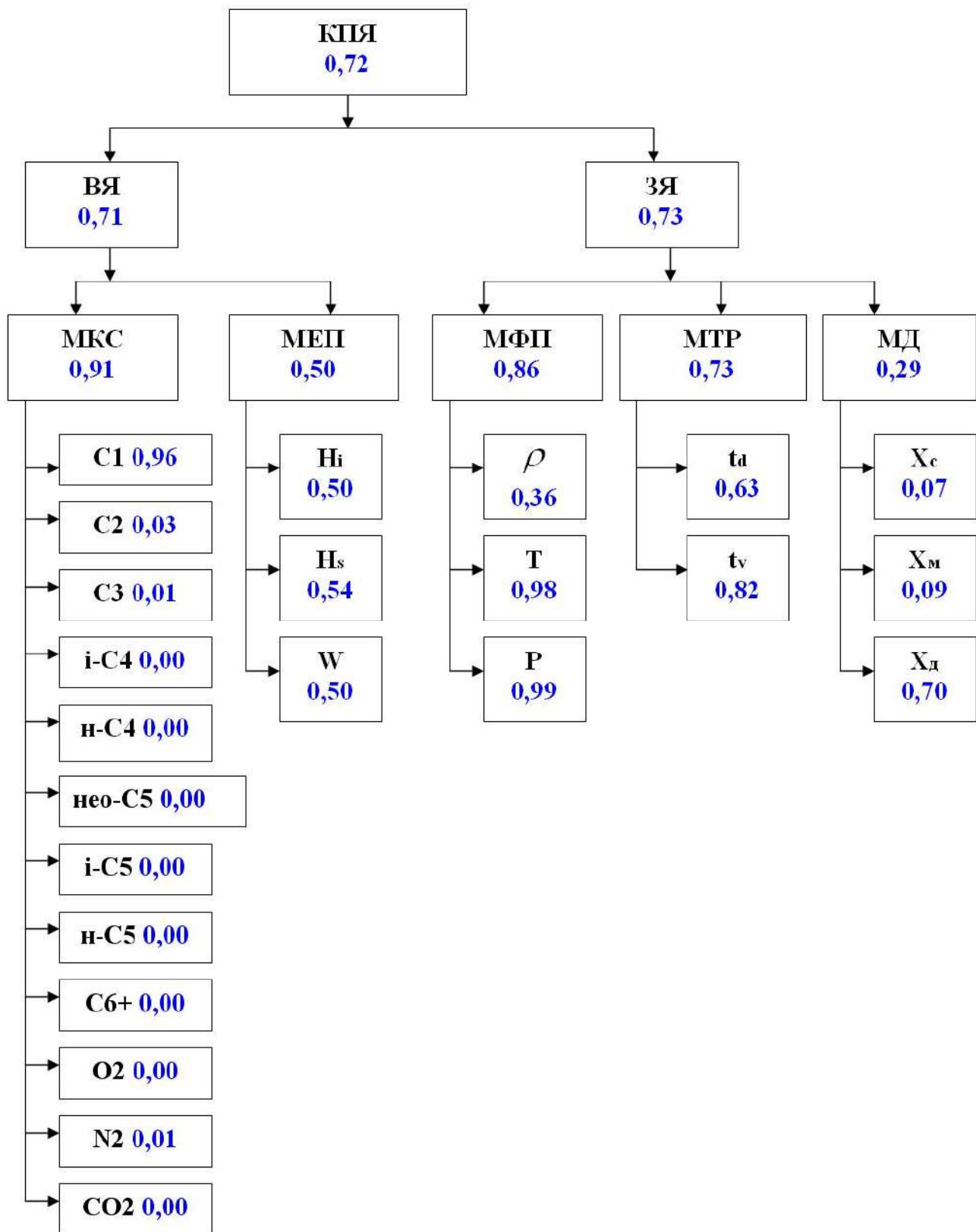


Рисунок 4.9 – Зведені дані якісних показників природного газу

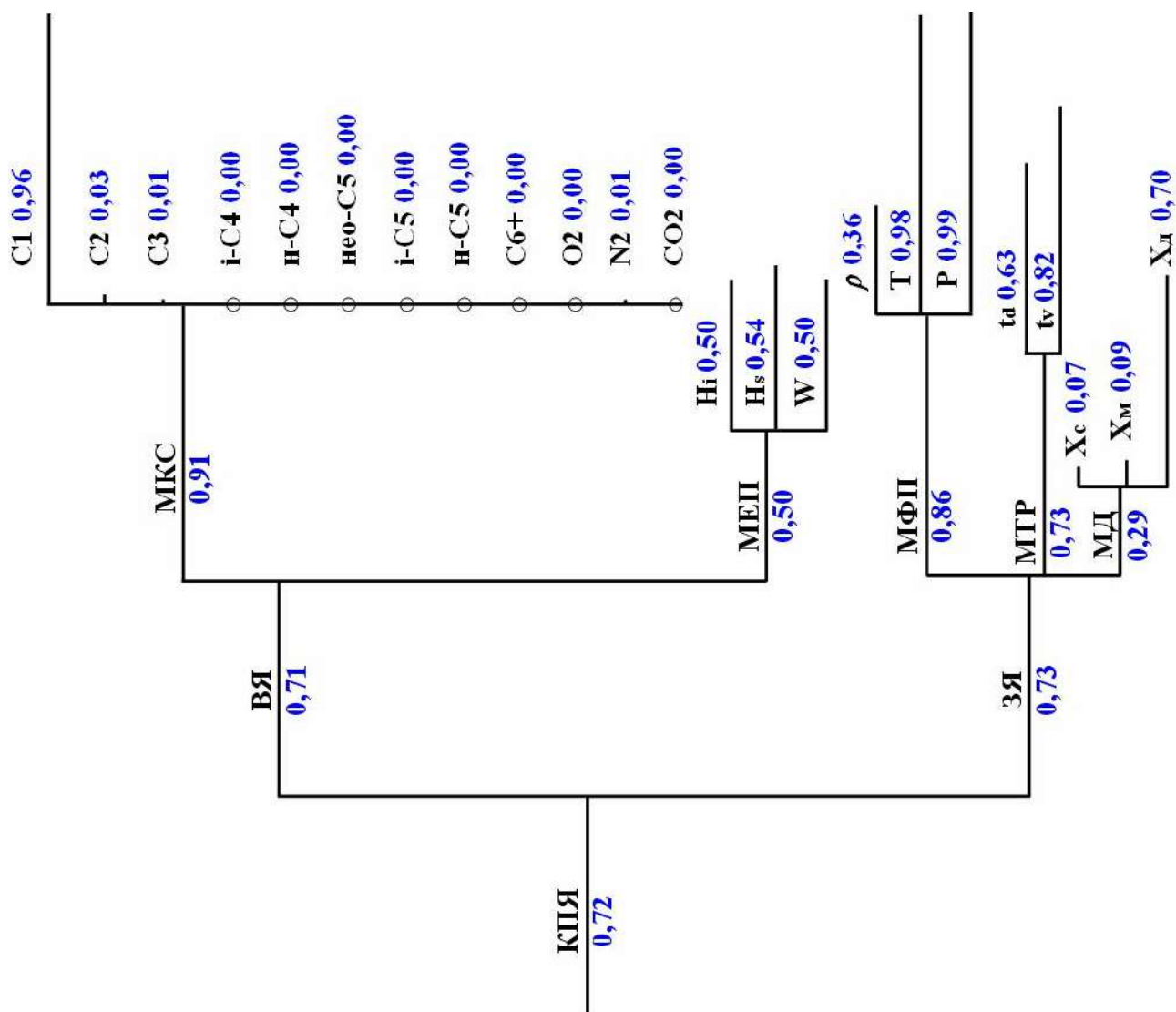


Рисунок 4.10 – «Дерево якості» природного газу

Представлення якісних показників природного газу у вигляді деревоподібної структури (див. рис. 4.10) дозволяє наглядно оцінити ці показники з точки зору їх достатності.

Розроблена методологія дасть змогу здійснювати оцінку якісних показників природного газу, що постачається в комунально-побутову сферу, а також здійснювати порівняння якості газу на різних маршрутах постачання за допомогою комплексних показників якості.

Такий підхід дозволяє порівнювати не тільки енергетичні параметри газу, а комплексно всі його якісні показники.

ЛІТЕРАТУРА

- [1] Регламент (ЄС) № 715/2009 Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 року «Про умови доступу до мереж транспортування природного газу та яким скасовується Регламент (ЄС) № 1775/2005».
- [2] Про ринок природного газу : Закон України від 9.04.2015 р. № 329-VIII. *Відомості Верховної Ради України*. 2015. № 27. Ст. 234.
- [3] Регламент Комісії (ЄС) 2015/703 від 30 квітня 2015 року «Про мережений кодекс щодо правил інтеперабельності та обміну даними».
- [4] Про затвердження Кодексу газорозподільних систем : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.09.2015 р. № 2494. *Офіційний вісник України*. 2015. № 92. С. 461.
- [5] Про затвердження Кодексу газотранспортної системи : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.09.2015 р. № 2493. *Офіційний вісник України*. 2015. № 92. С. 378.
- [6] Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП щодо запровадження на ринку природного газу використання одиниць енергії : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 26.01.2017 р. № 84. *Офіційний вісник України*. 2017. № 35. Ст. 1113.
- [7] Директива Європейського парламенту та Ради 2009/73/ЄС від 13 липня 2009 року «Про спільні правила внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви 2003/55/ЄС».
- [8] Правила постачання природного газу : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.09.2015 р. № 2496. *Офіційний вісник України*. 2015. № 92. С. 3161.

- [9] Про Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу : Постанова Кабінету Міністрів України від 21.08.2001 р. № 1089. *Офіційний вісник України*. 2001. № 34. С. 80.
- [10] ДСТУ ISO 13686:2015. Природний газ. Показники якості. (ISO 13686:2013, IDT). [Чинний від 2016-09-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 38 с.
- [11] Якість газу : Укртрансгаз. URL: <http://www.utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html> (дата звернення: 28.04.2021).
- [12] Технічний регламент засобів вимірювальної техніки : Постанова Кабінету Міністрів України від 24.02.2016 р. № 163. *Офіційний вісник України*. 2016. № 21. С. 89.
- [13] ДСТУ EN 12405-2:2018. Лічильники газу. Пристрої перетворювання. Частина 2. Перетворювання в енергію (EN 12405-2:2012, IDT). [Чинний від 2020-01-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2018. 101 с.
- [14] M. Kuz, L. Zamikhovskyi, V. Skliarov, H. Kuz. Methodology and software for measuring the specific differences of the calculated volumes of natural gas. *Український метрологічний журнал*. Харків, 2020. №1. С. 62-67. DOI: 10.24027/2306-7039.1.2020.204232.
- [15] Кузь М.В. Методи та пристрої зменшення впливу кліматичних факторів на облік газу в комунально-побутовій сфері: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.01 / НУ «Львівська політехніка». Львів, 2006. 157с.
- [16] ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання. [Чинний від 2019-07-01]. Вид. офіц. Київ : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2019. 109 с.
- [17] Леонід Заміховський, Віталій Шульга. Розрахунковий метод визначення енергії природного газу у побутових споживачів. Прикладні науково-технічні дослідження : матеріали V міжнар. наук.-практ. конф., 5-7 квітня 2021 р., Івано-Франківськ: матеріали конф. Академія технічних наук України. – 2021. – С. 215-216.
- [18] Петришин І.С., Кузь М.В., Гончарук М.І. Вплив температурного фактора навколишнього та робочого середовища на достовірність

обліку газу в комунально-побутовій сфері. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2002. №1. С. 22-26.

- [19] Архів погоди :Український гідрометеорологічний центр. URL: https://meteo.gov.ua/ua/33203/climate/climate_stations/21/4/ (дата звернення 15.10.2021).
- [20] Микола Кузь, Леонід Заміховський, Віталій Шульга. Моделювання теплоти згоряння природного газу. Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей V міжнар. наук.-практ. конф., 20-21 травня 2021 р., Львів. – 2021. – С. 18-19.
- [21] Determination of the calorific value of natural gas using predictive modelling / Halyna Kuz, Leonid Zamikhovskyi, Vitalii Shulha, Mykola Kuz // Scientific Journal of TNTU. — Tern.: TNTU, 2021. — Vol 103. — No 3. — P. 110–116.
- [22] Споживання газу в Україні за кризовий пандемійний рік зросло на 5,5% : Фокус. URL: <https://focus.ua/uk/economics/477906-potreblenie-gaza-v-ukraine-za-krizisnyu-pandemiynuu-god-vyroslo-na-5-5> (дата звернення: 27.10.2021).
- [23] Кузь Г.М. Оцінка результатів вимірювання теплоти згоряння природного газу // Прикладні науково-технічні дослідження : матеріали IV міжнар. наук.-практ. конф., 1-3 квітня 2020 р., Івано-Франківськ: матеріали конф. у 2 томах. - Т.2. – Академія технічних наук України. – 2020. – С. 100-102.
- [24] Леонід Заміховський, Галина Кузь, Микола Кузь. Модель якісних показників природного газу. Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи : тези доповідей V міжнар. наук.-практ. конф., 20-21 травня 2021 р., Львів, 2021. С. 102.
- [25] Леонід Заміховський, Галина Кузь. Класифікаційна модель показників якості природного газу. Прикладні науково-технічні дослідження : матеріали V міжнар. наук.-практ. конф., 5-7 квітня 2021 р., Івано-Франківськ: матеріали конф. Академія технічних наук України. – 2021. – С. 230-232.

- [26] ISO 20765-1:2005. Natural gas – Calculation of thermodynamic properties. Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications.
- [27] Кузь М.В., Соловко Я.Т., Андрейко В.М. Методологія формування узагальненого критерію якості програмного забезпечення в умовах невизначеності. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2015. №5. С. 104-107.
- [28] Границі допустимих значень теплоти згоряння природного газу за нормами для газотранспортних компаній Європи : НАК «Нафтогаз України». URL: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/04FF98894B956A3FC2257F5000428F98?OpenDocument> (дата звернення: 12.05.2021).
- [29] ДСТУ ISO 15971:2014. Природний газ. Вимірювання властивостей. Теплота згоряння та число Воббе (ISO 15971:2008, IDT). [Чинний від 2015-05-01]. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 45 с.
- [30] Іванова С.С. Експертний метод вагових коефіцієнтів важливості. *Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві*. Київ, 2015. Т.19. № 2. С. 74-77.
- [31] Кузь М.В. Методологія оцінки якості програмного забезпечення. Науково-технічні дослідження у галузі інформаційних технологій: колективна монографія / заг. ред. М.В. Кузь. – Академія технічних наук України. – Івано-Франківськ : Видавець Кушнір Г.М. – 2022. Т1. – С. 6-36.
- [32] Петришин І.С., Кузь М.В., Петришин Н.І. Про доцільність перегляду стандартних умов для визначення об'єму газу за ГОСТ 2939-63. *Нафтогазова енергетика*. Івано-Франківськ, 2007. № 1(2). С. 71-74.
- [33] ДСТУ ISO 13443:2015. Природний газ. Стандартні умови (ISO 13443:1996, IDT). [Чинний від 2016-09-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 9 с.

Наукове видання

ЯКІСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

МОНОГРАФІЯ

ISBN 978-617-7926-44-2

Віддруковано з готового макету замовника

Підп. до друку 16.02.2023 р.
Формат 60x84 1/16. Умовн. друк. арк. 7,20.
Папір офсетний. Гарнітура “Times New Roman”.
Друк цифровий. Зам. № 21.
Наклад 100 примірників.



Видавець Кушнір Г.М.

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції: серія ІФ №31 від 26.01.2009 р.
76000, м. Івано-Франківськ, вул. Шота Руставелі, 1,
тел. (099) 700-47-45, e-mail: kgm.print@i.ua