

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

Й. Й. Білинський, Б. П. Книш

**ТЕРМООПТИЧНИЙ МЕТОД І ЗАСІБ ВИМІРЮВАЛЬНОГО
КОНТРОЛЮ КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО
ГАЗУ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2017

УДК 681.12

Б61

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № _ від __ «_____» 2016 р.)

Рецензенти:

З. М. Теплох, доктор технічних наук, професор

О. Є. Середюк, доктор технічних наук, професор

Білинський, Й. Й.

Б61 Термооптичний метод і засіб вимірювального контролю компонентів скрапленого нафтового газу : монографія / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 113 с.

ISBN

Робота спрямована на розв'язання актуальної задачі підвищення вірогідності вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, який перебуває при різних температурах, шляхом знаходження значення густин рідкої фази. В роботі наведено удосконалену математичну модель оптико-електронного вимірювального перетворювача масових часток компонентів скрапленого нафтового газу і розроблено засіб вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу зі стабільними метрологічними та експлуатаційними характеристиками.

УДК 681.12

ISBN

© Й. Білинський, Б. Книш, 2017

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ВІДОМИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ	7
1.1 Аналіз фізико-хімічних показників скрапленого нафтового газу.....	7
1.2 Аналіз відомих методів і засобів вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу	8
1.3 Вибір критерію оцінки ефективності вимірювальних перетворювачів.....	16
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ	18
2.1 Аналіз експлуатаційних показників скрапленого нафтового газу та його контроль.....	18
2.2 Розробка математичної моделі стану рідкої фази скрапленого нафтового газу	20
2.3 Розробка термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	25
2.4 Розробка математичної моделі оптико-електронного вимірювального перетворювача	30
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ	48
3.1 Розробка засобу вимірювального контролю компонентів масових часток скрапленого нафтового газу.....	48
3.2 Перетворення та обробка вимірювальної інформації. Виведення функції перетворення засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	50
3.3 Аналіз статичних метрологічних характеристик вимірювального каналу засобу контролю масових часток	

компонентів скрапленого нафтового газу	62
3.4 Аналіз похибок засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	67
3.4.1 Похибка встановлення положення плями світла на фотоприймачі.....	69
3.4.2 Похибка квантування (похибка АЦП)	70
3.4.3 Випадкові фактори впливу на сумарну похибку вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	73
РОЗДІЛ 4 АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСОБУ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ.....	74
4.1 Рекомендації щодо інженерного проектування засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	74
4.2 Алгоритм вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	78
4.3 Розробка конструкції засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	81
4.4 Експериментальні дослідження засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	85
4.5 Експериментальні дослідження похибок засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	90
4.6 Оцінювання загальної похибки вимірювання масової частки компонентів скрапленого нафтового газу.....	96
4.7 Оцінювання вірогідності вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	101

ВСТУП

На сьогодні знаходить широке використання скраплений нафтовий газ як паливо в двигунах автомобільного транспорту та установках муніципальних, промислових і сільськогосподарських об'єктів [1]. При цьому спостерігається неперервне зростання об'ємів споживання цього виду палива, як наслідок постає задача підвищення його якості. Одним із шляхів її вирішення є контроль масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, оскільки різні масові та об'ємні співвідношення його складових спричиняють зміну основних характеристик скрапленого нафтового газу, зокрема, тепловіддачі, складу викидів після згорання тощо.

Відомими методами вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу є хроматографічний, хімічний, радіохвильовий, радіочастотний, піролізу, гідростатичного зважування, випаровування та охолодження [2–4]. Основними їх недоліками є складність реалізації процесу вимірювання, його висока вартість та низька точність. Наприклад, похибка методу гідростатичного зважування складає 5% [5, 6], піролізу – 5...10% [7], радіохвильового та радіочастотного – 4% [8]. Це пов'язано з визначенням співвідношення лише суміші пропан-бутан, тоді як наявність ненасичених вуглеводнів не враховується.

На основі проведеного аналізу особливостей компонентного складу скрапленого нафтового газу встановлено, що на сьогодні існують декілька марок скрапленого нафтового газу, залежно від основних його компонентів. Наприклад, в пропан-бутані автомобільному частка пропану може коливатись в діапазоні від 40% до 60%, бутану – від 34% до 60%, ненасичених вуглеводнів – від 0% до 6% [9, 10]. Вихід масової частки хоча б одного з компонентів скрапленого нафтового газу за межі зазначених діапазонів відображається на його якості. Це в кінцевому результаті веде до значних економічних збитків. Тому вимірювальний контроль масових часток компонентів скрапленого нафтового газу надзвичайно важливий, оскільки нормоване співвідношення масової частки

кожного із компонентів визначає не лише марку, але й якість скрапленого нафтового газу [11–16].

Таким чином, з огляду на безупинний розвиток промисловості та високі вимоги щодо якості газу в стандартах [5, 7, 9, 10, 17–21], а, відповідно, й до вимірювального обладнання, важливим та актуальним постає завдання розробки сучасних методів і засобів вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ВІДОМИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

Вимірювальний контроль масових часток компонентів скрапленого нафтового газу у різних галузях науки та техніки передбачає використання різноманітних методів та засобів вимірювального контролю, вибір яких визначається особливостями кожного конкретного місця застосування [22–44].

1.1 Аналіз фізико-хімічних показників скрапленого нафтового газу

На сьогодні знаходить широке використання скраплений нафтовий газ як паливо в двигунах автомобільного транспорту, так і в установках муніципальних, промислових і сільськогосподарських об'єктів [1]. Скраплений нафтовий газ – це суміш хімічних сполук, що складається в основному з водню і вуглецю з різною структурою молекул, тобто суміш вуглеводнів різної молекулярної маси [45–50], а саме: пропану (C_3H_8), бутану (C_4H_{10}) та ненасичених вуглеводнів [7].

Основна перевага скрапленого нафтового газу – можливість існування при температурі навколишнього середовища і помірних тисках як у рідкому, так і в газоподібному стані. У рідкому стані він легко переробляється, зберігається і транспортується, в газоподібному має кращу характеристику згоряння.

Серед особливостей, які ускладнюють використання скрапленого нафтового газу в промисловості, варто зазначити такі:

1. Нелінійна залежність густини як рідкої, так і парової фаз скрапленого нафтового газу від температури і компонентного складу пропану та бутану (рис. 1.1) при сталому тиску [9, 17].

2. Фазові переходи при зміні температури, тиску або кількості скрапленого нафтового газу (випаровування, кипіння, конденсація).

3. Висока густина пари.

4. Широкий діапазон тиску в робочому діапазоні температур (від 0,07 до 1,6 МПа).

5. Схильність до утворення снігових, крижаних і кристалогідратних відкладень [51].

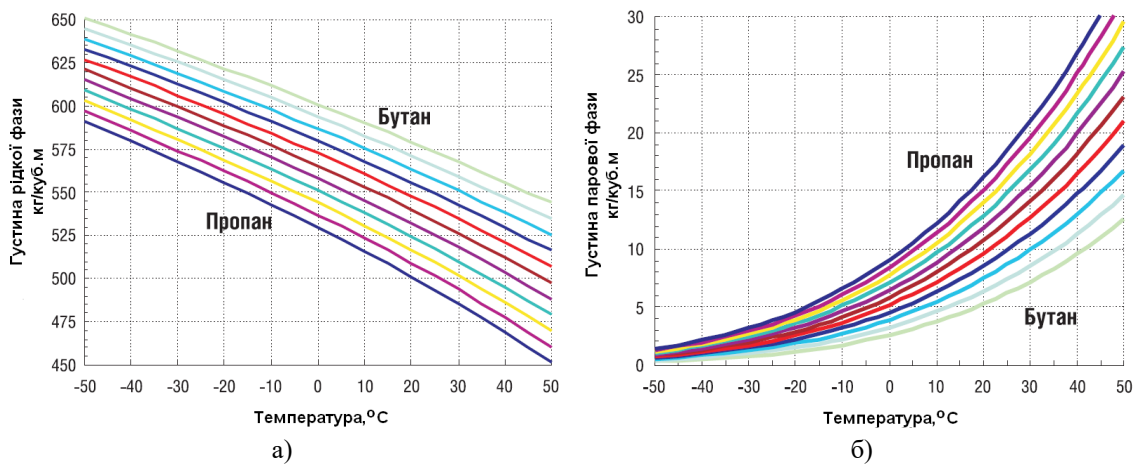


Рисунок 1.1 – Залежність густини рідкої (а) та парової (б) фаз скрапленого нафтового газу від температури і компонентного складу пропану та бутану

Стан вуглеводневих систем визначається сукупністю впливів різних факторів, тому для повної характеристики необхідно знати всі параметри. До основних параметрів, що піддаються безпосередньому вимірюванню і впливають на скраплений нафтовий газ, відносять масу рідкої та парової фаз скрапленого нафтового газу, загальна масу скрапленого нафтового газу, густину, тиск, температуру, в'язкість, масові частки компонентів, співвідношення фаз тощо [15]. Також важливо враховувати наєтунні процеси, які істотно впливають на контроль скрапленого нафтового газу, це: залежність об'єму рідкої фази від параметрів стану та складу скрапленого нафтового газу, проблема системи «рідина–пар», спотворення показів сенсорів при зміні температури, тиску чи складу скрапленого нафтового газу,

розчинена вода в рідкій та паровій фазі скрапленого нафтового газу [2 – 4, 47].

1.2 Аналіз відомих методів і засобів вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Повноцінний моніторинг скрапленого нафтового газу як галузі промисловості передбачає проведення експертно-аналітичного контролю, наприклад як в [22, 44], результат якого дає уявлення про основні компоненти скрапленого нафтового газу – вільна вода, луг, сірка, метанол, пропан-бутан та методи їх контролю.

Стандартні методи вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу затверджені ASTM (Американська Спільнота з Випробовування Матеріалів) та UOP (Universal Oil Products), які в даний час широко використовуються нарівні з стандартами EN (Стандарти Західної Європи), EN ISO (Міжнародна Організація зі Стандартизації), ГОСТ [5, 7, 9, 17 – 21], ДСТУ [10], згідно з якими проводять огляд характеристик цих методів.

На рисунку 1.2 наведено основні методи вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу згідно з вітчизняними і міжнародними стандартами, а саме: хроматографічний, хімічний методи, методи піролізу, гідростатичного зважування, випаровування та охолодження [6, 52–57].



Рисунок 1.2 – Основні методи вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Найпростішим методом вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу з використанням їх густин є метод гідростатичного зважування, що передбачає використання зразкового мірника і ваг. При використанні ваг з похибкою ± 50 г і 10-літрового мірника з похибкою $\pm 0,01$ л (чи менше) похибка розрахунку густини, на основі якої розраховуються масові частки компонентів суміші скрапленого нафтового газу, складає близько ± 5 %. Процес вимірювання не піддається повній автоматизації і практично не захищений від людського фактора [45].

Також визначення складу пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів виконують за допомогою хроматографічного методу, заснованого на розділенні компонентів у газоадсорбційній і / або газорідинній варіантах хроматографії. Для вимірювання молярної частки компонентів скрапленого нафтового газу використовують апаратнопрограмні хроматографічні комплекси (АПХК) на базі лабораторних або потокових хроматографів. Величиною, що вимірюється, є молярна частка компонентів в пробі скрапленого нафтового газу. Значення масової частки компонентів в пробі скрапленого нафтового газу встановлюють шляхом перерахунку виміряних значень молярної частки. Залежно від вимог до аналізу

компонентного складу скрапленого нафтового газу використовують один з таких методів:

- метод А – для аналізу вуглеводневого складу скрапленого нафтового газу, включаючи граничні і ненасичені вуглеводні з довжиною вуглецевого ланцюжка С1-С6;

- метод Б – для аналізу граничних вуглеводнів з довжиною вуглецевого ланцюжка С1-С6 і метанолу у складі скрапленого нафтового газу.

Метод А застосовують для визначення повного вуглеводневого складу скрапленого нафтового газу, включаючи граничні вуглеводні, ненасичені вуглеводні з одним або з двома подвійними зв'язками. Метод може бути реалізований при використанні хроматографічних колонок, що забезпечують задовільне розділення проби скрапленого нафтового газу на індивідуальні компоненти.

Метод Б використовують для визначення метанолу в пробах скрапленого нафтового газу. Метод застосовують також для визначення компонентного складу скрапленого нафтового газу, що не містить ненасичених вуглеводнів, або в тих випадках, коли наявність ненасичених вуглеводнів у складі скрапленого нафтового газу не нормовано.

При обробці хроматографічної інформації значення молярної частки компонентів визначають з використанням відносних молярних коефіцієнтів чутливості (метод внутрішньої нормалізації) або градуювальних коефіцієнтів (метод абсолютного градуювання) з наступною нормалізацією отриманих значень. Визначення метанолу проводять тільки з використанням градуювального коефіцієнта. У разі визначення молярної частки важких компонентів використовують коефіцієнти, встановлені для граничних вуглеводнів нормальної будови з відповідним числом атомів вуглецю. Сума вимірних ненормалізованих значень молярної частки компонентів проби скрапленого нафтового газу не повинна відрізнятися від 100 % більше ніж на 2 %, при цьому повинні бути враховані всі компоненти, молярна частка яких перевищує 0,01 % [34].

Основним недоліком хроматографічного методу є необхідність застосування дорогих стандартних зразків, що збільшує вартість аналізу [51].

Наявність вільної води [58, 59] та лугу в скрапленому нафтовому газі визначається за допомогою методу випаровування, коли після випаровування газу вільна вода та луг залишаються на дні і на стінках відстійника. При утрудненні візуальної ідентифікації вільної води та лугу у рідкому залишку їх наявність визначають за допомогою барвника. Похибка методу складає 1 % [7].

Для додаткової ідентифікації вільної води використовують метод охолодження, за яким рідкий залишок охолоджують до температури $-5...-10^{\circ}\text{C}$. Якщо у відстійнику утворюється лід, то констатують наявність вільної води, якщо рідина не замерзає – вільна вода відсутня. Похибка методу складає 1 % [7].

Суть вимірювання кількості сірки полягає в методі піролізу – спалюванні за допомогою спеціального пальника скрапленого газу в присутності повітря до двоокису сірки з наступним окисненням останньої розчином перекису водню і титруванням сірчаної кислоти, що утворилася, лугом в присутності змішаного індикатора.

Також вимірювання проводять хімічним методом за допомогою впливу на мідну пластинку активних сірчаних з'єднань чи вільної сірки, яка міститься в скрапленому газі, в умовах встановлених стандартом. Похибка методу складає 1 % [7, 22].

З урахуванням вищезазначених методів, існує більше 40 різновидів засобів вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, які застосовуються в промисловості (електричні та оптичні сенсори, хроматографи). Причому тенденція розвитку ринку засобів вимірювального контролю для рідин диктує нові, більш високі вимоги до точності, матеріалів, що використовуються, методів відображення інформації тощо. З'явилась необхідність враховувати параметри, які раніше або взагалі не враховувалися, або вимірювання проводилося без застосування сенсорів контролю середовища внаслідок його агресивності або нестабільного стану [60].

На рис. 1.3 наведено основні засоби вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

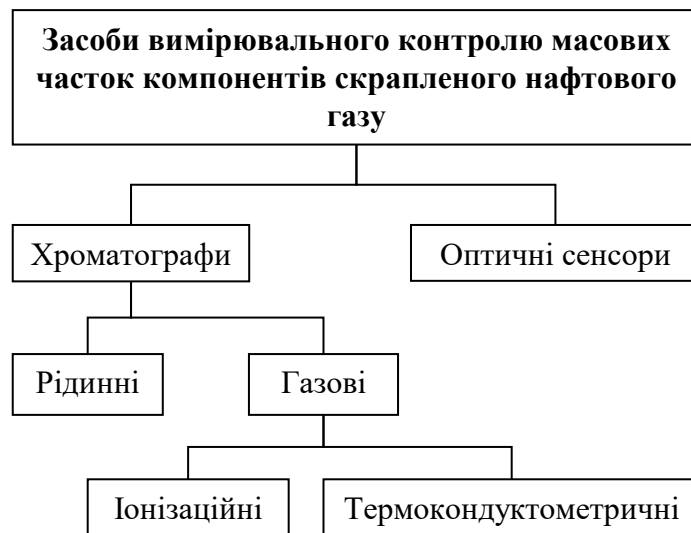


Рисунок 1.3 – Основні засоби вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Сьогодні випускається велика кількість хроматографів, які виготовляють фірми Agilent, Dani, Perkin Elmer, Shimadzu, НВФ «МетаХром», «Хіманалітсервіс», ЗАТ «Хроматек», ВАТ «Колір» тощо, які відповідають таким вимогами:

- точність дозування і відтворюваність умов введення аналізованої проби, яке досягається застосуванням автоматичних дозаторів рідин і газів;
- відсутність фракціонування, розкладання і адсорбції у пристрої введення (випарнику);
- відтворюваність і висока точність підтримки умов хроматографічного аналізу, в тому числі температури термостата (особливо при програмуванні) і витрати газу-носія для хроматографічної (у більшості випадків капілярної) колонки;
- висока точність алгоритмів виявлення та розмітки хроматографічних піків, в тому числі визначення вершини піка (час утримування масової частки компонента) і розрахунок площі піка (кількісне визначення масової частки компонента);
- висока точність приготування градуювальних розчинів (сумішей), а також вибір необхідного числа точок і математичної залежності при побудові градуювальної характеристики [15].

Відповідно з агрегатним станом рухомої фази існують газові та рідинні хроматографи. У переважній кількості хроматографів

реалізується варіант проявника хроматографії. У газовому хроматографі газ-носії з балона через регулятори витрат і тиску неперервно з постійною або змінною швидкістю подається в хроматографічну колонку-трубку (діаметром 2–5 мм і довжиною 1–10 м), заповнену сорбентом і поміщену в термостат, що дозволяє підтримувати задану температуру (до 500 °С). Введення газоподібної проби (1–50 см³) і рідкої (кілька мкл) здійснюється або вручну (газовим шприцем або мікрошприцем), або автоматично – за допомогою мікродозаторів. У хроматографічній колонці відбувається розділення вихідної багатокomпонентної суміші на ряд бінарних сумішей, що складаються з газу-носія і одного з аналізованих компонентів. Бінарні суміші в певній послідовності, яка залежить від сорбованості компонентів, надходять в детектор. У результаті процесів (зміни теплопровідності, іонізаційного струму тощо), що відбуваються в детекторі, фіксується зміна концентрації.

Найбільш поширені типи газових хроматографів – термокондуктометричні та іонізаційні. Прикладом перших є детектор з теплопровідності (катарометр), в мостове коло якого введені дві комірки для вимірювання теплопровідності; через них протікають потоки чистого газу-носія і бінарна суміш. Теплопровідність інших відрізняється від теплопровідності чистого газу-носія, тому при проходженні бінарної суміші через чутливий елемент детектора – нагріту спіраль з опором 10 – 80 Ом – змінюються температура і опір спіралі залежно від концентрації компонента. Головною частиною іонізаційних детекторів є іонізаційна камера, де відбувається іонізація молекул, що потрапляють в неї з потоком газу-носія з хроматографічної колонки. Іонізацію речовин, що досліджуються, здійснюють в полум'ї водню, метастабільними атомами аргону або гелію, повільними електронами тощо. Іони під впливом прикладеної напруги переміщуються в іонізаційній камері, що приводить до утворення електричного струму. Термокондуктометричні та іонізаційні детектори характеризуються чутливістю (мінімально визначувана концентрація речовини), селективністю (здатність вибірково визначати в суміші окремі компоненти), прямою залежністю сигналу від концентрації. У рідинному хроматографі використовують проточний рефрактометр, що включається за

диференціальною схемою, або детектор поглинання в ультрафіолетовій області. Подачу рухомої фази – розчинника здійснюють за допомогою беспульсаційних систем (тиск до 50 МН/м² або 500 кгс/см²), а введення проби – мікрошприцем або перемиканням крану. Довжина хроматографічної колонки в рідинному хроматографі не перевищує 1 м. В цілому детектори рідинних хроматографів мають істотно меншу чутливість (приблизно на 2 порядки), ніж детектори газових хроматографів. Для точного вимірювання концентрацій речовин детектори калібрують сумішами відомого складу [60].

Оптичні сенсори концентрації скрапленого нафтового газу широко представлені на ринку засобів вимірювального контролю [11–15].

Оптичні сенсори визначення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу використовуються для його контролю в ємностях. Вони приєднані до системи генерування електромагнітного сигналу, прийому та обробки прийнятого від сенсора сигналу та розташовані вертикально в ємності. Довжина сенсора відповідає висоті ємності, причому сенсор виконано у вигляді хвилеводу, що має неоднорідність, розташовану від початку хвилеводу на відстані, яка забезпечує знаходження цієї неоднорідності в області, зайнятій газовою фазою. Оптичний сенсор концентрації скрапленого нафтового газу, що містить оптично зв'язані два джерела інфрачервоного випромінювання з довжинами хвиль випромінювання в максимумах, що збігаються з максимумом смуги власного поглинання аналізованого газу; приймач інфрачервоного випромінювання, вхідного і вихідного газових патрубків, причому патрубки робочої кювети мають однакові або різні діаметри отворів; джерело інфрачервоного випромінювання, розміщене на одній осі з приймачем робочої кювети з вхідним і вихідним газовими патрубками, який відрізняється тим, що робоча кювета містить кювету з опорним газом, на поверхні якої розташована діафрагма, а друге джерело інфрачервоного випромінювання опорного каналу та другий приймач інфрачервоного випромінювання опорного каналу, розташовані на одній осі з різних сторін кювети з опорним газом, біля яких розташовані вхідні і вихідні оптичні системи, виходи приймачів

інфрачервоного випромінювання і входи джерел інфрачервоного випромінювання обох кювет з'єднані з мікропроцесором [27–29, 61–65]. Оптичний сенсор дозволяє проводити точні і швидкі заміри густини, співвідношення компонентів і температури, потребує малого необхідного об'єму проби, дозволяє автоматичний перерахунок наведеної густини, містить автоматичну температурну поправку, зручний в експлуатації. Також сенсор дозволяє проводити розрахунки наведеної густини і масової частки пропану і бутану у відсотках в скрапленому нафтовому газі. Призначений для дослідження зразків скрапленого газу в лабораторних або польових умовах. Повністю автоматизований процес вимірювання дозволяє оперативно отримати необхідні дані про густину, співвідношення компонентів і температуру. Отримані результати вимірювань густини, співвідношення компонентів і температури перетворюються в наведені значення при 15 °С і 20 °С. Діапазон вимірювання температури складає –30...+50 °С, а густини – 475...700 кг/м³, абсолютна похибка вимірювання температури – 0,2 °С, а густини – 0,5 кг/м³ [66]. Оптичний сенсор концентрації скрапленого нафтового газу складається з блока керування, джерел інфрачервоного випромінювання, вимірювальної кювети, приймача інфрачервоного випромінювання, кювети з чистим повітрям та кювети з чистою домішкою, діафрагм, входних і вихідних оптичних систем, підсилювачів, комутатора, АЦП, мікропроцесора, цифрового індикаторного табло [30, 31, 67, 68].

1.3 Вибір критерію оцінки ефективності вимірювальних перетворювачів

При порівнянні вимірювальних перетворювачів постає суттєвою проблема вибору оптимального типу перетворювача. Ефективність пристрою є комплексним показником і проявляється в процесі використання пристрою за функціональним призначенням. Це можна проілюструвати у вигляді критерію «ефективність – вартість» [69]:

$$K_e = (K_y, K_g), \quad (1.1)$$

де K_{γ} – показник, який характеризує якість засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу; K_e – показник, що характеризує інтегровані витрати при реалізації засобу вимірювального контролю.

При цьому задача оптимізації в загальному вигляді полягає в тому, щоб знайти засіб (S) серед множини допустимих варіантів (S_{dop}), який має найбільше значення K_e . При цьому правило оптимальності

$$K_{e_{opt}} = \inf_{S \in S_{dop}} K_e. \quad (1.2)$$

Для розв'язання такої задачі необхідно багатокритеріальну задачу звести до однокритеріальної. В загальному випадку показники K_{γ} і K_e залежать від способу вимірювання та принципу його реалізації. В даному випадку показники критерію оптимальності засобу, що розробляється, можна описати у вигляді

$$K_e = \|M_i, G_i, Y_i\|, \quad (1.3)$$

де M_i – показник якості вимірювального перетворювача при реалізації i -го варіанта; G_i – фінансові витрати на реалізацію i -го варіанта; Y_i – затрати часу при реалізації i -го варіанта вимірювального перетворювача конкретним способом.

Показником якості вимірювального перетворювача може бути дисперсія результату, в той час як G_i і Y_i визначають інтегровані затрати. На основі [68, 69] запишемо критерій ефективності у вигляді функціональної залежності виду:

$$K_e(x, a) = x + \varepsilon + e^{-ax}, \quad (1.4)$$

де $x = \delta_{don} / \delta$; ε – вірогідність вимірювального контролю; a – коефіцієнт, що враховує фінансові затрати (в даному випадку

вартість); δ – відносна похибка вимірювання; $\delta_{дон}$ – допустима відносна похибка вимірювання.

Результати порівняльної оцінки ефективності вимірювальних перетворювачів наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика вимірювальних перетворювачів

Вимірювальний перетворювач	a , грн.	δ , %	$\delta_{дон}$, %	ε	x	K_e
Потенційний	15 тис.	± 1	± 1	1	1	2
Оптико-електронного типу	12 тис.	± 2	± 1	0,97	0,5	1,47
Система непрямих статичних вимірювань «Струна»	78 тис.	± 4	± 1	0,87	0,4	1,27
Резонансного типу	50 тис.	± 3	± 1	0,85	0,3	1,15

За результатами проведеного аналізу встановлено перспективність вимірювальних перетворювачів оптико-електронного типу, вірогідність яких становить 0,97, що на 10 % більше в порівнянні з аналогами. Таким чином напрямком подальших досліджень є розробка оптико-електронного засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу [70].

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

Скраплений нафтовий газ набув поширення в багатьох галузях промисловості та господарства. Для того, щоб задовольнити вимоги якості, які пред'являються до нього, потрібно дотримуватись вимог та норм щодо фізико-хімічних та експлуатаційних показників скрапленого газу. До них відносяться: масова частка компонентів, об'ємна частка рідкого залишку [71], тиск насичених парів, масова частка сірки, наявність вільної води та луку. Дотримання зазначених вище норм та компонентного складу скрапленого нафтового газу дозволить постачати кінцевим користувачам якісний продукт [9].

2.1 Аналіз експлуатаційних показників скрапленого нафтового газу та його контроль

Скраплений нафтовий газ при транспортуванні та зберіганні представляє собою двофазну систему, в якій постійно змінює свій агрегатний стан, тобто частина газу випаровується і переходить в газоподібний стан, а частина конденсується, переходячи в рідкий стан. У тих випадках, коли кількість рідини, що випарувалась, дорівнює кількості сконденсованого пару, система рідина–газ досягає рівноваги і пари над рідиною стають насиченими, а їх тиск називається тиском насичення або пружністю парів.

Пружність парів скрапленого нафтового газу зростає з підвищенням температури і зменшується з її пониженням. Це властивість скраплених газів є одним з визначальних при проектуванні систем зберігання і розподілу. При відборі з резервуарів киплячої рідини і транспортуванні її по трубопроводу частина рідини випаровується через втрати тиску, утворюється двофазний потік, пружність парів якого залежить від температури потоку, яка нижче температури в резервуарі. У разі припинення руху двофазної рідини по трубопроводу тиск у всіх точках вирівнюється і стає рівним пружності парів.

Скраплені вуглеводневі гази транспортуються в залізничних і автомобільних цистернах, зберігаються в резервуарах різного об'єму в стані насичення, причому фазний стан скрапленого газу має вигляд, зображений на рисунку 2.1.

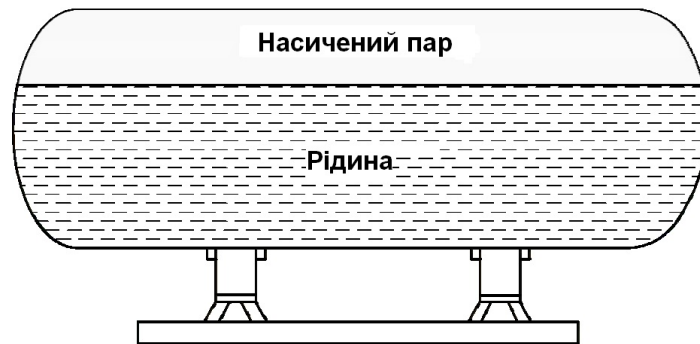


Рисунок 2.1 – Фазний стан скрапленого газу при зберіганні та транспортуванні

Як видно з рисунку 2.1, у нижній частині цистерни розміщується кипляча рідина, а у верхній знаходиться сухий насичений пар. При зниженні температури в резервуарах частина пару сконденсується, тобто збільшиться маса рідини і зменшиться маса пару, настане новий рівноважний стан. При підвищенні температури відбувається зворотний процес, поки при новій температурі не настане рівновага фаз.

Таким чином, в резервуарах і трубопроводах відбуваються процеси випаровування та конденсації, які в двофазних середовищах протікають при постійному тиску і температурі, при цьому температури випаровування і конденсації рівні [46].

Скраплений нафтовий газ, як зазначалось вище, використовується в якості палива для комунально-побутового споживання, моторного палива для автомобільного транспорту, а також в промислових цілях. Залежно від основного компонента виділяють марки скрапленого нафтового газу, які наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Марки скрапленого нафтового газу

Марка	Найменування
ПТ	Пропан технічний
ПА	Пропан автомобільний
ПБА	Пропан-бутан автомобільний
ПБТ	Пропан-бутан технічний

БТ	Бутан технічний
----	-----------------

В помірному кліматичному районі [48] в літній період (не нижче -20°C) як паливо для автомобільного транспорту використовується скраплений нафтовий газ марки ПБА та ПБТ, а в зимовий – ПА та ПТ.

Масові частки компонентів різних марок скрапленого нафтового газу відрізняються. Частка пропану для ПБА може коливатись в діапазоні від 40 % до 60 %, бутану – 34...60 %, ненасичених вуглеводнів – 0...6 % [9, 10].

Таким чином, вимірювальний контроль масових часток компонентів скрапленого нафтового газу надзвичайно важливий, оскільки нормоване співвідношення масової частки кожного із компонентів визначає не лише марку, але й якість скрапленого нафтового газу [25, 26].

2.2 Розробка математичної моделі стану рідкої фази скрапленого нафтового газу

На відміну від більшості рідин, які при зміні температури змінюють об'єм несуттєво, рідка фаза скрапленого нафтового газу досить різко збільшує свій об'єм при підвищенні температури (в 16 разів більше, ніж вода). Тому при заповненні резервуарів і балонів доводиться враховувати можливе збільшення об'єму рідини [19].

Рідка фаза скрапленого нафтового газу при тиску в 1,6 МПа є системою компонентів, яка схематично показана на рис. 2.2.

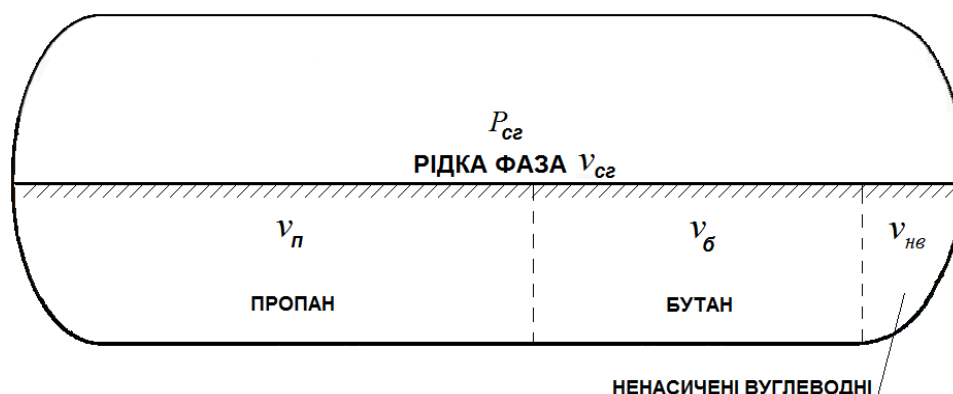


Рисунок 2.2 – Система компонентів рідкої фази скрапленого нафтового газу:

$P_{сг}$ – тиск скрапленого нафтового газу; $v_{сг}$ – питомих об'єм скрапленого

нафтового газу; v_n – питомий об’єм пропану, v_b – питомий об’єм бутану;
 $v_{нв}$ – питомий об’єм ненасичених вуглеводнів

Об’єм скрапленого нафтового газу має певне значення маси, яке характеризується питомим об’ємом. Тобто $v = \frac{V}{m}$ – питомий об’єм, де V – об’єм, m – маса. Значення питомого об’єму обернено пропорційне значенню густини – $v = \frac{1}{\rho}$.

Залежність питомого об’єму рідкої фази від температури [45] в загальному вигляді описується виразом

$$v = v_0(1 + \alpha(T - T_0)), \quad (2.1)$$

де v_0 – питомий об’єм рідкої фази при температурі T_0 , яка складає 293 К; v – питомий об’єм рідкої фази при температурі T ; α – коефіцієнт об’ємного розширення, який складає для пропану 0,0026 1/град, а для бутану – 0,0024 1/град [16].

У випадку системи компонентів рідкої фази скрапленого нафтового газу, зображеній на рисунку 2.2, питомий об’єм скрапленого нафтового газу v_{c2} можна математично описати у вигляді суми питомих об’ємів пропану v_n , бутану v_b та ненасичених вуглеводнів $v_{нв}$.

$$v_n k_1 + v_b k_2 + v_{нв} k_3 = v_{c2}, \quad (2.2)$$

де k_1 , k_2 , k_3 – масові частки пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів, відповідно.

Тоді з врахуванням взаємозалежності питомого об’єму та густини

$$\frac{k_1}{\rho_n} + \frac{k_2}{\rho_b} + \frac{k_3}{\rho_{нв}} = \frac{1}{\rho_{c2}}, \quad (2.3)$$

де ρ_n , ρ_b , $\rho_{нв}$, ρ_{c2} – густини пропану, бутану, ненасичених вуглеводнів та скрапленого нафтового газу, відповідно.

Густина скрапленого нафтового газу, а, отже, і його компонентів – пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів, характеризується нелінійною залежністю від температури (див. рис. 1.1). Тобто при зміні температури на 1 °С густина змінюється для пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів не однаково: для пропану – на 1,5 кг/м³, для бутану – на 1,2 кг/м³, для ненасичених вуглеводнів – на 1,05...1,1 кг/м³ [72]. Якщо вибрати температурний діапазон, при якому може проводитись вимірювальний контроль скрапленого нафтового газу, то температурну залежність густини компонентів газу можна представити у вигляді лінійних характеристик, зображених на рис. 2.3.

Температурна характеристика густини ненасичених вуглеводнів, зображена на рис.2.3, є сумарною характеристикою суміші вуглеводнів, основними з яких є бутилен та ізобутилен [49]. Залежність густини чистих ненасичених вуглеводнів від температури [50] можна представити у вигляді характеристик, зображених на рисунку 2.4.

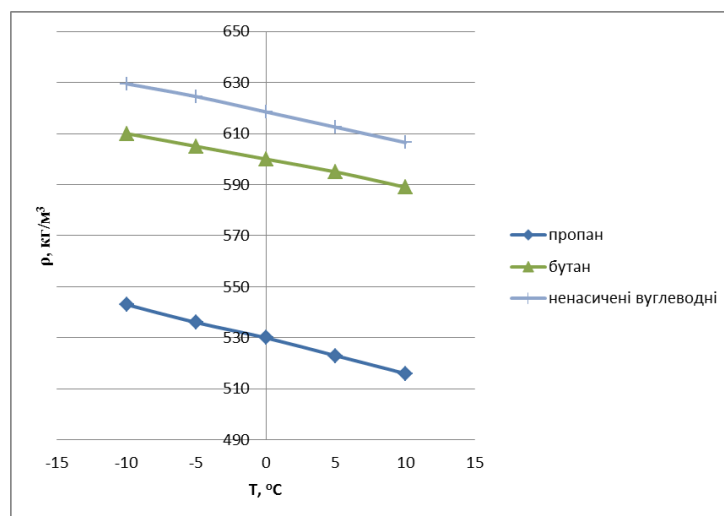


Рисунок 2.3 – Залежності густини компонентів скрапленого нафтового газу від температури

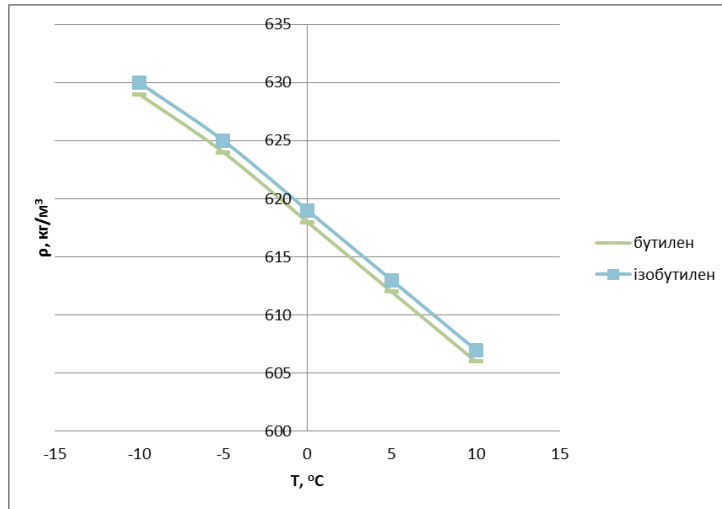


Рисунок 2.4 – Залежності густини ненасичених вуглеводнів від температури

Як випливає з рис. 2.4, ненасичені вуглеводні, а саме: бутілен та ізобутілен, мають майже однакову густину, яка має лінійну залежність від температури, і складають систему, в якій можуть знаходитися в різних співвідношеннях, причому сумарна масова частка ненасичених вуглеводнів згідно зі стандартами не повинна перевищувати 6 % [9, 10]. Таким чином, неоднорідність ненасичених вуглеводнів у зв'язку з близькістю густин та незначною сумарною масовою часткою, яку вони займають в суміші скрапленого нафтового газу, є несуттєвою і не впливає на методичну похибку. Наведені вище характеристики (див. рис. 2.3) можна описати за допомогою системи рівнянь

$$\begin{cases} \rho^1 = \rho_0^1(1 - \alpha_1(T - T_0)); \\ \rho^2 = \rho_0^2(1 - \alpha_2(T - T_0)); \\ \rho^3 = \rho_0^3(1 - \alpha_3(T - T_0)), \end{cases} \quad (2.4)$$

де ρ^1 , ρ^2 , ρ^3 – густини пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T ; ρ_0^1 , ρ_0^2 , ρ_0^3 – густини пропану (500 кг/м^3), бутану (578 кг/м^3) та ненасичених вуглеводнів (614 кг/м^3) при температурі T_0 , яка складає 293 К ; α_1 , α_2 , α_3 – коефіцієнти об'ємного розширення пропану ($0,0029 \text{ 1/град}$), бутану ($0,00209 \text{ 1/град}$) та ненасичених вуглеводнів ($0,00194 \text{ 1/град}$) [16].

Чутливість густини скрапленого нафтового газу (2.3) при різних температурних режимах можна представити у вигляді характеристики, зображеній на рис. 2.5.

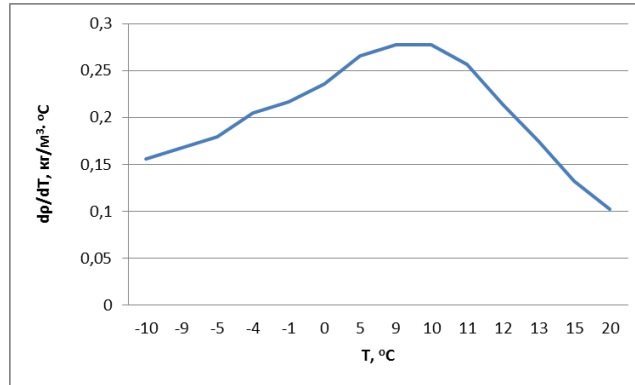


Рисунок 2.5 – Чутливість густини скрапленого нафтового газу при різних температурних режимах

Відомі густиноміри мають чутливість $0,2 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{°C}$ [73, 74], тому, з огляду на рис. 2.5, температурний діапазон, який відповідає заданій чутливості, знаходиться в межах від -4 °C до $+12 \text{ °C}$.

Густину рідкої фази скрапленого нафтового газу можна визначити з рівняння (2.3) при температурах, які обираються з лінійних ділянок температурної залежності густини компонентів скрапленого нафтового газу (див. рис. 2.3) і відповідають заданій чутливості (див. рис. 2.5). Таким чином, густину рідкої фази скрапленого нафтового газу при декількох різних температурах можна описати системою рівнянь

$$\begin{cases} \frac{k_1}{\rho_1^1(T_1)} + \frac{k_2}{\rho_2^1(T_1)} + \frac{k_3}{\rho_3^1(T_1)} = \frac{1}{\rho^1(T_1)}; \\ \frac{k_1}{\rho_1^2(T_2)} + \frac{k_2}{\rho_2^2(T_2)} + \frac{k_3}{\rho_3^2(T_2)} = \frac{1}{\rho^2(T_2)}; \\ \frac{k_1}{\rho_1^3(T_3)} + \frac{k_2}{\rho_2^3(T_3)} + \frac{k_3}{\rho_3^3(T_3)} = \frac{1}{\rho^3(T_3)}, \end{cases} \quad (2.5)$$

де $\rho_1^1(T_1)$, $\rho_1^2(T_2)$, $\rho_1^3(T_3)$ – густини пропану при температурах T_1 , T_2 , T_3 ;
 $\rho_2^1(T_1)$, $\rho_2^2(T_2)$, $\rho_2^3(T_3)$ – густини бутану при температурах T_1 , T_2 , T_3 ;
 $\rho_3^1(T_1)$, $\rho_3^2(T_2)$, $\rho_3^3(T_3)$ – густини ненасичених вуглеводнів при

температурах T_1, T_2, T_3 ; $\rho^1(T_1), \rho^2(T_2), \rho^3(T_3)$ – густини скрапленого нафтового газу при температурах T_1, T_2, T_3 .

Отже, на основі властивості рідкої фази скрапленого нафтового газу, яка полягає в значному збільшенні свого об'єму при підвищенні температури, та з врахуванням питомого об'єму як самого скрапленого газу, так і його компонентів, можна визначити масові частки пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів.

Це в подальшому дозволить проводити вимірювальний контроль масових часток компонентів скрапленого нафтового газу задля визначення його якості [25, 36].

2.3 Розробка термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

На основі аналізу математичної моделі стану рідкої фази скрапленого нафтового газу встановлено, що конкретному співвідношенню масових часток компонентів скрапленого нафтового газу відповідає конкретна характеристика залежності густини від температури, яка містить лінійну ділянку. Таку характеристику можна отримати шляхом вимірювання густини скрапленого нафтового газу при декількох різних температурах. Виходячи з умов вимірювання, доцільно використати рефрактометричний метод, адже густина скрапленого газу знаходиться у відповідності з його показником заломлення.

На основі наведеного вище в роботі запропоновано термооптичний метод вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, який базується на відмінностях у температурних залежностях показників заломлення, а, отже, густин компонентів скрапленого нафтового газу. Оскільки густину рідкої фази можна визначити як

$$\rho_{\text{рід.ф.}} = \frac{1}{\sum \frac{k_i}{\rho_i}}, \quad (2.6)$$

то і з врахуванням її лінійної температурної залежності можна записати систему рівнянь (2.5) в матричному вигляді при декількох різних температурах

$$\begin{vmatrix} \frac{1}{\rho_1^1(T_1)} & \frac{1}{\rho_2^1(T_1)} & \frac{1}{\rho_3^1(T_1)} \\ \frac{1}{\rho_1^2(T_2)} & \frac{1}{\rho_2^2(T_2)} & \frac{1}{\rho_3^2(T_2)} \\ \frac{1}{\rho_1^3(T_3)} & \frac{1}{\rho_2^3(T_3)} & \frac{1}{\rho_3^3(T_3)} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{1}{\rho^1(T_1)} \\ \frac{1}{\rho^2(T_2)} \\ \frac{1}{\rho^3(T_3)} \end{vmatrix}. \quad (2.7)$$

Враховуючи систему рівнянь (2.4), густину рідкої фази скрапленого нафтового газу при декількох різних температурах у матричному вигляді можна представити як

$$\begin{vmatrix} \frac{1}{\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))} & \frac{1}{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))} & \frac{1}{(1-\alpha_3(T_1-T_0))} \\ \frac{1}{\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))} & \frac{1}{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))} & \frac{1}{(1-\alpha_3(T_2-T_0))} \\ \frac{1}{\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))} & \frac{1}{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))} & \frac{1}{(1-\alpha_3(T_3-T_0))} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} k_1 \\ k_2 \\ Z \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{1}{\rho^1(T_1)} \\ \frac{1}{\rho^2(T_2)} \\ \frac{1}{\rho^3(T_3)} \end{vmatrix}, \quad (2.8)$$

де $Z = \frac{k_3}{\rho_0^3}$.

На основі (2.8) масові частки пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів k_1 , k_2 , k_3 можна розрахувати так:

$$k_1 = \frac{\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))}{\rho^3(T_3)} - \frac{\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))}{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))} k_2 -$$

$$- \frac{((\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0)))\rho^3(T_3) - \rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho^1(T_1))(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1 \times$$

$$\frac{((1-\alpha_3(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0)) - (1-\alpha_3(T_1-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))) \times$$

$$\times (1-\alpha_1(T_2-T_0)) - \rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0)))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\rho^2(T_2) -$$

$$\times (\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0)) - \rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))) \times$$

$$\begin{aligned}
& \frac{-\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\right)\times}{\times\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))(1-\alpha_3(T_2-T_0))-\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))-\rho_0^1\right)} \\
& \times\left(\rho^3(T_3)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho^2(T_2)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho^1(T_1)\times \\
& \times\left(1-\alpha_1(T_3-T_0)\right)\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\left(1-\alpha_3(T_3-T_0)\right)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))- \\
& \times\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\times\right. \\
& \left.-\left(1-\alpha_3(T_2-T_0)\right)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))(1-\alpha_3(T_1-T_0))\times \\
& \times\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\times \\
& \times\rho^3(T_3)\rho^2(T_2)\rho^1(T_1)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\times \\
& \times\left(1-\alpha_3(T_2-T_0)\right)\left(1-\alpha_3(T_3-T_0)\right) \\
& \left.\times\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)\right), \quad (2.9)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
k_2 = & \frac{\left(\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))\rho^3(T_3)-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho^2(T_2)\right)\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\times}{\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\right)\times} \\
& \times\frac{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))}{\times\rho^2(T_2)\rho^3(T_3)}-\frac{\left(\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))\rho^3(T_3)-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho^1(T_1)\right)\times}{\left(\left(1-\alpha_3(T_3-T_0)\right)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))-\left(1-\alpha_3(T_1-T_0)\right)\times\right)} \\
& \times\frac{\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)\times}{\times\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)\times} \\
& \times\frac{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\rho^2(T_2)-\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))-\right)}{\times\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))(1-\alpha_3(T_2-T_0))-\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))-\right)} \\
& \frac{-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\left(\rho^3(T_3)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\right)}{-\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\left(\left(1-\alpha_3(T_3-T_0)\right)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\right)} \\
& \frac{-\rho^2(T_2)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho^1(T_1)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))\times}{-(1-\alpha_3(T_2-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))(1-\alpha_3(T_1-T_0))\times} \\
& \times\frac{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\times}{\times\rho^3(T_3)\rho^2(T_2)\rho^1(T_1)\rho_0^1(1-\alpha_1(T_1-T_0))\rho_0^2(1-\alpha_2(T_1-T_0))\times} \\
& \times\frac{\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))(1-\alpha_3(T_1-T_0))}{\times\left(\rho_0^2(1-\alpha_2(T_3-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_2-T_0))-\rho_0^2(1-\alpha_2(T_2-T_0))\rho_0^1(1-\alpha_1(T_3-T_0))\right)}, \quad (2.10)
\end{aligned}$$

$$k_3 = 1 - (k_1 + k_2). \quad (2.11)$$

На рис. 2.6 наведено результати моделювання, які враховують співвідношення масових часток k компонентів скрапленого нафтового газу, а саме: пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів, при температурі $T_1 = 274$ К.

Отримані результати моделювання враховують всі можливі співвідношення компонентів скрапленого нафтового газу та підтверджують відповідність масових часток пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів аналогічним показникам, наведених в стандартах [9, 10]. Але, як впливає з рис. 2.6, має місце неоднозначність у визначенні масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, оскільки деякі співвідношення масових часток дають близькі значення загальної густини або ці значення повторюються.

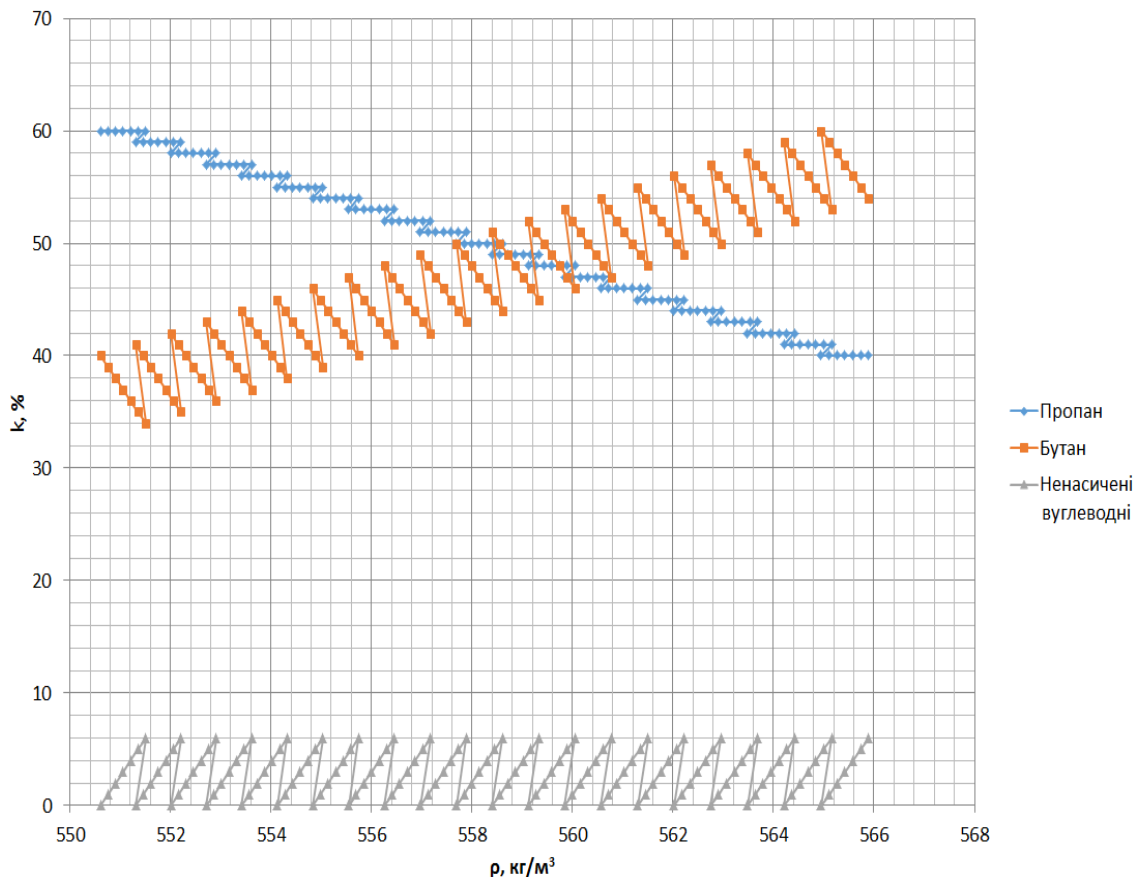


Рисунок 2.6 – Співвідношення масових часток пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_1

Для усунення цієї неоднозначності виконуються вимірювання густини скрапленого нафтового газу при різних температурах. На рис. 2.7 наведено дві температурні характеристики близьких за значеннями густин скрапленого нафтового газу при різних співвідношеннях масових часток його компонентів. Як видно з графіка, кожна характеристика відповідає конкретному співвідношенню масових часток за рахунок різного кута нахилу.

Таким чином, зміна нахилу характеристики дозволяє отримати різницю густин, що перевищує заданий поріг чутливості засобу контролю, який для відомих густиномірів [73, 74] становить $0,2 \text{ кг/м}^3$.

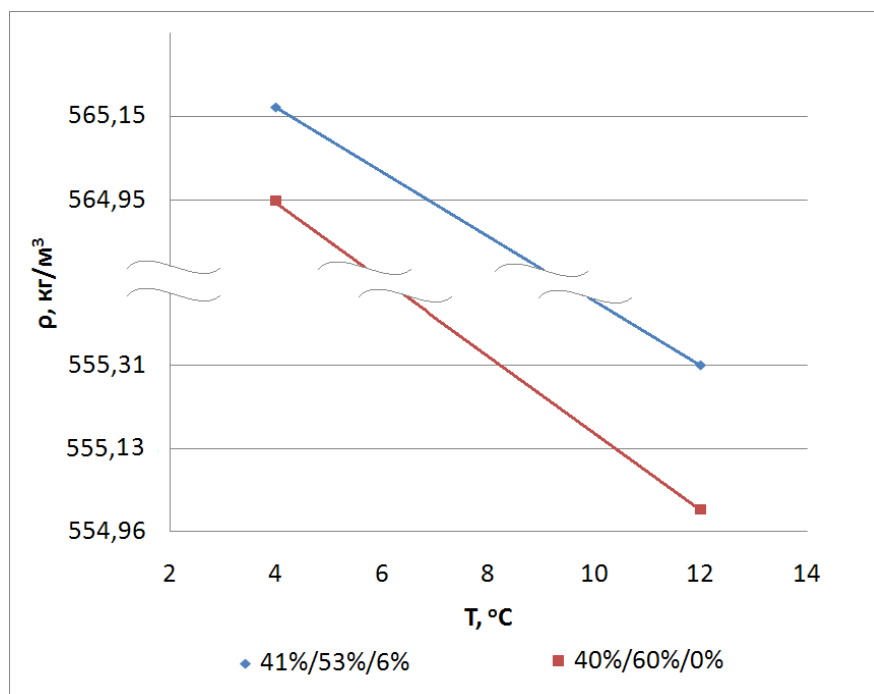


Рисунок 2.7 – Температурні характеристики близьких за значеннями густин скрапленого нафтового газу при різних співвідношеннях масових часток його компонентів

На рисунку 2.8 показано температурні характеристики близьких за значеннями густин скрапленого нафтового газу, які підтверджують можливість усунення неоднозначності шляхом проведення вимірювання густини при декількох різних температурах.

Таким чином, неоднозначність визначення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу усувається шляхом

проведення вимірювання густини скрапленого нафтового газу при декількох різних температурах за апріорно відомими значеннями густин компонентів. Крім того, на основі дослідження критерію оцінки ефективності (підрозділ 1.3), встановлено, що запропонований термооптичний метод вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу дає змогу підвищити вірогідність контролю на 10 %.

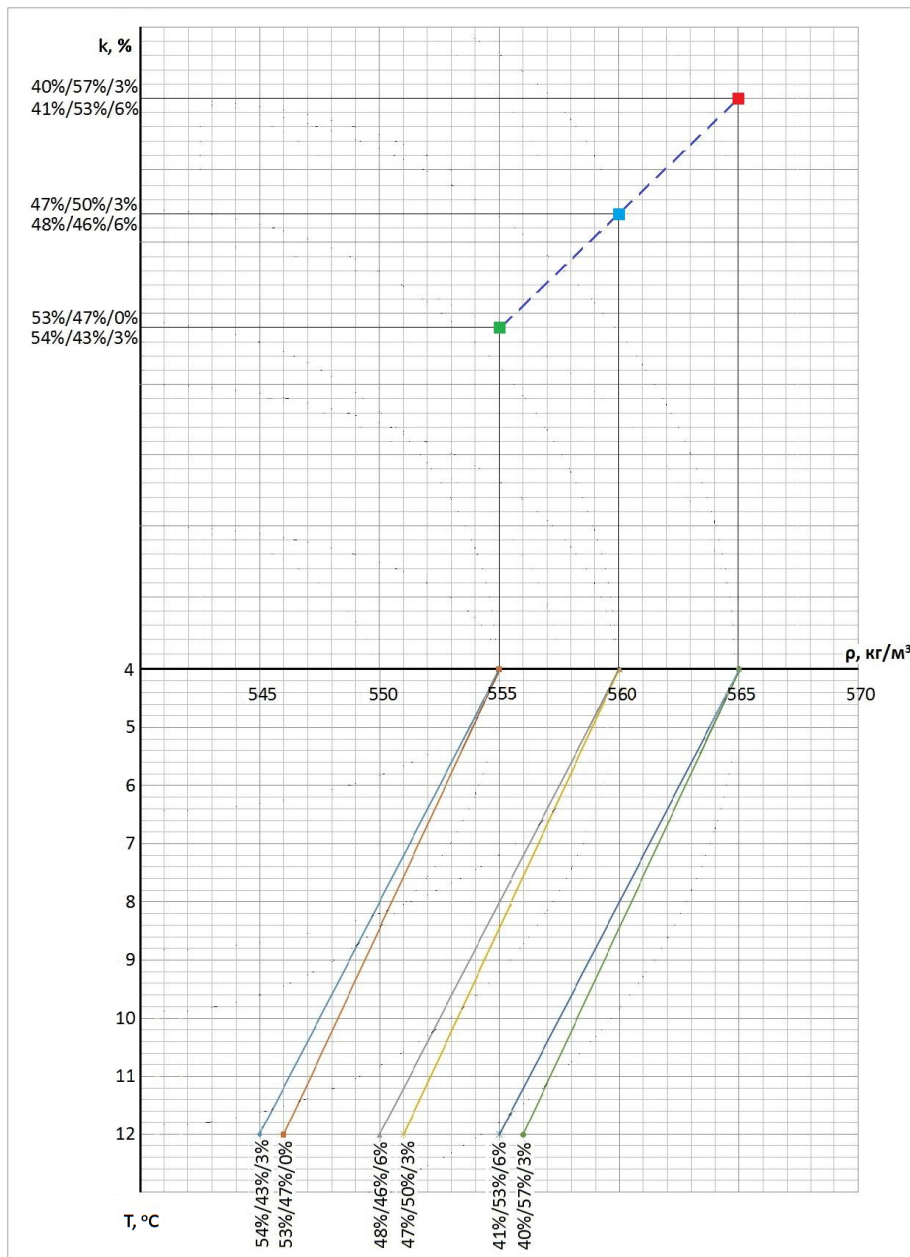


Рисунок 2.8 – Теоретичні характеристики точок, які підтверджують можливість усунення неоднозначності при зміні температури

2.4 Розробка математичної моделі оптико-електронного вимірювального перетворювача

Одним з методів визначення густини скрапленого нафтового газу, що дозволяє розв'язати рівняння (2.9)–(2.11), є рефрактометричний метод [6], оскільки густина скрапленого газу знаходиться у відповідності з його показником заломлення.

Використовувати рефрактометричний метод в якості основного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу не доцільно, оскільки вимірювання показника заломлення дає можливість безпосередньо встановити масові частки лише двокомпонентних сумішей, тоді як в скрапленому газі присутні пропан, бутан та ненасичені вуглеводні. Крім того, скраплені гази при зберіганні та транспортуванні постійно змінюють свій агрегатний стан, внаслідок випаровування та конденсації, що в свою чергу спричиняє перерозподіл компонентів газу. Таким чином, складність залежності показника заломлення від природи компонентів газу та їх взаємозв'язку робить використання рефрактометрії в даному випадку невиправданим [75]. Також показник заломлення скрапленого нафтового газу визначається лише при 20°C, тоді як існують відомі відповідності густин компонентів скрапленого нафтового газу та їх співвідношень при будь-якій температурі.

Таким чином, в роботі запропоновано оптико-електронний вимірювальний перетворювач, структурна схема якого наведена на рис. 2.9, в основу роботи якого покладено залежність показника заломлення від густини скрапленого газу при певній температурі.

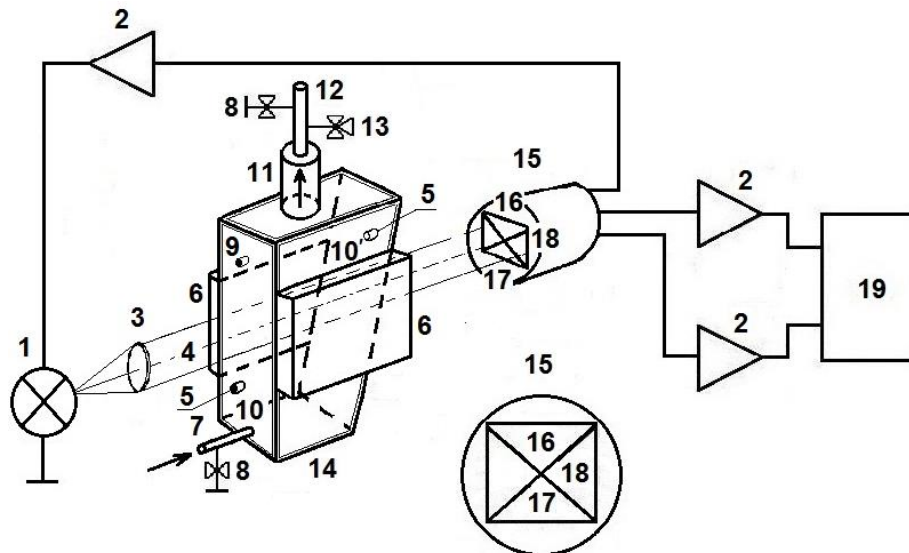


Рисунок 2.9 – Структурна схема оптико-електронного вимірювального перетворювача масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Основними елементами оптико-електронного вимірювального перетворювача є джерело випромінювання 1, оптична система 2, спеціальна скляна кювета 13, в якій знаходиться скраплений нафтовий газ, елементи Пельтьє 5, складений фотоприймач 14 та блок порівняння 19.

У оптико-електронному вимірювальному перетворювачі промінь світла 4 від джерела випромінювання 1 фокусується за допомогою оптичної системи 3, проходить через вертикальну стінку 10 спеціальної кювети 14, в якій знаходиться скраплений нафтовий газ, який подається через вхідний патрубок 7 за допомогою вентиля 8, причому рівень наповненості контролюється мірником 11, та через похилу 10' стінку спеціальної кювети 14, потрапляє на складений фотоприймач 15, який складається з верхнього 16, нижнього 17 та опорного 18 сегментів, причому напруга від опорного 18 сегмента фотоприймача, який підтримує інтенсивність світлового потоку, надходить через підсилювач 2 до джерела випромінювання 1. Верхній 16 та нижній 17 сегменти фотоприймача дозволяють сформувати диференціальну напругу, що характеризує зміщення вгору чи вниз світлової смужки 6, через підсилювачі 2, надходять на блок порівняння 19. Під час вимірювального контролю відбувається зміна температури скрапленого нафтового газу елементами Пельтьє 6, причому сенсори температури 5 та тиску 9 контролюють процес

вимірювання. Відпрацьований скраплений нафтовий газ виводиться завдяки вентилю 8 та клапану 13 через вивідний патрубок 12.

Функція вимірювального перетворення в загальному вигляді визначається за формулою

$$U = P_{ex} P_i R_n f_{ne} (S(\Delta x(n(\rho(k))))), \quad (2.12)$$

де U – диференціальна напруга; P_{ex} – потужність сигналу на вході складеного фотоприймача; P_i – струмова чутливість складеного фотоприймача; R_n – опір навантаження; f_{ne} – функція перетворення складеного фотоприймача; S – освітлена площа складеного фотоприймача; Δx – зміщення світлової плями; n – показник заломлення; ρ – густина скрапленого нафтового газу; k – масова частка компонента скрапленого нафтового газу.

Масові частки компонентів скрапленого нафтового газу, а саме: пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів k_1 , k_2 , k_3 , відповідно, можна визначити на основі термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу за формулами (2.9)–(2.11), які пов’язують масові частки з густинами скрапленого нафтового газу та його компонентів при декількох різних температурах.

У спеціальній кюветі 9 розташовуються сенсори температури 5, причому їхнє розміщення має важливе значення. Використання одного сенсора або кількох, але розташованих на одному рівні, не дозволить зафіксувати температуру скрапленого нафтового газу по всьому об’єму. Потрібно використовувати два сенсори температури 5, які розташовані на різних рівнях спеціальної кювети 9. Відповідно, необхідно врахувати похибку у визначенні температури. Для цього скористаємося аналізом розподілу температури в товщині шару скрапленого нафтового газу, через який проходить тепло [76].

Нехай теплота передається через об’єм скрапленого нафтового газу (рис. 2.10), причому $dV = dx dy dz$.

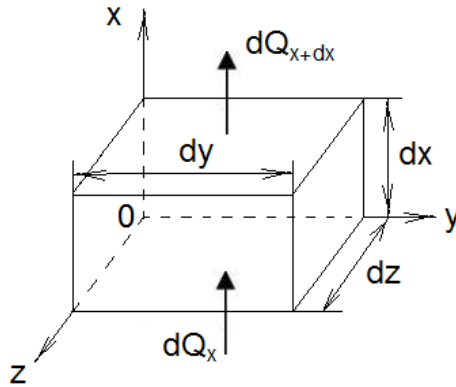


Рисунок 2.10 – Об’єм скрапленого нафтового газу, через який поширюється тепло

До грані $dydz$ за час $d\tau$ підводиться теплота dQ_x , яка згідно з законом Фур’є визначається за формулою

$$dQ_x = q_x dy \cdot dz \cdot d\tau = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x} dy \cdot dz \cdot d\tau, \quad (2.13)$$

де q – питомий тепловий потік; t – температура; λ – коефіцієнт теплопровідності тіла.

До протилежної грані, яка знаходиться на відстані $x + dx$, надходить теплота

$$dQ_{x+dx} = dQ_x + \frac{\partial}{\partial x}(dQ_x)dx. \quad (2.14)$$

Різниця між (2.13) та (2.14) в об’ємі вздовж осі OX

$$dQ = dQ_x - dQ_{x+dx} = -\frac{\partial}{\partial x}(q_x)dVd\tau. \quad (2.15)$$

Згідно з першим законом термодинаміки теплота dQ витрачається на зміну внутрішньої енергії dU або ентальпії dH . Для dU і dH одержимо

$$dU = C_v \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} dVd\tau, \quad (2.16)$$

$$dH = C_p \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} dV d\tau, \quad (2.17)$$

де C_v і C_p – об’ємна ізохорна та ізобарна теплопровідності, відповідно.

На основі (2.15)–(2.17) будемо мати

$$C_v \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = - \frac{\partial q_x}{\partial x}, \quad (2.18)$$

$$C_p \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = - \frac{\partial q_x}{\partial x}. \quad (2.19)$$

Вирази (2.18) та (2.19) є диференціальними рівняннями енергії для ізохорного та ізобарного процесів. Для ізотропних тіл, а скраплений нафтовий газ є ізотропним, теплоємності C_v і C_p мало відрізняються, тому можна приймати $C_v \approx C_p = C$. З урахуванням закону Фур’є (2.13) одержимо

$$C \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}. \quad (2.20)$$

Рівнянню (2.20) можна також надати вигляд

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \quad (2.21)$$

де $a = \frac{\lambda}{C \rho}$ – коефіцієнт температуропровідності, який характеризує темп зміни температури t [76].

Оскільки теплота за рахунок конвекції передається з нижньої грані спеціальної кювети, заповненої скрапленим нафтовим газом, до верхньої, а сенсори температури якраз розміщені біля цих граней, то температури, які вони реєструють, будуть дорівнювати t_{zap} для гарячої нижньої грані та $t_{хол}$ для холодної верхньої. При прийнятих граничних умовах першого роду $t_{x=0} = t_{zap}, t_{x=d} = t_{хол}$ послідовне інтегрування формули (2.21) дає:

$$t_x = ax + b, \quad (2.22)$$

де a і b – константи інтегрування.

Вираз показує лінійну залежність температури вздовж товщини шару скрапленого нафтового газу. Для знаходження констант інтегрування використовуються граничні умови, а саме $t_{x=0} = t_{\text{зап}} = b$; $t_{x=d} = t_{\text{хол}} = ad + t_{\text{зап}}$; $a = -(t_{\text{зап}} - t_{\text{хол}}) / d$.

Таким чином, температура t_x в будь-якій точці шару скрапленого нафтового газу матиме вигляд [76]:

$$t_x = t_{\text{зап}} - \frac{t_{\text{зап}} - t_{\text{хол}}}{d} \cdot x, \quad (2.23)$$

де x – відстань перерізу від початку координат; d – товщина шару скрапленого нафтового газу.

Графічно розподіл температури при різній товщині шару d скрапленого нафтового газу наведено на рис. 2.11.

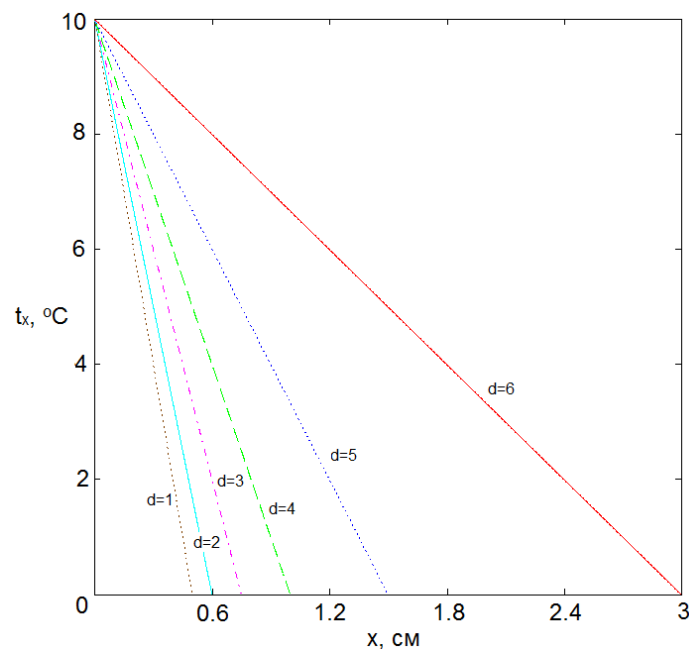


Рисунок 2.11 – Розподіл температури при різній товщині шару d скрапленого нафтового газу

З графічної залежності розподілу температури по товщині шару скрапленого нафтового газу видно, що температура поширюється лінійно, і чим менша товщина шару, тим більший у ньому перепад температури між двома сусідніми точками.

Проведення вимірювального контролю вимагає однакової температури по всьому об'єму скрапленого нафтового газу. Тому потрібно використовувати в конструкції оптико-електронного вимірювального перетворювача два елементи Пельтьє 6, розташованих на протилежних гранях спеціальної кювети 9, що дозволить досягнути однакової температури в об'ємі скрапленого нафтового газу.

Виходячи з цього, теплота передається від елементів Пельтьє 6, між якими розташований об'єм скрапленого нафтового газу (рис. 2.12), причому $dV = dx dy dz$.

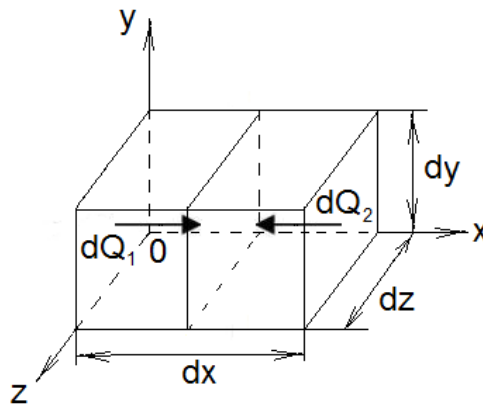


Рисунок 2.12 – Об'єм скрапленого нафтового газу, через який поширюється тепло dQ_1 від одного елемента Пельтьє та dQ_2 від іншого

До грані $dydz$ за час $d\tau$ підводиться теплота dQ_1 , яка є різницею між теплою від елемента Пельтьє dQ_x та від центра спеціальної кювети dQ_{x+dx} .

Згідно з законом Фур'є теплота від елемента Пельтьє dQ_x визначається за формулою

$$dQ_x = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x} dy \cdot dz \cdot d\tau, \quad (2.24)$$

Теплота в центрі кювети dQ_{x+dx} визначається як

$$dQ_{x+dx} = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x} dy \cdot dz \cdot d\tau + \left(-\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} dx \cdot dy \cdot dz \cdot d\tau \right). \quad (2.25)$$

З урахуванням (2.24) та (2.25) теплота dQ_1 має вигляд

$$dQ_1 = dQ_x - dQ_{x+dx} = \lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} dx \cdot dy \cdot dz \cdot d\tau. \quad (2.26)$$

До грані $dydz$ за час $d\tau$ підводиться протилежно осі Ox теплота dQ_2 , яка є різницею між теплотою від елемента Пельтьє $-dQ_x$ та від центра спеціальної кювети $-dQ_{x+dx}$.

Згідно з законом Фур'є теплота від елемента Пельтьє $-dQ_x$ визначається за формулою

$$-dQ_x = \lambda \frac{\partial t}{\partial x} dy \cdot dz \cdot d\tau. \quad (2.27)$$

Теплота в центрі спеціальної кювети $-dQ_{x+dx}$ визначається як

$$-dQ_{x+dx} = \lambda \frac{\partial t}{\partial x} dy \cdot dz \cdot d\tau - \left(-\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} dx \cdot dy \cdot dz \cdot d\tau \right). \quad (2.28)$$

З урахуванням (2.27) та (2.28) теплота dQ_2 має вигляд

$$dQ_2 = -dQ_x + dQ_{x+dx} = -\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} dx \cdot dy \cdot dz \cdot d\tau. \quad (2.29)$$

Згідно з першим законом термодинаміки теплота dQ витрачається на зміну внутрішньої енергії dU або ентальпії dH . Для dU і dH одержимо

$$dU = C_v \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} dV d\tau, \quad (2.30)$$

$$dH = C_p \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} dV d\tau, \quad (2.31)$$

На основі (2.28)–(2.31) будемо мати

$$\begin{cases} C_v \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}; \\ C_p \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \end{cases} \quad (2.32)$$

$$\begin{cases} C_v \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = -\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}; \\ C_p \rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = -\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}. \end{cases} \quad (2.33)$$

Системи рівнянь енергії (2.32) та (2.33) є диференціальними для ізохорного та ізобарного процесів.

Для ізотропних тіл, а скраплений нафтовий газ є ізотропним, теплоємності C_v і C_p мало відрізняються, тому можна приймати $C_v \approx C_p = C$.

Тому

$$\begin{cases} C\rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}; \\ C\rho \frac{\partial t}{\partial \tau} = -\lambda \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}. \end{cases} \quad (2.34)$$

Систему (2.34) можна також представити як

$$\begin{cases} \frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}; \\ \frac{\partial t}{\partial \tau} = -a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}. \end{cases} \quad (2.35)$$

При прийнятих граничних умовах другого роду послідовне інтегрування формул (2.35) дає

$$\begin{cases} t_x^1 = C_1 e^{a_1 x} + C_2 e^{a_2 x}; \\ t_x^2 = C_1 e^{-a_1 x} + C_2 e^{-a_2 x}, \end{cases} \quad (2.36)$$

де C_1 і C_2 – константи інтегрування; a_1 і a_2 – корені рівнянь системи (2.36) [76].

Вираз показує експоненціальну залежність температури в об'ємі скрапленого нафтового газу.

Графічно розподіл температури в об'ємі скрапленого нафтового газу від елемента Пельтьє до середини спеціальної кювети 1 та від середини спеціальної кювети до елемента Пельтьє 2 наведено на рис. 2.13, з якого видно, що температура поширюється за експоненціальним законом і встановлюється по всьому об'єму практично однаковою, причому чим менший цей об'єм, тим більш рівномірний розподіл температури в ньому.

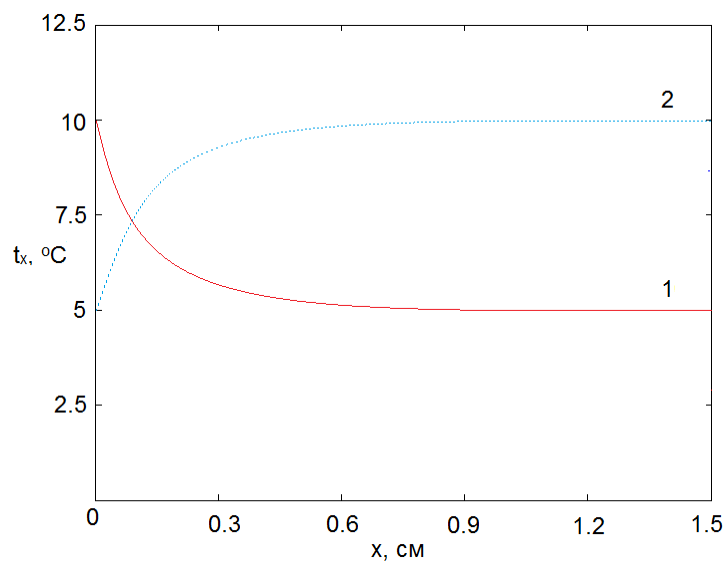


Рисунок 2.13 – Розподіл температури в об'ємі скрапленого нафтового газу:
1 – від елемента Пельтьє до середини кювети; 2 – від середини кювети до елемента Пельтьє

Однією з характеристик скрапленого нафтового газу є його показник заломлення, який знаходиться у відповідності з густиною газу. Чим більша густина, тим більший показник заломлення, тобто залежність між ними є лінійною.

На рис. 2.14 наведено залежність показника заломлення n від густини ρ для алканів, до яких відносяться пропан і бутан, та алкенів, які являють собою ненасичені вуглеводні [6].

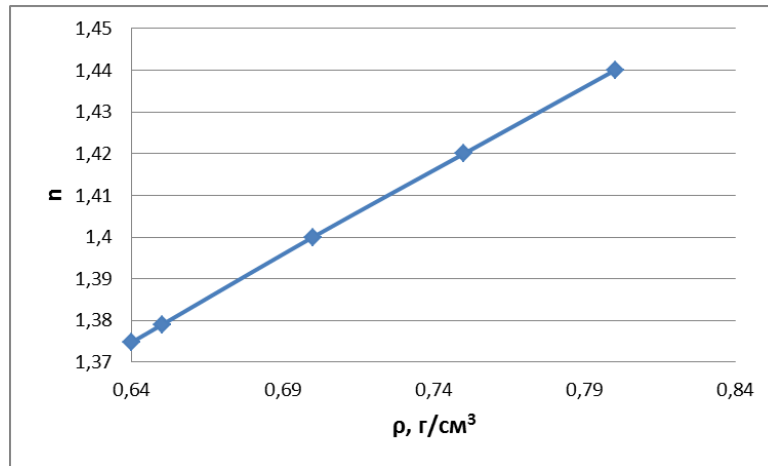


Рисунок 2.14 – Залежність показника заломлення n від густини ρ для алканів та алкенів

Таким чином, густина скрапленого нафтового газу можна визначити за допомогою рефрактометричного методу [6].

Оскільки показник заломлення скрапленого нафтового газу описується як $n = 1,3497 - \frac{9,591}{M_r + 9,5}$, а густина – $\rho = \frac{PM}{RT}$ [16], причому

$M = M_r \eta$, то залежність показника заломлення скрапленого газу від його густини буде мати вигляд

$$n = 1,3497 - \frac{9,591}{RT\rho(\eta P)^{-1} + 9,5}, \quad (2.37)$$

де R – універсальна газова стала; M – молярна маса; M_r – молекулярна маса; η – коефіцієнт пропорційності (10^{-3} кг/моль); P – тиск скрапленого нафтового газу при температурі T .

На рис. 2.15 представлено промінь світла, який проходить крізь товщу скрапленого нафтового газу, показник заломлення якого знаходиться в діапазоні $n'_c \dots n''_c$, скляну стінку спеціальної кювети (n_c), прошарок повітря ($n_n = 1$) та потрапляє на фотоприймач.

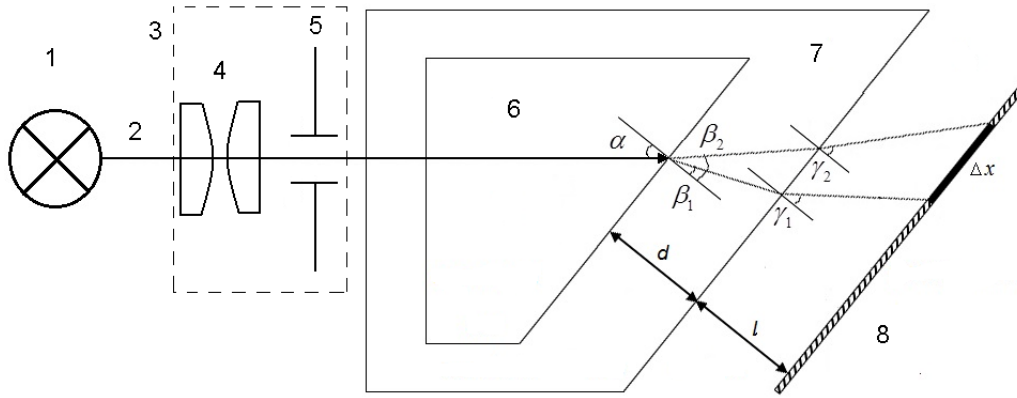


Рисунок 2.15 – Оптична схема оптико-електронного вимірювального перетворювача: 1 – джерело світла; 2 – промінь світла; 3 – оптична система; 4 – лінзи; 5 – діафрагма; 6 – скраплений нафтовий газ; 7 – скляна кювета; 8 – фотоприймач

Як видно з рисунку 2.15, зміщення світлової плями Δx можна визначити як

$$\Delta x = d \cdot \left(\frac{n_2'' \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - (n_2'' \sin \alpha)^2}} - \frac{n_2' \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - (n_2' \sin \alpha)^2}} \right) + l \cdot \left(\frac{n_2'' \sin \alpha}{\sqrt{1 - (n_2'' \sin \alpha)^2}} - \frac{n_2' \sin \alpha}{\sqrt{1 - (n_2' \sin \alpha)^2}} \right), \quad (2.38)$$

де d – товщина скла; l – відстань від складеного фотоприймача до скла; α – кут падіння променя.

Враховуючи (2.37) та те, що густина скрапленого нафтового газу знаходиться в діапазоні від ρ_1 до ρ_2 при температурах T_1 і T_2 , вираз (2.38) можна представити у вигляді

$$\Delta x = d \cdot \left[\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} - \dots \right]$$

$$\begin{aligned}
& - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha\right)^2}} + \\
& + l \cdot \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha\right)^2}} - \\
& - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha\right)^2}}. \tag{2.39}
\end{aligned}$$

Зміщення світлової плями Δx залежить від товщини скла d та відстані від складеного фотоприймача до скла l , що проілюстровано на рис. 2.16, відповідно.

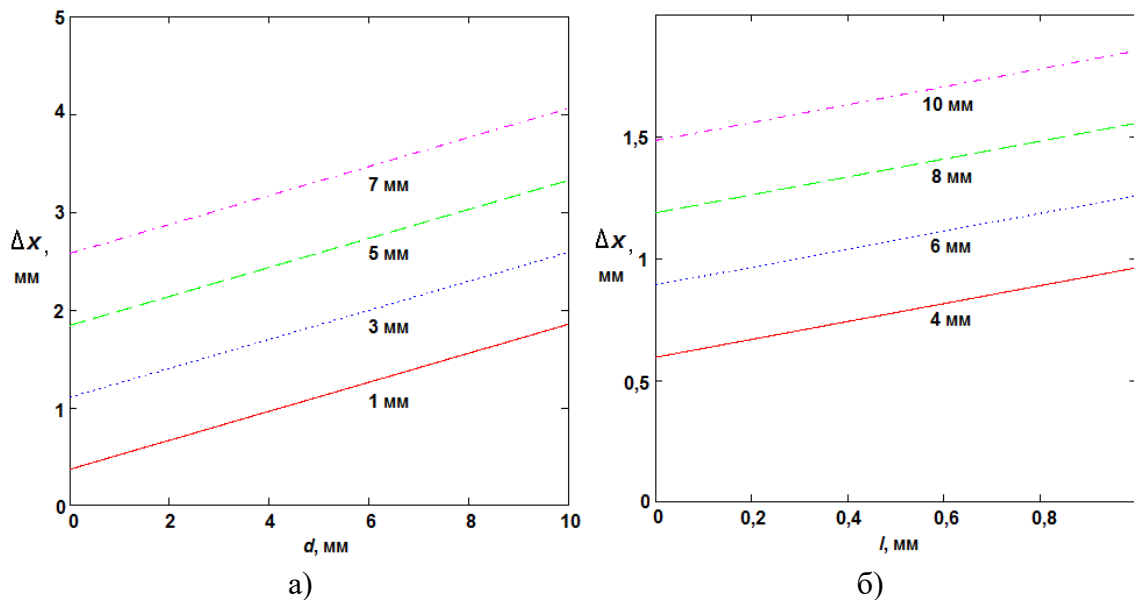


Рисунок 2.16 – Залежність зміщення Δx від товщини скла d (а) та від відстані від складеного фотоприймача до скла l (б)

Як видно з рис. 2.16, допустиме зміщення світлової плями Δx , яке не повинно перевищувати 1,8 мм, оскільки це лінійні розміри фоточутливої частини складеного фотоприймача, відповідає значенням товщини скла до 10 мм, при відстані від складеного фотоприймача до скла в 1 мм.

Таким чином, товщину скла доцільно обрати 10 мм, а відстань від складеного фотоприймача до скла – 1 мм.

Графік чутливості зміщення світлової плями, яка проходить крізь товщу скрапленого нафтового газу, скляну стінку спеціальної кювети товщиною 10 мм та прошарок повітря товщиною 1 мм, від кута падіння, зображено на рисунку 2.17.

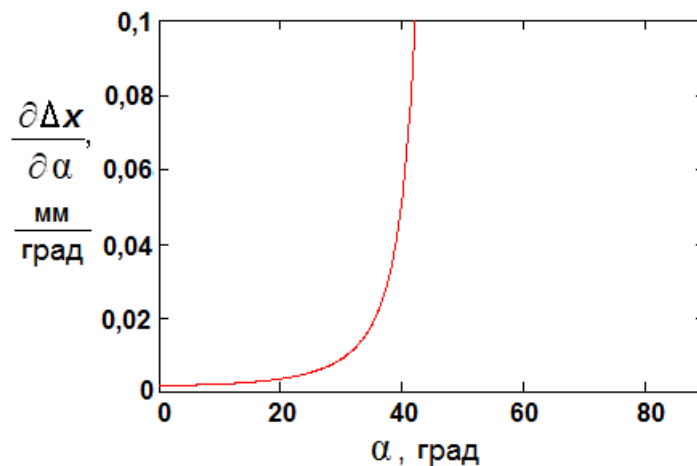


Рисунок 2.17 – Графік чутливості зміщення променя при зміні кута падіння

З графіка чутливості зміщення світлової плями від кута падіння видно, що найбільша крутизна чутливості спостерігається поблизу критичного кута падіння променя, який складає 42° , при якому відбувається повне внутрішнє відбиття. Тому кут падіння повинен знаходитись в межах від 20° до 40° .

Таким чином, кут падіння променя на похилу стінку спеціальної кювети доцільно обрати 40° . Це значення кута забезпечує нахил стінки в 130° .

Промінь світла у вигляді світлової плями, який пройшов крізь товщу скрапленого нафтового газу, скляну стінку спеціальної кювети та прошарок повітря потрапляє на складений фотоприймач, який дозволяє зареєструвати просторовий розподіл освітленості.

Принцип роботи складеного фотоприймача наведений на рис. 2.18. Якщо світлова пляма закриває поверхню всіх сегментів фотоприймача, то на виході буде нульовий сигнал. При зміщенні світлової плями відбувається перерозподіл світлових потоків, що аналізується блоком порівняння. Внаслідок цього з'являється диференціальна напруга $U_{не}$, яка пропорційна зміщенню Δx світлової плями та, відповідно, густині скрапленого нафтового газу ρ [77].

$$U_{не} = k(S_1 - S_3), \quad (2.40)$$

де k – коефіцієнт пропорційності; S_1 і S_3 – освітлені площі протилежних сегментів фотоприймача.

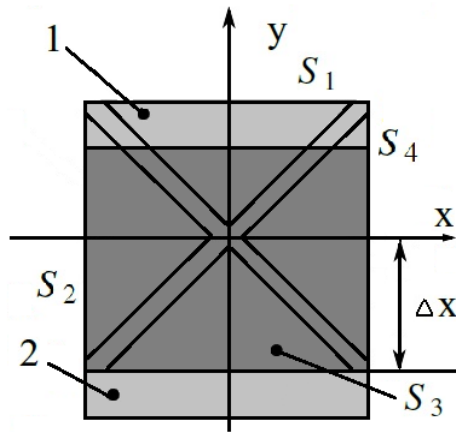


Рисунок 2.18 – Принцип роботи складеного фотоприймача: 1 – смужка світла, розміщена на оптичній осі; 2 – зміщена смужка світла; Δx – величина зміщення світлової плями; S_1 , S_2 , S_3 , S_4 – частини площин сегментів фотоприймача, освітлені променем світла

Крутизна характеристики диференціальної напруги, зображена на рис. 2.19, майже лінійно залежить від зміщення світлової плями на ділянці від нуля до рівня насичення.

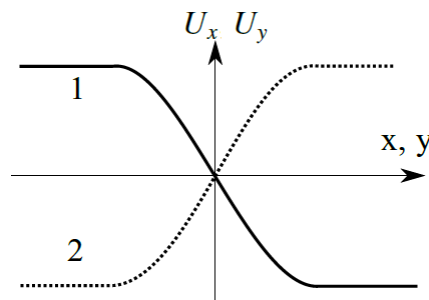


Рисунок 2.19 – Крутизна характеристики диференціальної напруги:

1 – U_x по осі x ; 2 – U_y по осі y

Характеристика диференціальної напруги складеного фотоприймача утворюється різницею електричних сигналів, отриманих від протилежних сегментів фотоприймача

$$U_{не} = U_2 - U_4 = P_{ex} P_i R_n (S_1 - S_3). \quad (2.41)$$

При малих лінійних зміщеннях світлової плями на поверхні складеного фотоприймача зміну освітлених площ протилежних сегментів фотоприймача можна оцінити як

$$\begin{cases} S_1 = ba; \\ S_3 = b(a - \Delta x), \end{cases} \quad (2.42)$$

де a – ширина смужки світла; b – довжина смужки світла [78, 79].

Тоді диференціальна напруга (2.41) з врахуванням (2.42) буде мати вигляд

$$U_{не} = P_{ex} P_i R_n \Delta x. \quad (2.43)$$

Враховуючи зміщення світлової плями (2.39), диференціальна напруга складеного фотоприймача (2.43) набуде вигляду

$$U_{не} = P_{ex} P_i R_n \times \left(d \cdot \left[\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} \right] + \right)$$

$$+l \cdot \left[\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} \right]. \quad (2.44)$$

Результати дослідження функції перетворення (2.44) наведено на рис. 2.20.

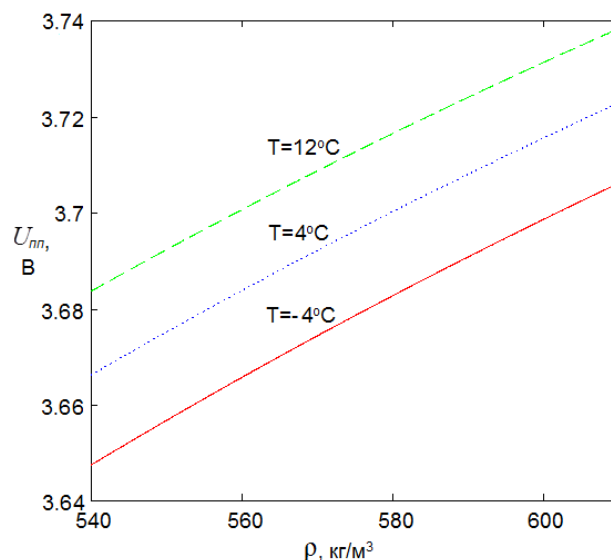


Рисунок 2.20 – Залежність диференціальної напруги вимірювального перетворювача від зміни густини при різних температурах

Отримані залежності вказують на те, що зміна температури скрапленого нафтового газу спричиняє суттєву зміну вихідної диференціальної напруги вимірювального перетворювача, причому при температурі -4°C диференціальна напруга змінюється від 3,65 до 3,705 В, при 4°C – від 3,67 до 3,725 В, а при 12°C – від 3,685 до 3,74 В.

Встановлено, що чутливість оптико-електронного вимірювального перетворювача дозволяє реєструвати близькі значення густини скрапленого нафтового газу за рахунок проведення вимірювання при різних температурах.

Сигнали з сегментів складеного фотоприймача підсилюються за допомогою підсилювачів. Вихідна напруга підсилювачів U дорівнює добутку вхідної напруги $U_{вх\bar{o}n}$ на коефіцієнт перетворення $K_{\bar{o}n}$ [77]

$$U = U_{вх\bar{o}n} \cdot K_{\bar{o}n}. \quad (2.45)$$

Оскільки вхідна напруга підсилювача $U_{вх\bar{o}n} = (U_{on} - U_{нс}) \cdot K_n$, то вихідна його напруга визначається

$$U = (U_{on} - U_{нс}) \cdot K_n \cdot K_{\bar{o}n}, \quad (2.46)$$

де K_n – коефіцієнт підсилення; U_{on} – опорна напруга.

Таким чином отримуємо напругу на виході засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу [80, 81]

$$U = K_n K_{\bar{o}n} (U_{on} - P_{ex} P_i R_n b \times$$

$$\times \left[d \cdot \left(\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} - \right.$$

$$\left. - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} \right] +$$

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1^1 \rho_2^1 \rho_3^1}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^1 \rho_3^1 + k_2 \rho_1^1 \rho_3^1 + k_3 \rho_1^1 \rho_2^1)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right) \left. \right)^2 + \\
& \sqrt{n_c^2 - \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1^1 \rho_2^1 \rho_3^1}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^1 \rho_3^1 + k_2 \rho_1^1 \rho_3^1 + k_3 \rho_1^1 \rho_2^1)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right)^2} + \\
& + l \cdot \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_1^2 \rho_2^2 \rho_3^2}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^2 \rho_3^2 + k_2 \rho_1^2 \rho_3^2 + k_3 \rho_1^2 \rho_2^2)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right) \left. \right)^2 - \\
& \sqrt{1 - \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_1^2 \rho_2^2 \rho_3^2}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^2 \rho_3^2 + k_2 \rho_1^2 \rho_3^2 + k_3 \rho_1^2 \rho_2^2)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right)^2} - \\
& \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1^1 \rho_2^1 \rho_3^1}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^1 \rho_3^1 + k_2 \rho_1^1 \rho_3^1 + k_3 \rho_1^1 \rho_2^1)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right) \left. \right)^2 \left. \right)^2, \quad (2.48) \\
& \sqrt{1 - \left(\frac{1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1^1 \rho_2^1 \rho_3^1}}{\frac{\eta P (k_1 \rho_2^1 \rho_3^1 + k_2 \rho_1^1 \rho_3^1 + k_3 \rho_1^1 \rho_2^1)}{+ 9,5}} \sin \alpha \right)^2} \left. \right)^2
\end{aligned}$$

де $\rho_1^1, \rho_2^1, \rho_3^1$ – густини пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_1 ; $\rho_1^2, \rho_2^2, \rho_3^2$ – густини пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_2 .

Результати дослідження напруги засобу (2.47) наведено на рис. 2.21 у вигляді залежності напруги засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу від густини при різних температурах.

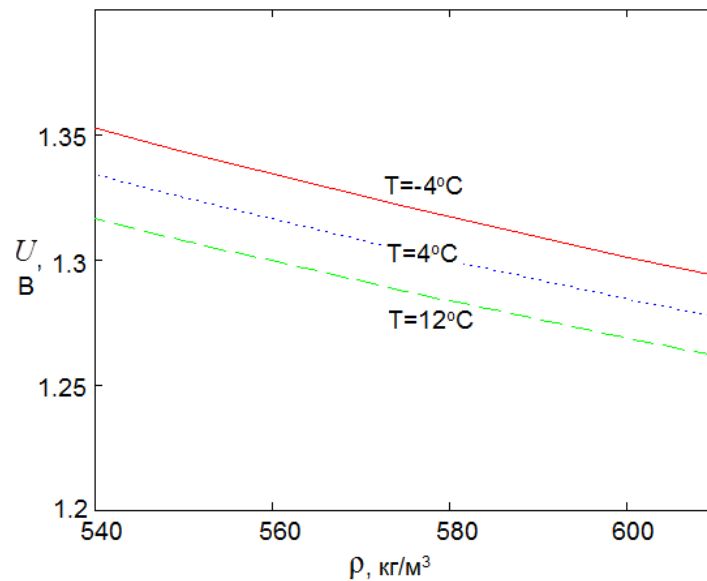


Рисунок 2.21 – Залежність напруги засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу від густини при різних температурах

Отримані залежності вказують на те, що із збільшенням густини скрапленого нафтового газу напруга засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу зменшується в діапазоні від 1,35 до 1,29 В при температурі -4°C , від 1,33 до 1,275 В при температурі 4°C та від 1,32 до 1,26 В при температурі 12°C .

Таким чином, функція вимірювального перетворення відображає залежність показника заломлення скрапленого нафтового газу при заданій температурі й тиску від диференціальної напруги, отриманої в результаті проходження світлового випромінювання через спеціальну кювету зі скрапленим газом і детектованої складеним фотоприймачем внаслідок зміщення світлової плями, один із каналів якого є опорним для стабілізації випромінювання, що дозволило зменшити зведену похибку вимірювання в 1,2 рази в порівнянні з дослідженнями, наведеними в роботі [72].

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

На основі проведених досліджень розроблено практичні реалізації термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, а саме: структурна схема засобу, принцип його роботи та функцію перетворення, яка однозначно пов'язує вихідну величину, значення напруги засобу, та вхідну – значення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, при певній температурі.

3.1 Розробка засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

На основі запропонованої математичної моделі стану скрапленого нафтового газу, описаної в підрозділі 2.2, розроблено засіб вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, структурна схема якого наведена на рисунку 3.1, що містить джерело випромінювання 2; оптичну систему 5, яка формує паралельний світловий потік у вигляді світлової смужки 6; спеціальну кювету 14, яка містить вертикальну 10 та похилу 10' стінки; мірник 13 з вивідним патрубком 11, який містить вентиль 3 та клапан 12; балон 4, який за допомогою вентиля 3 подає у спеціальну кювету 14 скраплений нафтовий газ; сенсори температури 9 та тиску 8; елементи Пельтьє 7; підсилювачі 1; підсилювачі елементів Пельтьє 19; складений фотоприймач 15, який складається з верхнього 16, нижнього 17 та опорного 18 сегментів фотоприймача; блок порівняння 20; мікропроцесорний пристрій 21; індикаторне табло 22; комп'ютер 23.

Скраплений нафтовий газ подається з балона 4 за допомогою вентиля 3 у попередньо охолоджену спеціальну кювету 14, причому рівень наповненості контролюється мірником 13. У спеціальній кюветі 14 відбувається нагрівання скрапленого нафтового газу елементами Пельтьє 7, завдяки напрузі, яка задається

мікропроцесорним пристроєм 21 та підсилюється за допомогою підсилювачів елементів Пельтьє 19. У випадку досягнення однакової температури скрапленого нафтового газу по всьому об'єму спеціальної кювети 14 сенсори температури 9 направляють сигнали до мікропроцесорного пристрою 21 і розпочинається процес вимірювання, який контролюється сенсором тиску 8. В разі, якщо тиск скрапленого нафтового газу у спеціальній кюветі 14 не дорівнює 1,6 МПа, то сенсор тиску 8 відправляє сигнали до мікропроцесорного пристрою 21, який в свою чергу надсилає сигнали, що запускають процес стравлення або накачки тиску у спеціальній кюветі 14.

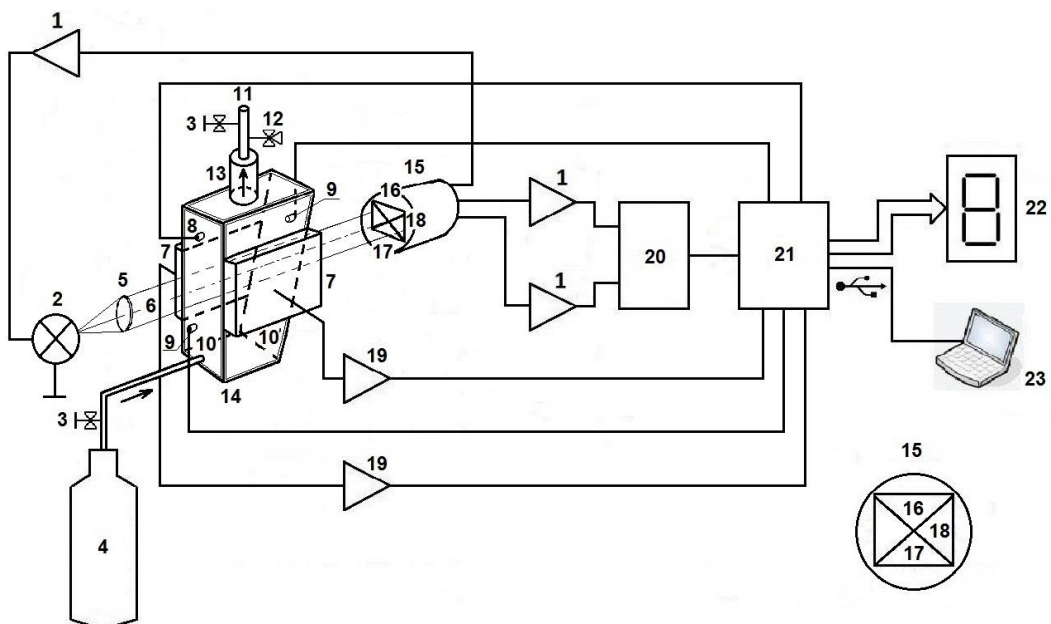


Рисунок 3.1 – Структурна схема засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Світловий потік від джерела випромінювання 2, фокусується за допомогою оптичної системи 5, яка формує світлову смужку 6, проходить через вертикальну стінку 10 спеціальної кювети 14, в якій знаходиться скраплений нафтовий газ, та через похилу 10' стінку спеціальної кювети 14 потрапляє на складений фотоприймач 15, який складається з верхнього 16, нижнього 17 та опорного 18 сегментів фотоприймача, причому напруга від опорного 18 сегмента фотоприймача, який підтримує інтенсивність світлового потоку, надходить через підсилювач 1 до джерела випромінювання 2. Значення напруг верхнього 16 та нижнього 17 сегментів

фотоприймача, що характеризують зміщення вгору чи вниз світлової смужки 6, через підсилювачі 1, надходять на блок порівняння 20, обробляються мікропроцесорним пристроєм 21 і виводяться на цифрове індикаторне табло 22 та через інтерфейс USB на комп'ютер 23. Відпрацьований скраплений нафтовий газ виводиться завдяки вентилю 3 та клапану 12 через вивідний патрубок 11 [40–42, 80–82].

3.2 Перетворення та обробка вимірювальної інформації. Виведення функції перетворення засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Термооптичний метод використовує температурну залежність густини рідкої фази скрапленого нафтового газу, що дозволяє підвищити вірогідність контролю масових часток компонентів газу, шляхом врахування масової частки ненасичених вуглеводнів [6, 25]. Одну із схемних реалізацій [81–83] функціональних перетворень термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, яка включає в собі вимірювальний канал, показано на рис. 3.2.

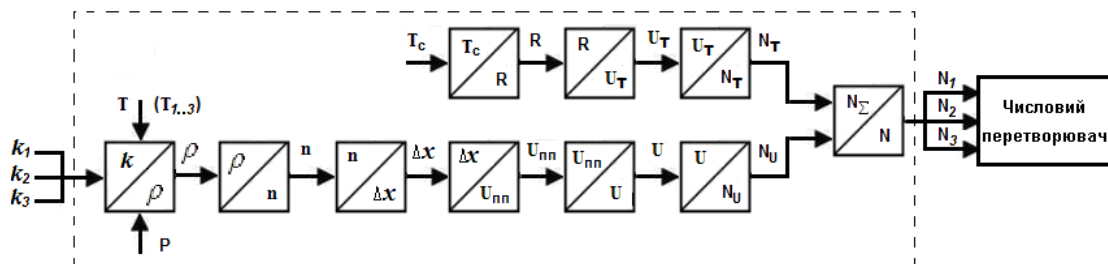


Рисунок 3.2 – Схема функціональних перетворень термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Масові частки пропану k_1 , бутану k_2 та ненасичених вуглеводнів k_3 визначаються на основі термооптичного методу та представлені у вигляді системи рівнянь (2.5), яка дозволяє встановити зв'язок між масовими частками та густинами як скрапленого нафтового газу, так і його компонентів.

Оскільки одним з методів визначення густини є рефрактометричний метод [6], то у випадку скрапленого нафтового газу залежність показника заломлення скрапленого газу від його густини в загальному вигляді можна визначити за формулою (2.27), а при температурах T_1, T_2, T_3 – у вигляді системи рівнянь

$$\begin{cases} \rho^1(T_1) = \frac{\eta P_1}{RT_1} \left(\frac{9,591}{1,3497 - n_1} - 9,5 \right); \\ \rho^2(T_2) = \frac{\eta P_2}{RT_2} \left(\frac{9,591}{1,3497 - n_2} - 9,5 \right); \\ \rho^3(T_3) = \frac{\eta P_3}{RT_3} \left(\frac{9,591}{1,3497 - n_3} - 9,5 \right), \end{cases} \quad (3.1)$$

де P_1, P_2, P_3 – тиски скрапленого нафтового газу при температурах T_1, T_2, T_3 ; n_1, n_2, n_3 – показники заломлення скрапленого нафтового газу при температурах T_1, T_2, T_3 .

Для узагальнення експериментальних даних досліджень різних процесів і речовин використовують критеріальні системи, що базуються на аналізі рівнянь руху та теплопровідності. Для використання таких рівнянь, які є рівняннями подібності, необхідні таблиці фізичних властивостей робочих середовищ.

Неточність визначення фізичних властивостей або відсутність їх для деяких речовин, зокрема скрапленого нафтового газу, фізичні властивості яких в літературі мають досить суперечливі дані, звичайно при випадкових тисках і температурах, не дозволяє використовувати рівняння подібності.

В той самий час існують точні дані про критичні параметри і молярні маси речовини.

Це дозволяє, використовуючи наведені параметри і закон відповідних станів, який підтверджений численними дослідженнями і теоретично обґрунтований сучасною кінетичною теорією речовини, визначити невідомі параметри.

Для термодинамічно подібних речовин, а скраплений нафтовий газ термодинамічно подібний, наведені рівняння стану, тобто рівняння стану, записані в наведених параметрах ($P_{np} = P/P_0 = \pi$;

$V_{np} = V/V_0 = \varphi$; $T_{np} = T/T_0 = \tau$, де P_0 – критичний тиск, потрібний для скраплення газу при критичній температурі; V_0 – критичний об’єм, що відповідає критичній температурі; T_0 – критична температура, при підвищенні якої газ не може бути скраплений підвищенням тиску), мають один і той самий вигляд.

Найбільш відомим і вживаним рівнянням стану є рівняння Ван-дер-Ваальса [16]:

$$\left(P + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) = RT, \quad (3.2)$$

де V – об’єм скрапленого нафтового газу [35, 71]; P – абсолютний тиск компонентів скрапленого нафтового газу; $a = \frac{27 RT^2}{64 P_0}$ і $b = \frac{1 RT}{8 P_0}$ – константи, які відповідають компонентам скрапленого нафтового газу.

Таким чином, рівняння відповідних станів:

$$\left(P + \frac{27 RT^2}{64 P_0 V^2}\right)\left(V - \frac{1 RT}{8 P_0}\right) = RT. \quad (3.3)$$

Звідси абсолютний тиск компонентів скрапленого нафтового газу при температурі T описується як

$$P = \frac{1 - \frac{27 T}{64 P_0 V} + \frac{27 RT^2}{512 P_0^2 V^2}}{\frac{V}{RT} - \frac{1}{8 P_0}}. \quad (3.4)$$

Тоді густину компонентів скрапленого нафтового газу, яка визначається як $\rho = \frac{PM}{RT}$ [60], з врахуванням (3.4) можна описати системою рівнянь

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_1 = \frac{8P_{01} - \frac{27 T}{8 V} + \frac{27 RT^2}{64 P_{01}V^2}}{8P_{01}V - RT} M_1 ; \\ \rho_2 = \frac{8P_{02} - \frac{27 T}{8 V} + \frac{27 RT^2}{64 P_{02}V^2}}{8P_{02}V - RT} M_2 ; \\ \rho_3 = \frac{8P_{03} - \frac{27 T}{8 V} + \frac{27 RT^2}{64 P_{03}V^2}}{8P_{03}V - RT} M_3 , \end{array} \right. \quad (3.5)$$

де M_1, M_2, M_3 – молярні маси пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів; ρ_1, ρ_2, ρ_3 – густини пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів; P_{01}, P_{02}, P_{03} – критичні тиски пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів.

Густини пропану при температурах T_1, T_2, T_3 , використовуючи систему рівнянь (3.5), можна описати таким чином:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_1^1(T_1) = \frac{8P_{01} - \frac{27 T_1}{8 V} + \frac{27 RT_1^2}{64 P_{01}V^2}}{8P_{01}V - RT_1} M_1 ; \\ \rho_1^2(T_2) = \frac{8P_{01} - \frac{27 T_2}{8 V} + \frac{27 RT_2^2}{64 P_{01}V^2}}{8P_{01}V - RT_2} M_1 ; \\ \rho_1^3(T_3) = \frac{8P_{01} - \frac{27 T_3}{8 V} + \frac{27 RT_3^2}{64 P_{01}V^2}}{8P_{01}V - RT_3} M_1 . \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Густини бутану при температурах T_1, T_2, T_3 , використовуючи систему рівнянь (3.5), визначається таким чином:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_2^1(T_1) = \frac{8P_{02} - \frac{27 T_1}{8 V} + \frac{27 RT_1^2}{64 P_{02} V^2}}{8P_{02}V - RT_1} M_2 ; \\ \rho_2^2(T_2) = \frac{8P_{02} - \frac{27 T_2}{8 V} + \frac{27 RT_2^2}{64 P_{02} V^2}}{8P_{02}V - RT_2} M_2 ; \\ \rho_2^3(T_3) = \frac{8P_{02} - \frac{27 T_3}{8 V} + \frac{27 RT_3^2}{64 P_{02} V^2}}{8P_{02}V - RT_3} M_2 . \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Густини ненасичених вуглеводнів при температурах T_1 , T_2 , T_3 , використовуючи систему рівнянь (3.5), можна визначити таким чином:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_3^1(T_1) = \frac{8P_{03} - \frac{27 T_1}{8 V} + \frac{27 RT_1^2}{64 P_{03} V^2}}{8P_{03}V - RT_1} M_3 ; \\ \rho_3^2(T_2) = \frac{8P_{03} - \frac{27 T_2}{8 V} + \frac{27 RT_2^2}{64 P_{03} V^2}}{8P_{03}V - RT_2} M_3 ; \\ \rho_3^3(T_3) = \frac{8P_{03} - \frac{27 T_3}{8 V} + \frac{27 RT_3^2}{64 P_{03} V^2}}{8P_{03}V - RT_3} M_3 . \end{array} \right. \quad (3.8)$$

На рис. 3.3 наведено результати моделювання, які враховують співвідношення масових часток k пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_1 , що відповідає 274 К.

Як впливає з рис. 3.3, кожне значення показника заломлення n скрапленого нафтового газу при температурі T_1 , що відповідає 274 К, може відповідати декільком значенням співвідношень масових часток k пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів. Отримані результати моделювання відповідають співвідношенням масових часток пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_1 (див. рис. 2.7), оскільки показник заломлення знаходиться у відповідності з густиною газу (див. рис. 2.13). Це свідчить про адекватність

термооптичного методу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

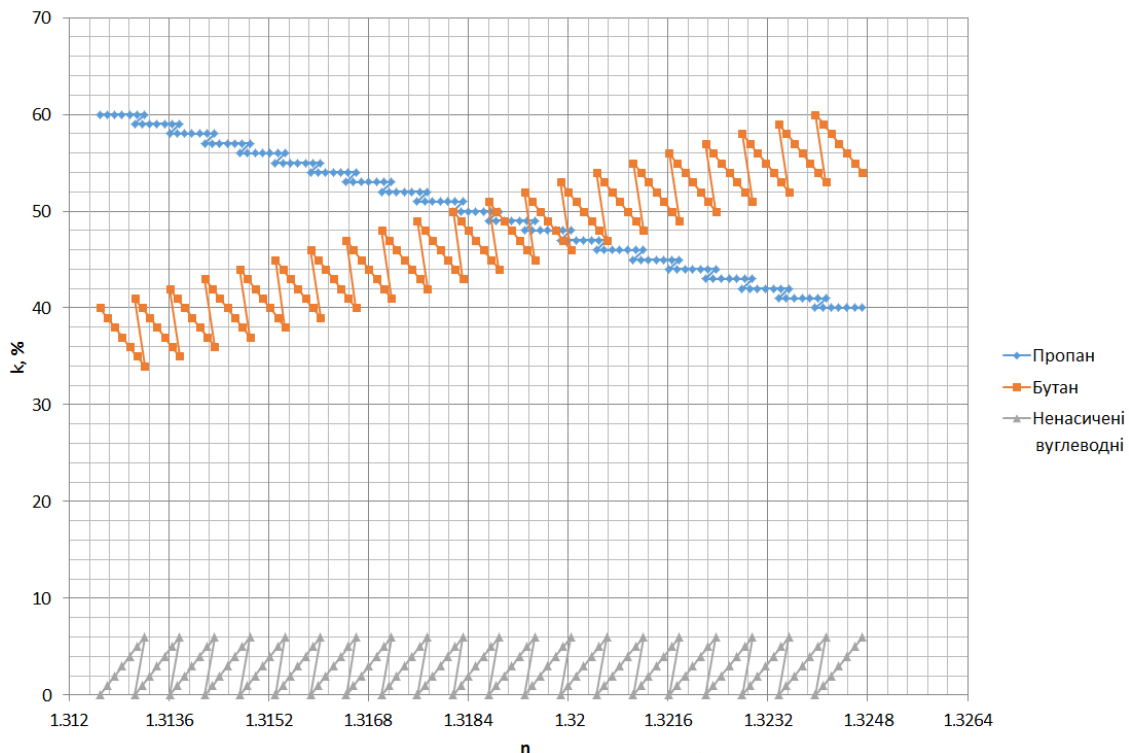


Рисунок 3.3 – Співвідношення масових часток k пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів при температурі T_1

Зв'язок між показником заломлення n та зміщенням Δx світлової плями, що проходить крізь товщу скрапленого нафтового газу, скляну стінку спеціальної кювети та прошарок повітря, описується за допомогою формули (2.38). Далі промінь світла у вигляді світлової плями потрапляє на складений фотоприймач, диференціальна напруга (2.44) якого залежить від величини зміщенням Δx світлової плями, а, отже, і показника заломлення n .

Після підсилення сигнал надходить на вхід мікропроцесора, який містить АЦП. Вимірювання відбувається в діапазоні температур від -4°C до 12°C , причому сенсори температури реєструють зміну на $0,1^\circ\text{C}$, а зміна опору при 1°C складає $1,2\ \text{Ом}$. Це значення першого молодшого знакового розряду (МЗР). Сенсори працюють при малому струмі порядку $1\ \text{мА}$. Відповідна зміна опору від $1980\ \text{Ом}$ до $2020\ \text{Ом}$ складає $40\ \text{Ом}$. Звідси напруга в діапазоні буде дорівнювати $40\ \text{мВ}$, а динамічний діапазон (ДД) на основі напруги повної шкали (V)

становить $ДД = V/MЗР = 40/0,12 = 333$. Відповідно, для такої системи підійде 10-розрядний АЦП.

АЦП, що має n_0 розрядів, оцифровує напругу, яка дорівнює U_{max} . Значення коду АЦП визначається для вимірювального каналу засобу

$$N_U = \frac{U_{max}}{U_{on}} (2^{n_0} - 1). \quad (3.9)$$

а для сенсорів температури

$$N_T = \frac{2^{n_0} U_T}{U_{on}}, \quad (3.10)$$

де U_T – напруга сенсора температури.

Оскільки максимальна напруга U_{max} є напругою засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу U , що надходить на мікропроцесор, то значення коду АЦП набуває вигляду

$$N_U = K_n K_{on} (2^{n_0} - 1) \left(1 - \frac{P_{ex} P_i R_n}{U_{on}} \times \right. \\ \times d \cdot \left[\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} - \right. \\ \left. - \frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{n_c^2 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} \right] + \\ \left. + l \cdot \left[\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_2 \rho_2 (\eta P)^{-1} + 9,5} \right) \sin \alpha \right)^2}} \right] \right)$$

$$-\frac{\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha}{\sqrt{1 - \left(\left(1,3497 - \frac{9,591}{RT_1 \rho_1 (\eta P)^{-1} + 9,5}\right) \sin \alpha\right)^2}} \quad (3.11)$$

Мікропроцесорний пристрій під час обчислення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу на основі густини буде попередньо порівнювати її з табличними даними [46] в пам'яті, визначаючи співвідношення компонентів скрапленого газу.

Використовуючи результати моделювання масових часток пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів (див. рис. 2.7), отримаємо залежності густин скрапленого нафтового газу від температури для випадку, коли різні співвідношення компонентів близькі за значеннями густин, представлені на рис. 3.4.

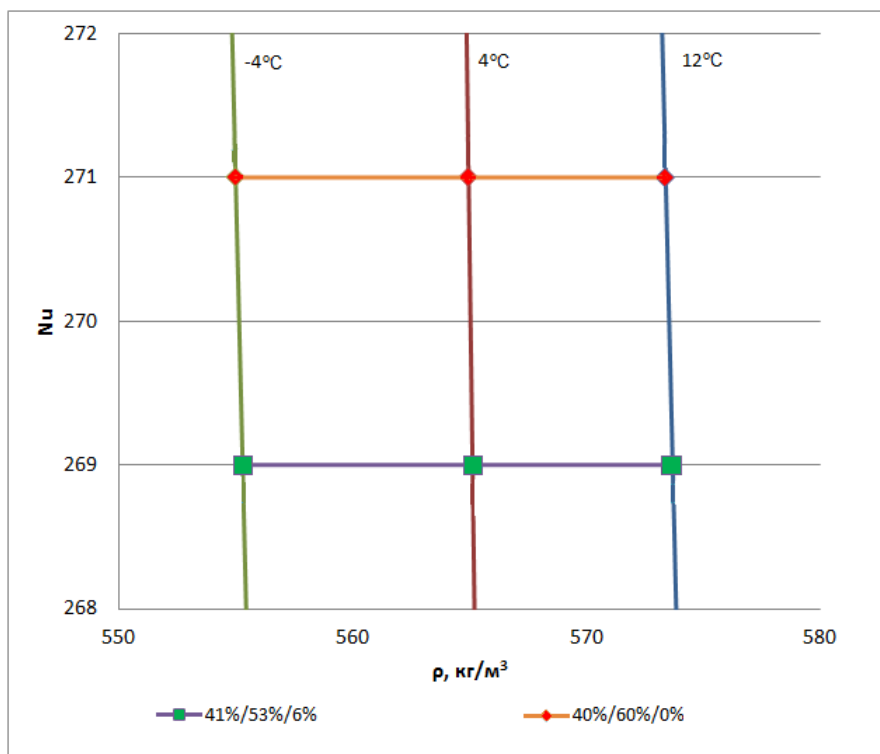


Рисунок 3.4 – Залежності густин від температури для декількох співвідношень масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

З рис. 3.4 видно, що АЦП мікропроцесорного пристрою розрізняє співвідношення компонентів скрапленого нафтового газу, близьких за

значеннями густин. Таким чином, усунуто неоднозначність визначення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу. Отримані значення коду АЦП засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, які описані в роботах [27–30, 41, 42, 62–65, 67, 68, 80–83], дають змогу визначити масові частки компонентів скрапленого нафтового газу на основі значень густини скрапленого нафтового газу.

Таким чином, математична модель засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу дає змогу визначати масові частки компонентів скрапленого нафтового газу та підвищити вірогідність контролю до рівня 0,97, що встановлено на основі дослідження критерію оцінки ефективності, описаного в підрозділі 1.3.

3.3 Аналіз статичних метрологічних характеристик вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Для дослідження статичних метрологічних характеристик вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу скористаємось розкладанням виразу визначення напруги вимірювального каналу в ряд Тейлора [84].

Функцію перетворення вимірювального каналу засобу контролю скрапленого нафтового газу (3.11) можна представити як

$$U = f(k_1, k_2, k_3, T, P, \alpha), \quad (3.12)$$

де U – вихідна величина вимірювального каналу; k_1, k_2, k_3 – вхідні величини вимірювального каналу; T, P, α – впливні величини.

Розкладемо функцію перетворення (3.11) в ряд Тейлора і отримаємо

$$U = U_0 + \left[\frac{\partial U}{\partial k_1} \right]_0 k_1 + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_1^2} \right]_0 k_1^2 + \frac{1}{6} \left[\frac{\partial^3 U}{\partial k_1^3} \right]_0 k_1^3 + \dots + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_1 \partial T} \right]_0 k_1 T + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_1 \partial P} \right]_0 k_1 P +$$

$$\begin{aligned}
& + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_1 \partial \alpha} \right]_0 k_1 \alpha + \dots + \left[\frac{\partial U}{\partial k_2} \right]_0 k_2 + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_2^2} \right]_0 k_2^2 + \frac{1}{6} \left[\frac{\partial^3 U}{\partial k_2^3} \right]_0 k_2^3 + \dots + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_2 \partial T} \right]_0 k_2 T + \\
& + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_2 \partial P} \right]_0 k_2 P + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_2 \partial \alpha} \right]_0 k_2 \alpha + \dots + \left[\frac{\partial U}{\partial k_3} \right]_0 k_3 + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_3^2} \right]_0 k_3^2 + \frac{1}{6} \left[\frac{\partial^3 U}{\partial k_3^3} \right]_0 k_3^3 + \dots \\
& \dots + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_3 \partial T} \right]_0 k_3 T + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_3 \partial P} \right]_0 k_3 P + \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k_3 \partial \alpha} \right]_0 k_3 \alpha + \dots + \left[\frac{\partial U}{\partial T} \right]_0 T + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial T^2} \right]_0 T^2 + \\
& \quad + \left[\frac{\partial U}{\partial P} \right]_0 P + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial P^2} \right]_0 P^2 + \left[\frac{\partial U}{\partial \alpha} \right]_0 \alpha + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial \alpha^2} \right]_0 \alpha^2 + \dots \quad (3.13)
\end{aligned}$$

Проаналізуємо складові розкладання в ряд Тейлора.

Коефіцієнт впливу температури T на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу визначається як

$$\beta_T = \left[\frac{\partial U}{\partial T} \right]_0. \quad (3.14)$$

Коефіцієнт впливу кута падіння променя α на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу визначається як

$$\beta_\alpha = \left[\frac{\partial U}{\partial \alpha} \right]_0. \quad (3.15)$$

Коефіцієнт впливу тиску P на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу визначається як

$$\beta_P = \left[\frac{\partial U}{\partial P} \right]_0. \quad (3.16)$$

На рис. 3.5 наведено результати моделювання коефіцієнтів впливу температури T (див. рис. 3.5а), кута падіння променя α (див. рис. 3.5б) та тиску P (див. рис. 3.5в) на вихідну напругу U вимірювального

каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

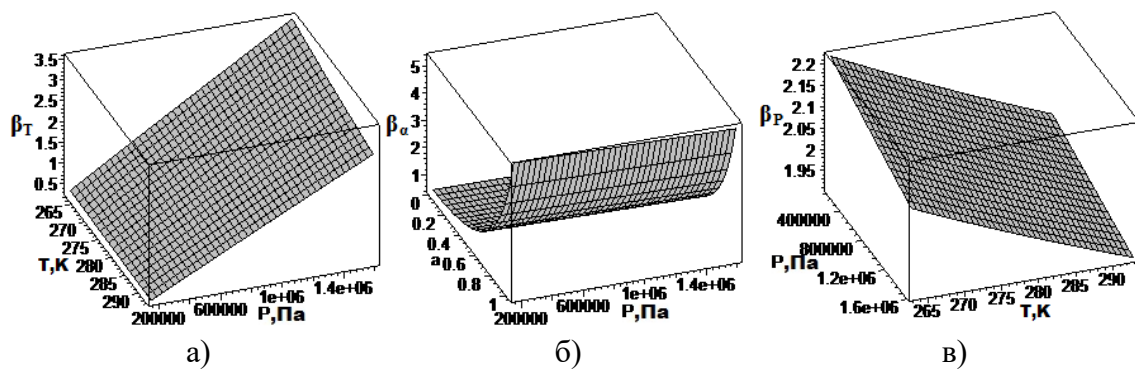


Рисунок 3.5 – Результати моделювання коефіцієнтів впливу величин на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу:
а – температури T ; б – кута падіння променя α ; в – тиску P

На коефіцієнт впливу температури T на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, як видно з рис. 3.5а, найбільше впливає тиск P . Напруга U збільшується при збільшенні тиску P на всьому діапазоні значень. Також певний вплив здійснює температура T , при збільшенні якої напруга U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу зменшується з 3,5 до 3 В, але це спостерігається при 1,6 МПа.

На коефіцієнт впливу кута падіння променя α на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, як видно з рис. 3.5б, найбільше впливає кут падіння променя α . Номінальна функція перетворення має нелінійність. Тобто напруга U збільшується при збільшенні кута падіння променя α , особливо від 0,4 до 1 рад.

На коефіцієнт впливу тиску P на вихідну напругу U вимірювального каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, як видно з рис. 3.5в, найбільше впливає температура T . Тобто напруга U зменшується при збільшенні температури T в діапазоні від 2,12 до 1,9 В. Також суттєвий вплив здійснює тиск P , при збільшенні якого напруга U вимірювального

каналу засобу контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу зменшується в діапазоні від 2,2 до 2,12 В.

Мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни температури T визначається як

$$\Delta\sigma_{mT} = \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k \partial T} \right]_0 k \cdot T. \quad (3.17)$$

Мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни тиску P визначається як

$$\Delta\sigma_{mP} = \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k \partial P} \right]_0 k \cdot P. \quad (3.18)$$

Мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α визначається як

$$\Delta\sigma_{m\alpha} = \left[\frac{\partial^2 U}{\partial k \partial \alpha} \right]_0 k \cdot \alpha. \quad (3.19)$$

Адитивна похибка перетворення в умовах зміни температури T визначається як

$$\Delta\sigma_{aT} = \left[\frac{\partial U}{\partial T} \right]_0 T + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial T^2} \right]_0 T^2. \quad (3.20)$$

Адитивна похибка перетворення в умовах зміни тиску P визначається як

$$\Delta\sigma_{aP} = \left[\frac{\partial U}{\partial P} \right]_0 P + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial P^2} \right]_0 P^2. \quad (3.21)$$

Адитивна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α визначається як

$$\Delta\sigma_{\alpha\alpha} = \left[\frac{\partial U}{\partial \alpha} \right]_0 \alpha + \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 U}{\partial \alpha^2} \right]_0 \alpha^2. \quad (3.22)$$

На рис. 3.6 наведено результати моделювання мультиплікативних та адитивних похибок: мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни температури T (рис. 3.6а); адитивна похибка перетворення в умовах зміни температури T (рис. 3.6б); мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни тиску P (рис. 3.6в); адитивна похибка перетворення в умовах зміни тиску P (рис. 3.6г); мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α (рис. 3.6д); адитивна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α (рис. 3.6е).

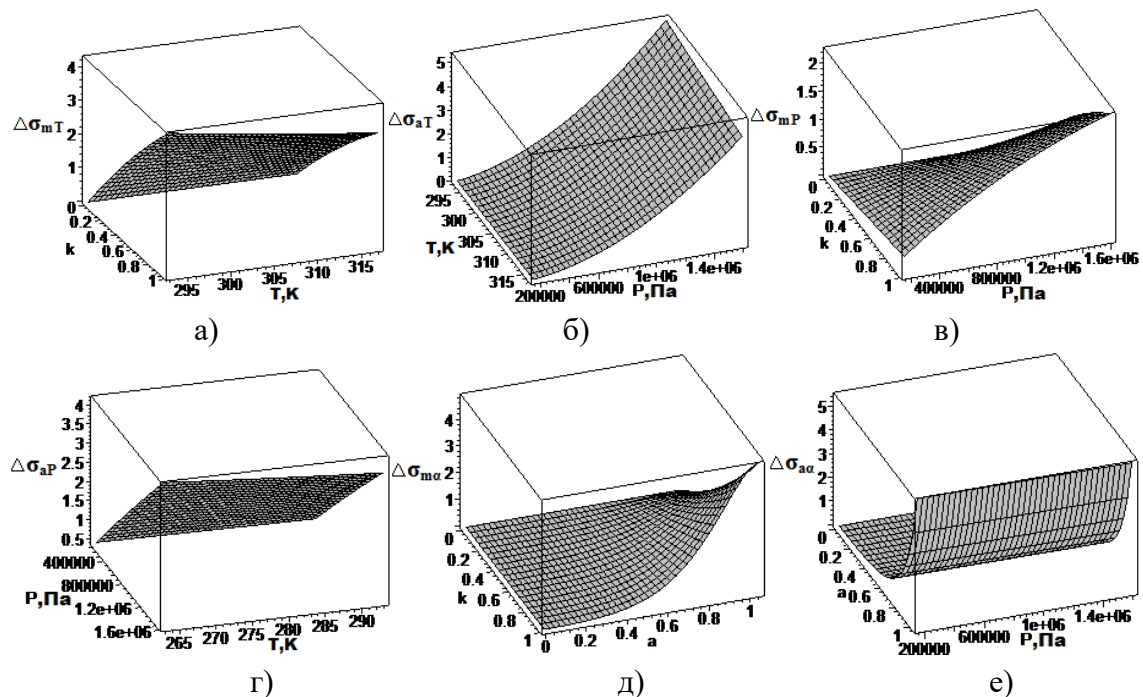


Рисунок 3.6 – Результати моделювання мультиплікативних та адитивних похибок:
 а – мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни температури T ;
 б – адитивна похибка перетворення в умовах зміни температури T ;
 в – мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни тиску P ;
 г – адитивна похибка перетворення в умовах зміни тиску P ; д – мультиплікативна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α ; е – адитивна похибка перетворення в умовах зміни кута падіння променя α

На мультиплікативну похибку перетворення в умовах зміни температури T , як видно з рисунку 3.6а, найбільше впливає масова

частка k на всьому діапазоні значень, що призводить до збільшення похибки. Суттєвий вплив здійснює температура T , також по вьому діапазоні, при якому мультиплікативна похибка зменшується.

На адитивну похибку перетворення в умовах зміни температури T , як видно з рисунку 3.6б, найбільше впливає тиск P по всьому діапазону значень, що призводить до збільшення похибки. Номінальна функція перетворення має нелінійність. Також певний вплив здійснює температура T , при збільшенні якої адитивна похибка зменшується, але це спостерігається при 1,6 МПа.

На мультиплікативну похибку перетворення в умовах зміни тиску P , як видно з рисунку 3.6в, найбільше впливає тиск P на всьому діапазоні значень, що призводить до збільшення похибки. Суттєвий вплив також здійснює зміна масової частки k , особливо в діапазоні значень тиску P від 0,8 до 1,6 МПа, при якому мультиплікативна похибка збільшується. Номінальна функція перетворення має нелінійність.

На адитивну похибку перетворення в умовах зміни тиску P , як видно з рисунку 3.6г, найбільше впливає тиск P на всьому діапазоні значень, що призводить до збільшення похибки. Також певний вплив здійснює температура T , при збільшенні якої адитивна похибка зменшується.

На мультиплікативну похибку перетворення в умовах зміни кута падіння променя α , як видно з рисунку 3.6д, здійснює вплив масова частка k , але лише при куті падіння променя α в 1 рад. При цьому значенні похибка збільшується. Суттєвий вплив також здійснює кут падіння променя α , особливо в діапазоні від 0,4 до 1 рад, при якому мультиплікативна похибка також збільшується. Номінальна функція перетворення має нелінійність.

На адитивну похибку перетворення в умовах зміни кута падіння променя α , як видно з рисунку 3.6е, найбільше впливає кут падіння променя α . Номінальна функція перетворення має нелінійність. Тобто адитивна похибка збільшується при збільшенні кута падіння променя α , особливо від 0,4 до 1 рад [43].

3.4 Аналіз похибок засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

На точність засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу впливають різні фактори. Сумарна похибка вимірювання – це функція від багатьох змінних $\delta_{\Sigma} = f(\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n)$ й для врахування всіх похибок необхідно проаналізувати механізм і причини їх виникнення [85, 86]. Інструментальні похибки, наведені на рис. 3.9, можна розділити на такі: похибка сенсора температури δ_T , яка вказується виробником (0,1 %) [87]; похибка сенсора тиску δ_P , яка вказується виробником (0,25 %) [88]; похибка елемента Пельтьє δ_n , яка вказується виробником (1,5 %) [89]; похибка фотоприймача $\delta_{\phi n}$, яка вказується виробником (0,1 %) [90, 76]; похибка перетворення струму в напругу δ_{IU} (0,15 %) [91]; похибка аналого-цифрового перетворення $\delta_{АЦП}$ (0,24 %) [92–94]; інші похибки різноманітного походження та дестабілізуючі фактори навколишнього середовища.

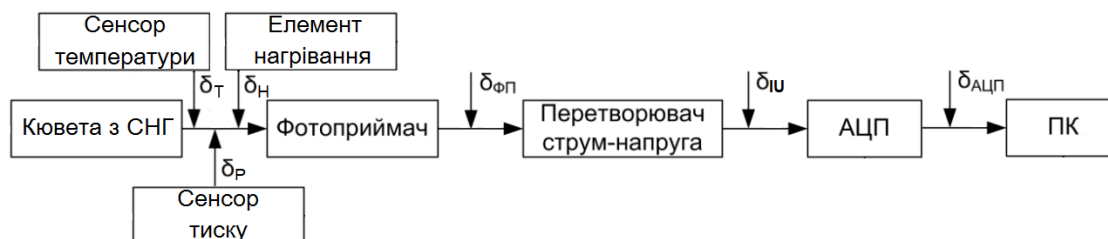


Рисунок 3.7 – Схема засобу та інструментальних похибок вимірювання масових часток масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Отже, загальна інструментальна похибка буде мати вигляд:

$$\delta_i = \sqrt{\delta_T^2 + \delta_P^2 + \delta_n^2 + \delta_{\phi n}^2 + \delta_{IU}^2 + \delta_{АЦП}^2} \cdot \quad (3.23)$$

Підставивши значення похибок отримаємо інструментальну похибку, яка складає 1,55 %.

Методичні похибки виникають через недосконалість методу вимірювання та наближень, що допускаються при проектуванні засобу вимірювального контролю. До методичних похибок

відносяться: похибка $\delta_{нл}$ нелінійності температурної характеристики густини (0,2 %) [95]; похибка δ_{ϕ} , що виникає через виключення із розрахунків показника розсіювання випромінювання (0,15 %) [95]; похибка $\delta_{не}$ густини ненасичених вуглеводнів (0,2 %) [96]; температурна похибка δ_m скла (0,3 %) [95].

Таким чином, загальну методичну похибку можна записати у вигляді

$$\delta_M = \sqrt{\delta_{нл}^2 + \delta_{\phi}^2 + \delta_{не}^2 + \delta_m^2}. \quad (3.24)$$

Підставивши відповідні значення, отримаємо методичну похибку, яка дорівнює 0,44 %.

Загальна похибка вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу дорівнює сумі інструментальної (3.23) та методичної (3.24) складових

$$\delta = \delta_i + \delta_M. \quad (3.25)$$

Підставивши відповідні значення, отримаємо загальну похибку, значення якої не перевищує 2 %.

Крім інструментальної та методичної похибок під час вимірювання і контролю виникають також випадкові похибки. Їх поява зумовлена низкою факторів, а саме: можливими флуктуаціями густини середовища, температури, тиску, пов'язаними із перебігом термодинамічних процесів, природою досліджуваного об'єкта тощо [84, 97].

3.4.1 Похибка встановлення положення плями світла на фотоприймачі

Положення плями світла на поверхні фотоприймача можна розрахувати на основі фотострумів. Отримане за допомогою фотоприймача положення є центром мас світлової плями і не залежить від розміру плями, форми та інтенсивності. Похибка встановлення положення плями світла на фотоприймачі визначається як різниця між положенням, на яке в дійсності падає світло на

фотоприймач, і положенням розрахованим з виходу фотоприймача. Якщо дійсне положення падаючого світла Δx , а розраховане положення становить $\Delta x'$, то різниця відстані між Δx та $\Delta x'$ буде похибкою встановлення положення плями світла на фотоприймачі (рис. 3.8)

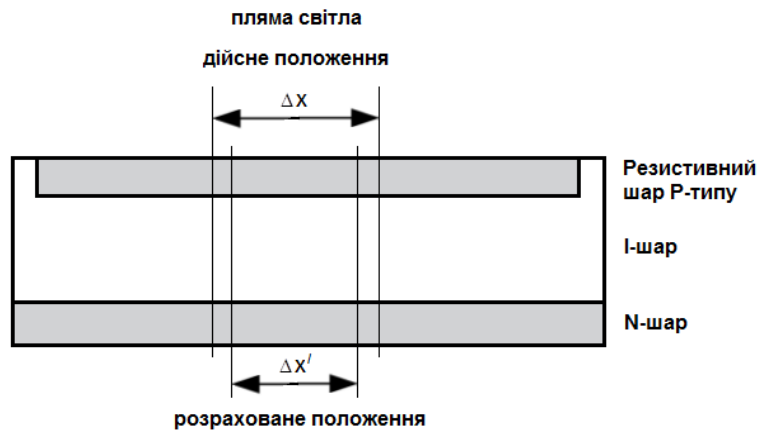


Рисунок 3.8 – Похибка встановленого положення плями світла на фотоприймачі

$$\Delta_n = \Delta x - \Delta x', \quad (3.26)$$

де Δx – дійсне положення падаючого світла; $\Delta x'$ – розраховане положення падаючого світла.

Положення світлового променя можна визначати по всій активній площі фотоприймача. Однак, якщо частина світлового променя потрапляє за межі активної площі, виникає зсув положення центра мас між променем світла і частиною, що потрапляє на активну ділянку, що призводить до недостовірних вимірювань положення. Тому необхідно вибирати фотоприймач таким чином, щоб активна площа підходила для плями падаючого світла.

Відносна похибка встановлення положення світлової плями на фотоприймачі згідно з [98] визнається виразом

$$\delta_n = \frac{\Delta x - \Delta x'}{\Delta x} \cdot 100\% \cdot \quad (3.27)$$

Похибку встановлення положення для конкретного типу фотоприймача можна виміряти та врахувати при обробці результатів вимірювання.

3.4.2 Похибка квантування (похибка АЦП)

Процес аналого-цифрового перетворення не є ідеальним і на нього впливають і технологічний розкид параметрів під час виробництва, і різні зовнішні завади. Тому, цифровий код на виході АЦП визначається з похибкою. В специфікації АЦП вказуються похибки, які дає сам перетворювач. Ці похибки згідно з [93, 99] поділяються на статичні і динамічні. Характеристики АЦП є визначальними та найважливішими і в кожному конкретному випадку визначаються сферою застосуванням.

Динамічна похибка зумовлена квантуванням вхідної величини АЦП за часом. В результаті зміни вхідного сигналу результат перетворення буде невизначений на інтервалі перетворення. При використанні пристрою вибірки зберігання (ПВЗ) динамічну складову можна значно зменшити. Сучасні АЦП виготовляються у вигляді інтегральних мікросхем і містять в своєму корпусі ПВЗ, що дозволяє при кількості двійкових розрядів рівних 10-ти досягнути часу перетворення менше ніж за 2 мкс. Це дає змогу під час використання таких АЦП знехтувати динамічною похибкою при подальших розрахунках.

Статичну похибку вимірювань у специфікації АЦП визначають: адитивна похибка, мультиплікативна похибка, диференціальна нелінійність, інтегральна нелінійність і похибка квантування. Ці п'ять характеристик дозволяють повністю описати статичну похибка АЦП.

Однією з найбільш суттєвих похибок при використанні АЦП є похибка квантування або похибка одного відліку. Цю похибку неможливо вилучити, оскільки вона є невід'ємною частиною процесу перетворення. Вона складається з похибки цифрового представлення, що обумовлена наявністю квантування за рівнем (кінцева кількість дозволених рівнів сигналу) та інструментальної похибки АЦП. Інструментальна похибка зумовлена наявністю шумів та випадкових завод як у вхідному сигналі, так і у вузлах АЦП, що виникають в процесі виготовлення та експлуатації.

Виникнення цієї похибки обумовлене багатьма факторами та її закон розподілу наближається до нормального. В подальшому для спрощення розрахунків будемо вважати, що інструментальна похибка відсутня. Похибка квантування δ_D при великій кількості розрядів вихідного коду може бути описана прямокутним законом розподілу (закон рівномірної щільності), що відповідає щільності ймовірності похибки квантування в межах $\pm h/2$, де h – крок квантування. Значення кванта жорстко пов'язане з максимальним значенням вхідної напруги АЦП та кількістю двійкових розрядів АЦП

$$h = \frac{U_{D \max}}{2^n}, \quad (3.28)$$

де n – кількість розрядів АЦП; $U_{D \max}$ – максимальне значення вхідної напруги АЦП, яке складає 5 В.

Вираз для абсолютної похибки визначення масової частки, що зумовлена квантуванням вихідного сигналу

$$\delta_D = \frac{U_{D \max}}{2^{n+1}}. \quad (3.29)$$

Для 10-розрядного АЦП похибка квантування дорівнює 0,24 %.

Значення відносного середнього квадратичного відхилення цієї похибки розраховують за формулою [100]

$$\sigma_D = \frac{U_{D \max}}{2^{n+1} \cdot \sqrt{3} \cdot K}. \quad (3.30)$$

Результати розрахунку значення відносного середнього квадратичного відхилення похибки 10-розрядного АЦП наведено на рис. 3.9.

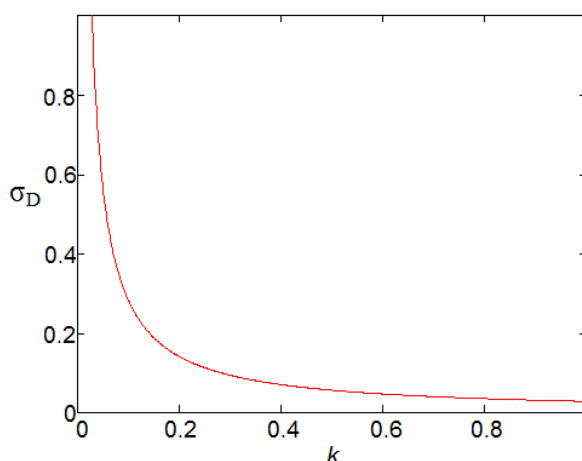


Рисунок 3.9 – Залежність відносного середнього квадратичного відхилення похибки 10-розрядного АЦП, що зумовлена квантуванням вихідного сигналу

Закон розподілу похибки, яка зумовлена квантуванням вихідного сигналу [101], описується таким виразом:

$$p(\delta_D) = \frac{1}{h} = \frac{2^n}{U_{D\max}}, \delta_D \in \left[-\frac{U_{D\max}}{2^{n+1}}, \frac{U_{D\max}}{2^{n+1}} \right]. \quad (3.31)$$

3.4.3 Випадкові фактори впливу на сумарну похибку вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Серед незалежних випадкових факторів різного походження, що впливають на сумарну похибку вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, не можна виділити домінуючого. До них можна віднести такі:

- оптичні аберації в головній лінзі;
- похибка фокусної відстані оптичної системи;
- похибка центрування оптичної системи;
- похибка перетворення фотоструму фотоприймача в напругу;
- похибка підсилення вихідної напруги;
- нестабільність джерела випромінювання;
- електричні та електромагнітні завади, що впливають на компоненти електричної схеми.

Тоді, згідно з центральною граничною теоремою [102, 103], коли кількість незалежних випадкових завод велика, маємо нормальний закон розподілу загальної похибки вимірювання від випадкових завод з нульовим математичним очікуванням, який описується виразом

$$p(\delta_r) = \frac{1}{\sigma_r \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{\delta_r^2}{2 \cdot \sigma_r^2}\right), \quad (3.32)$$

де δ_r – похибка вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, що зумовлена дією випадкових завад; σ_r – значення середнього квадратичного відхилення цієї похибки.

РОЗДІЛ 4

АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСОБУ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ МАСОВИХ ЧАСТОК КОМПОНЕНТІВ СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

В розділі наведено інженерну методику проектування засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, а також його експериментальні дослідження.

4.1 Рекомендації щодо інженерного проектування засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

На основі проведених досліджень у розділі 3 запропоновано структуру засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

Створення та впровадження в промислову експлуатацію таких пристроїв дозволяє суттєво підвищити ефективність розроблюваних систем автоматичного контролю та керування різноманітними технологічними процесами.

Відомо, що проектування таких пристроїв обов'язково включає два етапи: вибір структури і вибір конструкції. Тобто пошук нового технічного вирішення здійснюється шляхом варіювання узагальненими прийомами та змінюваними елементами.

Послідовність дій з проектування засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу можна представити у вигляді алгоритму, зображеного на рис. 4.1.

Для розробки засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу необхідно розрахувати параметри його оптико-електронної частини, а саме: вибрати джерело світла, прилад для нагрівання вимірювального середовища та прилад для обробки сигналів. Також потрібно вибрати засоби контролю процесу вимірювання, а саме: сенсори температури та тиску. Розглянемо основні рекомендації, яких потрібно дотримуватись при конструюванні.

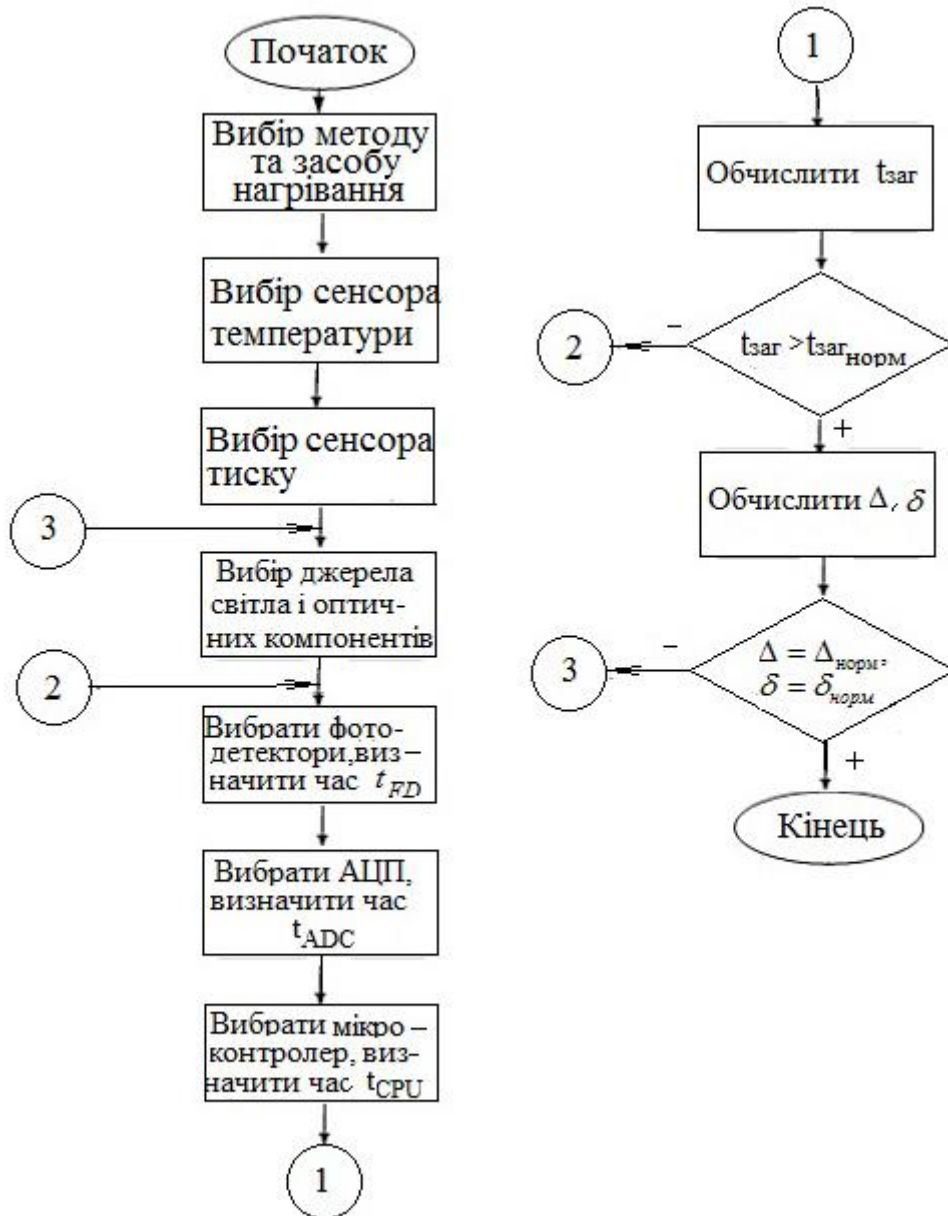


Рисунок 4.1 – Алгоритм проектування засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Джерело світла повинно відповідати таким вимогам: малі габаритні розміри і маса, тривалий час роботи, стабільність, надійність, високий ККД, низька напруга живлення. При цьому завжди необхідно, щоб джерело світла працювало стабільно в широкому діапазоні зміни зовнішніх впливів (температури, атмосферного тиску, відносної вологості, вібрації, ударів, радіації тощо) [77]. Однією з основних вимог до світлодіода є наявність відповідного вузького спектрального діапазону, чутливого до вимірювального параметра.

Оскільки характеристики джерела світла, що використовується в сенсорі, повинні добре поєднуватись з характеристиками приймача, то найбільш доцільно використовувати лампи розжарювання та світловипромінювальні діоди, які повною мірою відповідають наведеним вимогам. Однак використання ламп розжарювання може бути незручним за рахунок досить значної сферичної аберації. Світлодіоди мають відносно велику світловипромінювальну область, а для фокусування світла часто оснащуються литими епоксидними лінзами. Необхідно корегувати розміри світловипромінювальних діодів, тому що світло, яке вони випромінюють, поширюється по півсфері. На жаль, литі епоксидні лінзи мають погані оптичні характеристики зі всіма відомими оптичними абераціями, що значно ускладнює подальше додавання лінз для отримання добре сфокусованої чіткої точки світла. Якщо обрати світловипромінювальні діоди без епоксидної лінзи, то можна використовувати тільки те світло, яке проходить через конденсор, а генерована точка світла буде слабкою.

Доцільно також використовувати лазерний діод, який, на жаль, є більш складним в електричних з'єднаннях, ніж світловипромінювальний діод або лампа розжарювання. Великою перевагою лазерного діода є те, що він дає більш точкове світло від отвору, який має розміри близько 5×1 мм. В той же час світловипромінювальні діоди менш чутливі, ніж лазерні діоди, до змін температури та старіння на протязі тривалого часу. Тому в якості джерела світла обирається світловипромінювальний діод з довжиною хвилі 589 нм.

В якості приладу для нагрівання вимірювального середовища обирається елемент Пельтьє, який повинен відповідати габаритним розмірам вимірювального засобу, тобто перебувати в діапазоні 15×15 – 30×30 мм, споживати потужність від 10 до 20 Вт та забезпечувати нагрівання середовища до рівня достатнього для проведення вимірювання.

В якості сенсора температури обирається терморезистор з відомою температурною залежністю опору. Це дозволяє при обробці результатів вимірювання спиратися на готові данні. Можна

використовувати і терморезистори з невідомою характеристикою, але тоді потрібно дослідити їх температурну залежність.

Вимоги, які висуваються до сенсора тиску, випливають з умов проведення вимірювального контролю. Скраплений нафтовий газ знаходиться під тиском в 1,6 МПа, тобто при проектуванні засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу обирається сенсор тиску, в якого верхня межа вимірювання тиску перевищує зазначену норму.

Структурна схема засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, розглянута в розділі 3, побудована з використанням методу просторової модуляції світла. Враховуючи цей факт, принципового значення набуває вибір фотоприймального пристрою для визначення положення центра світлової плями.

Для визначення положення падаючого світла доступні різні методи. Ці методи включають використання інтегральних багатоеlementних сенсорів, таких як матриці на пристроях із зарядовим зв'язком (ПЗЗ) та комплементарних метало-оксидних напівпровідниках (КМОП) або позиційно-чутливих детекторів (ПЧД) без дискретних елементів, що забезпечують безперервні дані про положення, використовуючи опір поверхні фотодіода. Обидва підходи мають свої переваги і недоліки [99, 104, 105].

ПЧД є аналоговим пристроєм, принцип роботи якого базується на струмі, що генерується фотодіодом великої площі. Така проста конструкція забезпечує стабільність і надійність. Електроніка, необхідна для обробки сигналу аналогового виходу, є досить простою і може бути реалізована за невеликі кошти. Крім того, ПЧД вимірює положення центра мас світлової плями, при цьому досягається точність 0,1 %.

ПЗЗ, по суті, є матрицею щільно розміщених метало-оксидних напівпровідникових (МОП) діодів. Світло реєструється як електричний заряд у кожному діоді. При застосуванні певної послідовності імпульсів напруги тактової частоти накопичені заряди можна контролювано передати через поверхню напівпровідника на вихід пристрою. Через складну структуру ПЗЗ складніше виготовляти, тому і більша імовірність відмов.

Враховуючи вищесказане, найбільш простий і швидкий спосіб виміряти положення центра світлової плями – це використати ПЧД.

Важливим параметром детектора є час наростання сигналу t_{FD} . Крім часу наростання сигналу ПЧД загальна тривалість вимірювального перетворення включає час перетворення АЦП t_{ADC} , часову затримку t_{zamp} , пов'язану з перетворенням, підсиленням і передачею інформації в електричній схемі, а також час, що витрачається мікроконтролером на обробку команд t_{CPU} [90, 94, 106–108].

Швидкодія мікроконтролера грубо оцінюється часом виконання команди типу «регістр – регістр» або «регістр – пам'ять». Для більш точної оцінки необхідно проаналізувати алгоритм роботи мікроконтролера і визначити список команд. Загальний час виконання команд у засобі контролю

$$t_{CPU} = \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i = t_{CONV} + t_{INT} + t_{RD}, \quad (4.1)$$

де p_i – команда з тривалістю t_i ; t_{CONV} – тривалість обробки команди початку перетворення даних в АЦП; t_{INT} – тривалість обробки команди закінчення перетворення даних в АЦП; t_{RD} – тривалість зчитування даних з АЦП.

Таким чином, затрати часу на вимірювальне перетворення t_{zaz} можна обраховувати за формулою

$$t_{zaz} = t_{FD} + t_{ADC} + t_{CPU} + t_{zamp}. \quad (4.2)$$

Після розрахунку швидкодії засобу вимірювального контролю необхідно обрахувати абсолютні та відносні похибки вимірювань. Якщо обраховані значення похибок не задовольняють поставлені вимоги необхідно скорегувати параметри засобу вимірювального контролю і повторити розрахунок.

4.2 Алгоритм вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Опис роботи засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу можна проілюструвати у вигляді алгоритму вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, який представлений на рис. 4.2.

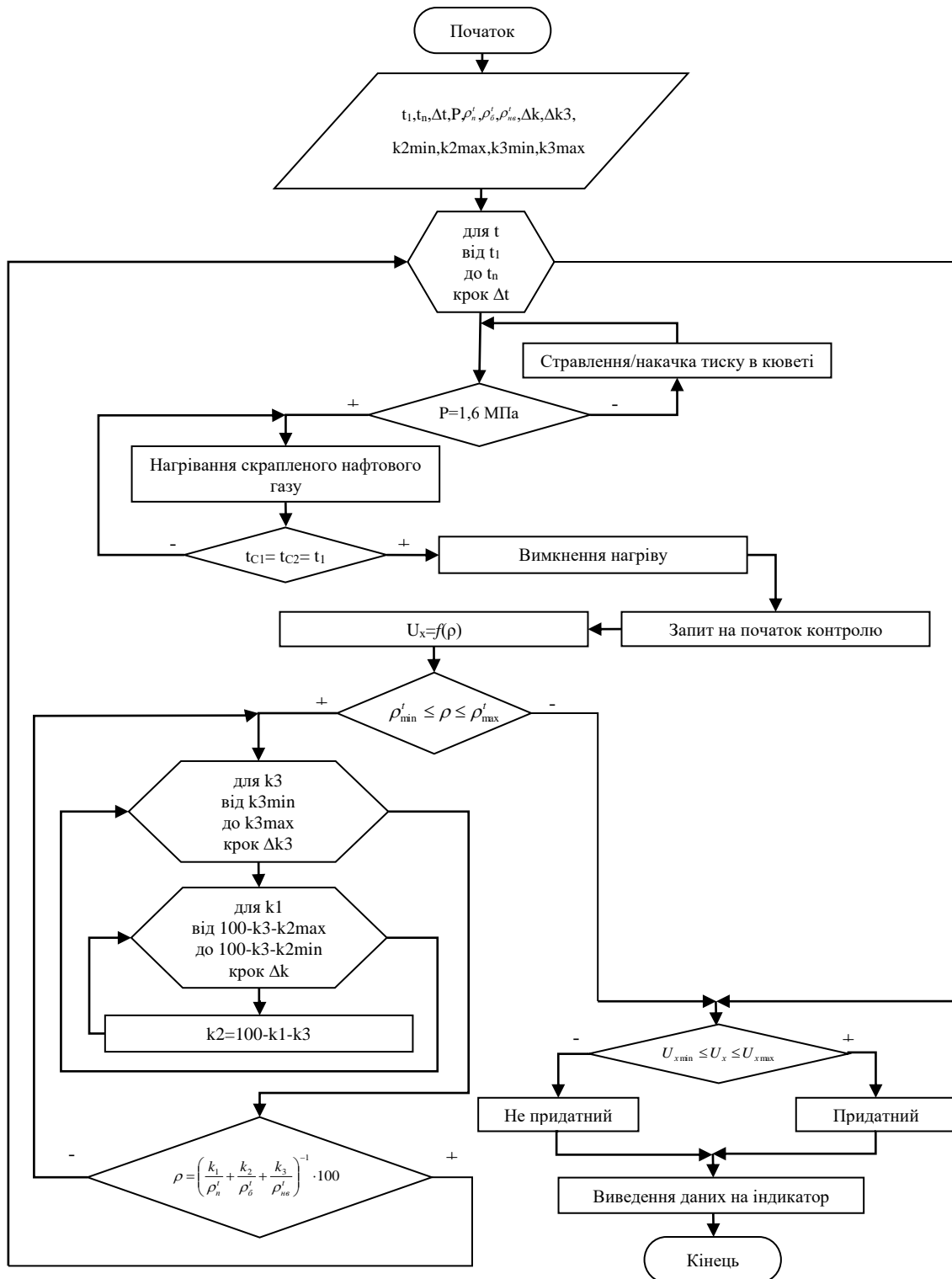


Рисунок 4.2 – Алгоритм вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Скраплений нафтовий газ подається у попередньо охолоджену спеціальну кювету. Вимірювальний контроль масових часток компонентів відбувається в межах попередньо заданих температур

$t_1 \dots t_n$ з кроком Δt . Перед початком вимірювального контролю сенсором тиску перевіряється рівень тиску в кюветі, який повинен складати 1,6 МПа. В разі невідповідності цьому показнику мікропроцесорний пристрій надсилає сигнали, які запускають процес стравлення або накачки тиску в спеціальній кюветі. Якщо цей показник дотримується, то відбувається процес доведення температури скрапленого нафтового газу до заданого значення t_1 , шляхом нагрівання за допомогою мікропроцесорного пристрою, який безперервно отримує сигнали з сенсорів температури $C1$ та $C2$. В разі, якщо температури t_{C1} та t_{C2} сенсорів $C1$ та $C2$, відповідно, рівні між собою та одночасно рівні заданій температурі t_1 , то мікропроцесорний пристрій вимикає нагрівання та розпочинає процес контролю масових часток скрапленого нафтового газу із запиту на початок контролю, результатом якого є значення напруги U_x , яка відповідає вимірній густині скрапленого нафтового газу. В разі знаходження густини в допустимих межах, визначаються оптимальні значення масових часток пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів $k1, k2, k3$. Якщо отримані значення масових часток при підстановці у формулу визначення густини скрапленого нафтового газу відповідають вимірному значенню густини, то відбувається перехід на наступний етап вимірювального контролю. В разі, якщо виміряна густина не знаходиться в допустимих межах або отримані значення масових часток не відповідають вимірному значенню густини, то відразу відбувається перехід на перевірку придатності скрапленого нафтового газу. Після закінчення процесу контролю для однієї заданої температури мікропроцесорний пристрій здійснює аналогічні операції з перевірки значення тиску в спеціальній кюветі, нагрівання скрапленого нафтового газу та подальшого контролю для наступної заданої температури. В разі, якщо умова одночасної рівності заданої температури та t_{C1} і t_{C2} не виконується, тобто температура скрапленого нафтового газу нижча заданої, то відбувається його повторне нагрівання. Цей процес відбувається до тих пір, поки умова одночасної рівності температур не буде виконуватись. Отримані результати вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу дозволяють зробити висновок про придатність скрапленого нафтового газу. Після проведення заданої

кількості вимірювань дані виводяться на індикаторний пристрій. Для цього використовується мікроконтролер, який здійснює первинну обробку інформації, отриманої після вимірювань, та керує роботою АЦП, і статичний ОЗП, в якому накопичується і зберігається інформація [109].

4.3 Розробка конструкції засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Засіб вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу складається з двох основних частин – оптико-електронного вимірювального перетворювача та мікропроцесорного блока.

Узагальнена структурна схема засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу наведена на рис. 4.3.

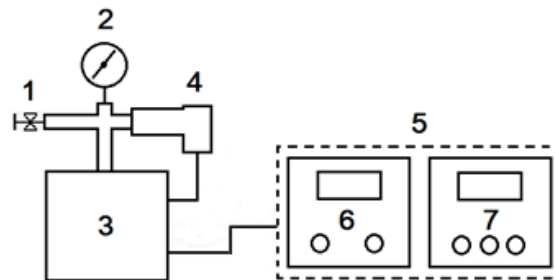


Рисунок 4.3 – Узагальнена структурна схема засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу: 1 – вентиль; 2 – манометр; 3 – оптико-електронний вимірювальний перетворювач; 4 – сенсор тиску; 5 – мікропроцесорний блок; 6 – температурний блок; 7 – блок вимірювання

Оптико-електронний вимірювальний перетворювач 3 наповнюється скрапленим нафтовим газом через вентиль 1 та під'єднується до мікропроцесорного блока 5, який здійснює управління процесом вимірювання температурним блоком 6 та безпосередню обробку отриманої інформації з оптико-електронного вимірювального перетворювача 3 за допомогою блока вимірювання 7. Процес вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу контролюється манометром 2 та сенсором тиску 4.

На рис. 4.4 показано зовнішній вигляд оптико-електронного вимірювального перетворювача засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу.

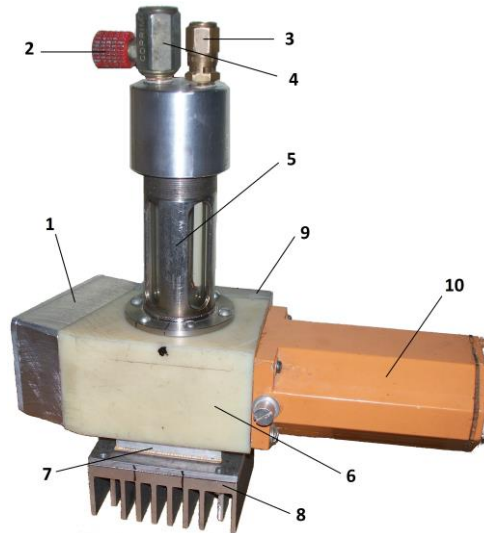


Рисунок 4.4 – Зовнішній вигляд оптико-електронного вимірювального перетворювача засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу: 1 – блок розв’язки; 2 – вентиль; 3 – клапан; 4 – вивідний патрубок; 5 – мірник; 6 – спеціальна кювета; 7 – елемент Пельтьє; 8 – радіатор; 9 – сенсорний блок; 10 – корпус

Послідовно з’єднані джерело випромінювання (світлодіод GNL-5013UYS-TL) та оптична система, що знаходяться в одному корпусі 10, формують направлений світловий потік, який надходить в попередньо охолоджену спеціальну кювету 6, куди подається скраплений нафтовий газ, кількість якого контролюється шкалою на мірнику 5. Скраплений нафтовий газ в спеціальній кюветі 6 нагрівається елементом Пельтьє 7 (модуль Пельтьє МТЕС104905), причому зайва теплота відводиться за допомогою радіатора 8, контролюється сенсорами температури КТУ81-210 та тиску ПД100-ДИ2,5-111-1,0 фірми ОВЕН, які знаходяться в сенсорному блоці 9. Після проходження світлового потоку через стінки спеціальної кювети 6, товщу скрапленого нафтового газу та багаторазового заломлення, він потрапляє на фотоприймач ФТ-1К, напруга з якого надходить на блок розв’язки 1, потім кабелем направляється до мікропроцесорного блока, який містить температурний блок та блок вимірювання, що приймають сигнали від сенсорів температури

КТУ81-210 та тиску ПД100-ДИ2,5-111-1,0 фірми ОВЕН і керують роботою елемента Пельтьє 7 (модуль Пельтьє МТЕС104905). Після закінчення вимірювання відпрацьований скраплений нафтовий газ виводиться за допомогою вентиля 2 через вивідний патрубок 4. Клапан 3 в разі потреби дозволяє коригувати значення тиску в спеціальній кюветі 6 у випадках, коли він не дорівнює 1,6 МПа, що фіксує сенсор тиску ПД100-ДИ2,5-111-1,0 фірми ОВЕН.

Оскільки пропан-бутанова суміш характеризується великим коефіцієнтом об'ємного розширення рідкої фази, який для пропану складає $0,003 \text{ K}^{-1}$, а для бутану – $0,002 \text{ K}^{-1}$, то технічними нормативами і регламентами [106] встановлюється, що рівень заповнення резервуарів і балонів залежить від марки газу і різниці його температур під час заповнення та при подальшому зберіганні. Для резервуарів, різниця температур яких не перевищує $40 \text{ }^\circ\text{C}$, рівень заповнення приймається 85 %, причому максимальна допустима температура нагрівання балона не повинна перевищувати $45 \text{ }^\circ\text{C}$, оскільки пружність парів бутану досягає 0,385 МПа, а пропану – 1,4–1,5 МПа. Тому, згідно вищенаведених вимог, об'єм заповнення скрапленого нафтового газу в мірнику 5 та спеціальній кюветі 6 оптико-електронного вимірювального перетворювача становить $68,6 \text{ см}^3$. Вимірювання проводиться при температурах від $-4 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+12 \text{ }^\circ\text{C}$ з дискретним кроком $4 \text{ }^\circ\text{C}$ та при тиску 1,6 МПа [110].

На рис. 4.5 показано зовнішній вигляд мікропроцесорного блока засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, який містить температурний блок 1, блок вимірювання 2 та елементи індикації 3, режимні кнопки 4–6.

На початку вимірювання кнопкою 5, яка відповідає за режим «РЕЖИМ», послідовним натисканням обирається температура, до якої пристрій буде нагрівати середовище. Цей процес контролюється сенсорами температури КТУ81-210, які працюють при 3 В, що забезпечується стабілізатором напруги LM1117-3.3. Сигнали, що надходять до мікроконтролера АТМЕГА8, який живиться від джерела 5 В та працює при частоті 11 МГц, від сенсорів температури КТУ81-210, за допомогою АЦП перетворюються у сигнал, який надходить на дисплей 3, що відображає величину температури, і записується в пам'ять для подальшої обробки.

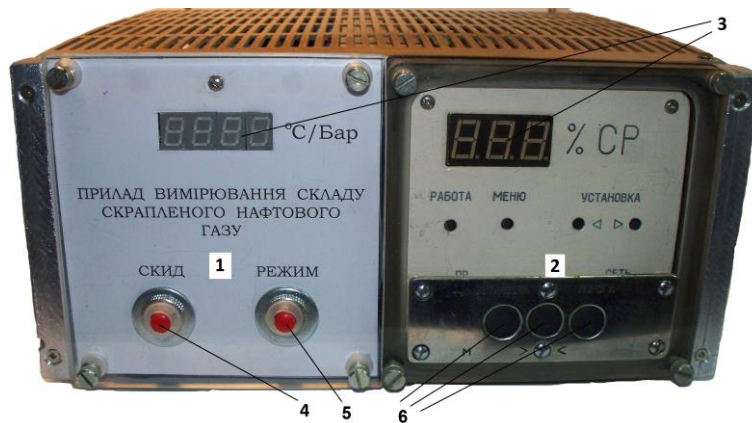


Рисунок 4.5 – Зовнішній вигляд мікропроцесорного блока засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу:
 1 – температурний блок; 2 – блок вимірювання; 3 – елементи індикації;
 4–6 – режимні кнопки

Температура, яка обирається послідовним натисканням кнопки 5, відображається на дисплеї 3 і задається для одного сенсора температури, тоді як інший реагує на зміну температури середовища, і в разі рівності температур на обох сенсорах надсилається сигнал на мікроконтролер ATMEGA8, який, в свою чергу, вимикає нагрівання. Включення та виключення нагрівання забезпечується за допомогою транзисторного ключа та реле перемикавання, які керують нагріванням модуля Пельтьє МТЕС104905, що живиться від окремого джерела на 12 В. Кнопка 4, яка відповідає за режим «СКИД», дозволяє в разі потреби припинити вимірювання і повернутись в початкове положення. Процедура вимірювання контролюється сенсором тиску ПД100-ДИ2,5-111-1,0, який живиться від джерела 12 В та сигнали з якого надходять на мікроконтролер ATMEGA8, де за допомогою АЦП перетворюються у сигнал, який надходить на дисплей 3, що відображає величину тиску, і записується в пам'ять для подальшої обробки.

У разі потреби повторного вимірювання послідовність дій повторюється.

Світловий потік, який пройшов крізь товщу скрапленого нафтового газу, потрапляє на фотоприймач ФТ-1К, напруга з якого надходить на мікроконтролер ATMEGA8. Отримані дані мікроконтролер переводить в значення масових часток компонентів скрапленого нафтового газу та виводить на дисплей 3. Кнопки 6 відповідають за режим «МЕНЮ» та встановлення меж вимірювання.

Мікропроцесорний блок засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу знаходиться в металевому корпусі та має стандартні виходи у вигляді інтерфейсу RS-232 для підключення до оптико-електронного вимірювального перетворювача засобу вимірювального контролю.

4.4 Експериментальні дослідження засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Моделювання та принцип подібності є важливими напрямками розвитку сучасної науки та техніки, а саме: створення технічних, технологічних, соціально-економічних та інших систем, вирішення глобальних проблем розвитку людства. Подібність можна уявити, як імітацію елементарних явищ, що складають досліджуваний процес, коли зберігається структура взаємодії між ними. З використанням принципу подібності розв'язана велика кількість наукових та технічних задач оптимальної організації функціонування складних систем.

Наявна дійсність висуває нові завдання – моделювання все більш складних систем із стохастичними, нечіткими, хаотичними та іншими властивостями. Вихідними даними для таких моделей є подібні їм системи, параметри їх елементів та схеми з'єднання у відповідні структури.

У випадку скрапленого нафтового газу, його дослідження в лабораторних умовах є досить вартісне та складне, оскільки скраплений газ представляє собою двофазне середовище, яке складається з киплячої рідини та сухих насичених парів, що перебувають у рівноважному стані, а процеси випаровування та конденсації протікають при постійному тиску і температурі [107]. Дослідження такого середовища вимагає спеціальних високоточних засобів вимірювання або проведення моделювання у формі використання модельних систем на основі подібності скрапленого нафтового газу до певних вуглеводнів.

Тому розроблено методику модельних рідинних систем, в якості яких запропоновано використовувати толуол, ізооктан та гексан, виходячи з близькості їх температурних характеристик до складових

скрапленого нафтового газу [106]. Це дозволить проводити дослідження скрапленого нафтового газу в лабораторних умовах, шляхом перенесення дослідження з газу на модельну систему.

Методика модельних рідинних систем включає в собі такі кроки:

1. Підготувати та розмістити модельні рідинні системи у спеціальній ємності засобу вимірювального контролю.

2. Здійснити вплив на модельні рідинні системи температурою.

3. Встановити температурні залежності густин модельних рідинних систем та порівняти їх з аналогічними характеристиками для пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів.

4. Визначити оптимальну модельну рідинну систему.

Під час визначення оптимальної модельної рідинної системи використовувався рефрактометр RFM340+, який має поріг допустимої основної похибки $4 \cdot 10^{-5}$ і працює в діапазоні 1,3...1,58 показника заломлення [111]. В якості модельних рідинних систем запропоновано використовувати толуол [112], ізооктан [113] та гексан (сертифікований), виходячи з близькості значень їх густин до скрапленого нафтового газу. Порівняння температурних залежностей густин запропонованих модельних рідинних систем, отриманих за допомогою рефрактометра RFM340+, та компонентів скрапленого нафтового газу наведено на рис. 4.6.

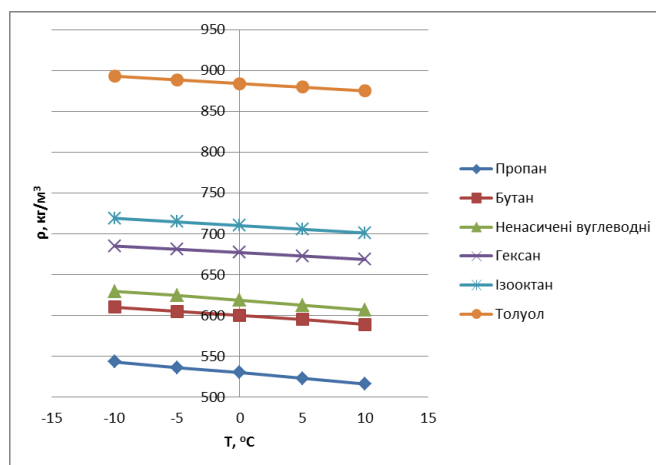


Рисунок 4.6 – Залежності густин модельних рідинних систем та компонентів скрапленого нафтового газу від температури

Характеристики гексану, ізооктану та толуолу можна описати за допомогою рівняння

$$\rho^t = \rho^0(1 + \gamma \cdot (t - t_0)), \quad (4.3)$$

де ρ^0 – густина гексану, ізооктану та толуолу при $t_0 = 273$ К; ρ^t – густина гексану, ізооктану та толуолу при t ; γ – середня температурна поправка густини, яка складає для толуолу 0,000686 1/град, для ізооктану – 0,00091 1/град і для гексану – 0,000962 1/град [114].

Як видно з рис. 4.6, при зіставленні температурних залежностей густин пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів (2.4) з аналогічними для гексану, ізооктану та толуолу (4.3) встановлено, що характеристики для гексану, ізооктану та толуолу симетричні характеристикам для пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів, відповідно. Це означає, що для визначення густини скрапленого нафтового газу можна використовувати модельні рідинні системи, зокрема, гексан, ізооктан та толуол.

Зіставлені характеристики гексану з пропаном, ізооктану з бутаном та толуолу з ненасиченими вуглеводнями, наведено на рис. 4.7, з якого випливає, що якщо зіставити характеристики гексану з пропаном, ізооктану з бутаном, а толуолу з ненасиченими вуглеводнями, то вони майже збігаються в діапазоні проведення вимірювального контролю. Сумарна похибка зіставлення не перевищує 1 %, що свідчить про високу адекватність запропонованих модельних рідинних систем.

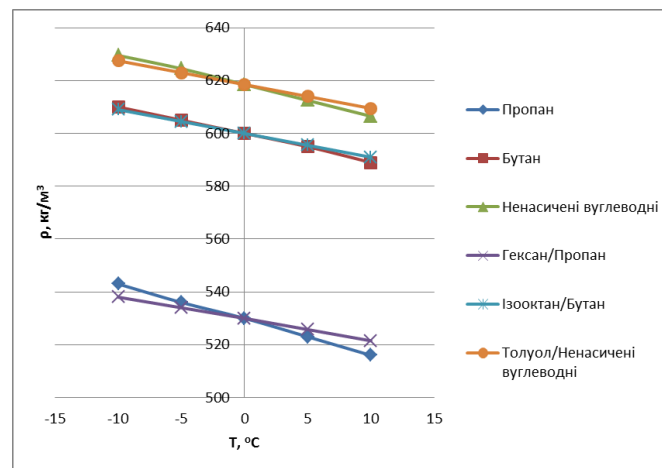


Рисунок 4.7 – Температурні залежності густин компонентів скрапленого нафтового газу та зіставлені характеристики гексану з пропаном («гексан/пропан»), ізооктану з бутаном («ізооктан/бутан») та толуолу з ненасиченими вуглеводнями («толуол/ ненасичені вуглеводні»)

Таким чином, використання модельних рідинних систем у якості еталонів дозволить проводити дослідження скрапленого нафтового газу в лабораторних умовах, шляхом перенесення дослідження з газу на модельну систему.

Дослідження розробленого засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, зовнішній вигляд якого показаний на рис. 4.8, вимагає проведення підготовки проб згідно з відомими методиками [115, 116], налаштування та з'єднання всіх елементів засобу.



Рисунок 4.8 – Зовнішній вигляд засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Для цього необхідно:

1. Приготувати пробу розчину гексану, масова частка w_2^p якого відповідає пропану в скрапленому нафтовому газі в межах, встановлених згідно зі стандартами [9, 10], шляхом додавання до чистого гексану масою $m_2^ч$ розчинника масою m_1^p

$$m_1^p = \frac{100\% \cdot m_2 - w_2^p \cdot m_2^ч}{w_2^p}, \quad (4.4)$$

де m_2 – маса чистого гексану.

2. Приготувати пробу розчину ізооктану, масова частка w_i^p якого відповідає бутану в скрапленому нафтовому газі в межах,

встановлених згідно зі стандартами [9, 10], шляхом додавання до чистого ізооктану масою m_i^c розчинника масою m_2^p

$$m_2^p = \frac{100\% \cdot m_i - w_i^p \cdot m_i^c}{w_i^p}, \quad (4.5)$$

де m_i – маса чистого ізооктану.

3. Приготувати пробу розчину толуолу, масова частка w_m^p якого відповідає ненасиченим вуглеводням в скрапленому нафтовому газі в межах, встановлених згідно зі стандартами [9, 10], шляхом додавання до чистого толуолу масою m_m^c розчинника масою m_3^p

$$m_3^p = \frac{100\% \cdot m_m - w_m^p \cdot m_m^c}{w_m^p}, \quad (4.6)$$

де m_m – маса чистого толуолу.

4. Використовуючи правило хреста, визначити скільки частин гексану n_z , ізооктану n_i та толуолу n_m потрібно брати для приготування проби модельної рідинної системи

$$\begin{cases} n_z = 100\% - w_z^p; \\ n_i = 100\% - w_i^p; \\ n_m = 100\% - w_m^p. \end{cases} \quad (4.7)$$

5. Визначити масу m однієї частини, яка є складовою маси модельної рідинної системи m_{mrc} ,

$$m = \frac{m_{mrc}}{n_z + n_i + n_m}. \quad (4.8)$$

6. Визначити маси гексану m_z , ізооктану m_i та толуолу m_m для приготування модельної рідинної системи в співвідношенні, яке відповідає масовим часткам компонентів скрапленого нафтового газу згідно зі стандартами [9, 10]

$$\begin{cases} m_2 = n_2 \cdot m; \\ m_i = n_i \cdot m; \\ m_m = n_m \cdot m. \end{cases} \quad (4.9)$$

7. Визначити значення показника заломлення проби модельної рідинної системи за допомогою формули (2.37).

8. Перевірити значення показника заломлення проби за допомогою рефрактометра RFM340+ при відповідних температурах.

9. Визначити значення густини проби модельної рідинної системи при відповідних значеннях показника заломлення та температури [25, 26, 61–66].

10. Відкрити вентилі оптико-електронного вимірювального перетворювача.

11. Заповнити попередньо охолоджену спеціальну кювету оптико-електронного вимірювального перетворювача пробю модельної рідинної системи.

12. Контролювати по мірнику рівень наповненості спеціальної кювети.

13. Закрити вентилі та під'єднати кабель до оптико-електронного вимірювального перетворювача від мікропроцесорного блока.

14. Увімкнути засіб та виконати записи показів тиску та температури, які показує індикатор температурного блока.

15. Проводити нагрівання модельної рідинної системи за допомогою температурного блока до найближчої заданої температури.

16. Виконати записи показань масових часток, які показує індикатор блока вимірювання.

17. В разі потреби точнішого вимірювання масових часток компонентів модельної рідинної системи, повторити процедуру нагрівання та індикації масової частки для наступної заданої температури.

4.5 Експериментальні дослідження похибок засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Дослідження розробленого засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу проводилося з використанням модельної рідинної системи при температурі 20 °С та тиску в одну атмосферу, причому густини компонентів модельної рідинної системи, а саме: гексану, ізооктану та толуолу, за допомогою мікропроцесорного блока зіставляються з густинами компонентів скрапленого нафтового газу – пропану, бутану та ненасичених вуглеводнів.

На рис. 4.9 наведено приклад експериментальних досліджень з використанням 6 точок вимірювань при температурах $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$, $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ та $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ в діапазоні від 550 кг/м^3 до 580 кг/м^3 , які представляють собою чотири значення коду АЦП, що відповідають модельній рідинній системі, взятій при різних співвідношеннях гексану, ізооктану та толуолу, а саме: 41/53/6 %% та 40/60/0 %% , тобто співвідношення компонентів, які близькі за значеннями до густин. Отримано збіжність теоретичної та експериментальної характеристик. Похибка моделі не перевищує 8 %.

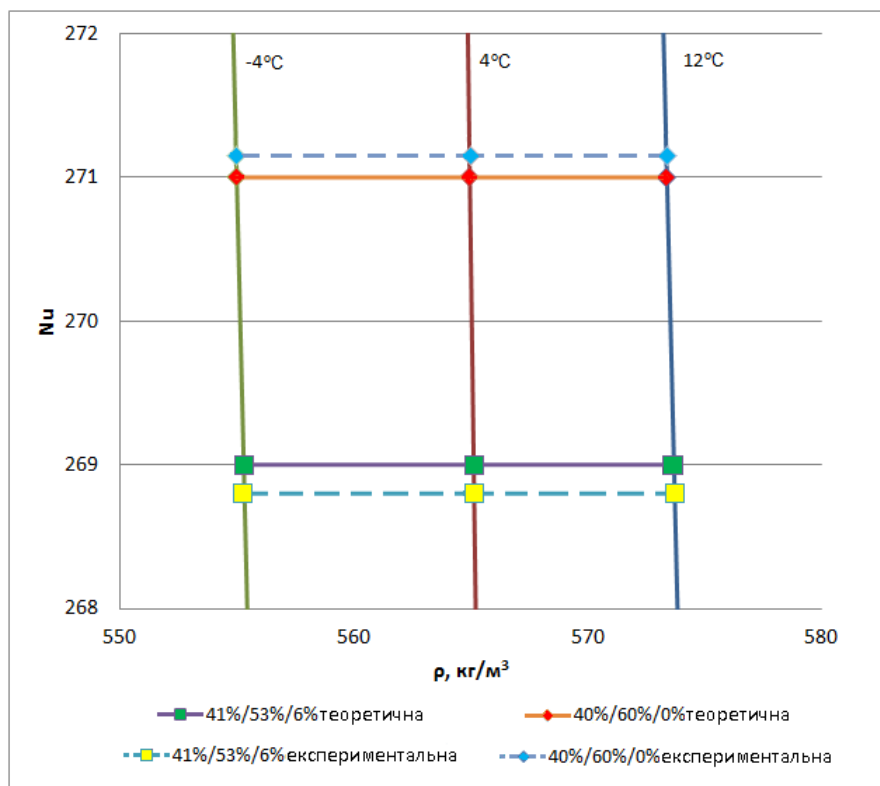


Рисунок 4.9 – Теоретичні та експериментальні характеристики залежності густин від температури для декількох співвідношень масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Також за допомогою засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу проводились вимірювання масових часток компонентів проби модельної рідинної системи, яка містить 60 % гексану, 38 % ізооктану та 2 % толуолу, при температурі 12 °С та тиску в 1,6 МПа протягом 1 хв, що дозволило отримати 180 точок вимірювання. Результати експериментальних досліджень у вигляді зміни масових часток гексану, ізооктану та толуолу в часі показано на рис. 4.10, 4.12, 4.14, відповідно, а зміни відносної похибки вимірювання масових часток гексану, ізооктану та толуолу в часі – рис. 4.11, 4.13, 4.15, відповідно.

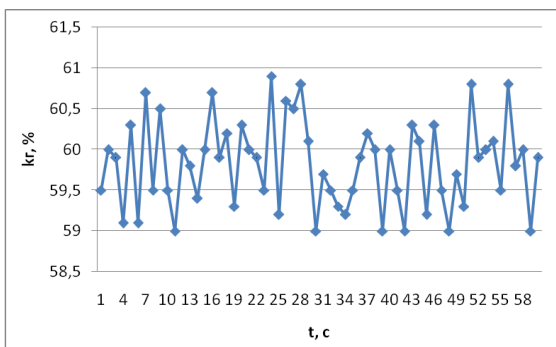


Рисунок 4.10 – Зміна масової частки гексану в часі

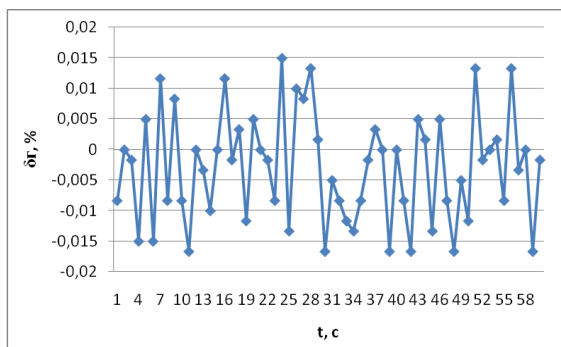


Рисунок 4.11 – Зміна відносної похибки вимірювання масової частки гексану в часі

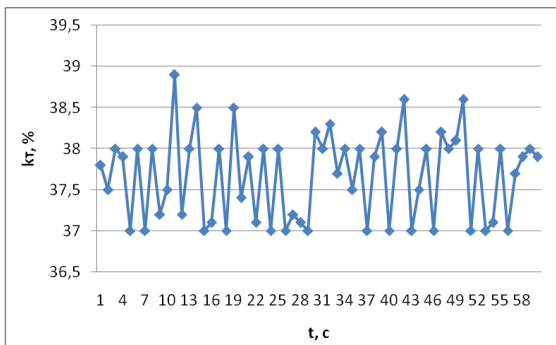


Рисунок 4.12 – Зміна масової частки ізооктану в часі

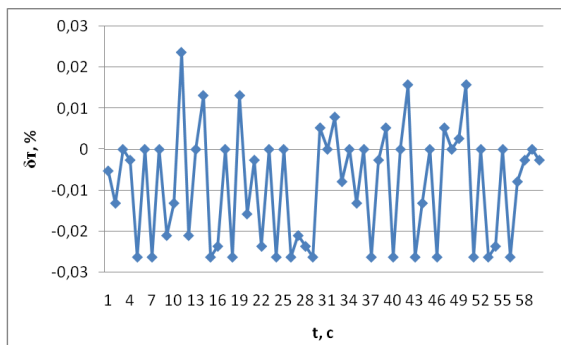


Рисунок 4.13 – Зміна відносної похибки вимірювання масової частки ізооктану в часі

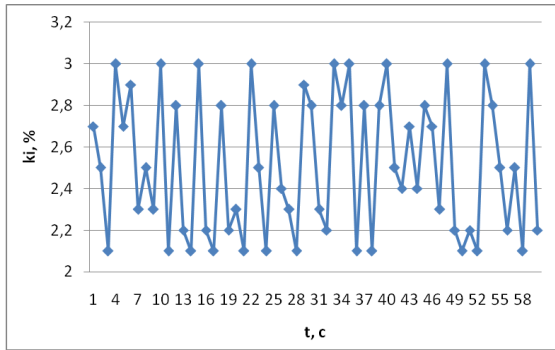


Рисунок 4.12 – Зміна масової частки толуолу в часі

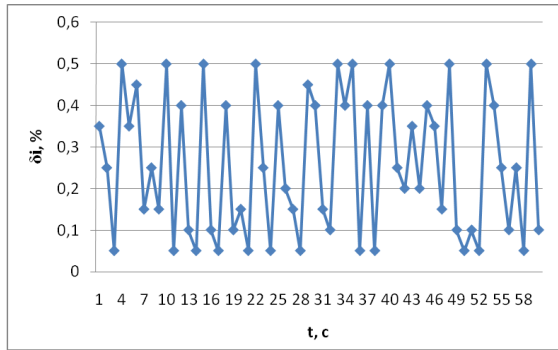


Рисунок 4.13 – Зміна відносної похибки вимірювання масової частки толуолу в часі

Основні статичні характеристики для отримання результатів вимірювання масових часток компонентів проби модельної рідинної системи наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Статичні характеристики похибки вимірювання масових часток компонентів проби модельної рідинної системи

Найменування характеристики	Гексан	Ізооктан	Толуол
Кількість значень	60	60	60
Мінімальне значення, %	59	37	2,1
Максимальне значення, %	60,9	39,9	3
Середнє арифметичне, %	59,82	37,67	2,51
Середньоквадратичне відхилення, %	0,53	0,52	0,33
Абсолютна похибка, %	-0,18	-0,33	0,51

Статистичні оцінки для експериментальних даних та перевірка гіпотези на нормальний закон розподілу проводилися за допомогою програми Maple 15.

Нормальний закон розподілу контрольованої величини, а саме масової частки k , описується виразом

$$p(k) = \frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(k - k_n)^2}{2\sigma_k^2}\right], \quad (4.10)$$

де σ_k – середньоквадратичне відхилення значення масової частки; k_n – номінальне значення масової частки.

Нормальний закон розподілу контрольованої величини, а саме відносної похибки вимірювання масової частки δ , описується виразом

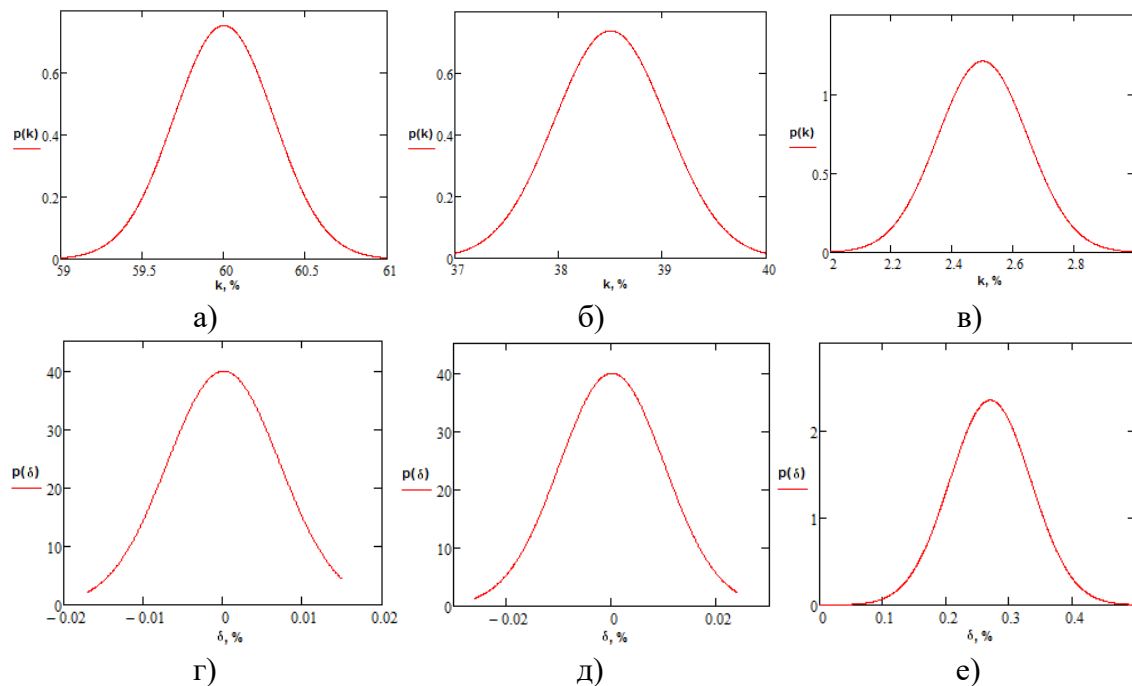
$$p(\delta) = \frac{1}{\sigma_\delta \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\delta - \delta_n)^2}{2\sigma_\delta^2}\right], \quad (4.11)$$

де σ_δ – середньоквадратичне відхилення значення відносної похибки вимірювання масової частки; δ_n – номінальне значення відносної похибки вимірювання масової частки.

Сумісний закон розподілу масової частки та відносної похибки її вимірювання запишеться як

$$P(k, \delta) = p(k) \cdot p(\delta) = \frac{1}{\sigma_k \cdot \sigma_\delta \cdot 2\pi} \exp\left[-\frac{(k - k_n)^2}{2\sigma_k^2} - \frac{(\delta - \delta_n)^2}{2\sigma_\delta^2}\right]. \quad (4.12)$$

На рис. 4.16 наведено закони розподілу, побудовані на основі експериментальних досліджень: гексану (рис. 4.16а); ізооктану (рис. 4.16б); толуолу (рис. 4.16в); відносної похибки вимірювання масової частки гексану (рис. 4.16г); відносної похибки вимірювання масової частки ізооктану (рис. 4.16д); відносної похибки вимірювання масової частки толуолу (рис. 4.16е); сумісний закон розподілу гексану (рис. 4.16ж); сумісний закон розподілу ізооктану (рис. 4.16к); сумісний закон розподілу толуолу (рис. 4.16л). Закон розподілу отримано на основі серії з 60 вимірювань.



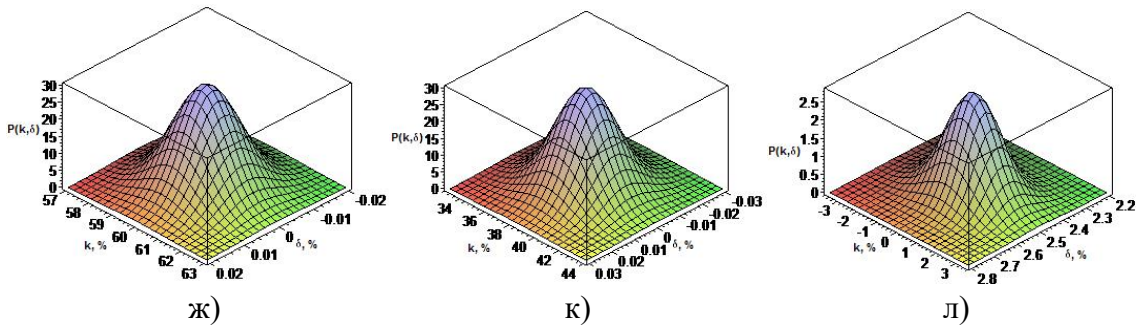


Рисунок 4.16 – Закони розподілу: а – гексану; б – ізооктану; в – толуолу; г – відносної похибки вимірювання масової частки гексану; д – відносної похибки вимірювання масової частки ізооктану; е – відносної похибки вимірювання масової частки толуолу; ж – сумісний для гексану; к – сумісний для ізооктану; л – сумісний для толуолу

Таким чином, на основі проведених досліджень макетного зразка засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, можна зробити висновок про його відповідність поставленим вимогам, оскільки розроблений засіб внаслідок врахування масової частки ненасичених вуглеводнів дав змогу підвищити вірогідність контролю на 10 % та зменшити загальну похибку співвідношення суміші пропан-бутан на 1 %. Крім того, розроблений засіб має меншу вартість, вагу та тривалість вимірювання.

4.6 Оцінювання загальної похибки вимірювання масової частки компонентів скрапленого нафтового газу

За результатами попереднього розділу можна виділити такі складові частини загальної похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, які суттєво впливають на результат і повинні бути обов'язково враховані:

- похибка квантування (закон розподілу похибки – прямокутний);
- похибка вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, що обумовлена дією випадкових завад (закон розподілу похибки – нормальний з нульовим математичним очікуванням).

Параметри прямокутного розподілу можуть бути розраховані за наведеними у п. 3.4.2 формулами для конкретного значення розрядності АЦП (використано 10-розрядний АЦП), а параметри нормального розподілу, який описує дію випадкових завод, невідомі. Тому, згідно з рекомендаціями [117], доцільно розглянути три випадки, кожний з яких відрізняється співвідношенням середнього квадратичного відхилення відомого закону розподілу до середнього квадратичного відхилення невідомого закону розподілу. Тобто розглядають випадки, коли значення середнього квадратичного відхилення закону розподілу, параметри якого невідомі, суттєво відрізняється у менший бік, більший бік та збігається з середнім квадратичним відхиленням закону, параметри якого відомі.

Закон розподілу загальної похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу є композицією законів розподілу похибки квантування та похибки, що зумовлена різноманітними випадковими заводами. Він визначається як згортка законів розподілу складових загальної похибки [107, 118] за формулою

$$p(y) = \int_{-\infty}^{\infty} p_1(y-x) \cdot p_2(x) dx, \quad (4.13)$$

де $p(y)$ – результуючий закон розподілу (згортка); $p_1(x)$ та $p_2(x)$ – початкові закони розподілу.

Запишемо аналітичний вираз для виконання цієї операції

$$p(\delta_{\zeta}) = p(\delta_{rD}) = p(\delta_r) \cdot p(\delta_D) = \frac{2^n}{U_{D_{\max}} \cdot \sigma_r \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{(\delta_r - \delta_D)^2}{2 \cdot \sigma_r^2}\right) d\delta_D, \quad (4.14)$$

де $p(\delta_{\zeta})$ – загальний закон розподілу похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу; $p(\delta_{rD})$ – композиція нормального закону розподілу з прямокутним.

Для числового розв'язання інтеграла (4.14) та побудови графіків використано математичне середовище Maple 15. На рис. 4.17

показано композицію законів розподілу похибки квантування та похибки, зумовленої випадковими факторами для трьох випадків, які відрізняються ступенем впливу випадкових завад: $\sigma_r \gg \sigma_D$, $\sigma_r \approx \sigma_D$, $\sigma_r \ll \sigma_D$.

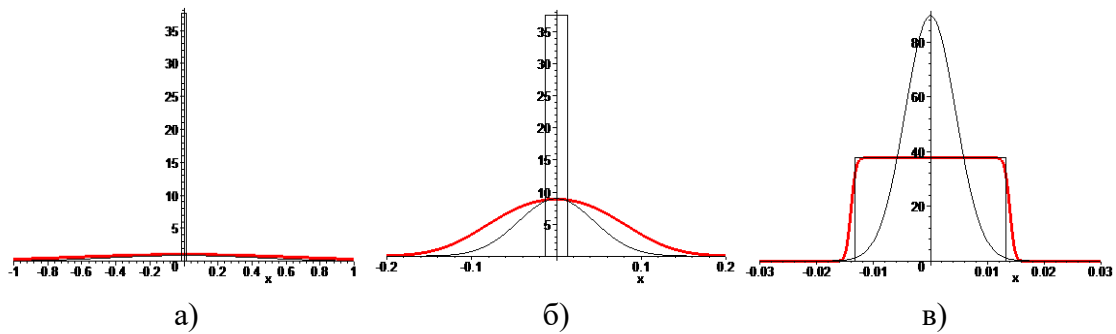


Рисунок 4.17 – Композиція законів розподілу похибки квантування та похибки, зумовленої випадковими факторами: а) $\sigma_r \gg \sigma_D$, б) $\sigma_r \approx \sigma_D$, в) $\sigma_r \ll \sigma_D$

4.7 Оцінювання вірогідності вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Вірогідність контролю характеризує якість процедури контролю, ступінь його правдоподібності. Кількісною оцінкою вірогідності є ймовірність того, що результат контролю відповідає дійсному стану об'єкта [97, 118]. Загальна безумовна вірогідність D прийняття засобом вимірювального контролю правильного рішення визначається [103]

$$D = 1 - P_n = 1 - (\alpha + \beta), \quad (4.15)$$

де α – помилка першого роду (хибна тривога); β – помилка другого роду (пропуск сигналу).

Поле допуску на параметр, що контролюється, задається у вигляді номінального значення параметра і допустимих відхилень від нього

$$\bar{y}' - k\Delta \leq y' \leq \bar{y}' + \Delta, \quad (4.16)$$

де \bar{y}' – номінальне значення параметра, яке складає 99 %; k –

коефіцієнт асиметрії поля допуску, який рівний 1; Δ – допустиме відхилення параметра від номінального значення, яке складає 1 %; y' – параметр, що контролюється.

Тоді помилка першого роду визначається таким виразом [100]:

$$\alpha = \int_{-k\Delta}^{\Delta} \left[\int_{-\infty}^{\bar{X}_2 - y} p(y, t) dt + \int_{\bar{X}_1 - y}^{\infty} p(y, t) dt \right] dy, \quad (4.17)$$

де $\bar{X}_2 = \Delta + \bar{c}_2'' - \bar{c}_1$; \bar{c}_2'' – контрольний приріст поля допуску по нижній межі; \bar{c}_2' – контрольний приріст поля допуску по верхній межі; $y = y' - \bar{y}'$ – центроване значення параметра; t – загальна похибка вимірювання, яка складає 2 %; $\bar{X}_1 = -k\Delta - \bar{c}_2'' - \bar{c}_1$; \bar{c}_1 – математичне очікування похибки вимірювання, яке складає 0,05.

Помилка другого роду визначатиметься з виразу

$$\beta = \int_{-\infty}^{-k\Delta} \int_{\bar{X}_2 - y}^{\bar{X}_1 - y} p(y, t) dt dy + \int_{\Delta}^{\infty} \int_{\bar{X}_2 - y}^{\bar{X}_1 - y} p(y, t) dt dy. \quad (4.18)$$

Розглянемо помилки контролю масових часток компонентів проби модельної рідинної системи, що виникають при використанні розробленого засобу вимірювального контролю. На зміну масової частки впливає багато факторів. На основі [119] можна прийняти закон розподілу центрованого значення параметра за нормальний

$$p(^0C) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{^0C^2}{2\sigma^2} \right], \quad (4.19)$$

де σ – середньоквадратичне відхилення центрованого значення масової частки, яке складає 0,5 %; 0C – центроване значення масової частки.

Сумісна двовимірна щільність ймовірності масових часток компонентів скрапленого нафтового газу та помилки контролю запишеться як

$$p({}^0\bar{C}, \delta_c) = p(\bar{C}) \cdot p(\delta_c). \quad (4.20)$$

Помилка першого роду контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу визначається з виразу

$$\alpha = \int_{-k\Delta_c}^{\Delta_c} \left[\int_{-\infty}^{-\Delta_c - \bar{C}} p(\bar{C}, \delta_c) d\delta_c + \int_{\Delta_c - \bar{C}}^{\infty} p(\bar{C}, \delta_c) d\delta_c \right] d\bar{C}. \quad (4.21)$$

Помилка другого роду визначається з виразу

$$\beta_\omega = \int_{-\infty}^{\Delta_c} \int_{-\Delta_c - \bar{C}}^{\Delta_c - \bar{C}} p(\bar{C}, \delta_c) d\delta_c d\bar{C} + \int_{\Delta_c}^{\infty} \int_{-\Delta_c}^{\Delta_c - \bar{C}} p(\bar{C}, \delta_c) d\delta_c d\bar{C}. \quad (4.22)$$

На рис. 4.18 наведено залежності помилок від середньоквадратичного відхилення похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу: першого роду (див. рис. 4.18а); другого роду (див. рис. 4.18б).

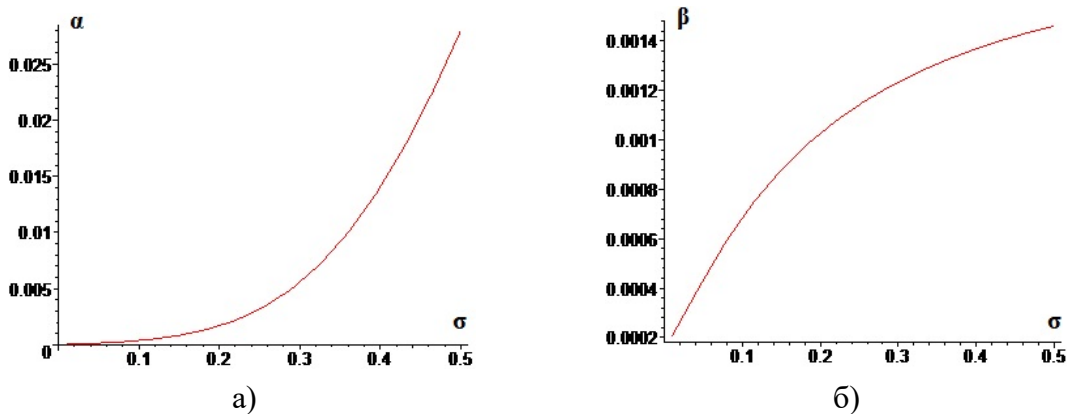


Рисунок 4.18 – Залежності помилок від середньоквадратичного відхилення похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу:
а – першого роду; б – другого роду

Підставляючи визначені параметри у формули для розрахунку помилок контролю першого та другого роду та розв'язавши їх за

допомогою математичного пакета Maple 15, отримано залежності помилок першого та другого роду від середньоквадратичного відхилення похибки вимірювання масових часток компонентів скрапленого нафтового газу, що наведені на рис. 4.18, та такі числові значення: помилка першого роду $\alpha=0,025\div 0,005$, а помилка другого роду $\beta=0,0014\div 0,0002$. Вірогідність прийняття засобом вимірювального контролю помилкового результату для знайдених помилок контролю становить $P_n=0,025+0,0014=0,0264$, а вірогідність прийняття правильного результату становить $D=1-P_n=0,97$ [99–101, 107].

У таблиці 4.2 наведені порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу та цифрового вимірювача густини LPGDi виробництва Латвії компанії „LEMIS Baltic”.

Таблиця 4.2 – Порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу

Технічні характеристики	Засіб вимірювального контролю	
	Розроблений	LPGDі
Діапазон густин, кг/м ³	540...580	475...750
Загальна похибка вимірювання масових часток, %	2	5
Робоча температура, °С	-4...+12	-30...+50
Максимальний тиск, МПа	1,6	1,6
Вага, кг	5	5,5
Вартість, грн	12000	78000
Вірогідність, %	97	85

Таким чином, на основі проведених досліджень макетного зразка засобу вимірювального контролю масових часток компонентів скрапленого нафтового газу можна зробити висновок про його відповідність поставленим вимогам.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Рачевский Б. С. Сжиженные углеводородные газы / Б. С. Рачевский. – М. : Нефть и газ, 2009. – 640 с.
2. Sovlukov A. S. Measurement of liquefied petroleum gas quantity in a tank by radiofrequency techniques / A.S. Sovlukov, V.I. Tereshin // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. – 2004. – V. 53, No. 4. – P. 1255–1261.
3. Nyfors E. Industrial microwave sensors / E. Nyfors, P. Vainikainen. – Artech House. – 1989. – 351 p.
4. Совлуков А. С. Радиочастотный метод измерения количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах / А. С. Совлуков, В. И. Терешин // Измерительная техника. – 2005. – № 10. – С. 68–71.
5. Газы углеводородные сжиженные. Методы определения углеводородного состава : ГОСТ Р 54484-2011. – М. : Стандартиформ РФ, 2011. – 28 с.
6. Чертков Я. Б. Современные и перспективные углеводородные реактивные и дизельные топлива / Я. Б. Чертков. – М. : Химия, 1968. – 352 с.
7. Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт. Технические условия : ГОСТ 21443-75. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1975. – 13 с.
8. Совлуков А. С. Радиочастотные технологические измерения при хранении и транспортировании сжиженных углеводородных газов / А. С. Совлуков, В. И. Терешин // Технические и программные средства систем управления, контроля и измерения (УКИ-10) : материалы II Международной конференции. – Москва, 2010. – 11 с.
9. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия : ГОСТ Р 52087-03. – М. : Миннефтехимпром РФ, 2003. – 12 с.
10. Газы вуглеводні скраплені паливні для комунально-побутового споживання. Технічні умови : ДСТУ 4047-01. – К. : Національний стандарт України, 2001. – 13 с.
11. Летуновский А. А. Система автоматизации отпуска сжиженного газа на АГЗС / А. А. Летуновский // Современные технологии автоматизации. – 2002. – № 2. – С. 54–61.

12. Совлуков А. С. Измерение количества сжиженного углеводородного газа в резервуаре / А. С. Совлуков, В. И. Терешин // Измерительная техника. – 2006. – № 2. – С. 40–42.
13. Викторов В. А. Высокочастотный метод измерения неэлектрических величин / В. А. Викторов, Б. В. Лункин, А. С. Совлуков. – М. : Наука, 1980. – 640 с.
14. Терешин В. И. Особенности учета СУГ в резервуарном парке / В. И. Терешин, А. С. Совлуков, А. А. Летуновский // Газ России. – 2007. – № 2. – С. 66–71.
15. Астахов А. Анализ нефтепродуктов с помощью хроматографических методов / А. Астахов // Оборудование и материалы. – 2013. – № 3. – С. 48–53.
16. Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы / Н. И. Преображенский. – Л. : Недра, 1975. – 279 с.
17. Газы углеводородные сжиженные. Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров : ГОСТ 28656-90. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1990. – 10 с.
18. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия : ГОСТ 20448-90. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1990. – 8 с.
19. Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия : ГОСТ 27578-87. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1987. – 10 с.
20. Газы углеводородные сжиженные. Метод определения сероводорода и меркаптановой серы : ГОСТ 22985-90. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1990. – 14 с.
21. Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава : ГОСТ 10679-76. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1976. – 9 с.
22. Білінський Й. Й. Порівняльна характеристика методів експертно-аналітичного контролю якості скрапленого нафтового газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 5. – С. 142–147.
23. Білінський Й. Й. Класифікація оптичних методів дослідження фізико-хімічних параметрів газу / Й. Й. Білінський,

Б. П. Книш, В. В. Онушко // Вимірювання та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2011. – № 2. – С. 52–56.

24. Білинський Й. Й. Універсальна класифікація оптичних методів дослідження густини газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, В. В. Онушко // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 4. – С. 23–26.

25. Білинський Й. Й. Визначення кількісного вмісту компонентів скрапленого нафтового газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, М. В. Гладішевський // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 1. – С. 112–119.

26. Білинський Й. Й. Контроль кількісного вмісту компонентів зрідженого нафтового газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, В. Р. Гладішевський // Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. – 2013. – № 3. – С. 18–20.

27. Білинський Й. Й. Методика визначення коефіцієнтів поглинання складових вологого природного газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, В. В. Онушко // Збірник наукових праць Вінницького національного аграрного університету. – 2011. – № 9. – С. 134–139.

28. Білинський Й. Й. Інфрачервоний двохвильовий сенсор контролю концентрації газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, О. А. Павлюк

// Наукові праці ВНТУ. – 2011. – № 3. – 6 с. – Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/290/288>.

29. Пат. 61667 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Оптичний сенсор концентрації газу / Білинський Й. Й., Книш Б. П., Гладішевський В. Р. – № 201100013 ; заявл. 04.01.2011 ; опубл. 25.07.2011, Бюл. № 14. – 3 с.

30. Білинський Й. Й. Інфрачервоний триканальний сенсор концентрації газу / Й. Й. Білинський, К. Ю. Іоніна, Б. П. Книш // Вісник Хмельницького національного університету. – 2011. – № 6. – С. 41–49.

31. Пат. 68725 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Оптичний сенсор концентрації газу / Білинський Й. Й., Книш Б. П. – № 201110898 ; заявл. 12.09.2011 ; опубл. 10.04.2012, Бюл. № 7. – 5 с.

32. Двоканальний аналізатор вологості газу та дослідження його статичних метрологічних характеристик / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, В. В. Онушко, О. С. Городецька // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 3. – С. 222–228.

33. Білінський Й. Й. Світловодний аналізатор вологості газу / Й. Й. Білінський, К. Ю. Іоніна, Б. П. Книш // *Методи та прилади контролю якості*. – 2011. – № 27. – С. 44–47.

34. Білінський Й. Й. Експериментальне дослідження аналізатора вологості природного газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш, В. В. Онушко, О. С. Городецька // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2013. – № 1. – С. 128–132.

35. Пат. 86552 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Пристрій для визначення об'єму зрідженого газу / Білінський Й. Й., Книш Б. П. – № 201304700 ; заявл. 15.04.2013 ; опубл. 10.01.2014, Бюл. № 1. – 5 с.

36. Пат. 92293 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Спосіб визначення кількісного вмісту компонентів рідкої фази скрапленого нафтового газу / Білінський Й. Й., Книш Б. П. – № 201402378 ; заявл. 07.03.2014 ; опубл. 11.08.2014, Бюл. № 15. – 7 с.

37. Пат. 92294 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Спосіб визначення кількісного вмісту компонентів парової фази скрапленого нафтового газу / Білінський Й. Й., Книш Б. П. – № 201402379 ; заявл. 07.03.2014 ; опубл. 11.08.2014, Бюл. № 15. – 6 с.

38. Білінський Й. Й. Визначення кількісного вмісту компонентів парової фази скрапленого нафтового газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // *Методи та прилади контролю якості*. – 2014. – № 1. – С. 163–167.

39. Білінський Й. Й. Дослідження кількісного вмісту скрапленого газу шляхом використання модельних рідинних систем / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш, М. Й. Юкиш // *Технологічний аудит і резерви виробництва*. – 2014. – № 4/1(18). – С. 23–26.

40. Книш Б. П. Метод контролю кількісного вмісту компонентів скрапленого нафтового газу та засіб для його реалізації / Б. П. Книш // *Технологічний аудит та резерви виробництва*. – 2014. – № 6/5(20). – С. 34–36.

41. Пат. 100434 УКРАЇНА, МКІ G0121/81. Засіб вимірювального контролю кількісного вмісту скрапленого нафтового газу / Білінський Й. Й., Книш Б. П. – № 201500976 ; заявл. 30.03.2015 ; опубл. 27.07.2015, Бюл. № 14. – 5 с.

42. Білінський Й. Й. Математична модель засобу вимірювального контролю кількісного вмісту скрапленого нафтового

газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, М. О. Стасюк // Вісник Хмельницького національного університету. – 2015. – № 3. – С. 180–186.

43. Білинський Й. Й. Аналізатор кількісного вмісту скрапленого нафтового газу та дослідження його статичних метрологічних характеристик / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш, В. П. Білинська // Вісник Кременчуцького національного університету. – 2015. – № 4. – С. 135–141.

44. Білинський Й. Й. Оптичні методи дослідження фізико-хімічних параметрів газу / Й. Й. Білинський, Б. П. Книш // Радиоэлектроника и молодежь в XXI веке : тези доповідей XVI Международного молодежного форума. – Харків, 2012. – С. 329–330.

45. Методы измерения плотности жидкости [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.lemis-baltic.ru/?mid=60>.

46. Свойства сжиженных углеводородных газов. Особенности эксплуатации углеводородных систем [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.avtozagruzka.com/publ3.pdf>.

47. Білинський Й. Й. Вплив води на параметри зрідженого нафтового газу / Б. П. Книш, Й. Й. Білинський // Сучасні проблеми радіотехніки та телекомунікацій «РТ-2013»: тези доповідей 9-ї Міжнар. конф. – Севастополь, 2013. – С. 237.

48. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей : ГОСТ 16350-80. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1980. – 102 с.

49. Газохроматографический анализ компонентного состава сжиженного углеводородного газа по новому национальному стандарту ГОСТ Р 54484-2011 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.chromatec.ru/library/articles/metodicheskie_materialy.

50. Стаскевич Н. Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам / Н. Л. Стаскевич, Д. Я. Вигдорчик. – Л. : Недра, 1986. – 543 с.

51. Визначення якості хроматографічними методами [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://intranet.tdmu.edu.ua/data/kafedra/internal/pharma_2/classes_stud/uk/pharm/prov_pharm/ptn.

52. Білінський Й. Й. Контроль кількісного вмісту компонентів скрапленого нафтового газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах (ВКДТС-2013 : тези доповідей II Міжнар. наук.-техн. конф. – Вінниця, 2013. – С. 186–187.

53. Визначення кількісного вмісту компонентів скрапленого нафтового газу [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Підсумки 43-ї регіональної науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету. – Режим доступу: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2014/inrtzp/el.php>.

54. Білінський Й. Й. Методика проведення експериментальних досліджень кількісного вмісту скрапленого нафтового газу на основі термометричного методу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (ВОТТП-13-2014): тези доповідей XIII Міжнар. наук.-техн. конф. – Одеса, 2014. – С. 57.

55. Білінський Й. Й. Методика визначення коефіцієнтів поглинання складових газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Збірник наукових праць SWorld : тези доповідей. – Одеса, 2012. – С. 27–29. –

56. Білінський Й. Й. Експериментальні дослідження з визначення температурної залежності масової частки скрапленого нафтового газу на основі модельних рідинних систем / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Обчислювальні методи і системи перетворення інформації : тези доповідей III Науково-технічної конференції. – Львів, 2014. – С. 57–58.

57. Білінський Й. Й. Використання модельних рідинних систем для дослідження скрапленого нафтового газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2014) : тези доповідей XII Міжнародна конференція. – Вінниця, 2014. – С. 153.

58. Білінський Й. Й. Аналіз впливу води на параметри зрідженого нафтового газу: [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Підсумки 42-ї регіональної науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів

університету. – Режим доступу:
<http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2013/inrtzp/el.php>.

59. Білінський Й. Й. Методика проведення експериментальних досліджень вимірювання вологості природного газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012) : тези доповідей XI Міжнародна конференція. – Вінниця, 2012. – С. 62–63.

60. Сравнительный анализ средств измерений сжиженных углеводородных газов. Условия обеспечения метрологических характеристик [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://promizmeritel.ru/publ4.pdf>.

61. Хроматографы [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.xumuk.ru/bse/3075.html>.

62. Білінський Й. Й. Розробка оптичного сенсора концентрації газу [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Підсумки 40-ї регіональної науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету. – Режим доступу: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2011/inrtzp/txt/knysh.pdf>.

63. Білінський Й. Й. Розробка оптичного сенсора концентрації газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Сучасні проблеми радіотехніки та телекомунікацій «РТ-2011» : тези доповідей 7-ї Міжнар. конф. – Севастополь, 2011. – С. 55.

64. Білінський Й. Й. Моделювання оптичного сенсора концентрації газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Сучасні проблеми радіоелектроніки, телекомунікацій та приладобудування (СПРТП–2011) : тези доповідей 5-ї Міжнар. конф. – Вінниця, 2011. – С. 69.

65. Білінський Й. Й. Інфрачервоний двохвильовий сенсор концентрації газу з лінійною вихідною характеристикою / Й. Й. Білінський, Б.П. Книш // Вимірювання контроль та діагностика в технічних системах (ВКДТС-2011) : тези доповідей I Міжнар. наук.-техн. конф. – Вінниця, 2011. – С. 70.

66. Портативный плотномер газа LPGDi [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.linolab.ru/Katalog_tovarov/Laboratornoe_oborudovanie_i_pribory/Plotnomery?new_window=yes&product_id=47485.

67. Білінський Й. Й. Триканальний сенсор газу [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Підсумки 41-ї регіональної науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету. – Режим доступу: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2012/inrtzp/el.php>.
68. Білінський Й. Й. Триканальний оптичний сенсор концентрації вуглеводнів / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Сучасні проблеми радіотехніки та телекомунікацій «РТ-2012»: тези доповідей 8-ї Міжнар. конф. – Севастополь, 2012. – С. 55.
69. Лазарев И. В. Метод синтеза структур адаптивных измерителей временных параметров импульсов сложной формы по критерию «Эффективность – интегрированные затраты» в условиях параметрической априорной неопределенности // Вестник Воронежского института МВД России. – 2010. – № 1. – С. 144–148.
70. Осадчий Е. П. Проектирование датчиков для измерения механических величин / Е. П. Осадчий. – М. : Машиностроение, 1979. – 480 с.
71. Білінський Й. Й. Пристрій для визначення об'єму зрідженого нафтового газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (ВОТПП-12-2013) : тези доповідей XII Міжнар. наук.-техн. конф. – Одеса, 2013. – С. 31.
72. Совлуков А. С. Сравнительный анализ существующих методов измерений массы светлых нефтепродуктов в резервуарах / А. С. Совлуков, В. И. Терешин // Актуальные вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов : тезисы докладов 3-й Международной метрологической конференции – Казань, 2015. – С. 72–78.
73. Вимірювання густини рідин [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.vsp.com.ua/mobrey/systems_1.
74. Плотномер радиоизотопный ПРИЗ-Т [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://tetra.ua/production/radioisotope_apparatus/priz-t.
75. Иоффе Б. В. Рефрактометрические методы химии / Б. В. Иоффе. – Л. : Химия, 1983. – 352 с.

76. Чепурний М. М. Застосування теорії подібності для розв'язання задач тепломасообміну / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський. – Вінниця : ВДТУ, 2001. – 110 с.

77. Иванов В. И. Полупроводниковые оптоэлектронные приборы : справочник / В. И. Иванов, А. И. Аксенов, А. М. Юшин. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 448 с.

78. Гильярди Р. М. Оптическая связь / Р. М. Гильярди, Ш. Карп. – М. : Связь, 1978. – 456 с.

79. Гринев А. Ю. Постоение передающих устройств оптического диапазона волн / А. Ю. Гринев, А. М. Братчиков, Е. Н. Воронин. – М. : МАИ, 1985. – 560 с.

80. Білінський Й. Й. Метод та засіб визначення кількісного вмісту скрапленого нафтового газу [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Підсумки 44-ї регіональної науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету. – Режим доступу: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2015/inrtzp/el.php>.

81. Білінський Й. Й. Засіб вимірювального контролю кількісного вмісту скрапленого газу / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Комп'ютерні технології: інновації, проблеми, рішення 2015 : тези доповідей I Всеукраїнської науково-технічної конференції. – Житомир, 2015. – С. 59–60.

82. Білінський Й. Й. Засіб вимірювального контролю кількісного вмісту скрапленого нафтового газу [Електронний ресурс] / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Молодь в технічних науках: дослідження, проблеми, перспективи (МТН-2015) : матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції. – Режим доступу: <http://conf.inmad.vntu.edu.ua/fm/index.php?page=materials&line=13&mat=84>.

83. Білінський Й. Й. Термометричний метод визначення кількісного вмісту скрапленого нафтового газу та його функція перетворення / Й. Й. Білінський, Б. П. Книш // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (ВОТТП-14-2015) : тези доповідей XIV Міжнар. наук.-техн. конф. – Одеса, 2015. – С. 67.

84. Володарський Є. Т. Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю : навчальний посібник / Є. Т. Володарський, В. В. Кухарчук, В. О. Поджаренко, Г. Б. Сердюк. – Вінниця : Велес, 2001. – 219 с.
85. Дунаев Б. Б. Точность измерений при контроле качества / Б. Б. Дунаев. – К. : Техніка, 1981. – 152 с.
86. Володарський Є. Т. Підвищення вірогідності контролю з застосуванням адаптивного алгоритму / Є. Т. Володарський, І. П. Москаленко // Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 1999. – № 3. – С. 111–114.
87. Электронные компоненты для профессионалов [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.itis.spb.ru/temp/phi_temp.htm.
88. ПД100 Преобразователь давления измерительный [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.owen.ru/uploads/re_pd100_1499.pdf.
89. МТЕС [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://radiocom.dn.ua/image/data/pdf/ТЕС1-0XXXXX.pdf>.
90. Локазюк В. М. Мікропроцесори та мікроЕОМ у виробничих системах : посібник / В. М. Локазюк. – К. : Академія, 2002. – 368 с.
91. Пейтон Дж. Аналоговая электроника на операционных усилителях / Дж. Пейтон, В. Волш. – М. : БИНОМ, 1994. – 352 с.
92. Вольфганг Р. Как работают аналого-цифровые преобразователи и что можно узнать из спецификации на АЦП / Р. Вольфганг // Компоненты и технологии. – 2005. – № 3. – С. 20–24.
93. Гитис Э. И. Аналогоцифровые преобразователи : учеб. пособие для вузов / Э. И. Гитис, Е. А. Пискулов. – М. : Энергоиздат, 1981. – 360 с.
94. Партала О. Н. Цифровая электроника / О. Н. Партала. – СПб. : Наука и техника, 2000. – 208 с.
95. Білінський Й. Й. Аналіз похибок автоматизованого контролю вологості природного газу / Й. Й. Білінський, О. С. Городецька, С. С. Білошкурський // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2012. – № 6/12. – С. 30–33.

96. Гвоздева Н. П. Физическая оптика : учебник для учащихся высших и средних специальных учебных заведений / Н. П. Гвоздева, В. И. Кульянова, Т. М. Леушина. – М. : Машиностроение, 1991. – 304 с.
97. Іщенко В. А. Високочутливі засоби контролю малих концентрацій газів : монографія / В. А. Іщенко, В. Г. Петрук. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 152 с.
98. Ишанин Г. Г. Источники и приемники излучения : уч. пос. для студ. оптич. спец. / Г. Г. Ишанин, Э. Д. Панков, А. Л. Андреев. – СПб. : Политехника, 1991. – 240 с.
99. Федорков Б. Г. Микросхемы ЦАП и АЦП: функционирование, параметры, применение / Б. Г. Федорков, В. А. Телец. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.
100. Венцель Е. С. Теория вероятностей : учеб. для вузов / Е. С. Венцель. – М. : Высш. шк., 1999. – 576 с.
101. Лавренчик В. Н. Постановка физического эксперимента и статистическая обработка его результатов / В. Н. Лавренчик. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
102. Венцель Е. С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения / Е. С. Венцель, Л. А. Овчаров. – М. : Наука, 1991. – 384 с.
103. Фрумкин В. Д., Теория вероятностей и статистика в метрологии и измерительной технике / В. Д. Фрумкин, Н. А. Рубичев. – М. : Машиностроение, 1987. – 168 с.
104. Волков В. А. Справочник по приемникам оптического излучения / В. А. Волков, В. К. Вялов, Л. Г. Гассанов. – К. : Техніка, 1985. – 216 с.
105. Гавриленко В. И. Оптические свойства полупроводников : справочник / В. И. Гавриленко, А. М. Грехов, Д. В. Корбутяк, В. Г. Литовченко. – К. : Наукова думка, 1987. – 607 с.
106. Грабовский Р. И. Курс физики : учеб. пособие / Р. И. Грабовский. – М. : Высш. школа, 1980. – 607 с.
107. Агуров П. В. Интерфейсы USB. Практика использования и программирования / П. В. Агуров. – СПб. : БХВ-Петербург, 2004. – 576 с.

108. Ярославский Л. П. Цифровая обработка сигналов в оптике и голографии. Введение в цифровую оптику / Л. П. Ярославский. – М. : Радио и связь, 1987. – 296 с.
109. Физико-химические свойства пропан-бутановой смеси [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://fas.su/page-319>.
110. Sovlukov A. S. Determination of liquefied petroleum gas quantity in a reservoir by radiofrequency techniques / A.S. Sovlukov, V.I. Tereshin // Proc. of the 20th IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. Vail, CO, USA. – 2003. – V. 1. – P. 368–373.
111. Рефрактометр лабораторный Серия RFM300+ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.ecoinstrument.com.ua/katalog/refraktometry/refraktometr-laboratornyj-seriya-rfm300>.
112. Толуол. Технические условия : ГОСТ 5789-78. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1978. – 2 с.
113. Изооктаны эталонные. Технические условия ГОСТ 12433-83. – М. : Миннефтехимпром СССР, 1983. – 2 с.
114. Расчет плотности нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elarum.ru/info/references/density>.
115. Способы приготовления растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://konspekta.net/lek-3597.html>.
116. Решетникова В. Н. Методы приготовления специальных растворов и сред / В. Н. Решетникова, М. А. Занина, Е. Б. Смирнова. – Балашов : Знание, 2007. – 48 с.
117. Максимов В. П. Измерение, обработка и анализ быстропротекающих процессов / В. П. Максимов, И. В. Егоров, В. А. Карасев. – М. : Машиностроение, 1987. – 208 с.
118. Егоров А. Е. Исследование устройств и систем автоматики методом планирования эксперимента / А. Е. Егоров, Г. Н. Азаров, А. В. Коваль. – Х. : Вища школа, 1986. – 240 с.
119. Володарский Е. Т. Уменьшение влияния погрешности измерительного канала на достоверность контроля / Е. Т. Володарский, И. П. Москаленко // Измерения – 98 : сб. труд. МНТК. – 1998. – №.1. – С. 266–267.

Наукове видання

**Йосип Йосипович Білінський
Богдан Петрович Книш**

**ТЕРМООПТИЧНИЙ МЕТОД І ЗАСІБ
ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ КОМПОНЕНТІВ
СКРАПЛЕНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ**

Монографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготовлено авторами

Підписано до друку

Формат 29,7×42 $\frac{1}{4}$. Папір офсетний

Гарнітура Times New Roman

Друк різнографічний. Ум. друк. арк.

Тираж 100 прим. Зам. №

Вінницький національний технічний університет,

КІВЦ ВНТУ,

21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Тел. (0432) 59-85-32.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті

в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі

21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Тел. (0432) 59-81-59.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.