





## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Нормо-контроль	Лютак З.П., професор		

7. Дата видачі завдання 15.10.2023р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.		15.10.-1.11.2023р.	
2.		2.11.-19.11.2023р.	
3.		20.11.-28.11.2023р.	
4.		29.11.-30.11.2023р.	
5.	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	1.12.-15.12.2024р.	

Студент

\_\_\_\_\_ ( підпис )

Максимів П.Б.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ ( підпис )

Кононенко М.А.

(прізвище та ініціали)

## **ЗМІСТ**

ВСТУП.....	
1 АНАЛІЗ ВИМОГ ДО ЗАСОБІВ ОБЛІКУ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ .....	
1.1 Природній та супутній нафтовий газ.....	
1.1.1 Загальна характеристика газів .....	
1.1.2 Характеристика супутнього нафтового газу.....	
1.2 Дослідження технологічних особливостей процесу вимірювання і обліку СНГ.....	
1.3 Зведений аналіз пристроїв і основних технічних характеристик устаткування для вимірювання витрати СНГ.....	
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТРАТОМІРІВ МЕТОДОМ ЗВІРЯННЯ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО ЗВТ ДЛЯ ВУЗЛА ОБЛІКУ СНГ.....	
2.1 Технічні вимоги до приладів при комплектації вузла обліку СНГ.....	
2.2 Вибір оптимального ЗВТ для вимірювання витрати СНГ із застосуванням методики звіряння.....	
3 ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ СНГ БЕЗСЕПАРАЦІЙНИМ СПОСОБОМ.....	
3.1 Опис установки для вимірювання нафтогазової суміші без попередньої сепарації	
3.1.1 Витратомір-лічильник вихровий ІРВІС.....	
3.1.2 Лічильник газу вихровий.....	
3.1.3 Датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм.....	
3.1.4 Лічильник рідини турбінний.....	
3.2 Обробка результатів вимірювання установкою для вимірювання нафтогазової суміші без попередньої сепарації.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	

## **ВСТУП**

**Актуальність теми.** У зв'язку із скороченням запасів енергоносіїв як у світі, так і в Україні та зростанням цін на них, стрімкого розвитку отримало застосування альтернативних видів палива. Одним з таких енергоносіїв є супутній нафтовий газ згідно зі статтею 5 Закону України "Про альтернативні види палива". Унікальність цього палива полягає в тому, що воно може служити як висококалорійне паливо або як сировина для ряду виробництв у хімічній галузі.

До недавнього часу 90 % видобутого супутнього нафтового газу спалювали на факелах. Але під тиском економічних змін та екологічних вимог перед керуючими компаніями нафтових родовищ гостро постала потреба утилізації супутнього нафтового газу (далі – СНГ). Відповідно, цей процес вимагає обліку СНГ.

Облік кількості супутнього нафтового газу є важливим не лише на родовищах, з яких він поступає на технологічні потреби, але і на тих родовищах, де він спалюється. Адже це дозволить виконувати точні розрахунки забруднення атмосфери.

На даний момент існує багато методів вимірювання витрати плинних середовищ. Але враховуючи компонентний склад СНГ з великою часткою вуглеводнів відмінних від метану та робочі умови проведення вимірювань його витрати, постає потреба досліджень організації обліку СНГ з подальшим розробленням системи його обліку на основі одного з методів витрати плинних середовищ.

Таким чином, на сьогоднішній день облік СНГ є нагальною проблемою спільною для всіх підприємств нафтогазового комплексу.

Облік СНГ є складною комплексною проблемою. Ця проблема включає такі аспекти метрологічного забезпечення як вибір необхідних засобів вимірювань, розробка та реалізація методик вимірювань, розробка та створення автоматизованих систем обліку з відповідним програмним забезпеченням, розробка нормативної та методичної документації, проведення необхідних організаційних заходів тощо.

У зв'язку з широким спектром засобів вимірювання, що випускається в даний час та одночасною відсутністю універсальних приладів обліку СНГ, буде корисно

визначити низку технічних вимог, звертаючи увагу на те, як можна зробити максимально ефективний вибір.

З вищесказаного слідує, що задача дослідження характеристик обладнання, що експлуатується на підприємствах нафтогазового комплексу, для вирішення можливості застосування для обліку СНГ є важливою і актуальною, чому і присвячена дана магістерська робота.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Результати досліджень, які відображені у магістерській роботі, виконано автором відповідно до плану навчання на кафедрі інформаційно-вимірювальних технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Ця робота виконана за безпосередньою участю автора як виконавця окремих розділів.

**Мета роботи** полягає у дослідженні метрологічних характеристик та технічних можливостей засобів вимірювання витрати для одержання достовірної інформації о можливості їх застосування для обліку СНГ з одночасним забезпеченням єдності і потрібної точності вимірювань.

**Задачі дослідження.** На основі проведеного аналізу існуючих методів і засобів вимірювання витрати газових і плинних середовищ провести аналіз витратомірів з метою обґрунтування вибору оптимального обладнання для обліку СНГ.

Для вирішення мети та задачі дослідження у магістерській роботі слід сформулювати наступні завдання:

1. Провести аналіз методів і засобів вимірювання витрати з метою вибору оптимального обладнання для обліку СНГ.
2. Провести дослідження методики звірення і перевірки прийнятності результатів вимірювання з метою вибору оптимального витратоміра СНГ.
3. Дослідити можливість проведення обліку СНГ без попередньої сепарації за допомогою існуючих витратомірів.
4. Визначити і проаналізувати похибки результатів вимірювання двома послідовно встановленими витратомірами при обліку СНГ без попередньої сепарації.

**Об'єктом дослідження** є процес вимірювання витрати СНГ.

**Предметом дослідження** є результати спостережень, що одержано в результаті вимірювань витрати СНГ.

**Методи дослідження:** аналіз теоретичних знань, теорія вимірювань, методи математичної статистики і теорії ймовірності.

**Наукова новизна та практичне значення роботи** полягає у проведеному аналізі існуючих засобів обліку СНГ та дослідженні методики звірення з метою вибору оптимального витратоміра СНГ. Результати роботи можуть бути використані у начальному процесі на кафедрі інформаційно-вимірювальних технологій ІФНТУНГ.

## **1 АНАЛІЗ ВИМОГ ДО ЗАСОБІВ ОБЛІКУ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ**

## 1.1 Природний та супутній нафтовий газ

### 1.1.1 Загальна характеристика газів

Сьогодні спирається на минуле. Навряд чи підпалюючи газ на кухні; користуючись транспортом, який приводиться в рух двигуном внутрішнього згорання; вмикаючи світло, ми задумуємося, що все це стало можливим лише завдяки організмам, які існували на нашій планеті сотні мільйонів років тому. Їх рештки, розкладаючись в товщі земних порід, і створили нафту, вугілля, природний та супутній нафтовий газ, якими ми користуємося сьогодні. Ці газы є не лише основним джерелом енергії сучасного людства, а й джерелом вуглеводневої сировини[1].



Рисунок 1.1 – Природні джерела вуглеводнів

Якщо нафта та вугілля утворюються протягом сотень тисяч, можливо, навіть мільйонів років, то природний газ утворюється досить швидко, в результаті мікробіологічного розкладу органічних решток.

Природний газ поширений в природі на глибинах від кількох сантиметрів до 8 кілометрів. Він зустрічається в нафтових родовищах (супутній нафтовий газ), у вугільних та соляних шахтах, на рудниках, де добувають залізо, кольорові метали, золото, алмази (рудничний газ), на болотах (болотний газ). З природним газом пов'язане виникнення грязьових вулканів, під час виверження яких горючий газ нерідко загорається, утворюючи стовпи полум'я висотою до кількох кілометрів. В «океанах» підземних вод міститься величезна кількість природного газу: до 30 м<sup>3</sup> метану в 1 м<sup>3</sup> води.

Промислове значення мають родовища природного газу в яких він у значній кількості сконцентрований в межах певної ділянки.

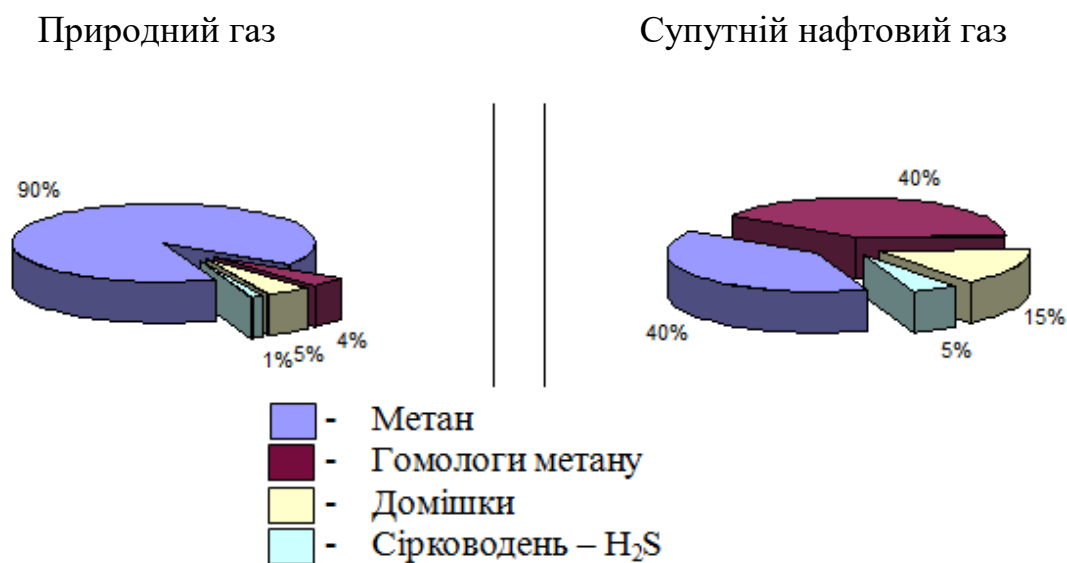


Рисунок 1.2 – Склад природного та супутнього нафтового газів

Природний газ має в 1,5 рази вищу теплоту спалювання, порівняно з вугіллям, дає можливість отримувати вищу температуру, містить меншу частку шкідливих домішок, що можуть забруднювати атмосферу, порівняно з нафтою та вугіллям, значно дешевший за нафту та вугілля (з розрахунку на одиницю умовного палива). Незамінний газ і в побуті. Він майже не утворює попелу, диму, кіптяви, швидко підпалюється, дозволяє легко регулювати температуру нагріву. Хімічний склад природного газу: 98% – CH<sub>4</sub>; 2% – C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S[1].

Супутні нафтові гази більш різноманітні за складом, тому їх вигідніше використовувати як хімічну сировину.

Використання природного та супутнього нафтового газів ілюструє інформація на рис. 1.3.



Рисунок 1.3 – Використання природного та супутнього нафтового газів

### 1.1.2 Характеристика супутнього нафтового газу

До природного газу належать і супутні гази, які розчинені у нафті, містяться над нею і виділяються під час її добування. На поверхню нафта поступає під тиском цих газів і фонтанує. Супутній нафтовий газ відрізняється за складом від природного: у ньому містить менше метану (30-59% за об'ємом), але більше етану, пропану, бутану, пентану (7-20% за об'ємом) і вищих вуглеводнів, ніж у природному газі.

Раніше супутній газ не знаходив застосування і під час добування нафти його спалювали факельним способом.

Останнім часом нафтовий супутній газ знаходить більше застосування у промисловості завдяки своїм властивостям. Нафтовий газ застосовується у двох

напрямах: енергетичному та нафтохімічному. Оскільки він є паливом висококалорійним та відносно екологічно чистим, то енергетичний напрямок є домінуючим. Крім того, енергетичне виробництво має практично безмежний ринок[2].

При переробці супутнього нафтового газу спочатку відокремлюють рідкі легко киплячі вуглеводні – пентан, гексан та ін. Вони разом утворюють так званий газовий бензин (газолін), який використовується як добавка до звичайних бензинів для кращого їх займання під час запуску двигунів.

Потім відокремлюється пропан-бутанова суміш, якою заповнюють балони під тиском. Газ, що залишається після відокремлення газового бензину і бутан-пропанової суміші, складається переважно з метану і використовується як паливо.

Для хімічної переробки з супутнього газу відокремлюють індивідуальні вуглеводні: етан, пропан, н-бутан тощо. Оскільки насичені вуглеводні відносно хімічно інертні і мало придатні як сировина для хімічного синтезу, їх перетворюють за допомогою реакцій.

З нафтових газів шляхом хімічної переробки отримують пропилен, бутилен, бутадієн і ін., які використовують у виробництві пластмас і каучуків.

Супутній нафтовий газ (далі – СНГ) є цінним вуглеводневим компонентом, що виділяється з нафти у процесі видобування, транспортування і переробки. Таким чином, особливістю походження нафтового супутнього газу є те, що він виділяється з нафти на будь-якій стадії від її видобутку і розвідки до самої кінцевої реалізації. Отримують супутній нафтовий газ шляхом сепарування від нафти в багатоступеневих сепараторах. Приблизний склад СНГ різних ступенів сепарації наведений у табл. 1.1[3].

Таблиця 1.1 – Склад супутніх нафтових газів різних ступенів сепарації

Компоненти	Формула	Вміст, об. %		
		1 ступень	2 ступень	3 ступень
Метан	CH <sub>4</sub>	61,7452	45,6094	19,4437

Етан	$C_2H_6$	7,7166	16,3140	5,7315
Пропан	$C_3H_8$	17,5915	21,1402	4,5642
Изобутан	$C_4H_{10}$	3,7653	5,1382	4,3904
н-Бутан	$C_4H_{10}$	4,8729	7,0745	9,6642
Изопентани	$iC_5H_{12}$	0,9822	1,4431	9,9321
н-Пентан	$C_5H_{12}$	0,9173	1,3521	12,3281
Изогексани	$iC_6H_{14}$	0,5266	0,7539	13,8146
н-Гексан	$C_6H_{14}$	0,2403	0,2825	3,7314
Изогептани	$iC_7H_{16}$	0,0274	0,1321	6,7260
Бензол	$C_6H_6$	0,0017	0,0061	0,0414
н-Гептан	$C_7H_{16}$	0,1014	0,0753	1,5978
Изооктани	$iC_8H_{18}$	0,0256	0,0193	4,3698
Толуол	$C_7H_8$	0,0688	0,0679	0,0901
н-Октан	$C_8H_{18}$	0,0017	0,0026	0,4826
Изононани	$iC_9H_{20}$	0,0006	0,0003	0,8705
н-Нонан	$C_9H_{20}$	0,0015	0,0012	0,8714
Изодекани	$iC_{10}H_{22}$	0,0131	0,0100	0,1852
н-Декан	$C_{10}H_{22}$	0,0191	0,0160	0,1912
Діоксид вуглецю	$CO_2$	0,0382	0,1084	0,7743
Азот	$N_2$	1,3430	0,4530	0,1995
Молекулярна маса, г/моль		27,702	32,067	63,371

Густина, кг/м <sup>3</sup>	1,1516	1,3331	2,6344
----------------------------	--------	--------	--------

Тиск і температура одержуваного супутнього нафтового газу обумовлений процесом сепарування суміші вода-нафта-газ, що поступає зі свердловини.

Вміст важких вуглеводнів (пропан і вище) може змінюватися в діапазоні від 100 до 600 г/м<sup>3</sup>. При цьому склад і кількість СНГ не є величиною постійною. Можливі як сезонні, так і разові коливання (нормальна зміна значень до 15%).

Газ першого ступеню сепарації, як правило, високого тиску і легко знаходить своє застосування – відправляється безпосередньо на газопереробний завод, використовується в енергетиці або хімічної конверсії. Значні труднощі виникають при спробах використовувати газ з тиском менше 0,5 МПа. Зазвичай даний газ в більшості випадків спалювали на факелах, але, зараз ситуація змінилася у зв'язку із зміною геополітики та змін поглядів щодо утилізації СНГ[4].

Основна особливість попутного газу полягає у високому вмісті важких вуглеводнів. Сьогодні в світі існують три основні технології газорозділення, які дозволяють розділити попутний газ на цінні складові:

- криогенні технології (низькотемпературна сепарація, конденсація, ректифікація);
- мембранна технологія;
- адсорбційна технологія.

До недавнього часу супутній газ в більшості випадків спалювали на факелах, що завдавало значної шкоди навколишньому середовищу і призводило до значних втрат цінної вуглеводневої сировини.

Зараз до основних напрямів утилізації СНГ можна віднести поставку газу на газопереробні заводи для глибокої хімічної переробки, поставку газу в магістральну газотранспортну систему, а також використання для вироблення електроенергії[2].

Практикується закачування СНГ в пласт для інтенсифікації нафтовіддачі. Газ може закачуватися в газову шапку родовища з метою підтримання пластового тиску. Обмежено застосовується використання «газліфта». Перспективним напрямком є також і спільне закачування в пласт газу і води (водогазовий вплив).

Таким чином, на сьогоднішній день облік СНГ є важливою задачею для всіх підприємств нафтогазового комплексу.

## 1.2 Дослідження технологічних особливостей процесу вимірювання і обліку СНГ

Для дослідження організації обліку СНГ і детального аналізу характеристик засобів вимірювань параметрів СНГ необхідно, перш за все, визначити, що є СНГ, чим він відмінний від природного газу, і чим відрізняються умови його обліку. Це і є той факт, що тягне за собою складність не тривіальність і не уніфікованість завдань обліку вимірювання параметрів СНГ. СНГ являє собою складну суміш газів води нафти різних домішок та інших складових.

Природний газ – це суміш, компонент яких в основному є граничні вуглеводні, азот, діоксид вуглецю та сірководень[5]. Природний газ видобувається з надр індивідуально і цілеспрямовано і має обмеження за складом компонентів, що входять до нього. Супутній нафтовий газ – це газоподібні вуглеводи що розчинені у нафті. У сирій нафти він знаходиться у вільному або розчиненому стані та виділяється з нафти в процесі її видобутку та транспортування.

Таким чином, особливістю походження нафтового супутнього газу є те, що він виділяється з нафти на будь-який із стадій від розвідки та видобутку до кінцевої реалізації, і в процесі її переробки з будь-якого неповного продуктового стану до будь-якого з численних кінцевих продуктів.

Як вже вказувалося у попередньому пункті розділу, СНД отримують шляхом сепарування від нафти у багатоступінчастих сепараторах. Тиск на ступенях сепарації значно відрізняється і становить 16 – 30 кгс/см<sup>2</sup> на першому ступені та до 1,5 – 4,0 кгс/см<sup>2</sup> на останньому. Тиск і температура одержуваного СНГ визначається технологією сепарування суміші вода - нафта - газ, що надходить зі свердловини[4].

Газ першого ступеня сепарації, як правило, відправляється безпосередньо на газопереробний завод. Значні труднощі виникають при спробах використовувати газ із тиском менше 5 кгс/см<sup>2</sup>. Донедавна такий газ у переважній більшості випадків

просто спалювався на факелах, проте зараз через зміни політики в галузі утилізації СНГ та низки інших факторів ситуація значно змінюється.

Супутній нафтовий газ, що видобувається разом із нафтою, будучи цінною мінеральною сировиною, і, так само як і нафта, не всіх стадіях видобутку, підготовки, переробки, виділення, транспортування, утилізації і споживання підлягає обліку. Достовірний облік важливий і для взаєморозрахунків між постачальником і споживачем, якщо газ здається сторонній організації, так внутрішніх потреб підприємства-власника для підведення балансу.

Крім складу газу та способу видобутку відрізняються і алгоритми обліку СНГ та ПГ. Для обліку природного газу згідно з [5] пропонують відразу чотири методи, призначені для різних діапазонів температур і тисків, різних концентрацій компонентів та густин. Тоді як для обліку СНГ питання в Україні ще не вирішено у вигляді нормативного документа, хоча низка питань з обліку СНГ вирішено українськими вченими[2, 6].

Справа у тому, що у зарубіжних лідерів приладобудування – Європи, Канади і США не виникало проблематики обліку газу, що спалюється на факелах. Тому і приладів для обліку супутнього і факельного газу ніколи раніше за кордоном не розроблялося. А вітчизняне приладобудування працювало, як правило, для потреб обліку природного чистого газу, оскільки задача обліку ПНГ не ставилася.

Основна проблема, з якою зіткнулися метрологи всіх нафтових компаній, полягає в тому, що на даний момент немає універсальних приладів обліку СНГ, які задовольняють 100% вимог експлуатації[]. Справа в тому, що у закордонних лідерів приладобудування – Європи, Канади та США не виникало проблематики обліку газу, що спалюється на факелах. Відповідно, приладів для обліку супутнього та факельного газу ніколи раніше за кордоном не розроблялося. А вітчизняне приладобудування працювало, як правило, для потреб урахування природного чистого газу, оскільки завдання обліку СНГ раніше не ставилося.

Таким чином, для більшості приладів обліку газу, що випускаються в даний час, заявлені технологічні і метрологічні характеристики підтверджуються тільки у вузькому діапазоні завдань.

На вибір того чи іншого приладу обліку визначальний вплив мають конкретні умови експлуатації. Якщо йдеться про облік підготовленого, осушеного газу, то вибір досить великий: від 50 до 150 лінійок витратомірів. Якщо завдання полягає в обліку СНГ, що спалюється на факелах, то виникають наступні ускладнення: у трубі замість традиційного газу присутня суміш із газу, нафтового шламу, води, льоду та твердих частинок. Рух такої суміші, як правило, нерівномірний; а саме, суміш або практично нерухомо стоїть у трубі в режимі чергового горіння, або переміщається зі швидкістю кілька десятків метрів в секунду в моменти скидів[7].

Пульсації тиску, розрідження в трубопроводі, постійні зміни складу і температури, різкі зміни параметрів навколишнього середовища, а також широкий діапазон витрати ще більше ускладнюють процес вимірювання. Наявність у СНГ рідких фракцій вуглеводнів, агресивне середовище, таких як сірководень та оксиди сірки, неможливість звуження трубопроводу, необхідність відсутності запірної арматури та інші вимоги до факельних систем роблять процес вибору засобу обліку дуже обмеженим. Зупинимося тепер докладно на розгляді кожного фактору, що ускладнює завдання обліку СНГ[8].

Нижче описані основні ситуації як технологічного, так і нормативного характеру, із якими доводиться зустрічатися при вимірі характеристик СНГ.

1. Атмосферний тиск та швидкість потоку близька до 0 м/с. Оскільки СНГ в процесі спалювання прямує на відкритий факел, то надлишковий тиск в газопроводі близько до 0 кгс/см<sup>2</sup>. Іншими словами, у газопроводі тиск наближено до атмосферного. Усі традиційні лічильники газу за своїми метрологічними характеристиками обмежені пороговим мінімальним тиском 0,5-1 кгс/см<sup>2</sup> та швидкістю потоку від 0,1 - 0,3 м/с; або максимальною швидкістю 30 м/с та тиском 6-8 кгс/см<sup>2</sup>. Таким чином, ці прилади не призначені для умов експлуатації, оскільки нижня межа їх технологічних характеристик не охоплює необхідні умови вимірювань.

2. Широкий діапазон вимірів. Оскільки, виходячи з вищесказаного, у звичайному штатному режимі горіння надлишковий тиск у газопроводі близько 0 кгс/см<sup>2</sup> і швидкість потоку 0,1 – 0,3 м/с, отже, нижня межа діапазону витрати

лічильника газу має бути дуже малою. На факельних установках такий режим горіння зберігається в зимовий період, коли споживання газу на опалювальні потреби велике. У літній період споживання газу зводиться до мінімуму, газ залишається надлишком і перенаправляється на спалювання. Витрата СНГ, що спалюється на факелі, сильно зростає, і, отже, верхня межа діапазону витрати лічильника газу різко збільшується. Таким чином, витратомір повинен мати дуже широкий діапазон вимірювань.

Вирішенням цього завдання може бути будівництво двох «сезонних» вузлів обліку з низьким діапазоном для літніх витрат і високим діапазоном для зимових витрат. Але, на жаль, сезонність є не єдиною причиною вибору витратоміра з широким діапазоном. Найчастіше зустрічаються і позаштатні ситуації, такі як, наприклад, скидання запобіжних клапанів та технологічні продування колекторів та газопроводів, які можуть збільшити діапазон витрати газу до 1:1000. Межі вимірювання газового витратоміра повинні охоплювати весь можливий діапазон. Підібрати пристрій обліку з таким широким діапазоном вимірювань практично неможливо.

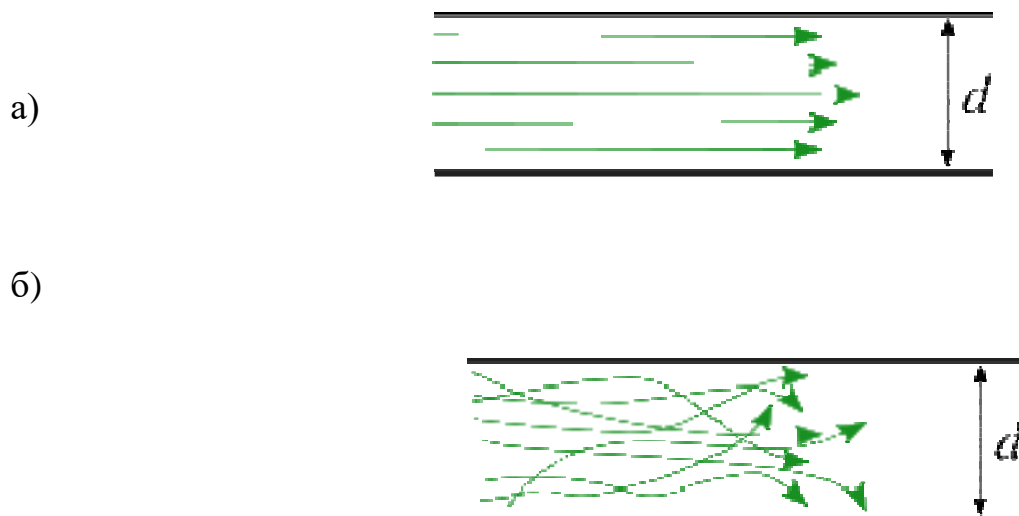
3. Висока вологість та конденсат. Нафтовий супутній газ часто називають «вологим» газом, тому його вологість може досягати 98%. Практично всі газові витратоміри не здатні впоратися із цією проблемою. Більшість приладів, які сертифіковані як прилади для вимірювання СНГ, за фактом не можуть бути використані для обліку нафтового супутнього та факельного газу, оскільки компонентний склад, математика обчислювача, вологість, що доходить до 100% та часте наявність конденсату (газового чи водяного) – не враховувалися під час розробки. Повірка таких приладів із підтвердженням їх метрологічних характеристик проводиться на сухому повітрі, а фактична похибка із застосуванням таких витратомірів часто вимірюється десятками відсотків. У той же час використання витратомірів, призначених для сухого газу, в умовах високої вологості, як правило, призводить до неадекватних результатів.

4. Наявність льоду у газопроводі. Принцип вимірювання більшості газових витратомірів передбачає наявність частин, що виступають всередині вимірювальної

ділянки. Так, чутливим елементом вихрових лічильників газу є тіло обтікання; для анемометрів чутливим елементом виступає термометр; для турбінних – турбінні лопаті тощо. У зимовий період, а особливо в сезони зміни температури навколишнього середовища з плюсу на мінус та назад, утворення шматочків льоду у вологому газі неминуче. Намерзання льоду на засувках, переходах та інших конструкціях призводить до того, що шматок льоду, що відірвався, на своєму шляху деформує всі чутливі елементи витратомірів. Гарантія на устаткування у такому випадку анулюється, і устаткування стає неремонтопридатним. Це і є причиною відмовитися від витратомірів, що мають чутливі елементи, які виступають у трубопроводі.

5. Наявність парафінів, водяної суспензії та корозійних домішок. СНГ, як було описано на початку цього пункту, є багатокомпонентною сумішшю і наявність парафінів та інших домішок у цьому газі неминуче. Вміст у газі таких компонентів ускладнюють роботу практично всіх газових витратомірів. Першою причиною є деформація чутливих елементів, що виступають у вимірювальній ділянці. Другою причиною є налипання цього технологічного бруду на всі частини внутрішньої частини вимірювальної ділянки, що призводить до недостовірних показів.

6. Похибка при турбулентному потоці. Відмінність ламінарного та турбулентного потоків представлені на рис. 1.4.



## Рисунок 1.4 – Ламінарний (а) і турбулентний (б) потоки

Зазвичай ламінарний потік виникає, коли рідина протікає малою трубою та/або з малою швидкістю. Він може розглядатися як серія рідких циліндрів у трубі, і тим швидше тече циліндр, чим він ближче до осі труби, а циліндр, що стикається з трубою, вважається нерухомим. Проте, у реальних умовах вимірювань потік середовища, зазвичай, є турбулентним. Великі та маленькі завихрення роблять турбулентний потік непередбачуваним. Таким чином, при вимірюваннях на трубопроводі, наприклад,  $D_u = 600$  мм, стає неможливо визначити, в якій частині профілю потоку проводить вимірювання сенсор, чи знаходиться він в епіцентрі вихорів профілю, або в розрядженій частині.

При проведенні вимірювань на трубопроводі малого діаметра, наприклад,  $D_u = 50$  мм, ламінарної області потоку досягти можливо, але тут виникає інша складність. Проведення вимірювань за допомогою приладів, що мають чутливі елементи, що виступають, передбачає обов'язкову умову - точний монтаж датчика в певну точку потоку. На практиці реалізувати точний монтаж на малому діаметрі дуже складно, але навіть якщо монтаж виконаний з достатньою точністю, то через невеликий проміжок часу експлуатації положення чутливого датчика змінюється під дією таких факторів, як лід, природні та технологічні домішки, різка зміна напору.

І в тому і в іншому випадку покази витратомірів можуть відрізнятися на 10 – 15%.

7. Бездемонтажні повірочні роботи. На сьогоднішній момент з'явилися витратоміри, на які розроблено та затверджено методики повірки, що дозволяють на місці за викликом Державного повірителя провести процедуру повірки за допомогою програмного забезпечення, не вдаючись до демонтажу та зупинки процесу. Цей фактор безумовно набув позитивні відгуки експлуатуючих організацій, оскільки альтернатив було дві – або фінансові витрати на придбання аналогічного приладу та встановлення його на час проведення повірки, або демонтаж приладу та відсутність обліку орієнтовно на місяць.

Однак, як показала практика, метрологічні характеристики, одержувані в

процесі бездемонтажних повірочних робіт, відрізняються від метрологічних характеристик того ж витратоміра, що пройшов перевірку на стенді, і, таким чином, результати вимірювань стають недостовірними.

8. Встановлення сенсорів витратоміра під тиском без зупинки процесу. Важко переоцінити можливість встановлення витратоміра на трубі, яку неможливо зупинити. Витратоміри нового покоління мають лубрикаторний механізм із сальниковим введенням, що забезпечує монтаж та подальші експлуатацію та обслуговування без зупинки процесу. Однак і тут не обійшлося без проблем: як правило, таким лубрикаторним механізмом врізання оснащені саме ті витратоміри, яким властива більшість перерахованих вище проблем. Таким чином, при виборі витратоміра доводиться відмовлятися від зручної функції на користь більш необхідних параметрів.

Зважаючи на перелічені особливості, і враховуючи, що зазвичай СНГ є сумішшю компонентів з різних джерел, а витрата газу в таких системах, як правило, змінюється в широких межах або може бути навіть двонаправленою (так званий «блукаючий газ» на свічці розсіювання), приходимо до висновку, що в цих умовах необхідні витратоміри та лічильники, що задовольняють високим, часом суперечливим вимогам:

- висока надійність та точність вимірювань протягом тривалого проміжку часу, напрацювання на відмову не менше 8 років;
- динамічний діапазон вимірюваних витрат не менше ніж 1:500;
- можливість проведення вимірювань у межах встановленої сертифікатом метрологічної похибки у всьому діапазоні при швидкостях потоку 0,03-120 м/с та тиску 0,005-15 кгс/см<sup>2</sup>;
- стійкість до впливу агресивних середовищ (наприклад, сірководню) та стійкість до зледеніння трубопроводу;
- можливість встановлення «первинного» та «вторинного» приладів на відстанях не менше 500 м, а часом і понад 1000 метрів;
- самотестування та самоконтроль функціонування;
- архівування даних про виміряну витрату газу, час простою вузла обліку, збої

в роботі системи та ін.

Для розуміння та обґрунтування застосування засобів обліку СНГ необхідно знати основні їх характеристики щодо швидкості, тиску, витрати, відповідності нормативним документам та відповісти на такі питання:

1. Чи можна застосувати витратомір для діапазону від мінімальної до максимальної швидкості потоку?

2. Чи можна застосувати витратомір для діапазону від мінімального до максимального тиску?

3. Чи можна застосувати витратомір за своїм виконанням при температурі навколишнього середовища?

4. Чи можна застосувати витратомір для діапазону температур газу в трубопроводі від мінімальної до максимальної?

5. Чи достатньо дозволена довжина кабелю від первинних перетворювачів до місця встановлення вторинного блоку?

6. Чи вкладається похибка засобу обліку, визначена з урахуванням додаткової похибки на датчики температури, тиску та обчислювача, при мінімальних та максимальних швидкостях, тиску та витраті?

7. Чи відповідає методика розрахунку приведення витрати газу до нормальних умов відповідним нормативним документам?

8. Чи відповідає витратомір вимогам, що стосуються архівування даних про вимірювання та подій, щодо обмеження доступу до результатів вимірювань тощо?

9. Чи спроможний витратомір проводити вимірювання в межах встановлених метрологічних похибок при експлуатації в складних умовах експлуатації (брудний газ, налипання частинок на чутливі елементи, 100% вологість, вміст двофазних середовищ у трубопроводі)?

Як правило, після відповіді на ці питання з'ясується, що 98% засобів обліку за своїми метрологічними характеристиками виявляються поза межами діапазонів мінімальних швидкостей потоку, тиску, при цьому контролювати похибку неможливо, наслідком чого є неможливість розробки методики вимірювання на вузол обліку. Це ж стосується мінімальних та максимальних температур газу.

Як бачимо з наведеного аналізу вимог до засобів обліку супутнього нафтового газу необхідно перейти до аналізу характеристик конкретних типів витратомірів для обліку кількості супутнього нафтового газу, чому і буде присвячений наступний розділ магістерської роботи.

### **1.3 Зведений аналіз пристроїв і основних технічних характеристик устаткування для вимірювання витрати СНГ**

У даному пункті розглянуто основні типи лічильників, що застосовують при вимірюванні облікованих характеристик СНГ, а також було проаналізовано переваги і недоліки основних типів лічильників з метою вибору найбільш оптимального засобу для обліку витрати СНГ[9].

При здійсненні аналізу було розглянуто витратоміри змінного перепаду тиску, турбінні, вихрові та ультразвукові засоби вимірювань витрати, переваги і недоліки яких наведено нижче.

Витратоміри змінного перепаду тиску. Метод, покладений в основу роботи таких засобів є найбільш вивченим, за виміряними значеннями тиску, перепаду тиску на звужувальному пристрої і температури відбувається обчислення витрати і кількість рідин і газів, приведених до стандартних умов, на обчислювальному пристрої. Серед переваг слід назвати практично необмежену верхню межу вимірювань витрат, універсальність, придатність для вимірювань витрат різних значень у трубах при будь-яких тисках і температурах, можливість застосування на великих діаметрах вимірювальних газопроводів.

Недоліками є: неможливість обліку газу при стрибкоподібних пульсуючих викидах і продувках; відкладення рідких фракцій на внутрішньому отворі звужувального пристрою, що спотворює покази; складні вимоги до монтажу із дотриманням довжин прямолінійних ділянок, а також норм шорсткості; велика кількість складових вузла вимірювання; високі вимоги до звужувального пристрою, малий міжповірочний інтервал, складність алгоритмів обчислення.

Наведені недоліки обумовлюють незручності використання таких засобів для вимірювання СНГ.

У турбінних і ротаційних (механічних) витратомірів спостерігається достатньо висока точність при великих діапазонах вимірюваних витрат, порівняно невелика вартість, лінійність характеристики лічильника газу у великому діапазоні – у турбінних лічильників і будь-який напрям газу через лічильник та відсутність вимог до наявності прямих ділянок трубопроводу до і після лічильника – у ротаційних лічильників.

Не дивлячись на цілий ряд переваг, застосування таких лічильників для вимірювання кількості СНГ, особливо газу факельних систем, практично неможливо реалізувати через такі причини: створення значного опору у трубопроводі і, навіть, блокування потоку при виході лічильника з ладу, наявність рухомих частин в лічильниках відмічається мала надійність через можливі стрибкоподібні викиди газу, які можуть спричинити не тільки поломку, а й вихід лічильника з ладу, лічильники вимагають певної чистоти газу, що висуває додаткові вимоги до наявності фільтрів тонкої фільтрації перед витратоміром, що знову ж таки збільшує опір в трубопроводі, неможливість роботи витратомірів на малих витратах і збільшення похибки при вимірюванні пульсуючих потоків вимірюваного середовища.

Вихрові витратоміри мають принцип вимірювання, що заснований на ефекті утворення завихрень тілом, котре є перешкодою потоку, як, наприклад, опори моста для потоку води.

Частота вихорів, що зриваються з кожної грані тіла обтікання, пропорційна середній швидкості потоку і, відповідно, об'ємній витраті. Зриваючись з тіла обтікання, кожен з вихорів, що чергуються, створює локальну область низького тиску в вимірювальній трубі. Коливання тиску сприймаються ємнісним сенсором і передаються електронікою приладу як первинний лінійний цифровий сигнал. Цей сигнал не схильний до будь-якого дрейфу, отже, вихровий витратомір може працювати протягом усього терміну служби без перекалібрування. Індикація вихорів може здійснюватись термоанемометром або ультразвуком. Це можна

вважати першою перевагою. Наступними перевагами є: модульна конструкція (датчики тиску, температури вбудовано у прилад), тому немає необхідності окремої повірки; відсутність рухомих частин у витратомірі не передбачає у системі змащування, що є необхідним для турбінних і ротаційних витратомірів; достатньо широкий (до 1:400) динамічний діапазон; низькі вимоги до чистоти і вологості газу; прийнятні вимоги до прямих ділянок трубопроводу – вимірювальних ліній; простота монтажу; верхня межа вимірювання витрати для даного типу приладу вище, ніж у турбінних.

Вихрові витратоміри неможливо застосовувати при малих витратах без звужування потоку, а при пульсуючій витраті газу вихрові витратоміри згладжують пульсації і тому завищують покази витрати, що негативно впливає не похибку вимірювання, також покази витратоміра спотворюються при високій частоті пульсацій газу, через осідання на тілі обтікання твердих частин та рідких фракцій витратомір потребує частого очищення. Вихрові витратоміри не придатні при малих швидкостях через труднощі вимірювання сигналу, що має малу частоту, і виготовляються лише для труб з діаметрами від 25 до 150 мм. Вихрові витратоміри не застосовують для вимірювання забруднених і агресивних речовин, які здатні порушити роботу перетворювачів вихідного сигналу.

В ультразвукових витратомірах для вимірювання швидкості газу використовують різні методи вимірювання: кореляція, доплерівський ефект, транспортна затримка сигналу при передачі за потоком і проти нього та комплексне використання цих методів. Ультразвуковий принцип вимірювання: два блоки датчиків монтуєть на протилежних сторонах газоходу під певним кутом до осі потоку газу. Блоки датчиків містять ультразвукові перетворювачі, що працюють змінно як приймач і як випромінювач, тобто кожен з них по чергово випромінює і приймає ультразвукові імпульси, котрі загальмовані або прискорені в залежності від напрямку їх проходження. Різниця в часі проходження імпульсу «за потоком» і часі проходження імпульсу «проти потоку» є функцією швидкості потоку газу. Знаючи величину площі вимірювального перерізу, визначають об'ємну витрату.

Ультразвукові витратоміри мають високу точність вимірювання і великий динамічний діапазон, здатні вимірювати витрату газу на швидкостях потоку 0,03м/с з нормованою похибкою, результат вимірювання не залежить від тиску і температури, зручні в обслуговуванні, мають автоматичне калібрування «нуля» і контрольної точки, відсутність рухомих і розташованих у внутрішній частині трубопроводу частин, які не піддаються дії твердих і рідких домішок в облікованому газі обумовлюють надійність і можливість проведення обліку СНГ.

До недоліків можна віднести нестандартний алгоритм розрахунку обчислювача і високу вартість імпортного обладнання.

Остаточний вибір витратоміра для обліку СНГ є складна комплексна задача, яка потребує не тільки знань основних технічних характеристик обладнання, але й виробничого досвіду для підбору витратоміра у ході дослідно-промислової експлуатації[9].

## 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТРАТОМІРІВ МЕТОДОМ ЗВІРЯННЯ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО ЗВТ ДЛЯ ВУЗЛА ОБЛІКУ СНГ

## 2.1 Технічні вимоги до приладів при комплектації вузла обліку СНГ

Провівши аналіз пристроїв та основних технічних характеристик устаткування вимірювань газу[9], слід, у результаті, визначити ряд специфічних вимог, яким мають задовольняти прилади при комплектації вузла обліку СНГ. Такими вимогами виступають:

- достовірність обліку при швидкості потоку близькому до 0,03 м/с та надмірному тиску в газопроводі близькому до 0;
- динамічний діапазон вимірювання витрат не менше 1:150;
- достовірність обліку при широкому динамічному діапазоні вимірювань;
- достовірність обліку при підвищеному вмісті вологи;
- збереження працездатності та стійкість до механічних домішок та утворенню льоду;
- напрацювання на відмову не менше 8 років;
- стійкість до дії агресивних середовищ типу сірководню;
- бажаний вибір обладнання з міжповірковим інтервалом понад 1 рік;
- можливість розташування «первинного» та «вторинного» обладнання на відстані один від одного більше 500м;
- самотестування і самоконтроль функціонування;
- можливість зміни умовно-постійних величин;
- збереження достовірності параметрів вимірювань при стрибкоподібних технологічних викидах;
- стійкість до вібрації і пневмоударам;
- забезпечення архівування часових та добових параметрів, формування та архівування журналу подій та втручань;
- розмежування доступу користувача та технічного спеціаліста до бази даних, підтримка системи паролів доступу;

- можливість технологічної прив'язки з урахуванням необхідних довжин прямолінійних ділянок;

- відповідність сумарної відносної похибки вимірювань, що допускається, вимогам нормативної документації.

Усі засоби вимірювань мають бути внесені до Державного реєстру, мати сертифікат або свідоцтво про затвердження типу, мати діючу повірку.

Зведена інформація про витратоміри різних типів подано у таблиці 2.1

Таблиця 2.1 - Зведений ряд витратомірів газу

Середовище	Параметри	Ультразвуковий	Вихровий	Термоанемометричний	Перепад тиску	Коріолісовий	Турбінний	Оптичний
		3	4	5	6	7	8	9
природний газ Очищений підготовлений газ	Об'ємна витрата (прямий вимір)	+	+				+	
	Масова витрата (прямий вимір)			+	+	+		
	Висока точність		+		+	+	+	
	Широкий діапазон Ду	+		+	+		+	
	Широкий динамічний діапазон	+		+	+	+		
	Низький тиск робочого середовища	+		+				
	Низька швидкість потоку	+		+				
	Прийнятна вартість		+	+	+		+	
	Великий міжповірочний інтервал	+					+	+
	Зручність сервісу та ремонту		+	+			+	+
	Монтаж фланцевий	+	+	+	+	+	+	
	Монтаж зондовий	+		+				

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Супутний газ Брудний вологий газ	Об'ємна витрата (прямий вимір)	+	+				+	+
	Масова витрата (прямий вимір)				+			
	Стійкість до вологи та механічних домішок	+						+
	Висока точність	+	+		+		+	+
	Широкий діапазон Ду	+			+		+	+
	Широкий динамічний діапазон	+			+			+
	Низька швидкість потоку	+						+
	Низький тиск робочого середовища	+						+
	Прийнятна вартість		+		+		+	
	Великий міжповірочний інтервал	+					+	+
	Зручність сервісу та ремонту		+				+	
	Зручність експлуатації		+				+	+
	Монтаж зондовий	+						+

2.2 Вибір оптимального ЗВТ для вимірювання витрати СНГ із застосуванням методики звіряння

Скористаємось методом звіряння ЗВТ однакового рівня точності за МИ 1832-88, які можуть бути застосовані для порівняння витратомірів і дозволить розв'язати таку задачу, як підтвердження вибору оптимального витратоміра.

Звіряння є одним з способів контролю засобів повірки в процесі експлуатації. Звіряння можуть бути застосовані також з метою оцінювання характеристик похибок засобів вимірювання у тих випадках, коли не створено еталони або зразкові засоби вимірювання, що забезпечують повірку з необхідною точністю.

Звіряння проводять підприємства (організації) державної і відомчої метрологічних служб у відповідності до їх спеціалізації. При звірянні стаціонарних засобів повірки, що не належать транспортуванню, підприємство-організатор відправляє підприємствам-учасникам міру для звіряння.

Звірянню підлягають засоби вимірювання однакового рівня точності. Наприклад, звіряють групу зразкових засобів вимірювань 1-го розряду або групу зразкових засобів вимірювання 3-го розряду і т. ін.

Розрізняють два способи звіряння:

- звіряння засобів повірки за допомогою міри більш високої точності (розряду);
- звіряння засобів повірки за допомогою міри, метрологічні характеристики якої одного порядку із засобами, що звіряють;

При контролі метрологічних характеристик засобів повірки застосовують обидва способи.

У даній роботі запропоновано застосувати метод звіряння для вибору оптимального засобу вимірювання витрати СНГ шляхом порівняння обчислених і допустимих значень метрологічних характеристик засобів з однаковими рівнями точності.

При контролі метрологічних характеристик (далі – МХ) засобів вимірювань методом звіряння визначають: характеристику випадкової складової похибки кожного із засобів, що злічують -  $S^2$  (дисперсію) і систематичну складову похибки кожного ЗВТ-  $\eta$ .

Обчислені МХ кожного ЗВТ ( $S^2$ ,  $\eta$ ) порівнюють з допустимими для них значеннями ( $\sigma_{np}^2$ ,  $\eta^2$ ) відповідно до технічних вимог на ці ЗВТ.

Якщо при цьому обчислені МХ ( $S^2$ ,  $\eta$ ) не перевищують межі допуску ( $S^2 < \sigma_{np}^2$  та  $\eta < \eta_{np}$ ), то ЗВТ відповідають своєму метрологічному статусу. У протилежному

випадку вони підлягають дослідженню щодо з'ясування причин виходу похибки за межі допуску. Таким чином, обчислені значення  $S^2$ ,  $\eta$  кожного ЗВТ використовуються при виборі оптимального витратоміра.

У процесі виконання роботи було оброблено дані експериментальних досліджень зазначених вище методів звіряння та правильності визначення МХ витратомірів СНГ різного принципу вимірювань.

Для проведення експерименту передбачалося, що на вимірювальному газопроводі від виробничого майданчика до факельної лінії були послідовно встановлені чотири газові витратоміри: витратомір вихрового принципу вимірювань ІРВІС, турбінний витратомір СГ-16М, ультразвуковий витратомір Dymetic та термоанемометричний витратомір РГА.

При контролі МХ необхідно обробити експериментальні дані, що одержані при звірянні. При цьому:

- оцінюють систематичну похибку кожного засобу;
- обчислюють характеристику випадкової похибки  $S^2$  (дисперсію) для кожного засобу.

У нашому випадку число звірюваних ЗВТ було обрано рівним чотирьом ( $L=4$ ), а кількість звірень рівним п'яти ( $n=5$ ) для того, щоб, з одного боку, забезпечити достатню надійність результатів контролю, а з іншого - мати справу з доступними для розгляду і не дуже громіздкими математичними виразами.

При пропусканні об'єму газу одночасно фіксувалися вихідні сигнали (погодинний об'єм газу за нормальних умов)  $V_1, V_2, V_3, V_4$  чотирьох послідовно включених у газопровід витратомірів. Число вимірів на кожному витратомірі склало не менше п'яти.

Далі за формулами обчислювалися середні арифметичні значення  $\bar{V}_j$  за формулами[10]:

$$\bar{V}_j = \frac{1}{5} \sum_{k=1}^5 V_{jk}, \quad (2.1)$$

де  $j = 1, \dots, 4$ .

Після цього з одночасно виміряних значень об'ємів газу склалися шість попарних різниць

$$\begin{aligned}\Delta_{12} &= V_1 - V_2; & \Delta_{13} &= V_1 - V_3; & \Delta_{14} &= V_1 - V_4; \\ \Delta_{23} &= V_2 - V_3; & \Delta_{24} &= V_2 - V_4; \\ \Delta_{34} &= V_3 - V_4.\end{aligned}\tag{2.2}$$

Середні арифметичні значення попарних різниць обчислювалися за формулами

$$\bar{\Delta}_{ji} = \bar{V}_j - \bar{V}_i.\tag{2.3}$$

Індекси  $i$  та  $j$  повинні задовольняти умови  $i \neq j, j > i$ . Ці умови з усіх можливих комбінацій індексів, кожен із яких може приймати значення від 1 до 4, виділяють лише ті, які є поєднаннями. Таких поєднань із 4-х елементів по 2, як відомо, буде 6.

Оцінка сумарної дисперсії випадкових похибок засобів вимірювань, що попарно злічуються, обчислювалася за формулами

$$S_{ji}^2 = S_j^2 + S_i^2,\tag{2.4}$$

Формула (2.4) є наслідком застосування виразу (2.3) операції обчислення дисперсії.

Тепер є можливість зробити оцінку дисперсій випадкових похибок лічильників, що попарно злічуються, за допомогою виразів[10]

$$S_{ji}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n [(\Delta_{ji})_k - \bar{\Delta}_{ji}]^2,\tag{2.5}$$

де  $n$  – число повторних вимірів кожному за лічильника (у разі  $n = 5$ ).

Оцінка дисперсії випадкової похибки  $S^2$  кожного ЗВТ, що звіряється, на основі експериментально вимірних попарних дисперсій визначалася шляхом вирішення системи рівнянь (2.4), яке, зокрема, має вигляд

$$\begin{aligned} S_1^2 &= \frac{1}{2}(S_{12}^2 + S_{13}^2 - S_{23}^2); \\ S_2^2 &= \frac{1}{2}(S_{12}^2 + S_{23}^2 - S_{13}^2); \\ S_3^2 &= \frac{1}{2}(S_{13}^2 + S_{23}^2 - S_{12}^2); \\ S_4^2 &= S_{14}^2 - \frac{1}{2}(S_{12}^2 + S_{13}^2 - S_{23}^2). \end{aligned} \tag{2.6}$$

Довірчі межі випадкової похибки оцінки вимірюваної величини  $\sigma_{npj}$  звіряних лічильників при довірчій ймовірності  $P$  розраховувалися за формулами

$$\sigma_{npj} = K_{f,P} \sqrt{S_j^2}, \tag{2.7}$$

де  $K_{f,P}$  - коефіцієнт, що залежить від числа ступенів свободи  $f = n - 1$  і довірчої ймовірності  $P$ .

Зокрема, для  $f = n - 1 = 4$  і  $P = 0,95$   $K_{4,0,95}$ ;  $S_j$  - середні квадратичні відхилення середнього арифметичного (оцінки вимірюваної величини), розраховані за формулою (2.6).

Для знаходження систематичних похибок звіряних витратомірів визначався витратомір з найменшою за абсолютним значенню систематичної похибкою.

Для виявлення такого витратоміра обчислювалися такі величини

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \bar{V}_1 - \frac{\bar{V}_2 + \bar{V}_3 + \bar{V}_4}{3}; \\ \psi_2 &= \bar{V}_2 - \frac{\bar{V}_1 + \bar{V}_3 + \bar{V}_4}{3}; \\ \psi_3 &= \bar{V}_3 - \frac{\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_4}{3}; \\ \psi_4 &= \bar{V}_4 - \frac{\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3}{3}. \end{aligned} \tag{2.8}$$

Найменшу систематичну похибку матиме той лічильник, для якого обчислене за допомогою (2.8) значення  $\psi_j$  буде за модулем найменшим.

За систематичну похибку витратоміра, що злічується,  $\eta_j$  приймалася різниця середнього арифметичного показів цього лічильника та лічильника з найменшою за абсолютним значенням систематичної похибкою.

Довірчі межі похибки оцінки вимірюваної величини  $\Delta$  (без урахування знаку) розраховувалися за формулою

$$\Delta = K \cdot S_{\Sigma} , \quad (2.9)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що залежить від співвідношення випадкової складової похибки і невиключеної систематичної похибки - НСП, визначався за емпіричною формулою

$$K = \frac{\sigma + \theta_{\Sigma}}{S_j + S_{\theta}} , \quad (2.10)$$

де  $\sigma$  – довірчі межі випадкової похибки оцінки вимірюваної величини, розраховані за формулою (2.7),

а  $S_{\Sigma}$  – сумарне середнє квадратичне відхилення оцінки вимірюваної величини обчислювалося за формулою

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\theta}^2 + S_j^2} , \quad (2.11)$$

де  $S_j$  - середнє квадратичне відхилення середнього арифметичного (оцінки вимірюваної величини), розраховане за формулою (2.6);

$S_{\theta}$  – середнє квадратичне відхилення НСП, яке оцінювалося за формулою

$$S_{\theta} = \frac{\theta_{\Sigma}}{\sqrt{3}} , \quad (2.12)$$

де  $\theta_{\Sigma}$  – границі НСП, які визначалися за формулою

$$\theta_{\Sigma} = \pm \sum_{i=1}^m |\theta_j| \quad (2.13)$$

Відносні похибки витратомірів розраховувалися за формулою

$$\delta_{\Delta}(j) = \frac{\Delta}{V_j} = K \cdot \frac{S_{\Sigma}}{V_j} \cdot 100\% \quad (2.14)$$

Результати контролю вважаються позитивними, якщо значення  $\delta_{\Delta}(j)$  не перевищують меж допустимої відносної похибки, нормованої у технічній документації на витратомір. Результати експериментальних досліджень чотирьох витратомірів СНГ наведено у Таблиці 2.1.

Метод перевірки прийнятності результатів вимірювань може бути реалізований за допомогою даних, наведених у Таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.- Результати групового звірення витратомірів СНГ

Витратомір	Обчислена систематична похибка $\eta_j$	Обчислена відносна похибка $\delta_{\Delta_j}$ , (%)	Допустима відносна похибка (нормована), %	Розбіжність між $\delta_{\Delta_j}$ і відносною нормованою похибкою
ИРВИС	0,20	8,18	1,0	7,18
РГА	0,00	37,37	2,0	35,37
Dymetic	0,17	8,74	2,5	6,24
СГ-16М	0,38	13,89	1,0	12,89

Для цього визначимо мінімальні та максимальні значення вимірювань кожного витратоміра та їх абсолютні розбіжності. При цьому, якщо діапазон ( $x_{max} - x_{min}$ ) результатів вимірювань дорівнюватиме або менше критичного діапазону для рівня ймовірності 95%,  $CR_{0,95}(n)$ , то в якості остаточного результату фіксується середнє арифметичне значення всіх результатів вимірів.

Якщо ж діапазон ( $x_{max} - x_{min}$ ) буде більшим за критичний для рівня ймовірності 95%,  $CR_{0,95}(n)$ , то різниця повинна розглядатися як підозрілою, і, отже, вимірювання,

які призвели до цієї різниці, можуть бути недостовірними. За остаточний результат у цьому разі приймається медіанне значення результатів усіх вимірів.

Критичний діапазон розраховуємо за формулою

$$CR_{0,95}(n) = f(n)\sigma_r \quad (2.15)$$

де коефіцієнти критичного діапазону  $f(n)$  представлені в [39].

Результати розрахунків представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків

	ИРВИС (нм <sup>3</sup> /Г)	РГА (нм <sup>3</sup> /Г)	Dymetic (нм <sup>3</sup> /Г)	СГ-16М (нм <sup>3</sup> /Г)
1	11,80	10,88	11,64	10,54
2	10,12	9,51	10,22	10,02
3	10,09	12,01	10,00	9,53
4	10,12	7,89	10,26	9,91
5	11,24	12,06	11,08	10,46
$x_{max}$	11,8	12,06	11,64	10,54
$x_{min}$	10,09	7,89	10	9,53
$x_{max}-x_{min}$	1,71	4,17	1,64	1,01
середнє	10,67	10,47	10,64	10,09

$CR_{0,95}(5)_1$	2,781397318
$CR_{0,95}(5)_2$	6,202299864
$CR_{0,95}(5)_3$	2,419257877
$CR_{0,95}(5)_4$	1,449079625

Як слідує з Таблиці 2.2, сформульований вище критерій правильності результатів вимірювань для розглянутих витратомірів може бути записаний у вигляді:

- для витратоміра ІРВІС:  $1,71 < 2,78$ ;
- для витратоміра РГА:  $4,17 < 6,20$ ;
- для витратоміра Dumetic:  $1,64 < 2,42$ ;
- для витратоміра СГ-16М:  $1,01 < 1,45$ .

Таким чином, усі чотири витратоміри задовольняють критерію правильності, і остаточним результатом вимірювань для всіх них можна прийняти середнє арифметичне значення, тобто.  $10,67 \text{ нм}^3/\text{год}$  для ІРВІС;  $10,47 \text{ нм}^3/\text{год}$  для РДА;  $10,64 \text{ нм}^3/\text{год}$  для Dumetic та  $10,09 \text{ нм}^3/\text{год}$  для СГ-16М.

На підставі отриманих даних можна зробити висновок, що найбільше прийнятним для вимірювань СНГ є витратомір Dumetic ультразвукового принципу вимірювань[11].

З Таблиці 2.1 також видно, що найбільшу розбіжність між обчисленою відносною похибкою і нормованою відносною похибкою мають витратоміри РДА та СГ-16М. Таким чином, застосування цих витратомірів для вимірювань СНГ ставиться під сумнів.

Аналогічні висновки можна зробити і на підставі проаналізованих даних з виробничої експлуатації витратомірів ультразвукового, термоанемометричного та турбінного принципу вимірювань для цілей обліку СНГ[12].

Таким чином, обробка результатів експериментальних досліджень із звірення показів витратомірів і перевірки правильності результатів вимірювань наочно показує можливість практичного застосування показників правильності та прецизійності та підтверджує доцільність застосування методики звірення для вибору оптимального витратоміра для обліку СНГ.

За умови попередньої оцінки систематичної складової похибки витратомірів, прийнятих за еталонні, і в міру накопичення експериментальних даних ці методики можна надалі використовувати як методики вибору оптимального ЗВТ при вимірюваннях витрати СНГ.

### **3 ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ СНГ БЕЗСЕПАРАЦІЙНИМ СПОСОБОМ**

#### **3.1 Опис установки для вимірювання нафтогазової суміші без попередньої сепарації**

На сьогоднішній момент для вимірювання СНГ пропонують прилади, робота яких заснована на різних фізичних принципах, і кожен виробник заявляє про успішний досвід їх застосування. Однак масова поява газових витратомірів, викликана актуальністю завдання обліку СНГ, передбачає їх застосування для вимірювання газу, попередньо відокремленого (як правило, сепараційним методом) від рідини, разом з якою він видобувається з надр. Іншими словами, вимірюється газове середовище без рідини та механічних домішок[1].

Такий спосіб застосовується для вимірювань СНГ на стадії видобутку, підготовки, переробки, транспортування, утилізації та споживання. Розглянемо випадок, коли вимірювання СНГ проводилося безпосередньо на свердловині. Традиційним складником вимірювальної системи на свердловинах для всіх нафтових підприємств є автоматична групова замірна установка (АГЗУ), що застосовується в процесі вимірювання дебіту нафтових свердловин, яка за допомогою вбудованого сепаратора дозволяє розділити загальний потік продукції зі свердловини на газовий та рідинний потоки. Після цього ці потоки вимірюються окремо кожен на своїй лінії [13].

Однак для багатьох підприємств є невирішеним на сьогоднішній день завдання вимірювання супутнього нафтового газу зі свердловини без використання попередньої сепарації загального потоку суміші. Вирішення цього завдання дозволить значно скоротити витрати на будівництво АГЗУ, проводити вимірювання об'єму та маси газу з прийнятною точністю на індивідуальних, а не на кущових свердловинах, підвищити точність вимірювань і, як наслідок, удосконалити підрахунок матеріального балансу продукції всього підприємства.

Розглянемо установку, що дозволяє проводити вимірювання нафтогазової суміші без попередньої сепарації з отриманням окремих даних щодо витрати газу та рідини. Наведемо також експериментальні результати, отримані на установці, що підтверджують закладені в ній можливості та дозволяють визначити її метрологічні характеристики.

Експеримент був заснований на вимірі витрат компонентів двофазного середовища із застосуванням двох послідовно встановлених витратомірів, що

вимірюють витрати різних величин [83]. На основі показань цих витратомірів можна розрахувати витрати окремих фаз суміші. Так, для газорідних сумішей пропонується послідовно встановити прилади, один з яких вимірює масову  $Q_m$ , а інший - об'ємну  $Q_V$  витрати.

Виходячи з рівностей

$$Q_m = Q_{mp} + Q_{mг} \quad \text{та} \quad Q_V = \frac{Q_{mp}}{\rho_p} + \frac{Q_{mг}}{\rho_г},$$

де  $Q_{mp}$ ,  $Q_{mг}$  шукані масові витрати рідини та газу,  $\rho_p$ ,  $\rho_г$  - густини рідкої та газової фаз, після математичних перетворень маємо:

$$Q_{mp} = \frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_г} (Q_m - Q_V \rho_г) \quad (3.1)$$

$$Q_{mг} = \frac{\rho_г}{\rho_p - \rho_г} (Q_V \rho_p - Q_m) \quad (3.2)$$

Ці рівняння і служать для визначення  $Q_{mp}$  і  $Q_{mг}$  виходячи з показів витратомірів  $Q_m$  та  $Q_V$ .

Експериментальні дані було одержано на установці АГЗУ, оснащеної вбудованим лічильником рідини марки ТОР і газовим витратоміром марки СВГ.М.

Загальний внутрішній вигляд установки АГЗУ показано на рисунку 3.1

Технічні характеристики АГЗУ наведено у таблиці 3.1.



Рисунок 3.1 - Загальний внутрішній вигляд АЗГУ

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики АЗГУ

Кількість підключених свердловин	8
Пропускна здатність установки, м <sup>3</sup> /доба	1-400
Робочий тиск, МПа	4,0
Кінематична в'язкість при температурі 20°C, м <sup>2</sup> /с	Від 10 <sup>-6</sup> до 120×10 <sup>-6</sup>
Вміст води в рідині, об'ємна частка, %, не більше	Від 0 до 98
Вміст парафіну, об'ємний, %	До 7
Вміст сірчистих сполук у масовій частці, %	3
Основна наведена похибка виміру дебіту, %	±2,5
Довірчі межі відносної похибки вимірювань маси нафти (нетто) за довірчої ймовірності 0,95%	±15

Споживана потужність, кВт	До 10
Габарити: довжина× ширина × висота, мм	6280×3200× ×2615

АГЗУ була оснащена експериментальною установкою з послідовно встановленими витратомірами об'ємного принципу вимірювання марки ІРВІС та масового принципу вимірювання марки ГіперФлоу 3Пм[14].

Як правило, вимірювальні прилади для багатозафазного середовища встановлюють у горизонтальному положенні через присутність ламінарного потоку, в якому вода знаходиться на дні труби, а газ розташований зверху, що могло б спотворити результати виміру. Таким чином, щоб забезпечити у поперечному перерізі труби зазначеного приладу гомогенність суміші, зазвичай практикують установку приладу таким чином, щоб потік протікав або вгору або вниз. В результаті можна уникнути утворення ламінарного потоку.

Однак, коли багатозафазна суміш, що містить газ та рідину (рідину), протікає у вертикальному напрямку, може сформуватися кільцевий потік. Це означає, що основна частина рідини розподіляється у вигляді кільця вздовж стінок труби, а основна частина газу зосереджується в середині труби. Кільцевий потік спотворює результат вимірювання таким самим чином, як і ламінарний потік при горизонтальній установці. У горизонтальних трубах суто кільцевий потік, в якому весь газ знаходиться в середині труби, зазвичай має місце лише у разі більшого вмісту газової фракції. У зв'язку з цим монтаж експериментальної установки виконаний під кутом 30°.

Далі на рисунках 3.2 і 3.3. подано схеми вузла обліку СНГ, вид зверху і вид збоку відповідно.

На рисунках є такі позначення та їх найменування:

1 - діафрагма камерна; 2 – датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм; 3 – датчик абсолютного тиску; 4 – датчик температури; 5 – витратомір вихровий ІРВІС; 6, 9 – кран кульковий; 7 – конфузор; 8 – трійник рівнопрохідний; 10 - відводи крутовигнуті 90°; 12 – стійка кріплення ГіперФлоу-

ЗПм; 13 – опора нижньої сторони вузла; 14 - опора верхньої сторони вузла; 15 – імпульсні лінії.

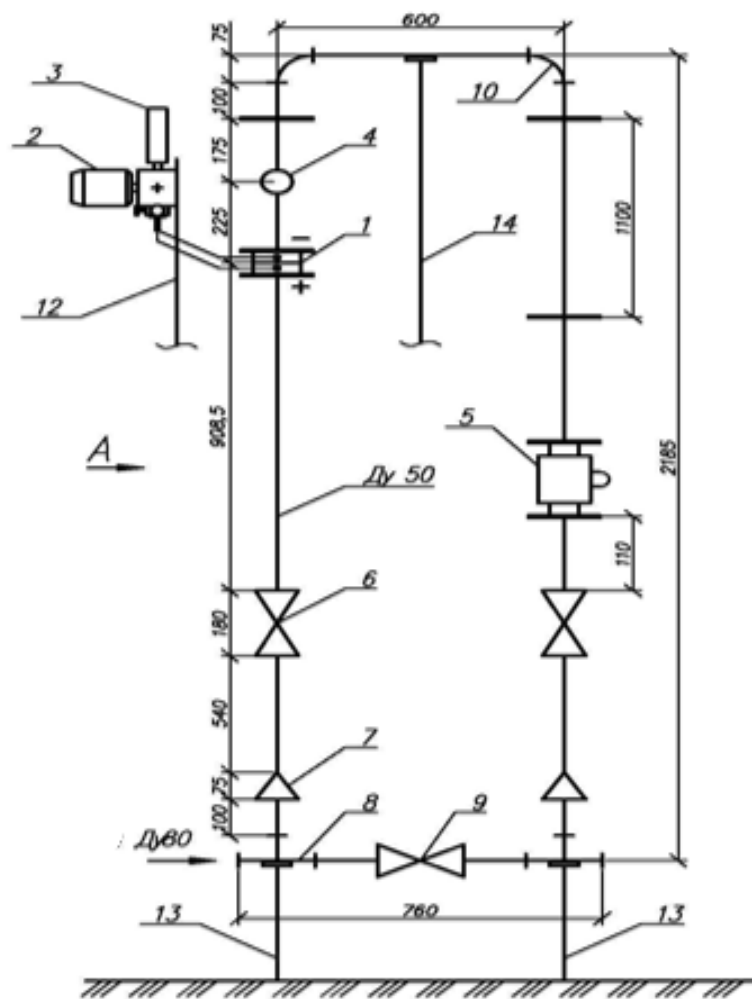


Рисунок 3. 2 – Вузол обліку СНГ. Вид зверху

**Вид А (з нахилом 30°)**

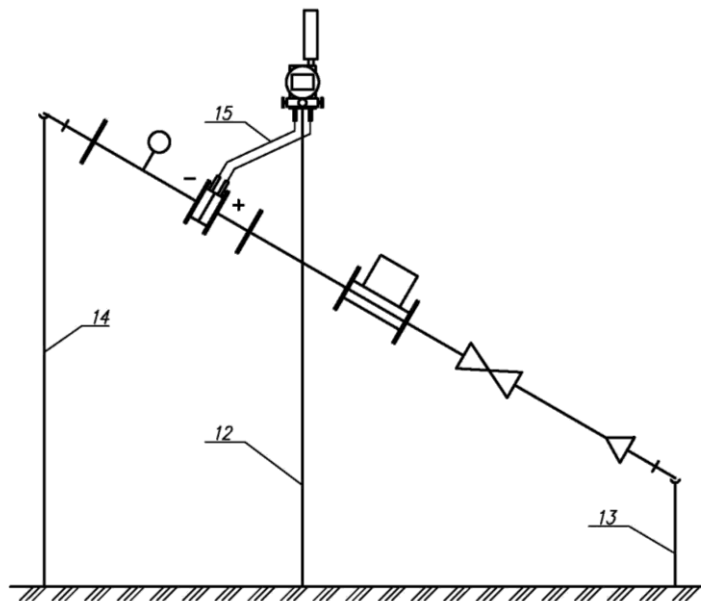
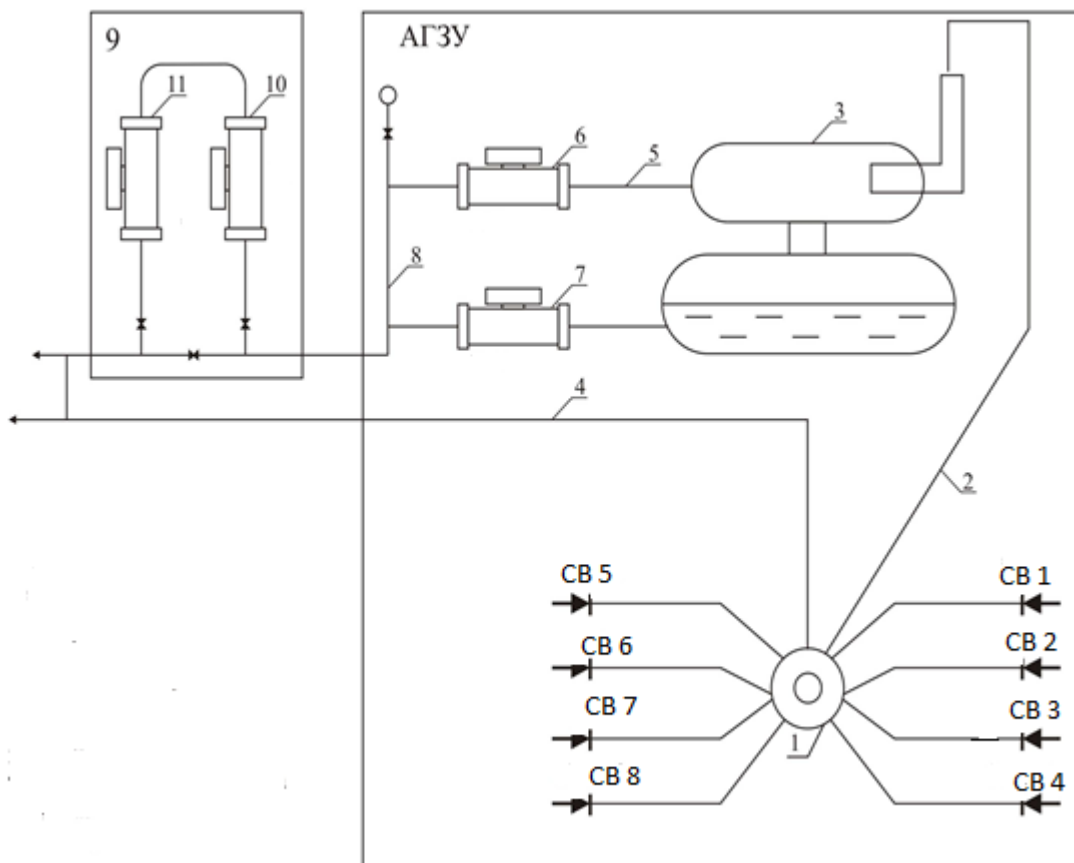


Рисунок 3. 3 – Вузол обліку СНГ. Вид збоку

Проаналізуємо принципову схему установки, зображеної на рис. 3.4.



1- перемикач свердловин багатোধовий; 2 – замірна лінія; 3 – сепараційна ємність; 4 – загальний колектор; 5 – газова лінія; 6 – витратомір газу; 7 – лічильник

рідини; 8 – загальний трубопровід; 9 – експериментальна установка; 10 – витратомір ГіперФлоу-3Пм; 11- витратомір ІРВІС  
Рисунок 3.4 – Принципова схема установки

До АГЗУ одночасно підключено вісім різних свердловин. За допомогою перемикача 1 продукція однієї свердловини вимірювальним каналом лінії 2 направляється в сепараційну ємність 3, а продукція інших свердловин направляється в загальний колектор 4. У сепараційній ємності відбувається відокремлення газу від рідини. Газ, що виділився по газовій лінії 5, вимірюється витратоміром газу вихрового принципу дії 6. Рідина накопичується в сепараторі і при певному тиску надходить у трубопровід для вимірювання турбінним лічильником рідини 7. Вимірянні окремо рідина та газ направляються в загальний трубопровід 8, де знову змішуються і виходять із АГЗУ загальним трубопроводом 8. На виході з АГЗУ на загальному трубопроводі (8) змонтовано експериментальну установку 9 таким чином, що газорідинна суміш спочатку вимірюється масовим витратоміром Гіперфлоу 10, а потім - об'ємним вихровим витратоміром ІРВІС 11. Після проведення встановленої кількості вимірів продукція свердловини надходить у загальний колектор 4, де змішується з продукцією інших свердловин і далі поступає на технологічну підготовку.

Таким чином, після проведення експерименту є дані з чотирьох витратомірів: з витратоміра, що вимірює сепаровану газову продукцію; з лічильника рідини, що вимірює сепаровану рідинну продукцію; з масового витратоміра ГіперФлоу-3Пм, вимірює несепаровану суміш і з об'ємного витратоміру ІРВІС, також вимірює несепаровану суміш.

Нижче наведено основні технічні характеристики використовуваних в експерименті витратомірів: вихрового витратоміра-лічильника – ІРВІС (позиція № 11 на рис. 3.4); лічильника газу вихрового (позиція № 6 на рис. 3.4); датчика комплексного з обчислювачем витрати – ГіперФлоу-3Пм (позиція № 10 на рис. 3.4); турбінного лічильника рідини (позиція № 7 на рис. 3.4).

### 3.1.1 Витратомір-лічильник вихровий ІРВІС

Як відомо, принцип роботи витратоміра-лічильника заснований на вимірюванні частоти утворення вихорів, що виникають у потоці газу при обтіканні нерухомого тіла (генератор вихорів).

Для приведення виміряного об'єму газу до стандартних умов використовують сигнали від вбудованих датчиків тиску і температури[15].

Технічні характеристики витратоміра-лічильника вихрового ІРВІС наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Технічні характеристики витратоміра-лічильника вихрового ІРВІС

Параметр	Значення
Робочий газ	ПГ, СНГ, водяна пара, повітря, та ін. неагресивні гази
Похибка виміряного об'єму, приведенного до н.у.	не більше 1% при $0,2Q_{\min} \dots Q_{\max}$ не більше 1,3% при $Q_{\min} \dots Q_{\max}$
Діаметр умовного проходу	50 мм
Діапазон вимірюваних витрат газу за н.у.	от 20 м <sup>3</sup> /год до 2500 м <sup>3</sup> /год
Тиск вимірюваного газу (абс.)	від 0,05 до 0,9 МПа
Температура вимірюваного газу	від -40 до +60°C
Температура навколишнього середовища	від -40 до +45°C

Похибки витратоміра-лічильника:

1. Межа основної відносної похибки вимірювання об'єму газу, приведенного до стандартних умов, становить  $\pm 1,0\%$ .

2. Основні похибки каналу вимірювання температури витратоміра – лічильника, що допускаються:

- межі основної відносної похибки для струмового виходу дорівнюють  $\pm 0,5\%$ ;

- межі основної абсолютної похибки для виходу інтерфейсу RS232/485 дорівнюють  $\pm 0,5\%$ .

3. Межі основної приведенної похибки каналу вимірювання тиску витратоміра-лічильника по струмовому виходу і виходу інтерфейсу RS232/485 рівні  $\pm 0,25\%$ .

4. Межі допустимої основної відносної похибки витратоміра-лічильника при наборі дози від 100 до 9999 м<sup>3</sup> не перевищують  $\pm 2\%$ .

5. Межі відносної похибки лічильника часу напрацювання дорівнюють  $\pm 0,01\%$ .

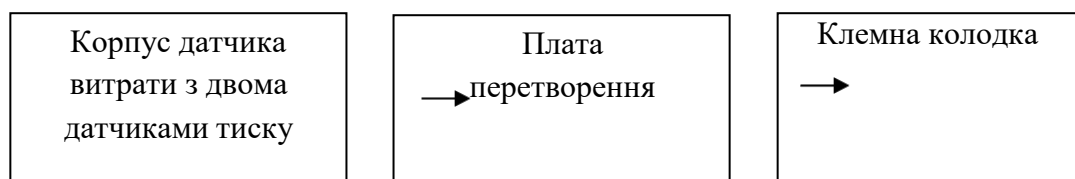
6. Межі додаткової похибки витратоміра - лічильника при зміні температури навколишнього середовища від  $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$  до значень мінімальної та максимальної температури дорівнюють  $\pm 0,15\%/10^{\circ}\text{C}$ .

7. Межі додаткової похибки витратоміра-лічильника при зміні в'язкості та тиску вимірюваного середовища дорівнюють  $\pm 0,5\%$ .

### 3.1.2 Лічильник газу вихровий (поз. 6)

До складу лічильника газу входять: датчик витрати газу, термоперетворювач з уніфікованим вихідним сигналом, датчик тиску, блок контролю теплоти мікропроцесорний[16].

Структурну схему датчика первинної витрати зображено на рисунку 3.5.



**Рисунок 3.5 - Структурна схема датчика первинної витрати**

Технічні характеристики наведено у таблиці 3.3.

**Таблиця 3.3 – Технічні характеристики лічильника газу (поз.6)**

Параметр	Значення
Робочий газ	ПГ, СНГ, водяна пара, повітря, та ін. неагресивні гази

Діаметр умовного проходу	50 мм
Діапазон вимірюваних витрат газу за робочих умов.	від $4 Q_{\min}$ до $160 Q_{\max}$ м <sup>3</sup> /Год
Надлишковий тиск	до 4,0 МПа
Температура вимірюваного газу	від -40 до +250°С
Температура навколишнього середовища	от -40 до +50°С
Вміст механічних домішок	не більше 50 мг/м <sup>3</sup>
Довжина лінії зв'язку між обчислювачем та датчиками витрати, тиску та температури	не більше 500 м

Похибки:

1. Основна відносна похибка вимірювання об'єму газу, приведеного до стандартних умов, не більше  $\pm 2,5\%$ .

2. Основна відносна похибка вимірювання об'ємної витрати, об'єму газу за робочих умов, не перевищує:

$\pm 1,5\%$  у діапазоні витрат від  $Q_{\min}$  до  $0,1 Q_{\max}$  та від  $0,9 Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$ ;

$\pm 1,0\%$  у діапазоні витрат від  $0,1 Q_{\max}$  до  $0,9 Q_{\max}$ .

3. Основна відносна похибка вимірювання надлишкового тиску (при основній приведеній похибці датчика тиску) не більше  $\pm 0,25\%$ ;

у діапазоні від 20 до 100 % верхньої межі датчика тиску не перевищує  $\pm 1,5\%$ .

4. Абсолютна похибка вимірювання температури газу не перевищує  $\pm 0,8^{\circ}\text{C}$ .

### 3.1.3 Датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм

Датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм призначений для вимірювання та реєстрації параметрів потоку вимірюваного середовища методом змінного перепаду тиску на стандартних звужувальних пристроях в системах із застосуванням лічильників і датчиків об'ємної витрати газу (робота в режимі коректора).

Датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм застосовують разом з термометром платиновим технічним ТПТ-1, датчиком абсолютного тиску та бар'єром іскрозахисним[17].

Технічні характеристики Датчик комплексний з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм наведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4. – Технічні характеристики датчика комплексного з обчислювачем витрати ГіперФлоу-3Пм

Параметр	Значення
Тип первинного елемента (внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу)	Діафрагма з кутовим відбором тиску (50 мм)
Діапазон вимірювання перепаду тиску	від 0 до 2500 кгс/м <sup>2</sup>
Діапазон вимірювання витрати у стандартних умовах	від 70 до 790 м <sup>3</sup> /год
Межі вимірювання теплової енергії	від 0,01 до 9000 Гкал/год; відносна похибка обчислення теплової енергії $\delta = \pm 0,3\%$
Діапазон вимірювання абсолютного тиску	від 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup>
Діапазон вимірювання каналами перепаду тиску і тиску	1 : 100
Діапазон вимірювання витрати	1 : 10
Межі вимірювання температури, °С	від -30 до +50°С

Похибки:

Межі основної допустимої приведенної похибки, що виражені у відсотках від верхньої межі вимірювання каналу (датчика) перепаду тиску, каналу (датчика)

надлишкового (абсолютного) тиску, і межі відносної похибки обчислення витрати та теплової енергії теплоносія для кожного варіанту виконання за точністю приладу в робочому діапазоні температур не перевищують значень, відповідних таблиці 3. 5. Межі вимірювання відносної похибки вимірювання кількості і теплової енергії і водяної пари, також відповідають значенням таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Похибки витратоміра ГіперФлоу-3Пм

Варіант виконання приладу	Межі приведеної похибки		Межі відносної похибки			
	Вимірювання надлишкового <sup>1</sup> (абсолютного <sup>2</sup> ) тиску, %	Вимірювання перепаду тиску <sup>3</sup> , %	Обчислення витрати, %	Обчислення теплової енергії <sup>3</sup> , %	Вимірювання кількості у діапазоні витрати від 10% до 100% <sup>5</sup> , не більше	Вимірювання кількості в діапазоні витрати від 4% до 100% <sup>4,5</sup> , не більше
A	$\pm(0,01+0,2 \times (P/P_{\max}))$	$\pm(0,01+0,2 \times (dP/dP_{\max}))$	$\pm 0,1$	$\pm 0,3$	1,2%	1,2%

#### Примітки

1. У діапазоні зміни надлишкового тиску від 1 до 100% шкали приладу.
2. У діапазоні зміни абсолютного тиску від 0,5 кг/см<sup>2</sup> до 100% шкали приладу.
3. У діапазоні зміни перепаду тиску від 1 до 100% шкали приладу для моделей від 1000 до 1199.
4. Під час роботи приладу ГіперФлоу-3Пм з додатковим датчиком перепаду

тиску.

5. Точне значення похибки визначається за допомогою програми.

Дрейф «нуля» (приведене до верхньої межі шкали значення зміни вихідного сигналу при нульовому значенні вхідного сигналу) каналу вимірювання перепаду тиску, викликаний зміною температури навколишнього середовища від  $(23 \pm 2)^{\circ}\text{C}$ , у робочому діапазоні температур, на кожні  $10^{\circ}\text{C}$  зміни температури перевищує значення:  $\pm 0,01\%$  (для приладу варіанта виконання за точністю А).

Для діапазону температури вимірюваного середовища від мінус 40 до плюс  $50^{\circ}\text{C}$  межі допустимої абсолютної похибки для варіанту виконання А складають  $\pm 0,25^{\circ}\text{C}$ .

### 3.1.4 Лічильник рідини турбінний (поз. 7)

Принцип роботи лічильника заснований на перетворенні об'єму рідини, що через нього протікає, у пропорційне число обертів турбінки і перерахунку їх в одиниці об'єму[18].

Технічні характеристики лічильника рідини наведено у таблиці 3.6.

Загальні параметри	Значення
Діаметр умовного проходу, мм	50
Пропускна здатність, $\text{м}^3/\text{год}$	Від 6 до 30
Робочий тиск, МПа	3,92
Параметри робочого середовища	Значення
Температура, $^{\circ}\text{C}$	від +5 до +70
Вміст парафіну, %	не більше 10
В'язкість, $\text{м}^2/\text{с}$	від $1 \times 10^{-6}$ до $120 \times 10^{-6}$
Вміст сірчистих сполук, %	не більше 3
Вміст механічних домішок, мг/л	не більше 3000
Розмір частинок механічних домішок, мм	не більше 5

Діапазон вимірювання коливається від 3 до 30 м<sup>3</sup>/год.

Лічильник рідини турбінний може експлуатуватися при температурі навколишнього середовища від мінус 50 до плюс 50<sup>0</sup>С і відносній вологості до 95%.

Похибки:

Межі допустимої основної відносної похибки лічильника при повірці на воді (%) в діапазоні витрат від 20 до 100% складають  $\pm 1,5$ ; а від 60 до 100% -  $\pm 1,0$ . Межі допустимої основної відносної похибки в діапазоні витрати до 20% не нормуються.

Похибка вимірювання при витраті від 3 до 5 м<sup>3</sup>/год становить  $\pm 5$  %, від 5 до 30 м<sup>3</sup>/год становить  $\pm 2,5$  %. У реальних умовах через погану сепарацію ця похибка може досягати великої величини.

### **3.2 Обробка результатів вимірювання установкою для вимірювання нафтогазової суміші без попередньої сепарації**

Для обробки результатів вимірювання було одержано дані виміряних параметрів описаними засобами вимірювання продукції з однієї свердловини.

Вимірювання маси рідини і газу виконують непрямим динамічним методом. Суть методу полягає у періодичних вимірюваннях об'єму добутої з свердловини нафтомісткої рідини (при робочих умовах і тиску) різними витратомірами, а також вимірюванні тиску, температури, густини рідини і густини СНГ у вимірюваному об'ємі нафтомісткої рідини у відібраній пробі у лабораторних умовах.

За виміряними значеннями об'єму нафтомісткої рідини, густини СНГ і густини рідини обчислюють масову витрату газу і масову витрату рідини без попередньої сепарації.

Обробку результатів вимірювання маси сепарованої нафтомісткої рідини виконують у такий спосіб[19].

1. Дебіт свердловини за рідиною об'ємний (при робочих температурі і тиску)  $Q_p$  (м<sup>3</sup>/доба), обчислюють за формулою:

$$Q_p = \frac{V_p}{t} \cdot 24, \quad (3.3)$$

де  $t$  – тривалість замірів;  $V_p$  – об’єм добутої з свердловини протягом вимірювання нафтомісткої рідини, м<sup>3</sup>.

2. Дебіт свердловини за рідиною масовий (при стандартних температурі і тиску, виміряний лічильником рідини турбінним (поз. 7),  $Q_7$ , кг/добу, обчислюється за формулою:

$$Q_7 = Q_p \cdot CTL_q \cdot CPL_q \rho_p, \quad (3.4)$$

де  $Q_p$  – дебіт свердловини за рідиною (м<sup>3</sup>/доба), обчислений за формулою (3.3);

$\rho_p$  – густина рідини, виміряна у лабораторних умовах при нормальних умовах (температура 20<sup>0</sup>С), тиск 760 мм рт ст), кг/м<sup>3</sup>;

$CTL_q$  – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив температури на об’єм нафти, визначений для температури, при якій був змінений об’єм добутої з свердловини рідини, обчислений за формулою (3.5);

$CPL_q$  – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив надлишкового тиску на об’єм нафти, визначений для надлишкового тиску, при котрому був змінений об’єм добутої з свердловини рідини, обчислений за формулою (3.6).

$$CTL_q = \exp[-\beta \cdot (T - T_c) \cdot \{1 + 0.8(T - T_c) \cdot \beta\}], \quad (3.5)$$

де  $T$  – температура, <sup>0</sup>С, за якою був виміряний об’єм рідини, добутої з свердловини;

$T_c$  – температура за стандартом (нормальна), дорівнює 20<sup>0</sup>С;

$\beta$  – коефіцієнт об’ємного розширення нафти, <sup>0</sup>С<sup>-1</sup>, обчислений за формулою:

$$\beta = \frac{613.97226}{\rho_p^2}, \quad (3.6)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини, виміряна за стандартних (нормальних умов: температура 20<sup>0</sup>С, тиск 760 мм рт ст), кг/м<sup>3</sup>.

$$CPL_q = \frac{1}{(1 - \gamma \cdot P)}, \quad (3.7)$$

де  $P$  – надлишковий тиск, МПа, при якому був виміряний об’єм рідини, добутої з свердловини;

$\gamma$  - коефіцієнт стисливості нафти, Мпа<sup>-1</sup>, обчислений за формулою:

$$\gamma = 10^{-3} \cdot \exp \left[ -1.62080 + 0.00021592 \cdot T + \frac{0.8709 \cdot 10^6}{\rho_p^2} + \frac{0.0042092 \cdot T \cdot 10^6}{\rho_p^2} \right], \quad (3.8)$$

де  $T$  – температура, °С, при якій був виміряний об’єм рідини, добутої з свердловини;

$\rho_p$  – густина рідини, виміряна за стандартних (нормальних) умов, кг/м<sup>3</sup>.

Обробку результатів вимірювання маси сепарованого газу виконують наступним чином.

1. Дебіт свердловини газу об’ємний (при стандартних температурі і тиску)  $Q_G$  (м<sup>3</sup>/доба), обчислюють за формулою:

$$Q_G = \frac{V_G}{t} \cdot 24, \quad (3.9)$$

де  $t$  – тривалість замірів, год;

$V_G$  – об’єм добутого з свердловини газу протягом вимірювання, м<sup>3</sup>.

2. Дебіт свердловини газу масовий (при стандартних температурі і тиску)  $Q_G$ , кг/доба, обчислюється за такою формулою:

$$Q_G = Q_G \cdot \rho_g, \quad (3.10)$$

де  $Q_G$  – дебіт свердловини по газу, м<sup>3</sup>/доба, обчислений за формулою (3.9);

$\rho_g$  - густина рідини, виміряна за нормальних умов (температура 20°С, тиск 760 мм.рт.ст.), кг/м<sup>3</sup>.

Обробку результатів вимірювань маси несепарованих рідини та газу виконують, використовуючи рівняння (3.1) та (3.2).

### 3.3 Оцінка похибки вимірювань та аналіз результатів

Проаналізуємо одержані дані.

У таблиці 3.7 наведено результати обробки середньодобових вимірювань значень параметрів суміші послідовно ввімкненими витратомірами ГіперФлоу-3Пм та ІРВІС.

Таблиця 3.7 – Одержані дані вимірювань

Час доби	$T_{вим}$ , год	$q_{IPBIC}$ , м <sup>3</sup> /год	$T$ , °С	$P$ , кПа	$Q_{IPBIC}$ , м <sup>3</sup> /год	$Q_{ГПФ}$ , м <sup>3</sup> /год	$Q_{РОЗР}$ , кг/год	$\rho_{суміші}$ , кг/м <sup>3</sup>	$Q_{м.розр}$ , кг/год
11:00	1	8	17,61	202,98	15	49	2098	39,02	312,13
12:00	1	4	18,96	194,3	9	60	1875	234,0	936,00
13:00	1	6	17,81	218,97	13	74	2362	158,2	949,17
14:00	1	14	19,92	189,52	26	40	1430	8,49	118,86
15:00	1	6	18,96	190,48	11	106	3213	324,6	1947,6
16:00	1	11	19,65	204,59	23	39	1527	13,07	143,80
17:00	1	5	19,11	187,61	9	61	2133	154,79	773,97
18:00	1	5	17,96	206,75	10	41	1727	69,93	349,65
19:00	1	7	19,91	212,91	14	63	2197	84,24	589,68
20:00	1	10	17,14	199,51	20	48	1837	23,96	239,62
21:00	1	4	17,51	196,18	9	65	2333	274,63	1098,5
Середня витрата за годинами					14,50				678,10

де  $T_{вим}$  – час вимірювання витрати;

$q_{IPBIC}$  – витрата суміші в робочих умовах за ІРВІС;

$P, t$  - тиск і температура за ІРВІС відповідно;

$Q_{IPBIC}$  – витрата суміші в стандартних умовах за ІРВІС;

$Q_{ГПФ}$  – витрата суміші в стандартних умовах за Гіперфлоу;

$Q_{РОЗР}$  – розрахункове значення масової витрати за програмою «Витратомір ISO»;

$\rho_{суміші}$  – розрахункове значення густини суміші;

$Q_{м.розр}$  – масова витрата суміші, розрахована за формулою:  $Q_m = q_{IPBIC} \cdot \rho_{суміші}$ .

Добовий об'єм суміші, вимірний витратоміром ІРВІС, становив  $346,80\text{м}^3$ , добова маса суміші, виміряна витратоміром Гіперфлоу-3Пм, становила  $16274,20$  кг.

Слід звернути увагу на те, що при переході до масової витрати суміші використовується розрахункове значення густини суміші. Це необхідно враховувати з наступних причин. Якщо склад вимірюваного середовища чи його параметри (тиск і температура) змінюються, це викликає зміну густини середовища, отже, і значення вимірюваного перепаду тиску[7].

У цьому випадку звичайний витратомір із звужувальним пристроєм матиме додаткову похибку тим більшу, чим більше дійсна густина вимірюваного середовища  $\rho$  відрізняється від розрахункової  $\rho_{суміші}$ . Для зменшення цієї похибки застосовують різноманітні способи. Найчастіше покази приладу множать на поправочний коефіцієнт  $\sqrt{\rho/\rho_{суміші}}$ , в котрому зазвичай використовують значення  $\rho$ , взятих з лабораторних даних вимірювання густини[20].

Таким чином, для нашого випадку  $\rho_{суміші}$  розраховуємо за формулою:

$$\rho_{суміші} = \frac{Q_{ГПФ}^2 \cdot \rho}{q_{IPBIC}^2}, \quad (3.11)$$

де  $\rho = 1,04$  кг/м<sup>3</sup> – густина газу при  $20^0\text{C}$  і  $101,325$  кПа, визначена лабораторним шляхом.

Підставляючи отримані дані з Таблиці 3.7 у формули (3.1) і (3.2), отримуємо значення  $Q_{mp} = 663,7$  кг/год і  $Q_{mг} = 14,4$  кг/год. Використовувані у цих розрахунках  $\rho_p = 1176$  кг/м<sup>3</sup> та  $\rho_g = 1,04$  кг/м<sup>3</sup>.

Порівняння отриманих розрахункових даних експериментальної установки з даними лічильників рідини (поз.7) та газовим витратоміром (поз.6), що вимірюють сепаровану рідинну та газову продукцію відповідно, представлено в Таблиці 3.8.

Таблиця 3.8. – Результати досліджень

$Q_{Mz}$	$Q_6$	$Q_{Mm}$	$Q_7$
кг/год	кг/год	кг/год	кг/год
14,4	13,7	663,7	777,5

де  $Q_{Mz}$  - обчислена масова витрата газу;

$Q_6$  - масова витрата газу за показами приладу позиції 6 (рис. 3.4);

$Q_{Mm}$  – обчислена масова витрата рідини;

$Q_7$  – масова витрата рідини за показами приладу позиції 7 (рис. 3.4).

Проведемо оцінку похибки методу.

Для цього спростимо формули (3.1) і (3.2), враховуючи, що з великою точністю виконується умова:

$$\frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_p} = 10^{-4} \ll 1.$$

В результаті одержимо замість (3.1)

$$Q_{mp} \approx (Q_m - Q_v \rho_2) = f_1(Q_m, Q_v, \rho_2) \quad (3.12)$$

і замість (3.2)

$$Q_{m\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_p - \rho_{\Gamma}} (Q_v \rho_p - Q_m) \approx \rho_{\Gamma} (Q_v - \frac{Q_m}{\rho_p}) = f_2(Q_m, Q_v, \rho_{\Gamma}, \rho_p) \quad (3.13)$$

Для оцінки СКВ випадкової складової похибки скористаємось формулою:

$$S(Q_p) = \sqrt{\sum_{i=1}^3 \left(\frac{\partial f_1}{\partial a_i}\right)^2 \cdot S^2(a_i)}, \quad (3.14)$$

де  $a_i$  – аргументи, від яких залежить функція  $f_1(Q_m, Q_v, \rho_2)$ .

З формули (3.12) одержуємо

$$S(Q_p) = \left(\frac{\partial f_1}{\partial Q_m}\right)^2 \cdot S^2(Q_m) + \left(\frac{\partial f_1}{\partial Q_v}\right)^2 \cdot S^2(Q_v) + \left(\frac{\partial f_1}{\partial \rho_2}\right) \cdot S^2(\rho_2) = S^2(Q_m) + \\ + \rho_2^2 \cdot S^2(Q_v) + Q_v^2 \cdot S^2(\rho_2). \quad (3.15)$$

З формули (3.13) одержуємо

$$S^2(Q_2) = \left(\frac{\partial f_2}{\partial Q_m}\right)^2 \cdot S^2(Q_m) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial Q_v}\right)^2 \cdot S^2(Q_v) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial \rho_2}\right) \cdot S^2(\rho_2) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial a_p}\right) \cdot S^2(\rho_p) = \\ = \left(\frac{\rho_r}{\rho_p}\right)^2 \cdot S^2(Q_m) + \rho_r^2 \cdot S^2(Q_v) + \left(Q_v - \frac{Q_m}{\rho_p}\right)^2 \cdot S^2(\rho_r) + \left(\frac{\rho_r Q_m}{\rho_p^2}\right)^2 \cdot S^2(\rho_p) \quad (3.16)$$

Підставляючи значення похибок рідинного і газового витратомірів: 6% для рідинного витратоміра (поз.7) і 2,5% для газового витратоміра (поз.6), а також значення похибок методом обчислення  $\rho_p$  і  $\rho_2$  (0,01% та 0,03% відповідно) у формули (3.15) і (3.16), одержуємо для похибки розрахунку  $S(Q_p) = 40,7\text{кг}$  і  $S(Q_2) = 0,4\text{кг}$ , тобто 6,1% і 2,5%.

Відносне відхилення обчислених значень маси по відношенню до виміряних становить 14,6% для рідини та 5,1% для газу.

Це відхилення виявляється приблизно вдвічі вище похибки обчислень, як газу, так рідини. Однак таке відхилення результатів вимірювань за межі похибки в рамках цього експерименту не є значущими та підтверджують можливість успішного

застосування запропонованого методу для вимірювання СНГ у суміші без попередньої сепарації.

Однією з можливих причин відхилення може бути, зокрема, використання витратомірів, призначених для вимірювання однофазних потоків. Для можливості застосування таких витратомірів необхідно сформулювати умови їх застосування та провести додаткові дослідження, що на даному етапі не було метою даної магістерської роботи.

## ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі було представлено характеристику супутнього газу як складної суміші, яка відрізняється за складом від природного: у ньому містить менше метану (30-59% за об'ємом), але більше етану, пропану, бутану, пентану (7-20% за об'ємом) і вищих вуглеводнів, ніж у природному газі. Супутній нафтовий газ (далі – СНГ) є цінним вуглеводневим компонентом, що виділяється з нафти у процесі видобування, транспортування і переробки.

До недавнього часу супутній газ в переважній більшості випадків просто спалювався на факелах, що завдавало значної шкоди навколишньому середовищу і призводило до значних втрат цінної вуглеводневої сировини.

Зараз до основних напрямів утилізації СНГ можна віднести поставку газу на газопереробні заводи для глибокої хімічної переробки, поставку газу в магістральну газотранспортну систему, а також використання для вироблення електроенергії. Таким чином, на сьогоднішній день облік СНГ є важливою задачею для всіх підприємств нафтогазового комплексу.

Далі у роботі у результаті проведених теоретичних досліджень був проведений аналіз можливості застосування витратомірів різних принципів вимірювання для обліку СНГ на етапі промислового обліку. За результатами аналізу систематизовано матеріал щодо можливості застосування різного обладнання для обліку СНГ, виявлено основні переваги та недоліки досліджених приладів обліку та запропонований узагальнюючий результат аналізу у вигляді зведеного експлуатаційного ряду.

На другому етапі досліджень було перевірено можливість застосування методики звіряння і перевірено результати вимірювань з метою доведення ефективності застосування даної методики при виборі оптимального витратоміра для обліку СНГ.

Також у роботі було досліджено можливість проведення обліку СНГ без попередньої сепарації, для чого було досліджено процес вимірювання продукції

свердловини за одержаними даними окремих результатів вимірювання витрати газової і рідкої складових добутої суміші.

Шляхом комплексного аналізу даних і проведеної оцінки похибки методу послідовного ввімкнення витратомірів у вимірювальний трубопровід було встановлено, що запропонований метод може розглядатися як окремий незалежний метод вимірювання кількості СНГ, або як оціночний метод для порівняльного аналізу традиційно одержаних результатів вимірювань витрати СНГ.

## РЕФЕРАТ

Дослідження технічних та метрологічних характеристик засобів обліку супутнього нафтового газу.

Магістерська робота: Максимів П.Б. ІФНТУНГ, 2023: 63с., 9 рис., 11табл., 25 джерел, 5 аркушів креслень.

Мета магістерської роботи – дослідженні метрологічних характеристик та технічних можливостей засобів вимірювання витрати для одержання достовірної інформації о можливості їх застосування для обліку супутнього нафтового газу з одночасним забезпеченням єдності і потрібної точності вимірювань.

У магістерській роботі був проведений аналіз можливості застосування витратомірів різних принципів вимірювання для обліку СНГ на етапі промислового обліку.

Для вирішення задачі було застосовано методикау звірвання витратомірів з метою вибору оптимального витратоміра для обліку СНГ.

Також у роботі було досліджено можливість проведення обліку СНГ без попередньої сепарації за одержаними даними окремих результатів вимірювання витрати газової і рідкої складових добутої суміші.

**СУПУТНІЙ НАФТОВИЙ ГАЗ, ОБЛІК ГАЗУ, ВИТРАТОМІР,  
МЕТОДИКА ЗВІРЕННЯ, ПОПЕРЕДНЯ СЕПАРАЦІЯ, ПОХИБКА**

## **ABSTRACT**

Research of technical and metrological characteristics of accounting means for associated petroleum gas.

Master thesis: Marsumiv P.B., IFNTUOG, 2023, 63p., 9 Fig., 11 table, 25 sources, 5 sheets of graphic material.

Purpose: The study of metrological characteristics and technical capabilities of flow measurement tools to obtain reliable information about the possibility of their application for accounting for APG while simultaneously ensuring the unity and required accuracy of measurements.

The master's work analyzed the possibility of using flowmeters of different measurement principles for APG accounting at the stage of industrial accounting.

To solve the problem, the method of comparing flowmeters was applied in order to choose the optimal flowmeter for APG accounting.

The master's work also investigated the possibility of conducting APG accounting without prior separation based on the data obtained from individual results of measuring the consumption of gas and liquid components of the obtained mixture.

**ASSOCIATED PETROLEUM GAS, GAS ACCOUNTING, FLOW METER, VERIFICATION METHOD, PRELIMINARY SEPARATION, ERROR**