

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МАСНЯК ОЛЕГ ЯРОСЛАВОВИЧ


УДК 681.121.84

ДИСЕРТАЦІЯ
ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ТА КІЛЬКОСТІ
СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

05.11.01 - прилади та методи вимірювання механічних величин
152 - метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 / Масняк О. Я. /


Науковий керівник

Пістун Євген Павлович,
д.т.н., професор

Ідентичність усіх примірників дисертації

ЗАСВІДЧУЮ:

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради Д 35.052.04

 / Вашкурак Ю. З. /

Львів - 2021

АНОТАЦІЯ

Масняк О. Я. Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.01 – Прилади і методи вимірювання механічних величин» (152 – Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка). – Національний університет «Львівська політехніка», Львів, 2021.

Дисертаційна робота присвячена розробленню системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску та розробленню методології визначення відносної розширеної невизначеності результату вимірювання витрати. За результатом аналізу існуючих методів вимірювання витрати та кількості визначено критерії для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Відповідно до цих критеріїв вибрано метод змінного перепаду тиску для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Для методу змінного перепаду тиску сформовано підхід до побудови системи обліку супутнього нафтового газу з врахуванням обмежень щодо його компонентних складів та умовами виконання вимірювання у визначених діапазонах тиску та температури. За результатом дослідження термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу розроблено нові залежності для визначення густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску і температур. На основі методу змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку розроблено удосконалену математичну модель витратоміра супутнього нафтового газу та удосконалені алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу. Застосовуючи удосконалені алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу, розроблено модуль в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для супутнього нафтового газу. Розроблено структуру системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу

змінного перепаду тиску та вибрано технічні засоби для реалізації системи обліку витрати та кількості супутнього нафтового газу. Удосконалено рівняння для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати супутнього нафтового газу. Проведено експериментальне дослідження для визначення відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу в залежності від зміни в часі компонентного складу супутнього нафтового газу. Результати дисертаційної роботи впроваджено у науково-дослідних та виробничих підприємствах, що займаються дослідженням, проектуванням, виробництвом та налагодженням систем вимірювання витрати енергоносіїв.

Ключові слова: супутній нафтовий газ, метод змінного перепаду тиску, вимірювання витрати та кількості, звужувальний пристрій, густина, показник адіабати, коефіцієнт динамічної в'язкості, коефіцієнт Джоуля-Томсона, відносна стандартна невизначеність.

АННОТАЦІЯ

Масняк О. Я. Измерение расхода и количества попутного нефтяного газа. – Квалификационный научный труд на правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.11.01 – Приборы и методы измерения механических величин (152 – Метрология и информационно-измерительная техника). – Национальный университет «Львовская политехника», Львов, 2021.

Диссертационная работа посвящена разработке системы измерения расхода и количества попутного нефтяного газа на основе метода переменного перепада давления и разработке методологии определения относительной расширенной неопределенности результата измерения расхода. По результатам анализа существующих методов измерения расхода и количества определены критерии для построения системы измерения расхода и количества попутного нефтяного газа. Согласно этим критериям выбран метод переменного перепада давления для

построения системы измерения расхода и количества попутного нефтяного газа. Для метода переменного перепада давления сформирован подход к построению системы учета попутного нефтяного газа с учетом ограничений по его компонентных составов и условий выполнения измерений в определенных диапазонах давления и температуры. За результатом исследования термодинамических параметров попутного нефтяного газа разработаны новые зависимости для определения плотности, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости попутного нефтяного газа в диапазонах рабочих давлений и температур. На основе метода переменного перепада давления со стандартными сужающими устройствами потока разработано усовершенствованную математическую модель расходомера попутного нефтяного газа и усовершенствованные алгоритмы расчета расхода и количества попутного нефтяного газа. Применяя усовершенствованные алгоритмы расчета расхода и количества попутного нефтяного газа, разработаны модуль в системе автоматического расчета и проектирования расходомера переменного перепада давления САПР "Расход-РУ" (версия 2.0) для попутного нефтяного газа. Разработана структура системы учета попутного нефтяного газа на основе метода переменного перепада давления и выбрано технические средства для реализации системы учета расхода и количества попутного нефтяного газа. Усовершенствовано уравнения для расчета относительной стандартной неопределенности объемного расхода попутного нефтяного газа. Проведено экспериментальное исследование для определения относительной стандартной неопределенности объемного расхода системы измерения расхода и количества попутного нефтяного газа в зависимости от изменения во времени компонентного состава попутного нефтяного газа. Результаты диссертационной работы внедрены в научно-исследовательских и производственных предприятиях, занимающихся исследованием, проектированием, производством и наладкой систем измерения расхода энергоносителей.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, метод переменного перепада давления, измерения расхода и количества, сужающее устройство, плотность,

показатель адиабаты, коэффициент динамической вязкости, коэффициент Джоуля-Томсона, относительная стандартная неопределенность.

SUMMARY

Masniak O. Ya. Measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The dissertation for obtaining the scientific degree of Candidate of Technical Sciences by the specialty 05.11.01 – Devices and methods for measurement of mechanical values (152 – Metrology and information-measuring technics). – Lviv Polytechnic National University, Lviv, 2021.

The dissertation is devoted to development of a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas based on the differential pressure method and to development of a methodology for determining the relative expanded uncertainty of the flow rate measurement result. Based on the analysis of the existing methods for flow rate and volume measurement, the criteria for constructing a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas have been determined. According to these criteria, the differential pressure method was chosen to construct a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas. For the differential pressure method, an approach to the construction of a metering system for concomitant oil gas was created with taking into account the limitations in its component compositions and the conditions of measurement in certain ranges of pressure and temperature. As a result of the study of thermodynamic parameters of concomitant oil gas, new dependences have been developed to determine the density, adiabatic index and coefficient of dynamic viscosity of concomitant oil gas in the operating pressure and temperature ranges. Based on the differential pressure method with standard primary devices, the improved mathematical model of the flow meter has been developed together with the algorithms for calculating the flow rate and volume of concomitant oil gas. A module in the system of automatic calculation and design of differential pressure flow meter "Raskhod-RU" CAD (version 2.0) has been developed for concomitant oil gas with application of advanced algorithms

for flow rate and volume calculation. The structure of the metering system for concomitant oil gas on the basis of differential pressure method has been developed and technical instruments have been selected for implementation of the metering system. The equation for calculating the relative standard uncertainty of volumetric flow rate of concomitant oil gas has been improved. Experimental study was performed to determine the relative standard uncertainty of concomitant oil gas volumetric flow rate measurement depending on the component composition variation in time. The results of the dissertation are implemented in the research and development companies involved in research, design, production and commissioning of energy carrier metering systems.

Keywords: concomitant oil gas, differential pressure method, flow rate and volume measurement, primary device, density, adiabatic index, dynamic viscosity coefficient, Joule-Thomson coefficient, relative standard uncertainty.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Основні положення та результати дисертаційної роботи опубліковано у 25 наукових працях: 4 статті у наукових фахових виданнях України (1 з них у науковому фаховому виданні України, що включено до наукометричної бази даних Index Copernicus International), 3 статті у наукових періодичних виданнях інших держав (США – видання включено до наукометричної бази даних Scopus, Казахстан та Російська Федерація), 1 патент на винахід, 1 публікація у науковому виданні, 1 посібник користувача, науково-технічне редагування п'яти Національних стандартів України, 10 публікацій у збірниках доповідей міжнародних та всеукраїнських наукових конференцій.

Статті у наукових фахових виданнях України:

1. Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Розрахунок властивостей супутнього нафтового газу для задач його обліку // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2007. - № 581. - С. 87-94.

2. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення коефіцієнта дроселювання для усунення додаткових похибок систем обліку природного газу // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія доквілля. Автоматизація. - 2008. - № 617. - С. 130-138.

3. Особливості налаштування CFD-програм для підвищення ефективності моделювання витратомірів / Ф.Д. Матіко, В.І. Роман, О.Я. Масняк // Журнал «Автоматизація технологічних і бізнес-процесів», 2017. – Том 10, №4. – С.96-103.

Стаття у науковому фаховому виданні України, що включено до наукометричної бази даних Index Copernicus International:

4. Roman Fedoryshyn, Sviatoslav Klos, Volodymyr Savytskyi, Oleh Masniak. Identification of Controlled Plant and Development of Its Model by Means of PLC. / Energy Engineering and Control Systems, 2016, Vol. 2, No. 2, pp. 69-78.

Статті, що опубліковані у наукових періодичних виданнях інших держав:

5. Пистун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах измерения расхода природного газа // Измерительная техника. – 2009. - № 5 – С. 46-49.

6. E.P. Pistun, F.D. Matiko, O.Ya. Masnyak. Determination of Joule-Thomson coefficient in problems of measuring the flow rate of natural gas // Measurement Techniques, Springer US, Vol.52, No.5, 2009. – pp. 509-512. (*Scopus*)

7. Е.П. Пистун, Л.В. Лесовой, О.Я. Масняк, Ж.А. Даев. Расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с помощью САПР “Расход-РУ”// Вестник автоматизации (Казахстан). – Алматы, 2009. - № 4 (26), июль, – С. 33-36. – ISSN 1810-8626.

Патент на винахід:

8. Пістун Є. П., Матіко Ф. Д., Масняк О. Я. Патент на корисну модель «Спосіб вимірювання витрати в круглих трубопроводах» № 142298. Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.05.2020 р.

Інша публікація у науковому виданні:

9. Yevhen Pistun, Fedir Matiko, Oleh Masnyak. Simplified Method for Calculation of the Joule-Thomson Coefficient at Natural Gas Flowrate Measurement/ Energy Engineering and Control Systems, 2015, Vol. 1, No. 2, pp. 127-132.

Публікації у збірниках доповідей міжнародних та всеукраїнських наукових конференцій (опубліковані праці апробаційного характеру):

10. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення властивостей вологого нафтового газу для задач його обліку // Збірник тез доповідей п'ятої всеукраїнської наук.-техн. конф. “Вимірювання витрати та кількості газу” – Івано-Франківськ, 2007. – с. 55-56.

11. Е.П. Пистун, Л.В. Лесовой, О.Я. Масняк. Автоматизированный расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с применением САПР “Расход-РУ”// Коммерческий учет энергоносителей: Труды 26-й Международной научно-практической конференции. 20-22 ноября 2007. – Спб.: Борей-Арт, 2007. – С. 206-212.

12. Пистун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах учета природного газа // Материалы 27-й Междунар. науч.-практ. конф. “Коммерческий учет энергоносителей”. 20-22 мая 2008. – Санкт-Петербург, 2008. – С.405-412.

13. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску // Матеріали VIII-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування 2009: стан і перспективи». – Київ, НТУУ «КПІ», 2009. – С. 214-215.

14. Пістун Є., Лесовой Л., Матіко Ф., Масняк О. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску. Збірник матеріалів I Міжнародного конгресу „Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування”. 28-29 травня 2009. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009, с. 124-125.

15. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Марковський Д.І., Масняк О.Я. Особливості впровадження системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів

змінного перепаду тиску – САПР "РАСХОД-РУ". Шоста Всеукраїнська науково-технічна конференція "Вимірювання витрати та кількості газу": Збірник тез доповідей. 20–21 жовтня 2009р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2009. – с. 28–29.

16. Матіко Ф., Масняк О. Визначення властивостей супутнього нафтового газу на основі даних про його компонентний склад. Тези доповідей науково-технічної конференції "Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України " 16–18 листопада 2010р., м. Івано-Франківськ – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – с. 203–207.

17. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу // Матеріали X-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи», 19-20 квітня 2011р. – Київ, НТУУ «КПІ», 2011. – С. 225-226.

18. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу// Автоматика/Automatics – 2011.XVIII Міжнародна конференція з автоматичного управління, 28-30 вересня 2011 року: матеріали конференції / Відп. за вип. М.Д. Кіселичник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2011. – с. 157.

19. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Масняк О.Я. Нові можливості системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску – САПР „РАСХОД-РУ” // Вимірювання витрати та кількості газу: Збірник тез доповідей/ За ред. С.А. Чеховського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2011. – С. 16-18.

Посібник користувача:

20. Комп'ютерна програма «САПР «Расход-РУ» версія 2.0: Посібник користувача / Є.П. Пістун, Л.В. Лесовой, Ф.Д. Матіко, О.Я. Масняк, Р.Л. Лесовой. – Львів: Видавництво ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2010. – 24 с.

Науково-технічне редагування п'яти Національних стандартів України:

21. ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 (ИСО 5167-1:2003) Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги (ГОСТ

8.586.1-2005, IDT; ISO 5167-1:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 98 с.– (Національний стандарт України).

22. ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009 (ИСО 5167-2:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.2-2005, IDT; ISO 5167-2:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 90 с.– (Національний стандарт України).

23. ДСТУ ГОСТ 8.586.3:2009 (ИСО 5167-3:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 3. Сопла та сопла Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.3-2005, IDT; ISO 5167-3:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 68 с.– (Національний стандарт України).

24. ДСТУ ГОСТ 8.586.4:2009 (ИСО 5167-4:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 4. Труби Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.4-2005, IDT; ISO 5167-4:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 53 с.– (Національний стандарт України).

25. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань (ГОСТ 8.586.5-2005, IDT) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 196 с.– (Національний стандарт України).

ЗМІСТ

Вступ	14	
1. Аналіз літератури, стану досліджуваного питання, визначення напрямку дослідження.....	22	
2. Теоретичні основи побудови системи вимірювання	26	
2.1. Особливості вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу	26	
2.2. Опис методів вимірювання витрати та їх порівняльна характеристика...	28	
2.3. Теоретичні основи методу змінного перепаду тиску.....	46	
2.4. Теоретичні основи побудови витратоміра змінного перепаду тиску оптимального за точністю вимірювання витрати.....	54	
3. Дослідження термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.....	57	
3.1. Теоретичні основи визначення термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.....	57	
3.1.1. Теоретичні основи визначення коефіцієнта стисливості	57	
3.1.2. Теоретичні основи визначення коефіцієнта динамічної в'язкості.....	61	
3.1.3. Теоретичні основи визначення показника адіабати.....	65	
3.2. Розроблення методики визначення густини супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.....	69	
3.2.1. Аналіз компонентного складу супутніх нафтових газів різних родовищ для визначення їх густини та коефіцієнта стисливості.....	69	
3.2.2. Аналіз існуючих методів визначення густини та коефіцієнта стисливості супутнього нафтового газу з точки зору їх точності.....	71	
3.2.3. Побудова спрощеної методики розрахунку густини супутнього нафтового газу	76	
3.3. Розроблення методики визначення показника адіабати супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.....	86	

3.3.1.	Аналіз впливу невизначеності показника адіабати на невизначеність вимірювання витрати за методом змінного перепаду тиску.....	86
3.3.2.	Аналіз існуючих методів визначення показника адіабати супутнього нафтового газу з точки зору їх точності.....	87
3.3.3.	Побудова спрощеної методики розрахунку показника адіабати супутнього нафтового газу.....	89
3.4.	Розроблення методики визначення коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.....	92
4.	Розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	96
4.1.	Обґрунтування застосування методу змінного перепаду тиску для системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	96
4.2.	Розроблення та реалізація алгоритму розрахунку витрати на базі обчислювача витрати.....	97
4.2.1.	Повна математична модель витратоміра змінного перепаду тиску супутнього нафтового газу	97
4.2.2.	Алгоритм розрахунку витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску	105
4.2.3.	Алгоритм розрахунку об'єму супутнього нафтового газу, приведеного до стандартних умов, за методом змінного перепаду тиску	125
4.3.	Розроблення структурної схеми автоматичної системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	128
4.3.1.	Основи конструювання та програмного забезпечення системи обліку супутнього нафтового газу	128
4.3.2.	Розроблення рекомендацій до конструкції та монтажу витратомірного вузла.....	129
4.3.3.	Розроблення структури програмного забезпечення обчислювача витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	139

4.4. Розроблення системи автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу.....	143
4.5. Вибір технічних засобів для реалізації системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	147
5. Метрологічне забезпечення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу	151
5.1. Розроблення метрологічного забезпечення автоматичної системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.....	151
5.1.1. Розрахунок відносної стандартної невизначеності результату вимірювання витрати супутнього нафтового газу	151
5.1.2. Оцінення відносної стандартної невизначеності результату визначення кількості супутнього нафтового газу.....	159
5.2. Проведення експериментальних досліджень для підтвердження метрологічних характеристик системи вимірювання.....	161
Висновки	167
Список використаних джерел	169
Додатки	179
Додаток А. Алгоритм розрахунку термодинамічних параметрів вологого нафтового газу за методикою ГСССД МР 113 – 03	180
Додаток Б. Текст програми написаної в середовищі MATLAB для розрахунку коефіцієнтів апроксимації рівняння (3.32).....	198
Додаток В. Текст програми написаної в середовищі MATLAB для розрахунку коефіцієнтів апроксимації для рівнянь (3.35), (3.39), (3.40).....	209
Додаток Г. Приклад розрахунку параметрів витратоміра супутнього нафтового газу, який забезпечує мінімальну невизначеність результату вимірювання витрати.....	217
Додаток Д. Протоколи розрахунків витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу.....	218
Додаток Е. Документи підтвердження застосування результатів дисертаційних досліджень.....	235

ВСТУП

Обґрунтування теми дослідження.

В зв'язку із скороченням запасів енергоносіїв як в 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 із 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 в хімічній галузі.

До недавніх часів 90 % видобутого супутнього нафтового газу спалювали на факелах. Але під тиском економічних змін та екологічних вимог перед управляючими компаніями нафтових родовищ гостро постала потреба утилізації супутнього нафтового газу. Відповідно, цей процес потребує обліку супутнього нафтового газу.

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 супутнього нафтового газу з великою часткою вуглеводнів відмінних від метану та робочі умови проведення вимірювань його витрати, постає потреба побудови системи обліку супутнього нафтового газу на основі одного з методів витрати плинних середовищ.

Таким чином, розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її метрологічних характеристик є актуальними задачами.

Об'єкт дослідження.

Процес вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Предмет дослідження.

Система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її характеристики.

Мета і завдання дослідження.

Метою дисертаційної роботи є розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Для досягнення цієї мети, в роботі виконано такі завдання:

- проаналізовано існуючі методи вимірювання витрати плинних середовищ, визначені критерії для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та обґрунтовано вибір методу змінного перепаду тиску, на основі якого побудовано систему обліку супутнього нафтового газу;

- проаналізовано зміни термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу (густини, показника адіабати, коефіцієнта динамічної в'язкості) в діапазонах робочих тиску і температур;

- розроблено нові залежності для визначення густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску і температур;

- розроблено удосконалену математичну модель витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- розроблено удосконалений алгоритм розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- розроблено програмний код для модуля в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для супутнього нафтового газу;

- розроблено структуру системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- вибрано технічні засоби для реалізації системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- удосконалено залежність для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати для системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу;

- розроблено методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- проведено експериментальне дослідження для визначення відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу в залежності від зміни в часі компонентного складу супутнього нафтового газу.

Методи дослідження.

В процесі розроблення рівнянь розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу (густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості) застосовується апроксимаційний метод – метод найменших квадратів. При аналізі зміни термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску та температур застосовуються закони термодинаміки та методики, що базуються на рівняннях стану. Підчас розроблення алгоритму розрахунку густини супутнього нафтового газу застосовується метод відповідних станів. Для побудови системи обліку витрати та кількості використовуються методи проектування вимірювальних приладів та систем. Для розроблення методології визначення метрологічних характеристик витратоміра супутнього нафтового газу застосовуються закони метрології. Також застосовуються методи математичної статистики із застосування інформаційних технологій для оброблення результатів проведених досліджень. Для розроблення модуля в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) застосовуються методи програмування автоматизованих систем розрахунку та проектування.

Наукова новизна отриманих результатів.

Наукова новизна полягає в тому, що:

- ґрунтуючись на обмеженнях визначених компонентним складом конкретної суміші супутнього нафтового газу та діапазонами робочих температури та тиску розроблено ідеологію побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- отримано нові залежності для обчислення термодинамічних параметрів (густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості) супутнього нафтового газу для конкретної суміші супутнього нафтового газу в заданих діапазонах вимірювання температури та тиску, що дає можливість усунути ітераційні цикли в процесі розрахунку термодинамічних параметрів для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- удосконалено математичну модель та алгоритми розрахунку витрати та кількості витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку, що надало можливість розробити програмний код в системі автоматичного проектування та розрахунку витратомірів змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для проектування системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу і розробити програмне забезпечення для обчислювача системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу;

- удосконалено залежність для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску, що дає можливість розробити методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску.

Особистий внесок здобувача.

Основні наукові результати дисертаційної роботи, які винесені на захист, отримані автором особисто.

У наукових публікаціях, які опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать: проведено порівняльний аналіз методів розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу [77, 78, 88]; проведено аналіз існуючих методів розрахунку коефіцієнта дроселювання (Джоуля-Томсона) природного газу

[80, 82, 83, 81]; розроблено нове рівняння та методики визначення коефіцієнта дроселювання природного газу [83]; проаналізовано результати застосування системи автоматизованого проектування та розрахунку «Расход-РУ» в задачах проектування витратомірів змінного перепаду тиску [87, 79, 84, 85, 86, 91]; побудовано математичну модель об'єкта у вигляді рівнянь статичних характеристик, функцій передачі та диференціальних рівнянь [94]; визначено та проаналізовано параметри налаштування CFD-програми Flow Simulations системи автоматизованого проектування та розрахунку SolidWorks для витратомірів змінного перепаду тиску [95]; розроблено формулу корисної моделі на основі розробленої ідеології побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу для методу змінного перепаду тиску [96], проаналізовано застосування методу змінного перепаду тиску для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу [89, 90].

Апробація матеріалів досліджень.

Дисертаційна робота обговорювалась на наукових семінарах кафедри «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Національного університету «Львівська політехніка».

Основні положення та результати роботи доповідались та обговорювались на наступних науково-технічних конференціях:

- 5-а Всеукраїнська науково-технічна конференція «Вимірювання витрати та кількості газу» (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 2007 р.);
- 26-а Міжнародна науково-практична конференція "Комерційний облік енергоносіїв" (Санкт-Петербург, Російська Федерація, 2007р.);
- 27-а Міжнародна науково-практична конференція "Комерційний облік енергоносіїв" (Санкт-Петербург, Російська Федерація, 2008р.);
- VIII-ма Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування 2009: стан і перспективи» (НТУУ «КПІ», Київ, 2009 р.);
- Міжнародний конгрес „Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування” (НУ "ЛП", Львів, 2009 р.);

- 6-а Всеукраїнська науково-технічна конференція “Вимірювання витрати та кількості газу” (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 2009 р.);
- Науково–технічна конференція "Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України" (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 2010 р.);
- X-а Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (НТУУ «КПІ», Київ, 2011 р.);
- 18-а Міжнародна конференція з автоматичного управління: АВТОМАТИКА 2011 (НУ "ЛП", Львів, 2011 р.);
- 7-а Всеукраїнська науково-технічна конференція “Вимірювання витрати та кількості газу” (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 2011 р.).

Публікації.

Основні положення та результати дисертаційної роботи опубліковані у 25 наукових працях: 4 статті у наукових фахових виданнях України (1 з них у науковому фаховому виданні України, що включено до наукометричної бази даних Index Copernicus International), 3 статті у наукових періодичних виданнях інших держав (США – видання включено до наукометричної бази даних Scopus, Казахстан та Російська Федерація), 1 патент на винахід, 1 публікація у науковому виданні, 1 посібник користувача, науково-технічне редагування п'яти Національних стандартів України, 10 публікацій у збірниках доповідей міжнародних та всеукраїнських наукових конференцій.

Структура та обсяг роботи.

Дисертаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Основний текст дисертації становить 158 сторінок. Крім того, робота проілюстрована 25 рисунками, містить 28 таблиць, список використаних джерел складається із 96 найменувань та включає 6 додатків.

Наукове значення виконаного дослідження

Наукове значення виконаної роботи полягає в розвитку теорії методу змінного перепаду тиску, розширенні його області застосування, зокрема для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Результати дисертаційної роботи можуть бути застосовані у таких наукових галузях як: прилади та методи вимірювання механічних величин, інформаційно-вимірювальні системи, автоматизація технологічних процесів.

Результати виконаного дослідження застосовані в навчальному процесі кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Національного університету «Львівська політехніка» при вивченні навчальних дисциплін: «Технологічні вимірювання та прилади», «Спеціальні вимірювальні прилади та системи (за галуззю промисловості)», «Основи САПР», «САПР систем обліку енергоносіїв» для студентів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».

Практичне значення отриманих результатів

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що:

- розроблено залежності для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу, які дозволяють побудувати систему вимірювання витрати та кількості для широкого діапазону компонентних складів супутнього нафтового газу, а також можуть бути застосовані для різних теплотехнічних розрахунків;

- розроблено ідеологію побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску у наперед визначених обмежених параметрах компонентного складу, тиску та температури, яка може застосовуватися і для інших одно- або багатоконпонентних сумішей газів;

- на основі удосконаленої математичної моделі витратоміра змінного перепаду тиску розроблено структуру системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу і вибрано засоби вимірювання для реалізації цієї структури;

- розроблено програму реалізації алгоритму розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу для мікропроцесорних обчислювачів витратомірів;

- за результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, яка без градування перетворювача витрати та системи в цілому забезпечує вимірювання

об'ємної витрати супутнього нафтового газу з відносною розширеною невизначеністю, що не перевищує 2 % для максимальної витрати;

- удосконалено систему автоматичного розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску САПР «Расход-РУ» (версія 2.0), яка використовується для проектування витратомірів супутнього нафтового газу в наступних країнах: Україна, Казахстан, Азербайджан, Польща, Австрія, Молдова, Узбекистан, Естонія.

Результати досліджень можуть застосовуватися на підприємствах, які займаються видобуванням вуглеводневих сумішей, їх транспортуванням та постачанням до підприємств і споживачів, а також підприємствами, які займаються розробленням та впровадженням витратомірів плинних середовищ. Крім того, викладений у роботі підхід до побудови систем вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску може застосовуватися і для інших видів газових сумішей для яких здійснюється облік на підприємствах.

Зв'язок дисертаційної роботи з науковими програмами, темами, грантами.

Основою дисертаційної роботи є теоретичні і експериментальні дослідження виконані на кафедрі «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Національного університету «Львівська політехніка» у рамках наукового напрямку «Вдосконалення і розробка елементів і підсистем збору та первинної обробки інформації в АСУ ТП».

Дослідження за темою дисертації виконувались згідно з планом науково-дослідних робіт Національного університету «Львівська політехніка» в рамках держбюджетної науково-дослідної роботи: «Підвищення точності вимірювання витрати та кількості вологого нафтового газу», держбюджетна тема ДБ/ВНГ, номер державної реєстрації 0108U000326 (2008 – 2009 рр.).

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРИ, СТАНУ ДОСЛІДЖУВАНОВОГО ПИТАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕННЯ

Супутній нафтовий газ – цінна вуглеводнева сировина поряд з нафтою і природним газом. В епоху зростаючого дефіциту енергоносіїв, раціональне застосування супутнього нафтового газу є невідомою частиною ефективного енергокористування і одним з важливих показників рівня промислового розвитку країни.

Стандартом для нафтових компаній в розвинених країнах є утилізація 90-95 % видобутого супутнього нафтового газу. В цей час в Росії, навіть за офіційними даними, спалюється не менше 30 % цієї вуглеводневої сировини. Для прикладу, в Україні в районі м. Борислав у 2005 р. з 400 покинутих та діючих нафтових свердловин спалювалось близько 3 млн. м³ газу, що в перерахунку на рік становить 36 млн. м³ газу. Спалювання супутнього нафтового газу – це півмільона тон шкідливих викидів в атмосферу в країнах СНД щорічно і мільярди доларів втраченої вигоди.

В даний час у надрокористувачів в таких країнах як Росія та Казахстан знову виник інтерес до проблеми комерційної переробки супутнього нафтового газу. Причиною цього в першу чергу є вимога держав до нафтових компаній утилізувати супутній нафтовий газ відповідно до умов ліцензій на експлуатацію нафтових родовищ. Невиконання цих умов може служити підставою для позбавлення надрокористувача ліцензії на видобуток нафти.

На відміну від відомого всім природного газу супутній нафтовий газ містить у своєму складі крім метану і етану велику частку пропанів, бутанів і парів більш важких вуглеводнів. У багатьох супутніх нафтових газах, залежно від родовища, містяться також неуглеводневі компоненти: сірководень і меркаптани, вуглекислий газ, азот, гелій і аргон.

Згідно з [56], супутніми називаються вуглеводневі гази, що видобуваються разом з нафтою при розробці нафтових родовищ. Ці гази відрізняються від природних вуглеводневих газів, що залягають в пластах, які не вміщують нафту, вмістом більш або менш значної кількості тяжких вуглеводнів. Так, в природному газі метану міститься 70-98 % і в рідких випадках 50-60 %, а вміст більш важких вуглеводнів – пропану, бутану та інших – лише 0,1-3,0 %. В супутньому нафтовому газі вміст пропан-бутанової фракції і вищих вуглеводнів в ряді випадків досягає 20% і більше.

Супутній нафтовий газ є важливою сировиною для енергетики та хімічної промисловості. Він має високу теплотворну здатність, яка коливається в межах від 9000 до 15000 Ккал/м³, але його використання в енергогенерації ускладнюється нестабільністю складу і наявністю великої кількості домішок, що вимагає додаткових затрат на очистку («осушку») газу. У хімічній промисловості метан і етан, що містяться в супутньому нафтовому газі, використовуються для виробництва пластичних мас і каучуку, а більш важкі елементи служать сировиною для виробництва ароматичних вуглеводнів, високооктанових паливних присадок і зріджених вуглеводневих газів, зокрема, зрідженого пропан-бутану технічного (ЗПБТ).

В Росії щорічно за офіційними даними вилучається близько 55 млрд. м³ супутнього нафтового газу. З них близько 20-25 млрд. м³ спалюється на родовищах і лише близько 15-20 млрд. м³ використовується в хімічній промисловості. Велика частина спалюваного супутнього нафтового газу припадає на нові й важкодоступні родовища Західного і Східного Сибіру.

Вирішення проблеми утилізації супутнього нафтового газу – це не тільки питання екології та ресурсозбереження, це ще й потенційний економічний проект вартістю 10-15 млрд. доларів США. Супутній нафтовий газ – одна з найцінніших паливно-енергетична і хімічна сировина. Тільки утилізація обсягів супутнього нафтового газу, переробка яких є економічно рентабельною при поточній кон'юктурі ринку, дозволила б щороку виробляти до 5-6 млн. тонн рідких

вуглеводнів, 3-4 млрд. м. куб. етану, 15-20 млрд. м. куб. сухого газу або 60 - 70 тис. ГВт·год електроенергії. Можливий сумарний ефект складе до 10 млрд./рік доларів США у цінах внутрішнього ринку або майже 1% ВВП Російської Федерації.

У Республіці Казахстан проблема утилізації супутнього нафтового газу не менш гостра. В даний час за офіційними даними з 9 млрд. куб. м. щорічно видобутого в країні супутнього нафтового газу утилізується лише дві третини. Обсяг спалюваного газу сягає 3 млрд. куб.м. на рік. Більше чверті працюючих в країні нафтовидобувних підприємств спалюють більше 90% видобутого супутнього нафтового газу. На супутній нафтовий газ припадає майже половина всього видобутого в країні газу і темпи зростання видобутку супутнього нафтового газу на даний момент випереджають темпи зростання видобутку природного газу.

В Україні статтею 5 закону України "Про альтернативні види палива" регламентується, що супутній нафтовий газ є альтернативним видом газового палива. А це означає, що, враховуючи сучасний рівень цін на природний газ, будуть активніше підтримувати технологічне перероблення цієї сировини. Як приклад ощадного застосування супутнього газу є проект "Виробництво електроенергії з відбензиненого супутнього нафтового газу в м. Борислав", згідно з яким, з метою корисного використання відбензиненого супутнього нафтового газу передбачається побудова газогенераторної електростанції потужністю 11,91 МВт біля м. Борислава, шість газопоршньових двигунів потужністю 1985 кВт кожний.

Для ведення обліку супутнього нафтового газу, чи для спалювання, чи для застосування в одному з промислових напрямків, необхідно вимірювати його витрату та кількість.

Методи та засоби вимірювання витрати та кількості плинних середовищ є описані багатьма авторами [18, 32-37, 42, 43, 45, 55, 57, 59-62]. Але не кожен метод вимірювання можна застосувати для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу [32, 33]. В цій роботі автор провів аналіз існуючих методів вимірювання витрати та можливість їх застосування для побудови системи обліку супутнього нафтового газу.

Основними критеріями для побудови системи обліку супутнього нафтового газу, а отже, і для вибору методу вимірювання витрати на основі якого ця система реалізовуватиметься, є:

- розрахункова метрологічна характеристика;
- надійність системи обліку під час експлуатації;
- відносна простота виготовлення;
- можливість побудови системи модульного типу;
- невисока вартість системи обліку в цілому;
- можливість створення диспетчерського пункту обліку на відстані.

Оскільки компонентний склад супутнього нафтового газу може змінюватися в широкому діапазоні, а деякі методи вимірювання витрати потребують інформації про значення термодинамічних параметрів газу (густина, коефіцієнт стисливості, показник адіабати, коефіцієнт динамічної в'язкості), то автор в цій роботі проводить дослідження на предмет розрахунку цих параметрів в робочих діапазонах тиску та температури.

Результатом цієї роботи є запропонована система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу з її метрологічними характеристиками.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПОБУДОВИ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ

2.1. Особливості вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Видобуток нафти супроводжується видобутком супутнього газу, який містить значну вуглеводневу частину. Хоча переважну частку у компонентному складі нафтового газу становлять вуглеводні, також в склад нафтового газу входять у великих кількостях такі компоненти : азот, двооксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара. Ще в недалекому минулому велика частка видобутого нафтового газу не знаходила застосування у промисловості, а спалювалася на факелах.

Останнім часом нафтовий газ знаходить більше застосування у промисловості завдяки своїм властивостям. Нафтовий газ застосовується у трьох напрямках :

- енергетичному – спалювання супутнього нафтового газу в енергетичних установках для отримання на місцях енергетичної та теплової енергії;
- нафтохімічному – розділення супутнього нафтового газу на газопереробних заводах з метою подальшого індивідуального компонентного застосування;
- технологічному – закачування супутнього нафтового газу в пласт підвищення нафтовіддачі пластів.

Оскільки, він є паливом висококалорійним та екологічно чистим, то енергетичний напрямок є домінуючим. Крім цього енергетичне виробництво має практично безграничний ринок.

В будь-якому з напрямів використання нафтового газу в промисловості необхідно проводити облік кількості видобутого газу.

Слід зазначити, що видобутий супутній нафтовий газ може містити широкий спектр компонентів, які мають різні лінії насичення (див. рис. 2.1), тобто разом з газовою фазою може поступати і рідка фаза компонентів, що конденсуються при робочих параметрах – тиску і температурі. Для усунення конденсату рекомендовано

встановлювати конденсатозбірники для того, щоб у вимірювальному трубопроводі, безпосередньо де встановлено витратомір, знаходилось однорідне газоподібне середовище.

Як видно з рисунку 2.1 ряд вуглеводневих компонентів, таких як: ізо-бутан, н-бутан, ізо-пентан, н-пентан, гексан та гептан, при малих тисках до 0,3 МПа та температурі в діапазоні 260-310 К можуть конденсуватись.

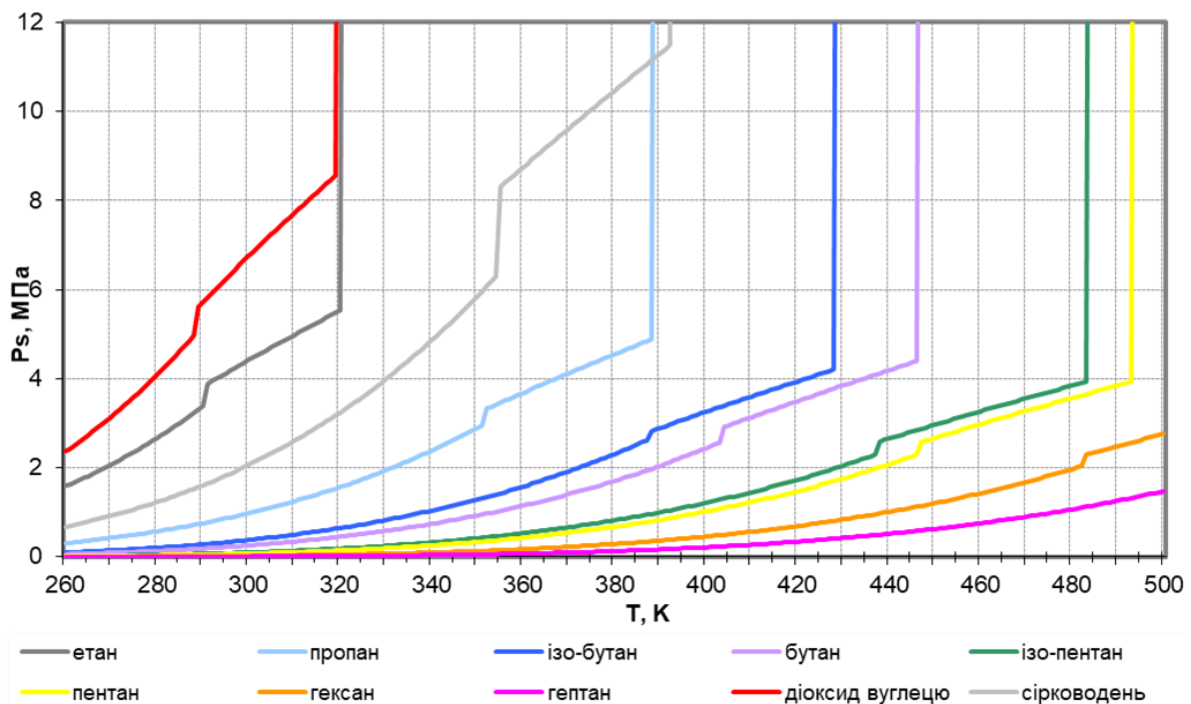


Рис.2.1. Лінії насичення індивідуальних компонентів, що можуть входити у склад супутнього нафтового газу

Також негативний вплив на вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу має його забруднення та великий вміст сірководню. Ці два чинники усуваються технологічно в процесі підготовки супутнього нафтового газу до подальшого транспортування.

Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу можливе прямим методом (шляхом вимірювання густини в реальному часі) або непрямим методом (шляхом розрахунку густини як функції тиску і температури).

Для розрахунку витрати та об'єму супутнього нафтового газу непрямим методом необхідно знати його термодинамічні параметри, такі як густина при робочих умовах, коефіцієнт стиснення, показник адиабати, коефіцієнт динамічної

в'язкості. Перераховані вище параметри розраховуються за значеннями вимірних температури та тиску та за даними про компонентний склад даного газу.

2.2. Опис методів вимірювання витрати та їх порівняльна характеристика.

Різноманітність технологічних умов, при яких працюють витратоміри, підвищення вимог щодо точності, надійності приладів вимірювання витрати зумовили розробку значної кількості методів вимірювання витрати, в основу яких покладено різні фізичні закони та явища.

Згідно з термінологічним ГОСТ 15528-86 класифікація витратомірів та лічильників рідини, газу та пари включає наступні групи методів:

1. Змінного перепаду тиску: із звужуючими пристроями, з гідравлічним опором, відцентрові, з напірними пристроями, з напірними підсилювачами, струйні.
2. Змінного рівня: із затопленим отвором витікання; щілинні.
3. Обтікання: постійного перепаду тиску; поплавково-пружинні; з поворотною лопастью.
4. Тахометричні: турбінні; шарикові; камерні.
5. Силові: із зовнішньою дією (коріолісові, гіроскопічні, турбосилові); із внутрішньою дією (коріолісові, турбосилові).
6. Силові перепадні.
7. Теплові: з електричним нагрівом (калориметричні, термоанемометричні); з індукційним нагрівом; з нагрівом рідинним теплоносієм.
8. Вихреві.
9. Електромагнітні.
10. Ультразвукові: з переміщенням коливань рухомих потоком; доплерівські.
11. Оптичні.
12. Ядерно-магнітні.
13. Іонізаційні.
14. Концентраційні.

15. Міткові.

16. Парціальні.

17. Кореляційні.

Значна кількість розроблених методів дозволяє будувати витратоміри для переважної більшості промислових та науково-дослідних застосувань. Завдяки цьому на сучасному етапі науково-технічного розвитку більша увага приділяється вдосконаленню та модифікації існуючих методів.

Цьому сприяє широке впровадження мікропроцесорної техніки у засоби вимірювання. Вдосконалення конструкції перетворювача та використання мікропроцесорної обробки сигналів дозволяють будувати витратоміри з високими метрологічними характеристиками на базі класичних методів.

Оскільки метою даної роботи є розробка системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, доцільно виділити із наведеного переліку групи методів, які використовуються, або принципово можуть бути використані для вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Методи змінного рівня, електромагнітні, більшість іонізаційних, ядерно-магнітного резонансу принципово незастосовні для вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Оптичні, концентраційні, міткові, кореляційні з огляду на складність їх реалізації не знайшли промислового застосування. Вони використовуються для побудови лабораторних приладів, що використовуються в науково-дослідних роботах, або як зразкові при проведенні градуювальних робіт.

Парціальні методи застосовуються для вимірювання великих витрат в каналах великих перерізів. Питання вимірювання витрат супутнього нафтового газу в трубах великих діаметрів в даній роботі не розглядаються, тому дану групу методів також доцільно виключити із подальшого аналізу.

Для промислових вимірювань витрати газових потоків поширення набули [32-35] наступні методи:

- змінного перепаду тиску із звужуючими пристроями;

- обтікання: постійного перепаду тиску; поплавково-пружинні; з поворотною лопастю;
- тахометричні: турбінні; шарикові; камерні;
- силові;
- теплові;
- вихреві;
- ультразвукові.

На даний час розроблено широку гаму витратомірів газових потоків на базі кожної із виділених груп методів, як вітчизняними [32, 33, 36, 18, 42-45], так і зарубіжними [32,33, 61-70] виробниками. Автором проведено аналіз стану розробки витратомірів для кожної із виділених груп, та можливості застосування витратомірів даних груп для вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Складність даної задачі полягає в тому, що вимірювання потрібно проводити в складних технологічних умовах:

- витрата змінюється в широкому діапазоні;
- великий вміст важких вуглеводнів;
- різноманітність компонентного складу супутнього нафтового газу;
- можлива наявність рідкої фази у потоці;
- забруднення супутнього нафтового газу.

Завдяки універсальності застосування, зручності масового виробництва, використанню стандартних пристроїв звуження потоку (ПЗП), які не потребують зразкових градуювальних установок, витратоміри методу змінного перепаду тиску знайшли найширшого застосування в промислових вимірюваннях [32]. У вітчизняній промисловості метод є одним із небагатьох, що використовуються для комерційного обліку енергоносіїв. Питання розробки, метрологічного забезпечення, експлуатації витратомірів методу ЗПТ добре опрацьовані і висвітлені в багатьох роботах [32, 33, 35, 18, 42 – 51, 19-23]. Всі вказані фактори створюють передумови для якісної та швидкої розробки системи вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Поряд зі всіма перевагами метод змінного перепаду тиску має ряд недоліків, серед яких найбільш суттєвими є:

- квадратична залежність між витратою та перепадом тиску;
- малий діапазон вимірювання $Q_{\max}/Q_{\min}=3/1$;
- непристосованість методу до вимірювання змінних витрат.

В залежності від будови перетворювача витрати витратоміри методу ЗПТ поділяють [32] на шість груп:

- із пристроями звуження потоку;
- з гідравлічним опором;
- відцентрові;
- з напірним пристроєм;
- з напірним підсилювачем;
- струминні.

Витратоміри методу ЗПТ з гідравлічним опором, відцентрові, з напірним пристроями, струминні не набули широкого промислового застосування.

Із гідравлічних опорів для практичних цілей знайшли застосування капілярні трубки включені паралельно, які працюють в умовах ламінарного режиму. Їх суттєвою перевагою є можливість отримання лінійної витратної характеристики $Q=f(\Delta P)$. Однак очевидним є можливість застосування перетворювачів з капілярними трубками тільки для вимірювання малих і мікровитрат.

Використання відцентрових витратомірів передбачає використання колін наявних в трубопроводі і не вимагає введення в трубопровід додаткових елементів. Однак при цьому потрібно проводити індивідуальне градуювання колін, або приймати похибку в межах $\pm 5\%$ і більше, що неприйнятно при вимірюванні витрати енергоносіїв. Відцентрові витратоміри на даний час не є стандартизованими і не знайшли широкого застосування [32].

Для можливості використання напірних пристроїв необхідно знати відношення швидкості в місці встановлення пристрою до середньої швидкості в трубопроводі. Тобто, потрібно знати розподіл швидкостей в трубопроводі. Для осесиметричного

розподілу потрібно забезпечити перед місцем вимірювання пряму ділянку довжиною $(30 \div 50) D$.

Найбільшу частку витратомірів методу ЗПТ становлять витратоміри із пристроями звуження потоку, які поділяють на стандартні, спеціалізовані та нестандартні [32]. Для комерційного обліку природного газу у вітчизняній промисловості застосовуються стандартні ПЗП.

Нормалізацію ПЗП проведено [19-23] для діаметрів трубопроводів:

$50 \text{ мм} \leq D \leq 1000 \text{ мм}$ для діафрагм з кутовим способом відбору тиску, з фланцевим способом відбору тиску та з трирадіусним способом відбору тиску;

$50 \text{ мм} \leq D \leq 500 \text{ мм}$ для сопел ИСА 1932;

$50 \text{ мм} \leq D \leq 630 \text{ мм}$ для еліпсних сопел;

$65 \text{ мм} \leq D \leq 500 \text{ мм}$ для сопел Вентурі;

$100 \text{ мм} \leq D \leq 800 \text{ мм}$ для труб Вентурі з литою (без оброблення) вхідною конічною частиною;

$50 \text{ мм} \leq D \leq 250 \text{ мм}$ для труб Вентурі з обробленою вхідною конічною частиною;

$200 \text{ мм} \leq D \leq 1200 \text{ мм}$ для труб Вентурі із зварною вхідною конічною частиною з листової сталі;

Найбільш поширеним представником стандартних ПЗП є діафрагма. Поширення діафрагм зумовлено простотою конструкції. Однак, в порівнянні з іншими стандартними ПЗП, діафрагма має ряд недоліків. Передусім, це значні втрати тиску, що складають від 40 % до 90 % вимірюваного перепаду.

Слабим місцем діафрагми є вхідний кант, який під дією потоку затуплюється, що приводить до поступового зростання коефіцієнта витрати та появи похибки від'ємного знаку. В зв'язку з цим потрібно періодично контролювати стан діафрагми шляхом її виймання та огляду.

За втратами тиску стандартне сопло має характеристики близькі до діафрагми, особливо при малих значеннях відносного діаметра $\beta = d/D$, де d - діаметр отвору пристрою звуження. На відміну від діафрагми сопло не має вхідного канту, який би

підлягав швидкому затупленню. Але недоліками сопел є складність їх виготовлення та велике значення невизначеності коефіцієнта витікання, що може досягати і 2 %.

Встановлено [32, 33], що причиною більшої частини втрат тиску на пристроях звуження є не тертя та удари потоку об поверхню діафрагми чи сопла, а неактивні зони, які утворюються після пристроїв звуження. Ці втрати можна зменшити, якщо будуть ліквідовані неактивні зони. Конструкція витратомірних труб власне передбачає останнє. Введення дифузора дозволяє в декілька разів зменшити втрати тиску на витратомірних трубах, що є їх основною перевагою.

Стандартні витратомірні труби за видом вхідної частини поділяють на труби Вентурі та сопла Вентурі.

Проведені експерименти показують [32], що завдяки наявності на вході конфузора, який вирівнює потік, труби Вентурі значно менше ніж інші витратомірні труби чутливі до змін вхідного профілю швидкостей як осесиметричного, спричиненого шорсткістю, так і несиметричного, спричиненого близькістю місцевих опорів. Крім того, в результаті проведених випробувань труб Вентурі, встановлених біля місцевих опорів, було встановлено [32], що труби Вентурі мають значно меншу чутливість до близькості місцевих опорів. Це дозволяє суттєво зменшити довжини прямих ділянок трубопроводів і є значною перевагою труб Вентурі.

Сопла Вентурі не мають таких переваг. Довжини прямих ділянок трубопроводів, які вимагаються для сопел Вентурі є близькими до прямих ділянок діафрагм та сопел. Похибка коефіцієнта витрати σ_α сопел Вентурі, як і стандартних сопел та діафрагм залежить від відносної площі та шорсткості трубопроводу, тоді як для труб Вентурі σ_α не залежить від цих параметрів. В робочій області чисел Рейнольдса похибка σ_α труб Вентурі не перевищує 0.5÷0.75%. В тій же області Re для сопел Вентурі σ_α досягає 1.1÷1.15% [32]. Єдиною перевагою сопла Вентурі є його менша довжина при однаковому розмірі дифузора.

Проведений аналіз дозволяє зробити наступні висновки про використання для вимірювання витрати супутнього нафтового газу методу змінного перепаду тиску (ЗПТ).

1. Метод ЗПТ можна застосувати використовуючи сучасні давачі перепаду тиску та тиску, які розширюють діапазон вимірювання витрати [9], або при застосуванні спеціальних заходів щодо звуження діапазону зміни перепаду тиску.
2. Застосування методу ЗПТ для вимірювання витрати супутнього нафтового газу можливе при наявності невеликої кількості конденсату в супутньому нафтовому газі та його забрудненні [33].

Побудова якісної системи вимірювання на базі методу ЗПТ можлива тільки за умови забезпечення достатніх функціональних можливостей всіх складових системи. Сучасні витратомірні комплекси, побудовані за методом ЗПТ включають такі складові:

- перетворювач витрати (переважно стандартний ПЗП);
- вимірювач перепаду тиску - дифманометр;
- давачі тиску та температури або давач густини вимірюваного середовища;
- мікропроцесорний обчислювач витрати та кількості;
- засіб передачі даних на відстань – модем;
- програма верхнього рівня моніторингу вузла обліку.

Прикладами витратомірних систем, які застосовуються для вимірювання витрати та кількості природного газу є багатониткові вимірювальні мікропроцесорні комплекси ФЛОУТЕК [51], СУПЕРФЛОУ - II [52]. Комплекси призначені для обліку природного газу, в тому числі комерційного, на газорозподільчих та компресорних станціях магістральних газопроводів, на промислових об'єктах та об'єктах комунального господарства. Як перетворювач витрати використовується стандартна діафрагма.

Комплекси забезпечують визначення середньої витрати газу, приведеної до стандартних умов, та об'єму газу, приведеного до стандартних умов, для одного,

двох або трьох трубопроводів. Середні значення витрати, перепаду тиску, тиску та температури комплекси оформляють у вигляді погодинного, добового та місячного звіту. Звіти можуть бути передані за допомогою інтерфейсу RS-232C на переносний комп'ютер, або, за допомогою модему, на ПЕОМ центрального диспетчерського пункту. Визначення витрати та об'єму природного газу виконується згідно з ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 [19-23].

Згідно з [51] вимірювальний комплекс ФЛОУТЕК комплектується перетворювачами, які повинні забезпечувати вимірювання перепаду тиску, абсолютного (надлишкового) тиску з граничною відносною приведеною похибкою $\pm 0.075\%$ та температури з граничною абсолютною похибкою $\pm 0.55\text{ }^\circ\text{C}$. Дані вимоги забезпечують: перетворювачі тиску та температури моделі 3095, перетворювачі тиску моделі 3051 та перетворювачі температури моделі 3144 фірми FISHER ROSEMOUNT. При цьому комплекс забезпечує визначення об'ємної витрати та кількості природного газу з відносною розширеною невизначеністю результату вимірювання витрати (без врахування методичних похибок при використанні діафрагм та при розрахунку коефіцієнта стисливості), що не перевищує $\pm 0.9\%$. Комплекс забезпечує виконання своїх функцій із вказаною точністю при наступних параметрах вимірюваного газу:

- температура від $-20\text{ }^\circ\text{C}$ до $+80\text{ }^\circ\text{C}$;
- абсолютний тиск від 0.1 до 8.0 МПа;
- перепад тиску ΔP в межах $(0.01 \div 1) \cdot \Delta P_{\text{МАКС}}$;
- густина в нормальних умовах $0.668 \div 0.90\text{ кг/м}^3$;
- молярна частка азоту від 0 до 16 %;
- молярна частка вуглекислого газу від 0 до 4 %.

Науково-проектним виробничим підприємством "ТЕХПРИЛАД" (Львів) розроблені та інсталиуються вимірювальні системи ОВК-ПГ [53]. Системи будуються на базі обчислювача витрати та кількості природного газу ОВК ПГ, який забезпечує виконання розрахунку витрати та кількості природного газу згідно ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009. При комплектуванні систем давачами перепаду тиску,

абсолютного (надлишкового) тиску з граничною відносною приведеною похибкою $\pm 0.075\%$ та температури з граничною абсолютною похибкою ± 0.55 °С, забезпечується визначення витрати та кількості природного газу з відносною розширеною невизначеністю результату вимірювання витрати, що не перевищує 0.85% [54] з врахуванням всіх складових невизначеності витрати та кількості згідно ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009.

З наведених технічних характеристик видно, що вимірювальна система на базі обчислювача ОВК ПГ має потенційні переваги щодо використання її для створення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Серед витратомірів обтікання найбільш поширеними є ротаметри. Важливою відмінністю ротаметрів від інших типів витратомірів обтікання є незначні і відносно постійні втрати тиску у всьому діапазоні зміни витрати. Для стандартних ротаметрів, що вимірюють витрату газових потоків, перепад тиску не перевищує 5 кПа [57]. Ротаметри застосовуються для вимірювання невеликих витрат рідин та газів. Витратоміри поплавкові і з поворотною лопастью працюють при більших тисках та витратах. Витратоміри обтікання порівняно прості за будовою, надійні в роботі і мають діапазон вимірювання $Q_{\max}/Q_{\min}=8\div 10$, а витратоміри з поворотною лопастью - $12\div 15$. Приведена похибка більшості приладів даного типу лежить в межах $\pm (1\div 2)\%$ [32].

Приведені похибки індивідуально градуйованих приладів та приладів з розрахунковою шкалою суттєво відрізняються. Для ротаметрів приведена похибка вимірювання витрати при шкалі, отриманій за розрахунком, в два - три рази більша ніж при індивідуальному градуюванні і досягає 4% . Індивідуально градуйований ротаметр, при умові рівності густини вимірюваного середовища та середовища, при якому проведено градуювання, забезпечує вимірювання з похибкою $(0.3\div 0.4)\%$.

Суттєвим недоліком ротаметрів та поплавкових витратомірів є необхідність перерахунку статичної характеристики у випадку, коли густина вимірюваного середовища відрізняється від густини середовища градуювання. Існуючі методики перерахунку вносять додаткову похибку не менше $\pm 1\%$ в статичну характеристику

приладів [57]. Залежність статичної характеристики ротаметрів та поплавкових витратомірів від густини вимірюваного середовища значно погіршує їх метрологічні характеристики при використанні для вимірювання витрати середовищ із змінною густиною, яким є супутній нафтовий газ.

Поплавкові витратоміри дозволяють вимірювати витрату рідин та газів при високому тиску середовища (0.6, 1.6, 6.4, 16, 32 МПа) та широкому температурному діапазоні [32, 33]. Конструкція поплавкових витратомірів зумовлює незначне переміщення поплавка і, відповідно, висоту конічної труби. Приведена похибка оцінюється в межах $\pm 2.5\%$.

В [57] приведено інформацію про виготовлення фірмою "Брукс" (США) поплавкових витратомірів моделі 3632МРТ-52, які здатні вимірювати витрату газових потоків при тиску середовища до 35.0 МПа та температурі до 100 °С. Прилади розраховані на максимальну витрату газового потоку 120 м³/год. Недоліком є відносно велика приведена похибка, яка складає $\pm 2\%$.

Фірмою "Ротаметр" (Англія) розроблено поплавкові витратоміри серії 600 [57], які дозволяють вимірювати витрату газових потоків до 5100 м³/год при тиску вимірюваного середовища до 35.0 МПа та температурі 220-550 °С. Діапазон вимірювання $Q_{\text{макс}}/Q_{\text{мін}}=10:1$. Відносна приведена похибка знаходиться в діапазоні $\pm (2\div 5)\%$.

Проведений аналіз показує, що розробка витратомірів обтікання для вимірювання витрати супутнього нафтового газу зв'язана з суттєвими труднощами внаслідок зміни густини вимірюваного середовища в широких межах та високих швидкостей потоку.

В залежності від будови перетворювача витрати тахометричні витратоміри поділяють на: турбінні, шарикові, камерні.

Турбінні прилади знайшли поширення для вимірювання витрати та кількості як рідинних, так газових потоків. Їх перевагами є швидкодія, широкий діапазон вимірювання та висока точність. Турбінні витратоміри і лічильники можуть виготовлятися для труб діаметром від 4 до 750 мм, для тисків до 250 МПа і

температур від $-240\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+700\text{ }^{\circ}\text{C}$ [33]. Статична характеристика приладів лінійна в діапазоні великих та середніх чисел Рейнольдса і може мати значну нелінійність при малих значеннях Re . Зміна густини та в'язкості середовища, особливо газу, суттєво впливає на градувальну характеристику турбінних витратомірів [33].

Основний недолік турбінних витратомірів - зношення підшипників та опор, на яких кріпиться турбіна, особливо при високих швидкостях газових потоків. Для розвантаження осьового тиску аксіальної турбінки на опори вживають додаткових заходів: зменшують динамічний тиск потоку на вхідний торець турбіни за рахунок звуження потоку; подають вхідний тиск через канали в тілі турбінки до задньої опори.

Турбінні лічильники вимірюють об'ємну витрату та об'єм газу в робочих умовах. Для приведення об'єму до нормальних умов необхідно використовувати коректори. Розроблено різні моделі механічних та електронних коректорів [58], однак все більшого поширення набувають коректори, побудовані на базі мікропроцесорних засобів. Вхідними сигналами мікропроцесорного коректора є сигнали температури і тиску або густини газу та імпульсний сигнал лічильника. Перспективним є використання перетворювачів густини вібраційного типу [59] та перетворювачів відносної густини з газонаповненими чутливими елементами [58].

Прикладом використання турбінних приладів для вимірювання витрати природного газу є лічильники ТУРГАС, що виготовляються Івано-Франківським ВО "Геофізприлад" [33, 36]. Комплект витратоміра - лічильника складається із турбінного перетворювача типу ПРГ та електронного блоку типу БИР. Перетворювач призначений для вимірювання витрати газових середовищ з густиною не менше 0.7 кг/м^3 , температурою $0\div 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиском до 0.6 МПа . Виготовляються типорозміри перетворювача ПРГ для граничних витрат від 100 до $1600\text{ м}^3/\text{год}$. Найбільша втрата тиску при $Q_{\text{макс}}$ становить 1200 Па . Основна похибка в діапазоні $(40\div 100)\% Q_{\text{макс}}$ не перевищує $\pm 1\%$ від $Q_{\text{макс}}$ по витраті та $\pm 1\%$ від виміряного значення по кількості. В діапазоні $(20\div 40)\% Q_{\text{макс}}$ - $\pm 1.5\%$ від $Q_{\text{макс}}$ по витраті, в діапазоні $(30\div 40)\%$ - $\pm 1.5\%$ від виміряного значення по кількості [33].

Для розширення лінійної зони статичної характеристики в перетворювачах ПРГ застосовано турбулізацію потоку за допомогою кільця встановленого перед турбінкою. Розвантаження осьового тиску турбіни на опори здійснено підведенням підвищеного тиску до задньої ступиці турбіни. На лопатях турбіни закріплені пластинки із магнітом'якого матеріалу, які взаємодіють з індукційним тахометричним перетворювачем. Останній видає частотно-імпульсний сигнал, в якому частота імпульсів є мірою витрати, кількість імпульсів - мірою кількості газу.

Серед турбінних лічильників та витратомірів природного газу, що виготовляються зарубіжними фірмами, звертають на себе увагу лічильники фірми Electronic Flow-Meters. Прилади даної фірми дозволяють проводити облік газу при робочому тиску до 42.0 МПа з приведеною похибкою $\pm 1\%$ [60]. Однак відсутні дані про динамічний діапазон, в якому забезпечується дана похибка.

В матеріалах фірми Schlumberger [61] для лічильників моделі FLUXI NM/TZ приводиться діапазон $Q_{\max}/Q_{\min}=30:1$. При цьому похибка вимірювання становить $\pm 2\%$ в діапазоні $Q_{\min} \div 0.2Q_{\max}$ та $\pm 1\%$ в діапазоні $0.2Q_{\max} \div Q_{\max}$. Лічильники призначені для роботи при тиску до 8 МПа.

Камерні витратоміри можуть використовуватись для середовищ, що мають як велику, так і малу в'язкість, для рідинних та газових потоків. Поршневі, лопастні, ковшові, кільцеві, шестерневі камерні лічильники застосовуються як лічильники рідини. Для вимірювання кількості газу серійно виготовляються роторні лічильники.

Франківським ВО "Геофізприлад" розроблена серія роторних газових лічильників типу РГ для роботи в мережах низького тиску [33, 36, 60]. Лічильники розраховані на надлишковий тиск 0.1 МПа. Втрати тиску не перевищують 300 Па. Відносна приведена похибка знаходиться в межах $\pm 2\%$ для більшості приладів серії при діапазоні вимірювання $Q_{\max}/Q_{\min} = 12:1$.

Закордонними фірмами виготовляються роторні лічильники як для мереж низького так високого тиску [60, 62]. Як приклад можна привести серію роторних лічильників DELTA (фірма Schlumberger), призначених для комерційного обліку

природного газу. Лічильники працюють при витратах газу від 1.3 до 400 м³/год і забезпечують динамічний діапазон вимірювання $Q_{\text{макс}}/Q_{\text{мін}}=20:1, 30:1, 50:1$. Похибка вимірювань становить $\pm 2\%$ в діапазоні $Q_{\text{мін}} \div 0.2Q_{\text{макс}}$ та $\pm 1\%$ в діапазоні $0.2Q_{\text{макс}} \div Q_{\text{макс}}$. Прилади працюють при надлишковому тиску до 100 бар та температурі газу від $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$, мають імпульсний вихід для дистанційної передачі сигналу пропорційного витраті газу. При встановленні не вимагають наявності прямих ділянок трубопроводу. Для тривалої експлуатації прилади потребують контролю рівня масла в картерах.

Очевидно, що застосування розглянутих моделей лічильників роторного типу, як і приладів даного класу взагалі, для вимірювання витрати супутнього нафтового газу є неможливим, оскільки забруднення та наявність конденсату спотворить результат вимірювання.

Силкові витратоміри вимірюють масову витрату. Це є їх головною перевагою. Іншими перевагами є: придатність для вимірювання витрати змінних і пульсуючих витрат; незначна залежність від профілю швидкостей; відсутність жорстких вимог щодо прямих ділянок трубопроводу перед витратоміром; принципова можливість використання силових витратомірів для вимірювання витрати двофазних середовищ.

В залежності від виду додаткового руху і прискорення, що надається потоку, силкові витратоміри діляться на: коріолісові, гіроскопічні, турбосилкові.

Турбосиловими називають витратоміри, в перетворювачі яких, в результаті зовнішньої або внутрішньої силової дії, пропорційної масовій витраті, створюється закручування потоку. Для закручування використовують зовнішній електропривід, або потенційну енергію потоку. Застосування приводу та наявність в потоці рухомих частин ускладнює конструкцію та зменшує надійність перетворювача, тому турбосилкові витратоміри не знайшли поширення.

Перші конструкції коріолісових витратомірів передбачали обертання перетворювача витрати, в якому завдяки особливій конфігурації труби потік переміщувався в радіальному напрямі. Наявність зовнішнього приводу

ускладнювала конструкцію витратоміра тому надалі було розвинуто вібраційні коріолісові витратоміри, в яких вимірювальна труба перетворювача здійснює вібраційні коливання під дією зовнішнього збудника.

З початку 90-х років масові коріолісові витратоміри вібраційного типу знаходять все ширшого застосування в промислових вимірюваннях. В роботах [63-65] приведено інформацію про те, що станом на 1990 рік вже 15 найбільших світових виробників представили на ринку серії масових коріолісових витратомірів. Зокрема, Vopp&Reuther, Danfoss, Endress&Hauser, Fischer&Porter, Foxboro, K-Flow, Micromotion, Ехас побудували серії "коріолісових" витратомірів для різних діаметрів, діапазонів витрати та параметрів середовища (температури, тиску) [64].

Основою перетворювача витрати вібраційного коріолісового витратоміра є труба певної конфігурації, яка здійснює коливання. Тобто вимірювання проводяться без введення в потік будь-яких рухомих чи нерухомих елементів. Зміни температури, тиску, густини, в'язкості, електропровідності та профілю швидкостей потоку суттєво не впливають на зниження точності вимірювань.

Недоліками вібраційних витратомірів є складність виготовлення та висока ціна. У [63] для порівняльного розрахунку економічної ефективності застосування витратомірів різних методів прийнято: середня вартість коріолісового витратоміра 6000\$; середня вартість витратоміра змінного перепаду тиску з діафрагмою 850\$.

Вихреві витратоміри, засновані на вимірюванні частоти коливань, що утворюються в потоці в результаті вихреутворення. Перевагами вихревих витратомірів є відсутність рухомих елементів всередині трубопроводу, лінійність шкали в широкому діапазоні, та достатньо високу точність вимірювання. Приведена похибка вимірювання оцінюється значеннями $0.5 \div 2 \%$ в діапазоні $Q_{\max}/Q_{\min}=10 \div 20$. Найменше значення числа Рейнольдса, при якому зберігається лінійність статичної характеристики, $Re=10^4 \div 2 \cdot 10^4$ [33].

В залежності від способу вихреутворення розрізняють три типи перетворювачів. В приладах першого типу вихрі утворюються при обтіканні потоком тіла - вихреутворювача. При цьому утворюються пульсації тиску, які

сприймає чутливий елемент. В перетворювачах другого типу потік закручуючись, набуває обертово-поступального руху. Виходячи із звуженої частини перетворювача, потік пульсує і створює коливання тиску. Другий тип має кращі метрологічні характеристики, але вищі втрати тиску порівняно з першим. В перетворювачах третього типу струмінь, що витікає з отвору, здійснює коливання створюючи при цьому пульсації тиску. Пульсації потоку вимірюють за допомогою давачів тиску (переважно п'єзOMETричних), або термоперетворювачів (переважно термоанемометричних), які реагують на зміну швидкості потоку [33].

Важливою задачею при побудові вихревих витратомірів є виділення корисного сигналу в присутності вібраційних та акустичних завад. Для цього будують диференційні схеми включення чутливих елементів, використовують конструкції тіла обтікання, яке здійснює коливання перпендикулярно до потоку [33], виконують програмний аналіз та фільтрування вихідного сигналу перетворювача на базі мікропроцесорних обчислювачів [68, 69].

Перед вихревим витратоміром з тілом обтікання необхідно забезпечити пряму ділянку довжиною L . В залежності від швидкості потоку та від виду місцевих опорів відношення L/D змінюється в межах від 2 до 25 [33].

Типовим прикладом вихревих витратомірів є прилади серії VORFLO фірми Danfoss. Витратоміри вимірюють об'ємну витрату, яка пропорційна до частоти сходження вихрів що утворюються при обтіканні конусоподібного тіла поміщеного в трубопровід. За тілом обтікання розміщено крило із тензоелектричними чутливими елементами, які сприймають прогин крила спричинений коливаннями тиску [69]. Перетворювачі витрати серії VORFLO мають лінійну робочу характеристику (залежність числа Струхаля St від Re) в діапазоні чисел Рейнольдса

$Re=2 \cdot 10^4 - 7 \cdot 10^6$. Це відповідає діапазону швидкостей $\sqrt{\frac{74}{\rho}} \div 79$ м/с, де ρ - густина

газу в кг/м^3 . Працюють давачі серії VORFLO при температурі -40 °C - $+400$ °C при тиску середовища до 100 бар. При роботі в лінійному діапазоні забезпечується вимірювання витрати з похибкою ± 1.25 % від текучого значення витрати газу.

Для виділення корисного сигналу та фільтрації сигналів завад вжито наступних заходів. Від двох тензокристалів сигнали, які знаходяться в протифазі, поступають на диференційний підсилювач. Вихідний сигнал диференційного підсилювача піддається подальшому підсиленню та фільтруванню від високих та низьких частот. Після апаратної обробки сигнал проходить триступеневе програмне фільтрування.

Використання вихрових витратомірів для вимірювання витрати супутнього нафтового газу є принципово можливим. Прикладом цього є витратомір-лічильник вихровий «Ирга-РВ» виробництва ЗАТ «Глобус» (Росія). Задекларовані виробником характеристики цього витратоміра наступні: допустима відносна похибка вимірювання об'ємної витрати за стандартних умов в діапазоні від $0.05Q_{\text{макс}}$ до $Q_{\text{макс}}$ - $\pm 2\%$, в діапазоні від $Q_{\text{мін}}$ до $0.05Q_{\text{макс}}$ - $\pm 2.5\%$.

Теплові витратоміри засновані на вимірюванні ефекту теплової дії на потік або тіло, поміщене в потік.

За принципом дії теплові витратоміри діляться на: калориметричні, термоанемометричні, теплового граничного шару, квазікалориметричні.

Теплові витратоміри перекривають практично весь діапазон діаметрів трубопроводів від декількох міліметрів до декількох сотень міліметрів [32]. Приведена похибка неконтактних теплових витратомірів лежить в межах $\pm (1.5\div 3)\%$. Для деяких типів контактних приладів її знижено до $\pm 0.5\%$.

Основною областю використання теплових витратомірів є вимірювання витрати газових потоків. Основною перевагою - вимірювання масової витрати. Недоліком більшості теплових витратомірів є їх значна інерційність. Винятком є термоанемометри, які придатні для вимірювання швидкозмінних витрат.

Калориметричні витратоміри базуються на вимірюванні різниці температур середовища до та після нагрівача, поміщеного в потік. Квазікалориметричні витратоміри відрізняються від попередніх тим, що термоперетворювачі та нагрівач контактують із зовнішньою поверхнею трубопроводу, а не з потоком.

Фірма Setaram розробила квазікалориметричні витратоміри газу для номінальної витрати 10 л/год із споживанням енергії 1 Вт. Відносна приведена

похибка градування за даними фірми ± 1 %. Стала часу перетворювача побудованого на базі нікелевої трубки - 30 с, сталюї - 50 с [32].

Термоанемометри засновані на залежності між кількістю тепла, яке втрачається тілом, що нагрівається, та швидкістю потоку, в якому знаходиться тіло. Термоанемометри, як і напірні трубки, вимірюють місцеву швидкість потоку. Вони мають високу швидкодію і можуть вимірювати швидкості потоків, що пульсують з частотою декілька тисяч герц. Їх недоліком є порушення стабільності градування внаслідок старіння металічного чутливого елемента.

Отже, значна інерційність квазікалориметричних теплових витратомірів, витратомірів пограничного шару, потреба введення в потік нагрівача та чутливих елементів для калориметричних приладів або чутливого елемента термоанемометричних не дозволяють використати теплові витратоміри для вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Ультразвукові витратоміри використовуються переважно для вимірювання витрати рідинних потоків: неелектропровідних рідин, нафтопродуктів, агресивних середовищ, пульп, суспензій. Газу, в порівнянні з рідиною, мають малий акустичний опір та на декілька порядків вищий коефіцієнт поглинання акустичних коливань [32], що ускладнює використання високочастотних ультразвукових хвиль для вимірювання витрати газів. Так як коефіцієнт поглинання прямо пропорційний квадрату частоти, газові ультразвукові витратоміри працюють на низьких частотах (16 - 17 кГц).

Ультразвукові витратоміри можуть працювати на трубопроводах практично всіх діаметрів від 10 мм і вище. Вони мають високу швидкодію. За даними [32] фазовий ультразвуковий витратомір дав добрі результати при вимірюванні витрати пульсуючого потоку з частотою пульсацій до 300 Гц.

Перетворювачі ультразвукових витратомірів працюють при високих тисках та зміні температури середовища в широких межах. В [32] приведено конструкцію перетворювача призначеного для роботи при тиску до 50 МПа. Температурний діапазон роботи від -260 °С до $+600$ °С.

Одним із суттєвих недоліків є вплив профілю швидкостей на похибку вимірювання. Для отримання рівномірного профілю на вході перетворювача використовують конфузори, струменевипрямлячі, що дозволяє знизити вимоги до довжини прямих ділянок трубопроводу перед перетворювачем.

За принципом дії ультразвукові витратоміри вимірюють об'ємну витрату. Вимірювання масової витрати можливе при введенні сигналу густини. Для цього в схему первинного перетворювача водять додаткові п'єзоелементи, які утворюють окремий коливний контур для вимірювання густини середовища.

Знайшли поширення два різновиди ультразвукових витратомірів: засновані на переміщенні ультразвукових коливань рухомим потоком; побудовані на базі ефекту Доплера.

Більшу частину промислових вимірювань виконують за допомогою витратомірів першого типу. Доплерівські витратоміри використовують переважно для вимірювання витрат неоднорідних потоків: пульп, суспензій.

Приведена похибка доплерівських витратомірів є більшою в порівнянні з похибкою витратомірів першої групи внаслідок того що вихідний сигнал перетворювача включає цілий спектр частот в результаті зсуву частоти емітера неоднорідностями потоку з різною швидкістю. Оцінюють приведену похибку доплерівських витратомірів в межах 2 - 3 % [33].

Фірмою PANAMETRICS виготовляються ультразвукові витратоміри моделі 7068 для вимірювання об'ємної витрати природного газу [70], побудовані на основі ефекту переміщення ультразвукових коливань. Виготовляються прилади для трубопроводів діаметром від 6 до 48 дюйм (від 152 до 1219 мм). В залежності від діаметру трубопроводу застосовують різні схеми розміщення емітерів та рецепторів ультразвукових коливань (на протилежних стінках трубопроводу, на одній стінці).

Обчислювач витрати, який працює в парі з ультразвуковим перетворювачем, побудований на базі мікропроцесора Motorola 68000, 32 bit. Обчислювач розраховує значення об'ємної витрати в стандартних умовах. Значення коефіцієнта

стискуваності знаходиться розв'язуванням рівняння NX-19. Похибка вимірювання витрати становить $\pm 2\%$ при зміні швидкості потоку від 0.3 м/с до 15 м/с.

Застосування ультразвукових витратомірів для обліку супутнього нафтового газу зв'язане із суттєвими труднощами в зв'язку з необхідністю градування перетворювача. Крім того, клас точності більшості моделей газових ультразвукових витратомірів значно перевищує 1%.

За результатом огляду методів вимірювання витрати та кількості плинних середовищ та їх характеристик для побудови системи обліку супутнього нафтового газу, сформовано їх порівняльну таблицю 2.1. В таблиці 2.1 наведено відповідність розглянутих методів вимірювання витрати плинних середовищ критеріям, визначеним у першому розділі. В таблиці 2.1 символом «+» позначено повна відповідність методу критерію, символом «+/-» – часткова відповідність, а символом «->» – невідповідність методу критерію. Як видно з таблиці 2.1 повністю або частково всім критеріям відповідає лише метод змінного перепаду тиску. Тому, для побудову системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу вибрано метод змінного перепаду тиску, який в подальшому розглядається детально.

2.3. Теоретичні основи методу змінного перепаду тиску.

Метод змінного перепаду тиску розглянуто і детально висвітлено в [32, 33, 35, 18, 42 – 50, 55]. Застосування методу регламентується ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 [19-23] та РД 50-411-83 [50]. Тому, в даному підрозділі, розглянемо тільки ті особливості методу та рівняння, які використовуються для наступних досліджень та розрахунків.

Залежність між витратою нестискуваного середовища, яке протікає у трубопроводі з внутрішнім діаметром D , та перепадом тиску на ПЗП, встановленому у цьому трубопроводі, визначають у відповідності до рівняння Бернуллі та рівняння нерозривності струмینی.

Таблиця 2.1

Відповідність методів вимірювання витрати плинних середовищ критеріям побудови системи обліку супутнього нафтового газу

Назва критерію	МЗПТ	Вихре- ві	Турбінні	Коріо- лі- сові	Ультра- звукові
Розрахункова метрологічна характеристика	+	-	-	-	-
Надійність системи обліку під час експлуатації	+	+	+/-	+	+/-
Відносна простота виготовлення	+/-	+/-	-	-	-
Можливість побудови системи модульного типу	+	-	-	-	-
Найнижча вартість системи обліку включно з експлуатаційними витратами в майбутньому	+/-	+/-	+/-	-	-
Можливість створення диспетчерського пункту обліку на відстані	+	+	+	+	+

Для двох перерізів потоку (I та II на рис.2.2), в кожному з яких статичний тиск залишається постійним по всьому перерізу, вищезгадані рівняння для горизонтального трубопроводу при умові, що тертя відсутнє, приймуть такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned} \frac{P'_1}{\rho_1} + \frac{U_1^2}{2} &= \frac{P'_2}{\rho_2} + \frac{U_2^2}{2} \\ \rho_1 U_1 F_1 &= \rho_2 U_2 F_2 \end{aligned} \right\}, \quad (2.1)$$

де F , U та P' - відповідно площа, середня швидкість та абсолютний статичний тиск в даному перерізі.

Оскільки густина рідини, яка проходить через стандартний звужувальний пристрій (СЗП), вважається незмінною ($\rho_1 = \rho_2 = \rho$), то систему рівнянь (2.1) представляють у вигляді:

$$\left. \begin{aligned} P_1' - P_2' &= \frac{\rho}{2}(U_2^2 - U_1^2) \\ U_1 F_1 &= U_2 F_2 \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

Із системи рівнянь (2.2) швидкість руху рідини у перерізі II:

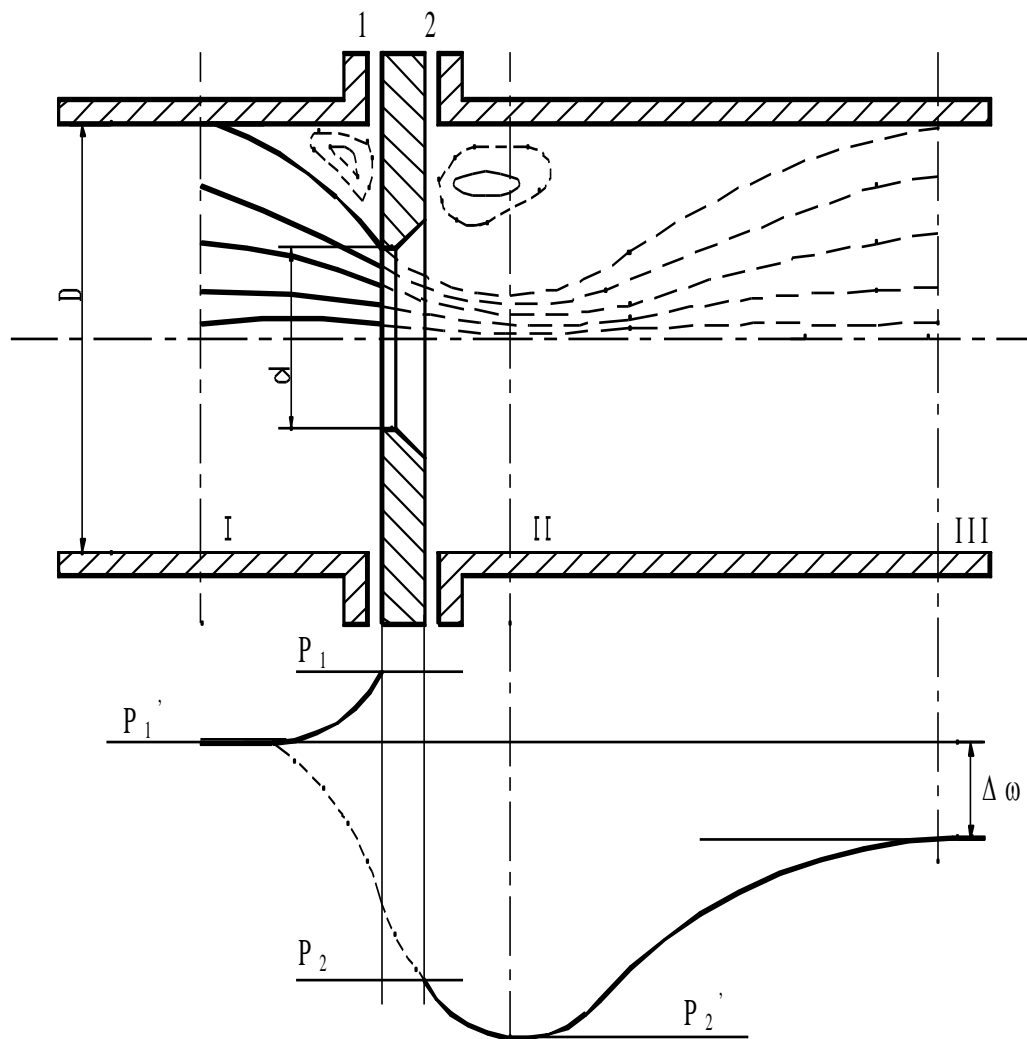


Рис. 2.2. Характер потоку та розподіл статичного тиску при встановленні у трубопроводі СЗП (діафрагми): I - переріз потоку у місці, де його звуження ще не наступило; II - переріз потоку у місці його найбільшого звуження; III - переріз потоку, в якому СЗП не впливає на звуження потоку; 1, 2 - отвори для відбору перепаду тиску.

$$U_2 = \frac{1}{\left[1 - \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^2\right]^{0,5}} \left[\frac{2}{\rho} (P_1' - P_2') \right]^{0,5}. \quad (2.3)$$

Об'ємна витрата рідини рівна добутку швидкості U_2 на площу F_2 перерізу потоку, тобто:

$$Q_{op}^T = \frac{F_2}{\left[1 - \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^2\right]^{0,5}} \left[\frac{2}{\rho} (P_1' - P_2') \right]^{0,5}. \quad (2.4)$$

Отримане рівняння не враховує нерівномірний розподіл швидкостей по перерізу потоку, обумовленого впливом в'язкості реальної рідини та тертя її до трубопроводу та ПЗП. Це рівняння не відображає також того, що перепад тиску вимірюють не в перерізах I, II (за більшістю способів відбору тисків), а замість площі перерізу потоку F_2 використовують площу отвору ПЗП - F_0 .

Якщо вище перераховані відхилення врахувати введенням загального коефіцієнта C , який називається коефіцієнтом витікання та визначається експериментальним шляхом, то рівняння (2.4) для визначення об'ємної витрати рідини буде мати вигляд:

$$Q_{op}^D = CEF_0 \left(2 \frac{\Delta P}{\rho} \right)^{0,5}, \quad (2.5)$$

де ΔP - перепад тиску, що вимірюється безпосередньо на торцях діафрагми; F_0 - площа отвору діафрагми, значення якої знаходиться через діаметр d отвору діафрагми $F_0 = \pi d^2 / 4$.

E - коефіцієнт швидкості входу, який введений для спрощення запису рівняння витрати,

$$E = \frac{1}{\left[1 - \left(\frac{F_0}{F_1}\right)^2\right]^{0,5}}. \quad (2.6)$$

$F_1 = \frac{\pi}{4} D^2$ - площа отвору трубопроводу.

Масова витрата рідини дорівнює добутку об'ємної витрати на її густину, тобто

$$Q_{op}^D = CEF_0(2\Delta P\rho)^{0,5}. \quad (2.7)$$

У випадку вимірювання витрати стискуваного середовища (наприклад, супутнього нафтового газу) необхідно враховувати зміну густини середовища у зв'язку зі зміною тиску при проходженні через ПЗП. Якщо врахувати, що зміна стану газу при проходженні його через ПЗП описується рівнянням адіабатичного процесу, тобто

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \left(\frac{P_2'}{P_1'} \right)^{\frac{1}{\chi}}, \quad (2.8)$$

то розв'язавши сумісно систему рівнянь (2.1) та (2.8) з врахуванням коефіцієнту витікання C , отримують наступні рівняння для визначення витрати стискуваного середовища:

$$Q_o^D = CE\varepsilon F_0 \left(2 \frac{\Delta P}{\rho} \right)^{0,5}; \quad (2.9)$$

$$Q_m^D = CE\varepsilon F_0 (2\Delta P\rho)^{0,5}, \quad (2.10)$$

де ε - коефіцієнт, що враховує зміну густини стискуваного середовища при протіканні його через ПЗП за рахунок розширення середовища, обумовленого зменшенням тиску середовища в отворі ПЗП,

$$\varepsilon = \left\{ \frac{\chi}{\chi - 1} \left[1 - \left(\frac{F_0}{F_1} \right)^2 \right] \frac{\left(1 - \frac{\Delta P}{P} \right)^2 - \left(1 - \frac{\Delta P}{P} \right)^{\chi+1}}{\frac{\Delta P}{P} \left[1 - \left(\frac{F_0}{F_1} \right)^2 \left(1 - \frac{\Delta P}{P} \right)^2 \right]} \right\}^{0,5}. \quad (2.11)$$

Рівняння (2.11) справедливе для ПЗП типів: сопло, сопло Вентурі та класична труба Вентурі. Для діафрагм коефіцієнт ε розширення газу визначається за рівнянням:

$$\varepsilon = 1 - \left(0,41 + 0,35 \left(\frac{F_0}{F_1} \right)^2 \right) \frac{\Delta P}{P \chi}. \quad (2.12)$$

Рівняння (2.9) та (2.10) є загальними рівняннями, оскільки вони застосовуються як для стискуваних, так і для нестискуваних середовищ, для яких $\varepsilon = 1$.

Для визначення Q_m за рівнянням (2.10), крім перепаду тиску ΔP на ПЗП, необхідно визначити значення інших параметрів: ρ , d , E , C та ε .

Значення C і ε , які ввійшли в міжнародний стандарт ISO 5167:2003 [71], були визначені в результаті експериментальних досліджень ПЗП, проведених на гладких трубопроводах при розподілі швидкостей по перерізу трубопроводу, які відповідають розвиненому турбулентному режиму руху. При визначенні значень C і ε для діафрагм в цих дослідженнях застосовувались діафрагми з гострим прямокутним кантом вхідного отвору діафрагми.

Наявність місцевих гідравлічних опорів (трубопровідної арматури, відводів і т.д.) та шорстких внутрішніх стінок трубопроводів приводить до спотворення розподілу швидкості газу по їх перерізу. Для його вирівнювання перед ПЗП та після забезпечують прямі ділянки трубопроводу з певною довжиною. Також для вирівнювання розподілу швидкості газу можуть застосовуватись спеціальні пристрої: струминовипрямлячі або пристрої підготовки потоку [19,20]. Корекцію впливу шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу на значення коефіцієнта витікання ПЗП здійснюють [17] за допомогою поправного множника K_u .

Корекцію впливу притуплення гострого прямокутного канту вхідного отвору діафрагми на значення коефіцієнта витікання ПЗП, обумовленого стиранням канту, здійснюють за допомогою поправкового коефіцієнта K_n .

Таким чином рівняння витрати в загальному випадку має вигляд:

$$Q_m = 0,25 \pi d^2 C E K_u K_n \varepsilon (2 \Delta P \rho)^{0,5}. \quad (2.13)$$

Добуток $(C E K_u K_n)$ застосовується в [50] і називається коефіцієнтом витрати α ПЗП

$$\alpha = C E \cdot K_u \cdot K_n = \alpha_0 \cdot K_u \cdot K_n. \quad (2.14)$$

Введення поправних множників $K_{ш}$ та K_n , які враховують вплив шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу та притуплення гострого прямокутного канту при вхідному отворі діафрагми на коефіцієнт витікання C , розширюють область застосування витратомірів у порівнянні з умовами застосування, що зазначені в ISO 5167:2003 [71].

Нормативними документом [50] вводяться залежності $\alpha_0 = CE = f(m, Re)$. Значення α_0 для побудови цих залежностей для спеціальних [37] пристроїв звуження отримані експериментальним шляхом.

Основне рівняння масової витрати наведено в нормативних документах [19-23] в такому вигляді:

$$Q_m = 0,25\pi d^2 C E K_{ш} K_n \varepsilon (2\Delta P \rho)^{0,5}; \quad (2.15)$$

Зв'язок масової витрати середовища Q_m , об'ємної витрати середовища за робочих умов Q_o і об'ємної витрати середовища, приведеної до стандартних умов Q_c , встановлює залежність:

$$Q_m = Q_o \rho = Q_c \rho_c. \quad (2.16)$$

При вимірюванні витрати газу його густина може бути обчислена за залежністю:

$$\rho = \frac{PT_c}{P_c T K} \rho_c, \quad (2.17)$$

де P_c, T_c - тиск та температура стандартних умов;

ρ_c - густина газу за стандартних умов;

K – коефіцієнт стисливості газу.

З врахуванням (2.17) рівняння (2.15) прийме вигляд:

$$Q_m = 0,25\pi d^2 C E K_{ш} K_n \varepsilon (2\Delta P \frac{PT_c}{P_c T K} \rho_c)^{0,5}. \quad (2.18)$$

Число Рейнольдса Re , як безрозмірний критерій гідродинамічної подібності потоків, характеризує відношення сил інерції до сил в'язкості і визначається за формулою:

$$Re = \frac{UD}{\nu} = \frac{UD\rho}{\mu} = \frac{4Q_m}{\pi D\mu} = \frac{4Q_c\rho_c}{\pi D\mu} = \frac{4Q_o\rho}{\pi D\mu}, \quad (2.19)$$

де ν - кінематична в'язкість середовища, що протікає в трубопроводі;

μ - динамічна в'язкість середовища.

Із формул (2.15), (2.17) та (2.18)-(2.19) видно, що для розрахунку витрати газу необхідно вимірювати: перепад тиску на пристрої звуження та густину газу в робочих умовах, або перепад тиску, тиск та температуру середовища перед пристроєм звуження, густину газу за стандартних умов. Оскільки на сучасному етапі розвитку техніки вимірювання тиску та температури газу реалізуються з точністю вищою ніж густини газу в робочих умовах, то для подальшої реалізації доцільно вибрати рівняння розрахунку витрати у формі (2.15) або (2.18) із врахуванням рівняння (2.16) для приведення значення витрати супутнього нафтового газу до стандартних умов.

Крім того, для розрахунку потрібно мати значення термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу: коефіцієнта стисливості або густини при стандартних умовах, показника адіабати, коефіцієнта динамічної в'язкості. Значення термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу змінюються із зміною температури та тиску. Враховуючи різноманітність компонентного складу супутніх нафтових газів, постає питання про методи розрахунку термодинамічних параметрів, які б дозволили обчислювати їх значення при робочих умовах проведення вимірювань. Аналіз та розробку таких методів проведено в розділі 3 даної роботи.

2.4. Теоретичні основи побудови витратоміра змінного перепаду тиску оптимального за точністю вимірювання витрати.

В [19-23, 72, 73] вибір відносного діаметра β пристрою звуження потоку чітко не регламентований і тому при визначенні діаметра d отвору або горловини пристрою звуження потоку виникає свобода у виборі його значення. Це означає, що витратомір з будь-яким значенням діаметра d отвору або горловини пристрою звуження потоку буде відповідати вимогам нормативного документа за умови, що це значення d забезпечить виконання умови (2.20). Вибір значення d може бути конкретизований умовою, коли задані значення верхньої границі перепаду тиску $\Delta p_{ВП}$ дифманометра.

$$\beta_{min} \leq \beta \leq \beta_{max}. \quad (2.20)$$

Застосування методу розрахунку параметрів пристрою звуження потоку за заданим значенням верхньої границі перепаду тиску $\Delta p_{ВП}$ дифманометра при великих значеннях $\Delta p_{ВП}$ може привести до істотних втрат тиску на пристрої звуження потоку, а також до збільшення похибки вимірювання витрати та кількості як рідких, так і газоподібних середовищ. Це пояснюється тим, що при великих значеннях $\Delta p_{ВП}$ і, відповідно, при малих значеннях відносного діаметра β пристрою звуження потоку збільшуються похибка δ_ϵ коефіцієнта розширення середовища (для газоподібних середовищ) і, для діафрагм, похибка δ_{K_n} поправкового коефіцієнта K_n на притуплення вхідного канта отвору діафрагми. При малих значеннях $\Delta p_{ВП}$ а, відповідно, при великих значеннях β , істотно збільшується похибка δ_c коефіцієнта витікання і, для діафрагм, похибка δ_{K_u} поправкового коефіцієнта K_u на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу. Крім того, при великих значеннях відносного діаметра пристрою звуження потоку збільшуються довжини прямолінійних ділянок трубопроводу, у разі скорочення яких можуть виникати додаткові похибки коефіцієнта витікання. Звідси випливає, що при проектуванні витратоміра змінного перепаду тиску можна знайти таке значення β ,

при якому сумарна похибка вимірювання витрати δ_q та кількості вимірюваного середовища буде мінімальною. Отже, при проектуванні таких витратомірів виникає задача мінімізації похибки вимірювання.

Розглянемо складові похибки результату вимірювання витрати середовища, які залежать від конструкції пристрою звуження потоку, а саме від його відносного діаметра β , та їх характер поведінки, оскільки частина складових цієї похибки має спадний характер, частина – зростаючий характер, а частина – незмінний характер із збільшенням відносного діаметра β . До таких складових похибки результату вимірювання витрати належать наступні похибки:

- похибка δ_C коефіцієнта витікання C , яка має для діафрагм мінімум відносно β , для сопла ISA 1932 і сопла Вентурі – зростаючий характер із збільшенням значення β , а для еліпсного сопла та труби Вентурі – не змінюється відносно β [55];

- похибка δ_{K_u} поправкового коефіцієнта K_u на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу. Із зростанням значення відносного діаметра пристрою звуження потоку похибка δ_{K_u} зростає [55];

- похибка δ_{K_n} поправкового коефіцієнта K_n на притуплення вхідного канта отвору діафрагми, яка зменшується із збільшенням значення відносного діаметра β отвору діафрагми [55];

- похибка δ_D результату вимірювання внутрішнього діаметра трубопроводу сумісно з коефіцієнтом впливу, тобто $\left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)\delta_D$, збільшується із збільшенням відносного діаметра β пристрою звуження потоку [55];

- похибка δ_d результату вимірювання діаметра отвору або горловини пристрою звуження потоку сумісно з коефіцієнтом впливу, тобто $\left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)\delta_d$, збільшується із збільшенням відносного діаметра пристрою звуження потоку [55];

- похибка δ_ε коефіцієнта розширення середовища, яка із збільшенням відносного діаметра пристрою звуження потоку зменшується [55].

Наглядно характер зміни описаних похибок показано на рисунку 2.3.

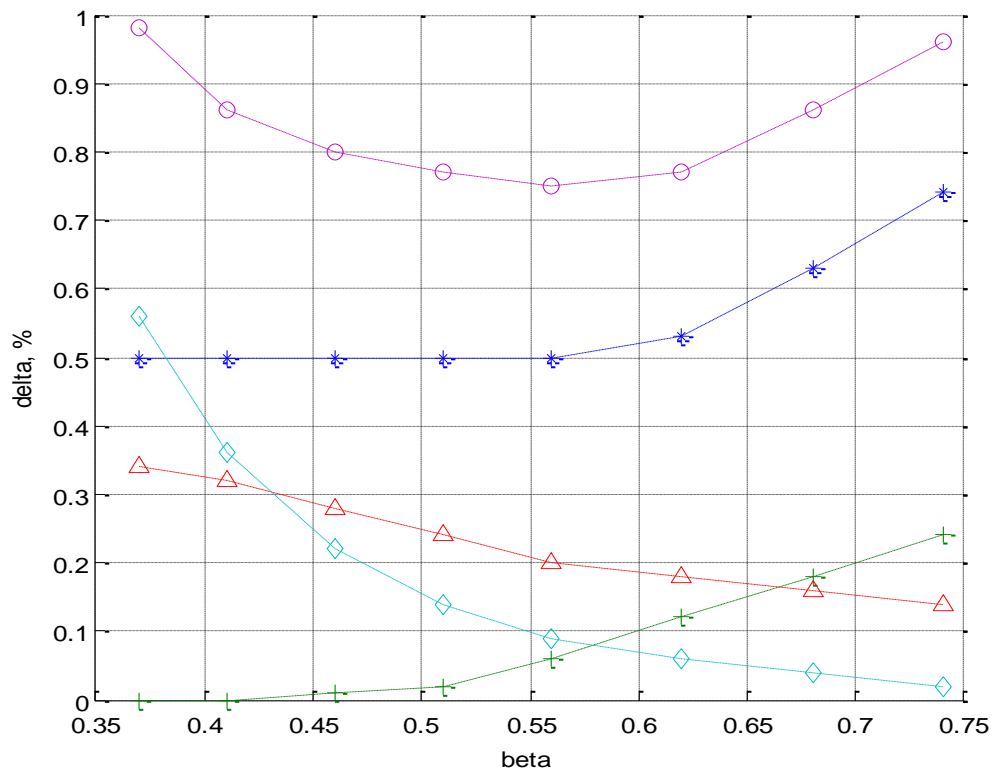


Рис. 2.3. Характер зміни похибок в залежності від β :

«+» - δ_{K_u} , «◇» - δ_ε , «Δ» - δ_{K_n} , «*» - δ_C , «o» - δ_q .

Як бачимо з вищевикладеного, похибка вимірювання витрати δ_q , яка залежить від конструктивного параметра пристрою звуження потоку, а саме відносного діаметра β , має явно виражений мінімум (див. рис. 2.3).

Алгоритм розрахунку параметрів витратоміра змінного перепаду тиску оптимального за точністю вимірювання витрати, який забезпечує мінімальну похибку вимірювання витрати та кількості вимірюваного середовища детально описано в [55]. Цей алгоритм реалізовано в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР «Расход-РУ» (версія 2.0) для супутнього нафтового газу, яка описана в підрозділі 4.4 цієї роботи.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ В РЕАЛЬНИХ ДІАПАЗОНАХ ВИМІРЮВАННЯ

3.1. Теоретичні основи визначення термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

3.1.1. Теоретичні основи визначення коефіцієнта стисливості.

Розрахунок витрати та кількості супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску потребує знання значень наступних термодинамічних параметрів: густина газу в робочих умовах, густина газу за стандартних умов, коефіцієнт динамічної в'язкості в робочих умовах, показник адіабати в робочих умовах. Але на практиці для розрахунку густини газу в робочих умовах застосовують формула (3.1), що враховує коефіцієнт стисливості K . Походження коефіцієнта стисливості описано нижче.

$$\rho = \frac{\rho_c p T_c}{p_c T K}, \quad (3.1)$$

Для врахування ефектів міжмолекулярної взаємодії реальних газів у рівняння стану Менделєєва-Клапейрона вводять коефіцієнт Z , який називають фактором стисливості. Тоді вказане рівняння запишеться у вигляді:

$$pV = \frac{R}{M} TZ, \quad (3.2)$$

де p - абсолютний тиск газу, Па; V - мольний об'єм в м³/кг; T - абсолютна температура газу, К; R – універсальна газова стала, Дж/(кмоль К); M - молекулярна вага газу, кг/кмоль.

Фактор стисливості враховує відхилення властивостей реальних газів і їх сумішей від властивостей ідеальних газів і газових сумішей. Виходячи із рівняння (3.2), фактор стисливості знаходиться згідно з рівнянням

$$Z = \frac{M}{R} \frac{pV}{T}. \quad (3.3)$$

Очевидно, що для ідеальних газів фактор стисливості дорівнює одиниці.

При виконанні інженерних розрахунків частіше користуються поняттям коефіцієнта стисливості K , який визначають як відношення фактора стисливості при робочих умовах Z до фактора стисливості при стандартних умовах Z_c :

$$K = \frac{Z}{Z_c}. \quad (3.4)$$

Коефіцієнт стисливості використовують при виконанні розрахунків, зв'язаних з вирішенням задач по транспортуванні газу (розрахунки по визначенню пропускної здатності трубопроводів, акумулюючої здатності газотранспортних систем і т.п.) та при вимірюванні витрати та кількості газів, які транспортуються під високими тисками в широкому діапазоні температур.

Коефіцієнт стисливості K є одним з параметрів рівняння стану реальних газових сумішей і залежить від P , V і T . Методи визначення P , V і T - характеристик газів можна розділити на наступні групи:

- методи, які базуються на теорії подібності, в основу яких покладено принцип відповідних станів;
- методи, які використовують віріальний розклад P , V , T - даних;
- аналітичні методи з застосуванням відповідних рівнянь стану.

Перша група об'єднує методи, які використовують кореляції, що зв'язують коефіцієнт стисливості з приведеними параметрами газів. З принципу подібності випливає принцип відповідних станів порівнюваних речовин: порівнювані речовини знаходяться в так званих відповідних станах, коли безрозмірні приведені параметри рівні. Для реальних газів точками приведення є їхні критичні стани. Приведені параметри газів знаходяться із відомих рівнянь :

$$P_{PP} = \frac{P}{P_K}, \quad (3.5)$$

$$T_{PP} = \frac{T}{T_K}, \quad (3.6)$$

$$V_{PP} = \frac{V}{V_K}, \quad (3.7)$$

де P_{PP} , P_K - тиски відповідно приведені та критичний;

T_{PP} , T_K - температури відповідно приведена та критична;

V_{PP} , V_K - молярні об'єми відповідно приведені та критичний.

Приведене рівняння є загальним для певного класу речовин. Приведене рівняння показує, що два різні гази у яких дві з трьох приведених змінних однакові, мають однакову третю приведену змінну. Виходячи з цього принципу можна наближено визначити властивості даного газу (речовини), якщо вони відомі для інших з'єднань, близьких по будові та складу. Найпростіші двопараметричні кореляції, які зв'язують коефіцієнт стисливості та приведені параметри речовин, мають вигляд:

$$K = f(T_{PP}, P_{PP}). \quad (3.8)$$

Для підвищення точності визначення коефіцієнта стисливості, в кореляції вводять третій параметр, критичний фактор стисливості Z_K , або фактор ацентричності ω . Корелююча залежність тоді має вигляд:

$$K = f(T_{PP}, P_{PP}, Z_K), \text{ або } K = f(T_{PP}, P_{PP}, \omega). \quad (3.9)$$

Застосування методів, побудованих на основі принципу відповідних станів, зв'язане, як правило, із необхідністю використання графіків та номограм, що ускладнює їх програмну реалізацію. Застосування таких кореляцій побудованих на основі принципу відповідних станів для розрахунку коефіцієнта стисливості виправдано для простих полярних газів, для яких трипараметричні кореляції вигляду (3.9) дозволяють провести розрахунок з похибкою, що не перевищує 3 % [1, 2]. Для полярних сполук застосування навіть найскладніших кореляцій даної групи дає результати з похибкою, яка досягає 5-10 %.

Друга група об'єднує методи, які використовують теоретично обґрунтований віріальний розклад P, V, T -властивостей газів:

$$K = 1 + B(T)/V + C(T)/V^2 + D(T)/V^3 + \dots \quad (3.10)$$

Константи $B(T), C(T), D(T)$, крім температури, залежать від потенціалу міжмолекулярної взаємодії, енергії взаємодії і міжатомних відстаней. Методи другої групи мають строгу теоретичну основу. Рівняння віріального типу лягли в основу деяких сучасних методів розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу (наприклад, методу GERG 91 мод. Європейської групи газових досліджень).

Третя група об'єднує методи, котрі використовують велике число аналітичних рівнянь стану. Ці методи зв'язані з застосуванням і аналізом відповідних узагальнених рівнянь стану газу, в результаті яких одержують найбільш точні, хоча і складні кореляції. Ці кореляції зв'язують P, V, T - параметри та коефіцієнт стисливості K .

Серед методів третьої групи, побудованих на базі класичних рівнянь стану, потрібно відмітити наступні методи, які рекомендуються для розрахунку коефіцієнта стисливості вуглеводнів та їх сумішей:

- методи, які використовують рівняння стану Редліха-Квонга [3] (метод Соаве [4], метод Сугі-Лю [5]);
- методи, які використовують рівняння стану Бенедікта-Вебба-Рубіна [6] (рівняння Ямади БВР-24 і БВР-44 [7]).

Методична похибка визначення коефіцієнта стисливості для рівняння Редліха-Квонга становить $\delta_M = 5\%$ для приведених температури $T_{PP} \leq 4$ та тиску $0 \leq P_{PP} \leq 7$ [2, 3]. Методи Соаве та Сугі-Лю працюють в тих же діапазонах зміни

температури та тиску і забезпечують методичні похибки визначення коефіцієнта стисливості:

- для рівняння Соаве - $\delta_M = 2\%$ [4];
- для рівняння Сугі-Лю - $\delta_M = 0.5\%$ [5].

Модифіковане рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна БВР-24 дозволяє обчислити коефіцієнт стисливості неполярних газів з приведеною густиною, яка не перевищує 1.8. Для приведеної температури T_{PR} від 0.8 до 5.5 методична похибка становить $\delta_M = 0.2\%$ [6, 7].

Для розрахунку коефіцієнта стисливості газів з приведеною густиною до 2.7 Томояші Ямадою було запропоновано модифікацію БВР-44 рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна. Рівняння БВР-44 дозволяє обчислити коефіцієнт стисливості газів з похибкою $\delta_M = 0.18\%$.

В зв'язку із складністю побудови теоретично обґрунтованих узагальнених рівнянь стану, які б забезпечили високу точність розрахунку коефіцієнта стисливості таких багатокомпонентних сумішей як природний газ та супутній нафтовий газ, побудовано спеціальні рівняння стану, в основу яких покладено високоточні експериментальні дані про коефіцієнт стисливості природного газу та його компонентів. За точністю розрахунку коефіцієнта стисливості, методи, які базуються на спеціальних рівняннях стану, не поступаються, а часто є кращими від класичних рівнянь. Деякі з цих методів введені державними стандартами як зразкові методи розрахунку. Зокрема можна назвати наступні методи державних стандартів для розрахунку коефіцієнта стисливості газу:

1) Методи ГОСТ 30319.2 – 96

- метод NX 19 мод., який побудований на базі експериментальних даних Американської газової асоціації AGA;
- метод Європейської групи газових досліджень GERG 91 мод., побудований на основі експериментальних даних та рівняння віріального типу;
- метод Американської газової асоціації AGA8-92DC;
- метод Всеросійського науково-дослідного центру стандартизації, інформації і сертифікації сировини, матеріалів та речовин (ВНИЦ СМВ).

2) Методика ДССДД 4-2002 для умов АГНКС.

3) Методика ГСССД МР 113-03 для вологого нафтового газу.

З перелічених методів розрахунку коефіцієнта стисливості газу для супутнього нафтового газу підходять методи, що враховують повний компонентний склад газу: метод Американської газової асоціації AGA8-92DC, метод Всеросійського науково-

дослідного центру стандартизації, інформації і сертифікації сировини, матеріалів та речовин (ВНИЦ СМВ) та Методика ГСССД МР 113-03 для вологого нафтового газу.

Слід також відмітити, що наявність великої кількості важких вуглеводнів у супутньому нафтовому газі, призводить до зростання його густини за стандартних умов. Тому, застосування перших двох методів є обмеженим густиною за стандартних умов.

Методика ГСССД МР 113-03 передбачає складний алгоритм з ітераційними процесами, що в свою чергу потребує високої швидкодії та більшого об'єму пам'яті для технічних засобів (обчислювача), що застосовуються у методі змінного перепаду тиску.

3.1.2. Теоретичні основи визначення коефіцієнта динамічної в'язкості.

Розрахунку в'язкості газових сумішей присвячена значна кількість робіт. Розроблено методи розрахунку на базі молекулярно-кінетичної теорії Чепмена і Енскога, на базі принципу відповідних станів та приведених параметрів сумішей [1, 2, 14, 15]. Однак, якщо розглядати задачу розрахунку в'язкості багатокомпонентної суміші в широкому діапазоні зміни тиску, то область застосування багатьох методів є обмеженою. Обмеження накладаються як класом речовин, що входять в суміш (полярні, неполярні), так кількістю компонентів суміші та діапазоном зміни тиску, в якому методи дають задовільні результати.

Розрахунок в'язкості багатокомпонентної суміші при тисках близьких до атмосферного може бути виконаний за рівняннями, виведеними на базі строгої кінетичної теорії Чепмена і Енскога [1, 2]. Як правило користуються не самими рівняннями, а їх розкладом в наближені ряди. Застосування рівнянь вимагає розрахунку коефіцієнтів дифузії, які є функціями в'язкості, молекулярної маси, інтегралів зіткнень чистих компонентів, що робить дані рівняння незручними, а часто і незастосовними для практичних розрахунків.

Практичного застосування набули методи, які використовують апроксимації рівнянь на основі теорії Чепмена і Енскога. Серед апроксимаційних методів найбільш простим вважається метод Вільке [2], в якому для розрахунку коефіцієнтів дифузії застосовуються тільки дані про в'язкість та молекулярну масу чистих компонентів. Метод дозволяє знайти значення динамічної в'язкості сумішей як неполярних так і полярних газів з відносною похибкою, що не перевищує 3 %. Однак достовірні результати забезпечуються при тисках близьких до атмосферного.

Один з методів, побудованих на основі рівняння Енскога, який принципово може бути застосований для розрахунку в'язкості бінарних газових сумішей при

високих тисках - метод Торна. Однак точність даного методу є невисокою, а рівняння навіть для бінарної суміші надзвичайно громіздкі [14].

Для визначення в'язкості газових сумішей при високих тисках застосовують, як правило методи, побудовані на базі принципу відповідних станів. В [1,2] рекомендується метод залишкової в'язкості в модифікації Діна і Стила. Метод включає розрахунок псевдокритичних тиску, температури, фактора стискуваності та густини суміші за модифікованим правилом Праусніца і Гана, що вимагає наявності даних про критичні параметри та вміст кожного компонента суміші. Для сумішей неполярних газів з малою молекулярною масою метод Діна і Стила дозволяє провести розрахунок в'язкості з відносною похибкою, що не перевищує 10% [2].

Для сумішей неполярних газів із значною молекулярною масою та сумішей, що містять один або декілька полярних компонентів, не запропоновано достовірних методів розрахунку в'язкості на базі молекулярно-кінетичної теорії. При розрахунку в'язкості таких сумішей користуються рівнянням Діна і Стила, однак похибка розрахунку в цьому випадку залежить від конкретного застосування і може значно зрости.

Авторами [14] для розрахунку в'язкості чистих газів та багатокомпонентних газових сумішей рекомендується рівняння залежності приведеної надлишкової в'язкості від приведеної густини $\omega = \rho / \rho_{кр}$:

$$\frac{\Delta\eta}{\Delta\eta_{кр}} = \frac{\eta_{p,T} - \eta_T}{\eta_{(p,T)кр} - \eta_{Tкр}} = f\left(\frac{\rho}{\rho_{кр}}\right) = f(\omega), \quad (3.12)$$

де $\eta_{p,T}$ - в'язкість суміші при робочих значеннях тиску та температури;

η_T - в'язкість суміші при робочій температурі та атмосферному тиску;

$\eta_{(p,T)кр}$ - в'язкість суміші при критичних значеннях тиску та температури;

$\eta_{Tкр}$ - в'язкість суміші при критичній температурі та атмосферному тиску.

В'язкість багатокомпонентної суміші знаходять за адитивною залежністю:

$$\left(\frac{\Delta\eta_m}{\Delta\eta_{кр-m}}\right)_{\omega_m} = \sum \left(\frac{\Delta\eta_i}{\Delta\eta_{кр-i}}\right)_{\omega_m} N_i, \quad (3.13)$$

де N_i - мольна частка і-го компоненту в суміші; $\left(\frac{\Delta\eta_i}{\Delta\eta_{кр-i}}\right)_{\omega_m}$ - приведена

надлишкова в'язкість і-го компоненту знайдена для приведеної густини газової суміші ω_m .

Загальної залежності $f(\omega)$, яка б описувала достатньо точно експериментальні дані для різних класів речовин (неполярних, полярних) не існує і, за дослідженнями

авторів [15], побудувати таку неможливо. Тому за залежністю $\frac{\Delta\eta}{\Delta\eta_{кр}} = f(\omega)$ гази умовно поділено на чотири групи: I – одноатомні гази; II – двоатомні та багатоатомні гази і ізомерні вуглеводні парафінового ряду; III – вуглеводневі гази; IV – водень, його ізотопи та ізомери. Для кожної групи дано залежність $f(\omega)$, отриману в результаті апроксимації результатів обробки експериментальних даних для кожної групи газів.

Для розрахунку в'язкості газової суміші за залежністю (3.12) потрібно, знаючи повний компонентний склад суміші:

знайти приведену густину ω_i кожного компонента (переважно за графічними та табличними залежностями) та приведену густину суміші $\omega_m = \sum \omega_i N_i$;

віднести кожен з компонентів до певної групи газів та за відповідною залежністю кожної групи $f_i(\omega)$ обчислити приведену надлишкову в'язкість кожного

з компонентів: $\frac{\Delta\eta_i}{\Delta\eta_{кр-i}} = f_i(\omega_m)$;

обчислити надлишкову критичну в'язкість суміші $\Delta\eta_{кр-m} = \eta_{(p,T)_{кр-m}} - \eta_{T_{кр-m}}$; вид залежності для обчислення $\eta_{(p,T)_{кр-m}}$ залежить від кількості компонентів та групи кожного компонента;

знайти із залежності (3.12) надлишкову в'язкість суміші $\Delta\eta_m$;

знайти в'язкість суміші при робочих температурі та тиску $\eta_{(p,T)_m} = \eta_{T_m} + \Delta\eta_m$.

Як видно з наведеного алгоритму, розрахунок в'язкості газової суміші за рівнянням (3.12) вимагає наявності значної кількості довідкових даних про критичні параметри газів, залежності між їх приведеними параметрами та виконання маніпуляцій із багатьма аналітичними залежностями, вид яких залежить від складу суміші. У випадку багатокомпонентної суміші, що складається з компонентів різних груп, обчислення стають надзвичайно трудомісткими. За прикладами, наведеними в [14], рівняння (3.12) дозволяє обчислити в'язкість бінарних газових сумішей в широкому діапазоні зміни параметрів з відносною похибкою, що не перевищує 2 %. Однак у [16] приводиться інформація про те, що результати розрахунку за методами [14, 15] добре узгоджуються із експериментальними даними тільки при тиску до 10 МПа. В області високих тисків та низьких температур похибки методів [14, 15] досягають 15 % [16].

Таким чином, враховуючи те, що супутній нафтовий газ є багатокомпонентною сумішшю, яка містить полярні та неполярні компоненти, можна стверджувати, що розглянуті молекулярно-кінетичні методи принципово незастосовні для розрахунку в'язкості супутнього нафтового газу. А значна кількість компонентів супутнього

нафтового газу робить практично неможливим застосування для розрахунку в'язкості рівняння (3.12).

Сучасними нормативними документами (наприклад [10], [12]), які визначають методи розрахунку фізичних властивостей природного газу, для розрахунку в'язкості пропонуються методи, що базуються на принципі відповідних станів: в'язкість виражають як функцію від псевдоприведених тиску, температури, густини природного газу. Псевдоприведені параметри, в свою чергу, є функціями параметрів стану суміші (тиску, температури) та складу газу.

ГОСТ 30319.1-96 [10] вводить метод розрахунку в'язкості, в якому використано методологічний підхід аналогічний до РД 50-213-80 [17]. Склад газу задається за допомогою густини природного газу при стандартних умовах, вмісту вуглекислого газу та азоту. Метод може бути застосований при тиску природного газу до 12 МПа та температурі від 240 К до 360 К. Похибка δ методу у вказаних діапазонах тиску та температури не перевищує 6 % відносно значень, знайдених за рівнянням стану ВНИЦ СМВ.

Метод розрахунку в'язкості за допомогою рівняння стану ВНИЦ СМВ вводиться документом [12] як взірцевий метод, який необхідно використовувати для перевірки інших методів. На відміну від методів нормативних документів [10] і [12] метод ВНИЦ СМВ вимагає даних про повний компонентний склад газу. Нормативним документом [12] рекомендується застосовувати метод при тиску природного газу від 0 до 12 МПа та температурі від 240 К до 480 К. При цьому вказується, що похибка розрахунку по відношенню до експериментальних даних не перевищує $\delta = 3$ %.

У [16] запропоновано рівняння для розрахунку динамічної в'язкості вуглеводневих сумішей на основі приведеної температури та густини суміші. Середня похибка розрахунку, за даними автора, не перевищує 2.5 % при тиску до 60 МПа та температурі 90-600 К. Зокрема для сумішей метану з етаном при температурі 270-300 К та тиску до 34 МПа середня похибка становить 1.67 %, максимальна – 4.08 % [16]. Для розрахунку густини в робочих умовах автором рекомендується застосовувати одне з високоточних рівнянь стану для вуглеводневих сумішей. Будь-яке з таких рівнянь вимагає даних про повний компонентний склад суміші. Крім того, для розрахунку приведених температури та густини необхідно мати дані про критичні параметри кожного компоненту.

В методиці [13] для розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості в стані розрідженого газу використані строгі вирази молекулярно-кінетичної теорії. Для розрахунку в'язкості при робочому тиску використано розклад по степенях густини, аналогічні віріальному. При цьому в якості потенціалу міжмолекулярної взаємодії

для всіх компонентів крім водяної пари використаний потенціал Леннарда-Джонса (12 - 6) з параметрами для чистих компонентів, визначеними у вказаному вище діапазоні температур і тисків із даних високої точності (ССД) про коефіцієнт динамічної в'язкості. Для розрахунку в'язкості водяної пари використаний емпіричний потенціал з параметрами рівними параметрам потенціалу (12 - 6 - 3), отриманий на основі ССД про коефіцієнт динамічної в'язкості водяної пари. Для обліку взаємодії різнорідних молекул потенціальні параметри розраховуються по напівемпіричних правилах комбінування.

З огляду на можливість реалізації методів [12], [13] у витратомірних системах необхідно вказати декілька недоліків, серед яких: необхідність даних про повний компонентний склад газу; потреба застосування багатоконстантних рівнянь стану, які оперують із базою даних про критичні параметри компонентів, коефіцієнти бінарної взаємодії, що ставить підвищені вимоги до швидкодії та об'єму пам'яті мікропроцесорного обчислювача.

3.1.3. Теоретичні основи визначення показника адіабати.

При побудові рівнянь витрати за методом змінного перепаду тиску процес перетікання газу через пристрій звуження вважають адіабатним, тому коефіцієнт розширення газового потоку ε , який входить у рівняння витрати, є функцією показника адіабати газу χ (показника степені питомого об'єму в рівнянні адіабати $PV^\chi = const$).

Для ідеального газу показник адіабати визначають як відношення теплоємностей газу при постійному тиску C_p та постійному об'ємі C_v :

$$\chi = \frac{C_p}{C_v}. \quad (3.14)$$

Для реального газу показник адіабати може бути визначений за залежністю [24]:

$$\chi = -\frac{V}{P} * \frac{C_p}{C_v} \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T. \quad (3.15)$$

Застосування виразу (3.15) вимагає розрахунку значень теплоємностей супутнього нафтового газу C_p , C_v та часткової похідної $\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T$. Це потребує наявності рівняння стану, яке добре описує поведінку супутнього нафтового газу в діапазонах визначення показника адіабати.

Оскільки із узагальнених рівнянь стану найкращі результати для вуглеводнів та їх сумішей забезпечують модифікації рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна, то ці

рівняння і були покладені деякими авторами [25] в основу методів розрахунку показника адіабати. Для спрощення застосування рівнянь стану природний газ розглядають в даних методах як дво- (метан-азот) або трикомпонентну (метан-азот-етан) суміш. Однак, навіть при умові таких спрощень, методи розрахунку показника адіабати на основі узагальнених рівнянь стану є громіздкими та незручними для застосування в обчислювачах витрати. Практичного поширення набули залежності, отримані в результаті апроксимації результатів розрахунку за методами на основі рівнянь стану.

В правилах розрахунку витрати природного газу РД 50-213-80 для розрахунку показника адіабати метану було запропоновано залежність:

$$\chi = 1.29 + 0.704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346.23 - T)^2] P. \quad (3.16)$$

Похибка розрахунку показника адіабати метану в діапазонах тисків від 0 до 80 кгс/см² і температур від -25 до +80 °С за рівнянням (3.16) не перевищує $\delta_\chi = \pm 8.0\%$.

Авторами [25] проведено порівняння результатів декількох методів розрахунку показника адіабати, в тому числі й рівняння (3.16), з даними Служби стандартних довідкових даних [26] про показник адіабати метану. За результатами порівняння в [25] зроблено висновок про те, що похибка рівняння (3.16) по відношенню до даних [26] досягає 30%.

Одною з найбільш вдалих апроксимаційних залежностей для розрахунку показника адіабати є рівняння Кабзи. Вдосконалене рівняння Кабзи [10] дозволяє обчислити значення показника адіабати природного газу в діапазоні температур 240-360 К при тиску до 10 МПа. Похибка розрахунку при $p/T < 0.03$ не перевищує 2.0% [10] по відношенню до значень розрахованих за рівнянням ВНИЦ СМВ.

Рівняння має вигляд:

$$\chi = 1.556(1 + 0.074x_a) - 3.9 \cdot 10^{-4} T(1 - 0.68x_a) - 0.208\rho_c + (p/T)^{1.43} \times \\ \times [384(1 - x_a)(p/T)^{0.8} + 26.4x_a], \quad (3.17)$$

Всі позначення в рівнянні є ідентичними до позначень в рівнянні стану ВНИЦ СМВ. Природний газ вважається тут двокомпонентною сумішшю, що складається із метану та азоту. Вміст в газі СО і О₂ враховується збільшенням частки азоту x_a , а вміст Н₂, СО₂ та вищих вуглеводнів – шляхом збільшення частки метану.

В російському центрі стандартизації було розроблено метод розрахунку показника адіабати на основі рівняння стану ВНИЦ СМВ [12].

Метод вимагає даних про вміст восьми основних компонентів природного газу.

Показник адіабати природного газу при використанні РС ВНИЦ СМВ розраховують за формулою:

$$\chi = C_p(1 + A_1)/(C_v z), \quad (3.18)$$

де C_p і C_v - ізобарна і ізохорна теплоємності,

A_1 - безрозмірний комплекс, який визначається виразом, отриманим на основі рівняння стану ВНИЦ СМВ [12], а саме:

$$A_1 = \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} (k+1)c_{kl} \rho_{II}^k / T_{II}^l. \quad (3.19)$$

Всі позначення в (3.19) аналогічні до позначень введених у стандарті [12].

Ізобарну і ізохорну теплоємності розраховують за залежностями, що включають A_1 та вирази структури подібної до A_1 і теплоємності (ізохорну c_{Vom} та ізобарну c_{pom}) в ідеально газовому стані.

Теплоємності в ідеально газовому стані розраховують за формулами:

$$c_{Vom} = c_{pom} - R, \quad (3.20)$$

$$c_{pom} = \sum_i x_i c_{poi}. \quad (3.21)$$

Ізобарну теплоємність c_{poi} і-го компонента в ідеально газовому стані визначають за співвідношенням:

$$c_{poi} = R \left[\sum_{j=0}^{N_{1i}} (\alpha_j)_i \theta_i^j + \sum_{j=1}^{N_{2i}} (\beta_j)_i \theta_i^{-j} \right], \quad (3.22)$$

де $\theta_i = T/T_{ni}$.

Температура T_{ni} , границі сумування N_{1i} і N_{2i} , а також константи $(\alpha_j)_i$ і $(\beta_j)_i$ рівняння (3.22) для і-го компонента (одного із восьми) природного газу наведені в ГОСТ 30319.3-96 [12].

Методика розрахунку показника адіабати ДССДД 8-2006 [8] розроблена спеціалістами кафедри Автоматизація теплових та хімічних процесів Національного університету «Львівська політехніка» і призначена для розрахунку показника адіабати природних газів та вуглеводневих сумішей, які мають густину за стандартних умов ($P_{CT} = 0,101325$ МПа, $T_{CT} = 293,15$ К) від $0,6682$ кг/м³ до $0,725$ кг/м³, за умови зміни температури від 250 К до 320 К і тиску від 0,1 до 25,0 МПа. Молярний вміст діоксиду вуглецю та азоту в газових сумішах не повинні перевищувати 10 % кожного. Відносна похибка визначення показника адіабати у вказаних діапазонах тиску, температури та складу газу не перевищує ± 3 %. Для природних газів та вуглеводневих сумішей, які мають густину за стандартних умов від $0,6682$ кг/м³ до $0,70$ кг/м³ похибка визначення показника адіабати у вказаних діапазонах тиску та температури не перевищує ± 2 %. З точки зору застосування для

супутнього нафтового газу, методика має ряд недоліків, зв'язаних із обмеженим діапазоном складу вуглеводневих сумішей, для якого розроблена методика.

Всеросійським науково-дослідним центром стандартизації (ВНИЦ СМВ) запропонована спеціалізована методика ГСССД МР 113 – 03 [13] призначена для розрахунку властивостей вологого нафтового газу в широких діапазонах зміни температури та тиску. Методика дозволяє обчислити значення показника адіабати за відомими значеннями тиску, температури та компонентного складу нафтового газу.

Розрахункова область методики ГСССД МР 113 – 03 обмежена діапазоном абсолютних температур $263 \leq T \leq 500 \text{K}$ та тисків $0.1 \leq p \leq 15 \text{ МПа}$ [13]. Компонентний склад може включати в різних комбінаціях наступні речовини : метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара.

Для розрахунку густини, фактора стиснення та показника адіабати в розглядуваній методиці застосовуються узагальнене фундаментальне рівняння стану з залежними від компонентного складу афінними перетвореннями для приведених температури і густини базової речовини. В якості базової речовини і його рівняння стану прийняті метан і фундаментальне рівняння стану метану [13].

Дана методика дозволяє також визначити при заданих температурі, тиску і концентраціях “сухих” компонентів значення граничної рівноважної концентрації (розчинності) x_p водяних парів в газовій суміші. Розрахунок значень x_p здійснюється з допомогою узагальненого фундаментального рівняння стану для газової фази і рівнянь для конденсованої фази – чистих води і льоду.

В результаті проведеного аналізу автори методики ГСССД МР 113 – 03 приводять наступні оцінки максимальних похибок (з довірчою ймовірністю 95 %) розрахункових значень показника адіабати:

- для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних – $\delta k \leq 0,8 \%$;
- для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних і для вологих газових сумішей – $\delta k \leq 1,6 \%$.

За результатами виконаного аналізу доцільно виконати систематизацію методів розрахунку показника адіабати за наступними ознаками:

- областю застосування;
- точністю обчислення параметрів у області застосування.

З проведеного аналізу видно, що на сьогоднішній день розрахунок показника адіабати природного та супутнього нафтового газу можна провести такими способами:

- 1) за даними [26 - 31] (табличні, графічні, або аналітичні залежності) знайти значення показника адіабати основних компонентів нафтового газу; знаючи вміст кожного компоненту, обчислити значення показника адіабати природного газу за адитивною залежністю;
- 2) якщо склад газу відповідає густині за стандартних умов до $1,0 \text{ кг/м}^3$, то за вдосконаленим рівнянням Кабзи [10], або методикою ДССДД 8-2006 [8] при невідомому повному компонентному складі газу та за методом ВНИЦ СМВ [12] при відомому повному компонентному складі.
- 3) якщо склад газу відповідає густині за стандартних умов більше $1,0 \text{ кг/м}^3$, то за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13].

Перший спосіб дозволяє обчислити значення показника адіабати природного газу при зміні тиску та температури в широких діапазонах, однак не надається для програмної реалізації в мікропроцесорних обчислювачах. Другий спосіб не охоплює необхідного діапазону зміни складу супутнього нафтового газу. Третій складний для реалізації у обчислювачах витрати, оскільки вимагає дані про повний компонентний склад газу; потребує застосування багатоконстантних рівнянь стану, які оперують із базою даних про критичні параметри компонентів, коефіцієнти бінарної взаємодії, що ставить підвищені вимоги до швидкодії та об'єму пам'яті мікропроцесорного обчислювача.

3.2. Розроблення методики визначення густини супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.

3.2.1. Аналіз компонентного складу супутніх нафтових газів різних родовищ для визначення їх густини та коефіцієнта стисливості.

Видобуток нафти супроводжується видобутком супутнього газу, який містить значну вуглеводневу частину і має назву супутній нафтовий газ. Хоча переважну частку у компонентному складі нафтового газу становлять вуглеводні, також в склад нафтового газу входять у великих кількостях такі компоненти : азот, двооксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара.

В цьому підпункті проведено аналіз компонентного складу супутнього нафтового газу різних родовищ. В таблицях 3.1 – 3.4 наведено компонентний склад супутнього нафтового газу за результатами роботи хіміко-аналітичних лабораторій ВАТ «Укрнафта» наступних діючих на Україні родовищ: Гнідинці, Прилуки, Леяки, Богдани, Талалаївка, Борислав.

Таблиця 3.1

Параметри складу газу Гнідинцівського ГПЗ

№ n/n	Позиція	Густина газу, кг/м ³		Азот (N ₂)		Двоокис вуглецю (CO ₂)	
		min	max	min	max	min	max
1	Лесяки КС	0.815	1.082	2.69	8.64	0.31	0.92
2	Прилуки МГБУ	0.930	1.193	4.42	14.26	0.69	2.14
3	П.157 (А-1)	1.562	1.739	1.81	4.32	1.38	2.70

Таблиця 3.2

Параметри складу газу Гнідинцівського ГПЗ, газ після УПС.

Найменування компоненту	Концентрація, об. %	Концентрація, мас. %
Кисень	0	0
Азот	12.3434	7.6693
Диоксид вуглецю	3.2736	3.1721
Метан	4.6415	1.76395
Етан	11.896	7.8762
Пропан	34.063	33.072
і-бутан	6.828	8.7382
н-бутан	17.06	21.833
нео-пентан	0	0
і-пентан	3.9847	6.3302
н-пентан	4.215	6.6961
Гексан	1.605	2.9734
Густина відносна	1.607	
Густина абсолютна	1.936 кг/м ³	
Теплота згорання нижня	19063 ккал/м ³	
Число Воббе	15040 ккал/м ³	

Таблиця 3.3

Склад газу відборів нафтогазовидобувного управління (НГВУ) «Бориславнафтогаз».

№ n/n	Місце відбору	Найменування компоненту										Густина абс., кг/м ³
		O ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	
1	ВКС*-1	9.9	36.79	49.88	1.87	0.42	0.75	0.23	0.15	0.01	-	1.0465
2	ВКС-2	9.9	36.93	47.92	2.92	0.61	0.98	0.35	0.30	0.06	0.03	1.0310

* - вакуумна компресорна станція.

Таблиця 3.4

Параметри складу газу окремих відборів газу нафтогазовидобувного управління (НГВУ) «Чернігівнафтогаз».

№ п/п	Місце відбору	Найменування компоненту							
		Густина, кг/м ³	Тиск мін/мкс., МПа	СО ₂	Азо т	Метан	Ета н	Пропан	Бутан
1	ГЗУ-2 Леляки	1.518	1.8/2.5	0.34	6.88	20.02	26.84	27.18	7.06
2	КТУ М-Дівиця	1.247	1.8/2.1	0.86	1.05	42.9	17.86	17.57	4.93
3	ГЗУ Богдани	1.217	1.8/3.6	0.31	4.41	51.07	15.87	16.56	5.66
4	ДКС Талалаївка	1.064	1.08/1.17	4.25	8.84	62.26	13.92	9.07	2.74

Як видно із представлених результатів аналізу компонентного складу супутнього нафтового газу, параметри складу змінюються в дуже широких межах. В цілому діапазон зміни параметрів складу є наступним:

Таблиця 3.5

Діапазон зміни параметрів складу супутнього нафтового газу.

Параметр	Діапазон зміни	
	Нижня межа	Верхня межа
Температура, К	260	350
Тиск, МПа	0,1	3,0
Густина в стандартних умовах, кг/м ³	0,8	2,0
Об'ємний вміст, % : метану	4,0	63
етану	1,8	27
пропану	0,5	34
н-бутану	0,1	17
і-бутану	0,2	6,9
С ₅ і вищі	0,0	10,0
Азоту	1,0	37,0
СО ₂	0,3	10,0

При такому значному вмісті важких компонентів (пропану, бутанів, пентанів і вищих вуглеводнів) можливою є зміна їх фазового стану у діапазонах зміни тиску та температури супутнього нафтового газу при його обліку.

3.2.2. Аналіз існуючих методів визначення густини та коефіцієнта стисливості супутнього нафтового газу з точки зору їх точності.

Супутній нафтовий газ може містити значну частку важких вуглеводнів, азоту, вуглекислого газу, сірководню, які в діапазонах зміни параметрів газу при його обліку можуть суттєво змінювати його фізичні властивості. Тому для розрахунку

властивостей супутнього нафтового газу можуть бути застосовані методи, що працюють за даними про повний компонентний склад газу.

Всеросійським науково-дослідним центром стандартизації (ВНИЦ СМВ) запропонована спеціалізована методика ГСССД МР 113 – 03 [13] призначена для розрахунку властивостей вологого нафтового газу в широких діапазонах зміни температури та тиску. Методика дозволяє обчислити значення густини в робочих умовах та фактора стисливості за відомими значеннями тиску, температури та компонентного складу нафтового газу.

Метод побудований на основі відомого рівняння стану AGA8 – 92DC [11], враховує вміст вологи, а тому також може бути застосований для розрахунку властивостей вологого нафтового газу. Однак за складом область дії цього методу є більш обмеженою в порівнянні із ГСССД МР 113 – 03 [13]: метод допускає вміст сірководню до 30% мол., вміст вуглекислого газу та азоту – до 15% мол. кожного, вміст бутанів – до 1,5%. Крім того, метод AGA8 – 92DC [11], не передбачає розрахунку показника адіабати та в'язкості. Для розрахунку показника адіабати та в'язкості сухих вуглеводневих сумішей із значним вмістом сірководню може бути застосований метод на основі рівняння стану ВНИЦ СМВ [12].

Розрахункова область методики ГСССД МР 113 – 03 обмежена діапазоном абсолютних температур $263 \leq T \leq 500\text{K}$ та тисків $0.1 \leq p \leq 15\text{ МПа}$ [13]. Компонентний склад може включати в різних комбінаціях наступні речовини : метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара.

Для розрахунку густини, фактора стиснення та показника адіабати в розглядуваній методиці застосовуються узагальнене фундаментальне рівняння стану з залежними від компонентного складу афінними перетвореннями для приведених температури і густини базової речовини. В якості базової речовини і його рівняння стану прийняті метан і фундаментальне рівняння стану метану [13].

Крім теплофізичних властивостей в однофазному стані, дана методика дозволяє також визначити при заданих температурі, тиску і концентраціях “сухих” компонентів значення граничної рівноважної концентрації (розчинності) x_p водяних парів в газовій суміші. Розрахунок значень x_p здійснюється з допомогою узагальненого фундаментального рівняння стану для газової фази і рівнянь для конденсованої фази – чистих води і льоду.

В результаті проведеного аналізу автори методики ГСССД МР 113 – 03 приводять наступні оцінки максимальних похибок (з довірчою ймовірністю 95 %) розрахункових значень густини та фактора стисливості:

- для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних – $\delta\rho \leq 0,2\%$;
- для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних і для вологих газових сумішей – $\delta\rho \leq 0,4\%$.

Для порівняння результатів розрахунку густини та коефіцієнта стиснення супутнього нафтового газу отриманих за методикою ГСССД МР 113 – 03 взято рівняння стану для природних газів AGA8 – 92DC. Рівняння стану AGA8 – 92DC може бути застосоване для розрахунку фізичних властивостей природних газів з густиною за стандартних умов ($P_c = 0.101325\text{МПа}$ та $T_c = 293.15\text{К}$) $\rho_c = 0.668 - 1.05\text{ кг/м}^3$, в області тисків $0.1 \dots 30\text{ МПа}$ та температур $250 - 340\text{ К}$ [11]. Компонентний склад природного газу може містити такі речовини : метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, н-октан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень, аргон, гелій, оксид вуглецю та водяна пара. При розрахунку за рівнянням стану AGA8 – 92DC повинні бути витримані наступні діапазони концентрацій компонентів (в мол. %) :

метан	65-100,	етан	≤ 15 ,
пропан	≤ 3.5 ,	бутани	≤ 1.5 ,
азот	≤ 15 ,	діоксид вуглецю	≤ 15 ,
сірководень	≤ 0.02 ,		
інші	≤ 1 .		

Області застосування методик ГСССД МР 113 – 03 [13] і AGA8 – 92DC [11] за діапазоном зміни тиску та температури не співпадають, тому для проведення порівняльного аналізу виділимо загальну область, в межах якої і будемо здійснювати порівняння. Ця область має межі за зміною тиску – від 0.1 МПа до 15 МПа , за зміною температури – від 263 до 340 К . Верхню межу області порівняння для тиску можна збільшити до 30 МПа , оскільки рівняння стану AGA8 – 92DC може бути застосоване в області тисків до 30 МПа . Це дозволить також проаналізувати, як "працює" методика ГСССД МР 113 – 03 [13] за межами допустимої області розрахунку.

Результати порівняння методики [13] із методом [11] представлено у графічній формі на рисунках 3.1 – 3.3 для компонентного складу супутнього нафтового газу, наведеного в таблиці 3.6. Кожна крива зображує ізотерму у відповідних для окремого рисунку координатах (ρ, p ; K, p ; δ, p). Кожна ізотерма позначена окремим символом, який визначено в підрисункових підписах.

Для побудови залежностей відносного відхилення між методиками δ від тиску значення відхилення δ_i в кожній i -тій точці розрахунку було знайдено, зокрема для коефіцієнта стисливості, за формулою

$$\delta_i = [(K_{РОЗР,i} - K_{ТАБЛ,i}) / K_{ТАБЛ,i}] 100\%,$$

де $K_{РОЗР,i}$ – розрахункове значення коефіцієнта стисливості за методикою [13];

$K_{ТАБЛ,i}$ – значення коефіцієнта стисливості за методикою AGA8 – 92DC [11].

Правильність програмної реалізації методів було перевірено виконанням контрольних розрахунків, результати яких співпали з результатами, наведеними в стандартах [11, 13].

Таблиця 3.6

Компонентний склад вологого нафтового газу
(13 компонентів + $\alpha = 8 \text{ г/м}^3$ – абсолютна вологість).

№ n/n	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	метан	етан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан
Частка, %	76.987	9.5996	3.4999	0.61998	1.24	0.28999	0.22999
№ n/n	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	гексан	гептан	кисень	азот	двооксид вуглецю	водяна пара	сірководень
Частка, %	0.099996	0.019999	0.57998	5.5598	1.27	0.0038807	0.0099996

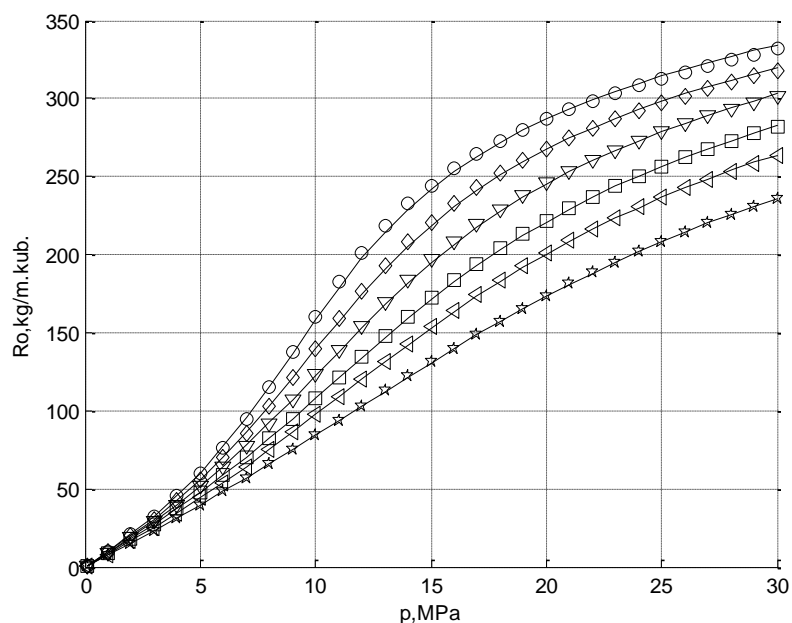


Рис.3.1. Залежність густини нафтового газу від тиску при температурах: «o» - 263 К, «◇» - 273 К, «∇» - 285 К, «□» - 300 К, «◁» - 315 К, «☆» - 340 К. Символами позначені значення за методикою ГСССД МР 113 – 03, суцільною лінією - за рівнянням стану AGA8 – 92DC.

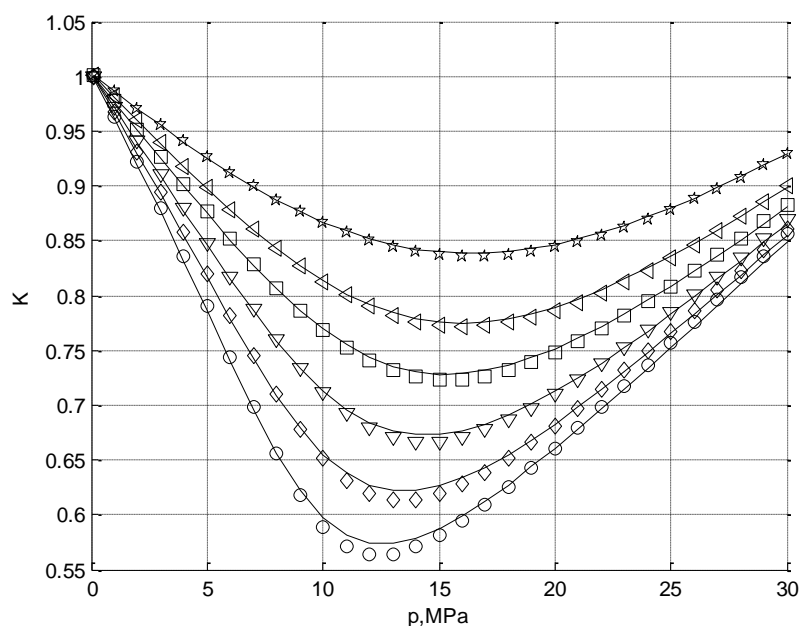


Рис.3.2. Залежність коефіцієнта стисливості нафтового газу від тиску при температурах: «о» - 263 К, «◇» - 273 К, «▽» - 285 К, «□» - 300 К, «◁» - 315 К, «☆» - 340 К. Символами позначені розрахункові значення за методикою ГСССД МР 113 – 03, суцільною лінією - за рівнянням стану АГА8 – 92ДС.

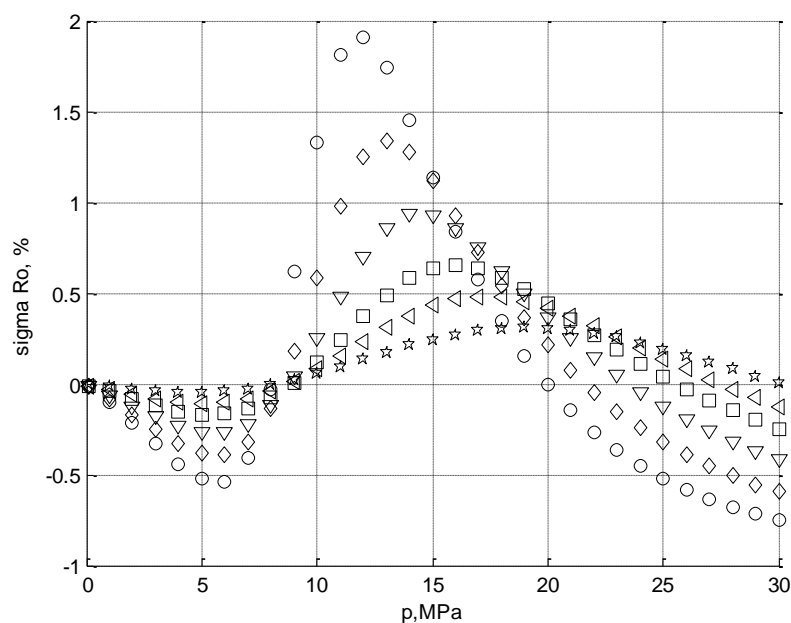


Рис.3.3. Залежність відносного відхилення розрахункових значень густини від тиску при температурах : «О» - 263 К, «◇» - 273 К, «▽» - 285 К, «□» - 300 К, «◁» - 315 К, «☆» - 340 К.

Значення максимальної відносної похибки визначення густини за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13] в порівнянні з визначенням густини за рівнянням стану для природних газів AGA8 – 92DC для заданого компонентного складу становить 1.91 %, а значення максимальної за модулем похибки розрахунку коефіцієнта стиснення супутнього нафтового газу рівне – 1.88 %. На рисунку 3.3 представлені графіки зміни відносного відхилення розрахункових значень густини за методикою ГСССД МР 113 – 03 від розрахункових значень AGA8 – 92DC. Із рисунку 3.3 видно, що для складу газу, наведеного у таблиці 3.6, найбільші відхилення методики спостерігаються у діапазоні зміни тиску від 10 до 15 МПа, тобто у робочому діапазоні зміни тиску за [13]. Слід відмітити, що вказаний діапазон тиску виділяє область над пседокритичною точкою, у якій найбільш складно описати р₀T-поверхню і у якій закономірно спостерігаються найбільші розбіжності різних методик розрахунку фізичних властивостей. При тиску вищому 15 МПа, тобто вищому від верхньої межі застосування за [13], методика ГСССД МР 113 – 03 показує добру збіжність із результатами розрахунку за AGA8 – 92DC [11] для значної кількості варіантів складу газу. Характер зміни відносного відхилення отриманий для різних варіантів складу газу відповідає залежностям, наведеним на рис.3.3.

Таким чином, за результатами порівняльного аналізу авторами пропонуються наступні підходи при виборі методики для розрахунку опорних значень коефіцієнта стисливості сухого та вологого нафтового газу для розробки спрощеної методики:

1) для нафтового газу із вмістом метану менше 65 % необхідно застосовувати методику [13], яка дозволяє обчислити значення густини в робочих умовах, фактора стисливості;

2) для нафтового газу із вмістом метану більше 65 % та діапазонів вмісту інших компонентів визначених у [11] можуть бути застосовані і методики AGA8 – 92DC для розрахунку густини та коефіцієнта стисливості та ВНИЦ СМВ.

3) в навіолокритичній області слід уточнити метрологічні характеристики методики [13] та вказати максимальну відносну похибку розрахунку коефіцієнта стисливості і густини 2,0 %.

3.2.3. Побудова спрощеної методики розрахунку густини супутнього нафтового газу.

За основу для побудови спрощеної методики розрахунку густини супутнього нафтового газу прийнято значення густини супутнього нафтового газу розраховані за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13] для сумішей, що наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7

Компонентні склади супутнього нафтового газу

Назва компонента	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %	Вміст, %
метан	81	77	75	82,9	81	81,42	70	80	77,3	70	68	66,9	62	71,465	68,2
етан	6	6	12	4,2	7,5	5,32	14	5,74	7	18	10	15,1	14	8,593	9,4
пропан	3	1	5	6,5	5	6,44	5	6,86	9,4	5	1	9,7	9	10,785	16
i-бутан	1	1	1	1,2	0	1,42	2	1,56	1,7	1	1	0,8	3	1,689	1,7
n-бутан	0	0	0	2,4	3	2,43	1	2,63	2,6	1	1	2,2	0	3,865	2,8
i-пентан	0	0	0	0,5	2	0,69	0	0,83	0,5	1	1	0,4	0	0,748	0,2
n-пентан	0	0	0	0,6	0	0,6	0	0,74	0,4	1	1	0,5	0	0,872	0,3
гексан	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0,5	0,1	0	0	0,3	0	0,199	0,7
гептан	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
кисень	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0
азот	7,7	9,9	4,9	1,1	1	1,19	6,9	0,87	0,8	1,9	10	3,6	8	1,323	0,6
вуглекислий газ	1	5	2	0,3	0,5	0,15	1	0,18	0,2	1	7	0,5	4	0,45	0,1
сірководень	0,3	0,1	0,1	0	0	0,04	0,1	0,09	0	0,1	0	0	0	0	0
Густина за с.у., кг/м ³	0,8085	0,8411	0,8636	0,8764	0,8818	0,8902	0,9090	0,9153	0,9263	0,9372	0,9524	0,9780	0,9959	0,9998	1,0282
Номер суміші	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Алгоритм розрахунку термодинамічних параметрів за методикою ГСССД МР 113 – 03 наведено у Додатку А. Масив значень густини супутнього нафтового газу (див. рис. 3.4) розраховано для діапазонів тиску $p = 0.1 \dots 3$ МПа, температури $T = 260 \dots 350$ К та значень густини супутнього нафтового газу $\rho_{ст} = 0.8 \dots 1.0$ кг/м³. На рис. 3.4 зображено поверхні $\rho = f(T, p)$ для різних сумішей супутнього нафтового газу, які характеризуються значенням густини за стандартних умов для кожної суміші.

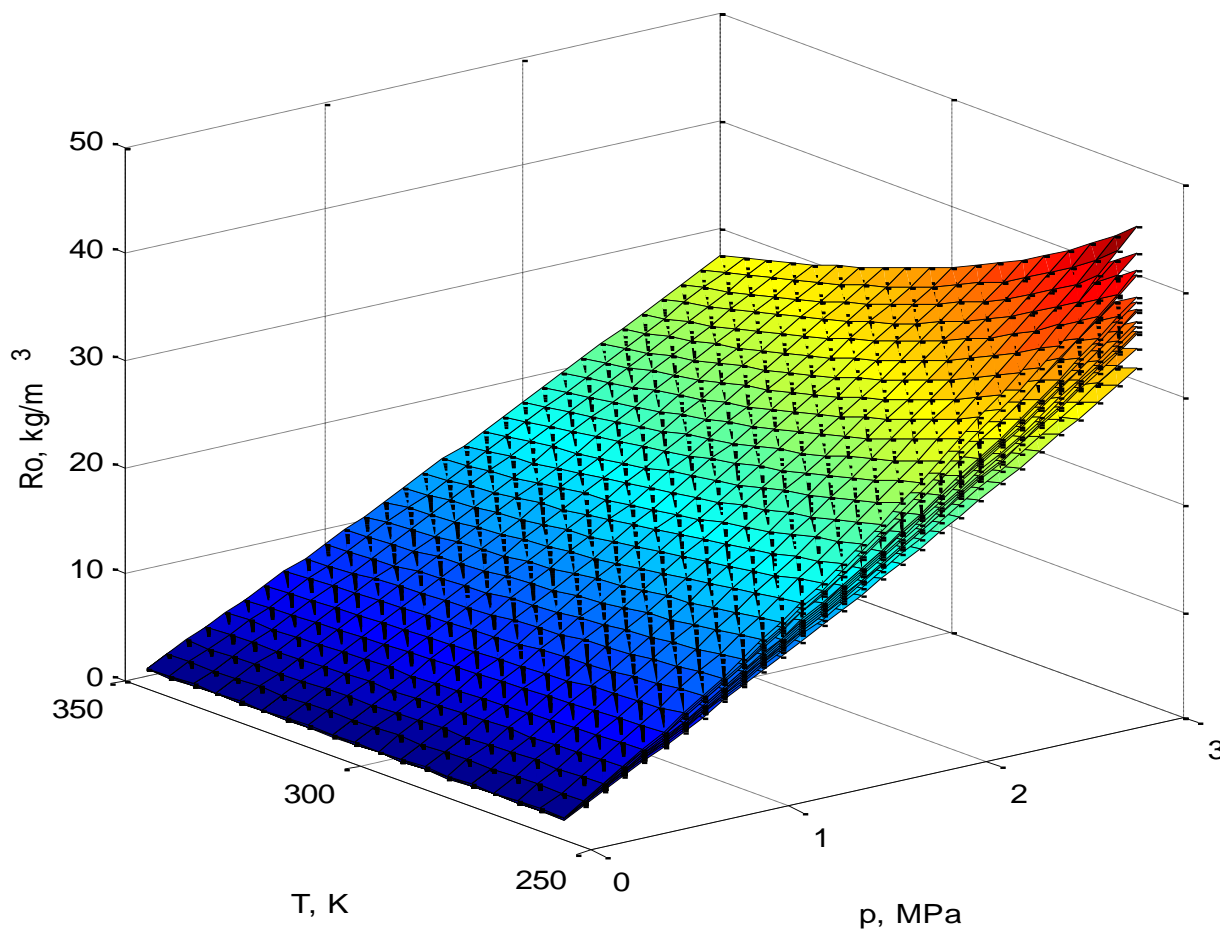


Рис.3.4. Залежність густини супутнього нафтового газу від тиску, температури та стандартної густини.

Одним із факторів, який визначає якість методики в цілому є правильний вибір термодинамічних координат для побудови основного рівняння методики. Для опису кореляції густини супутнього нафтового газу у широкому діапазоні складу газу кращі результати можуть бути досягнуті при виборі координат «густина за стандартних умов», «температура» та «тиск». Відповідно основне рівняння методики розрахунку густини доцільно будувати у вигляді

$$\rho = f(\rho_{ст}, T, p).$$

Для кращого опису властивостей газових сумішей при зміні їх складу побудову методики необхідно виконати на основі принципу відповідних станів. Тобто основне рівняння методики необхідно будувати як функцію псевдоприведених густини за стандартних умов, температури та тиску суміші. Псевдоприведені параметри знаходяться за відомими залежностями як відношення робочих параметрів до псевдокритичних.

$$\rho_{стп} = \rho_{ст} / \rho_{пк} \quad (3.23)$$

$$T_{п} = T / T_{пк} \quad (3.24)$$

$$p_{п} = p / p_{пк} \quad (3.25)$$

Оскільки розрахунок псевдокритичних параметрів ведеться за заданими характеристиками складу суміші, то відповідно псевдоприведені параметри теж враховують склад суміші і дозволяють для різних сумішей застосувати базову залежність від псевдоприведених параметрів.

Структуру базової залежності густини від псевдоприведених параметрів можна визначити за виглядом поверхні $\rho = f(T_{п}, p_{п})$. За виглядом ізотерм та ізобар поверхні $\rho = f(T_{п}, p_{п})$ (див. рис. 3.5 та 3.6 відповідно) визначено, що базове рівняння методики може бути побудоване на основі поліномів. Степінь поліномів визначається із умови забезпечення необхідної точності апроксимації базової поверхні.

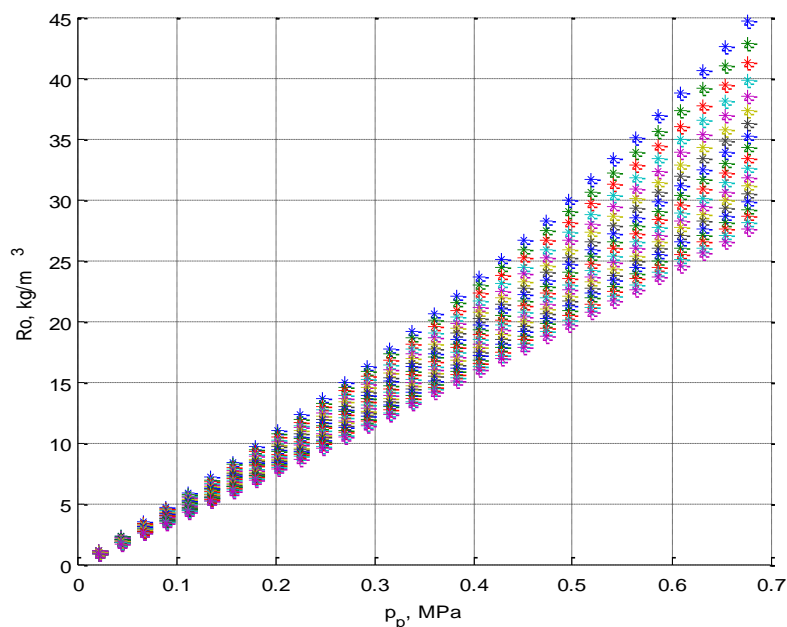


Рис.3.5. Ізотерми поверхні $\rho = f(T_{п}, p_{п})$ для температурного діапазону 260...350 К.

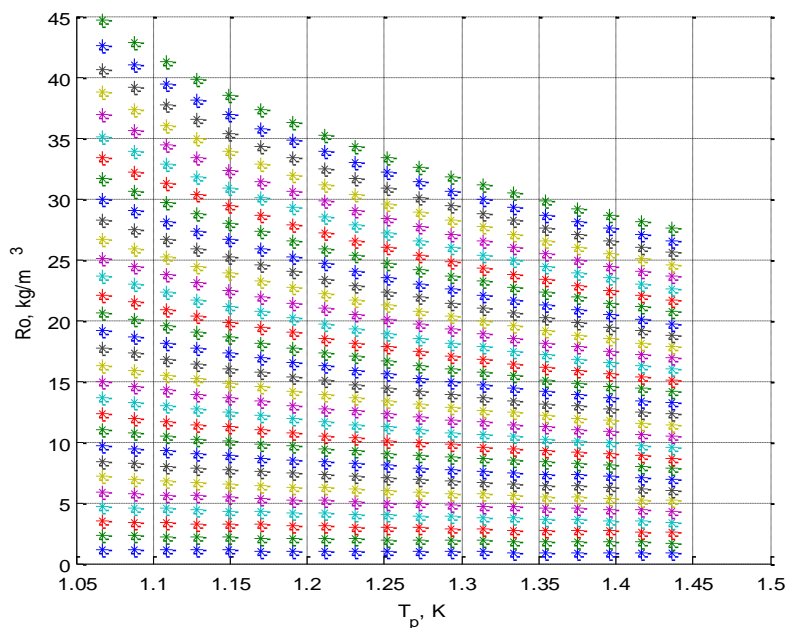


Рис.3.6. Ізобари поверхні $\rho = f(T_p, p_n)$ для діапазону тиску 0.1...3.0 МПа.

Перед тим, як виконати апроксимацію масиву значень густини супутнього нафтового газу, необхідно розрахувати псевдокритичні значення.

Псевдокритична температура суміші $T_{пк}$ розраховується як сума мольних складових за правилом Кея [40]:

$$T_{пк} = \sum_{l=1}^N x_l T_{к_l}, \quad (3.25)$$

де x_l – молярна частка l -го компонента суміші;

N – кількість компонентів в суміші;

$T_{к_l}$ – критична температура l -го компонента суміші.

Псевдокритичний тиск суміші $p_{пк}$ розраховується за модифікованим правилом Праусніца та Ганна [41]:

$$p_{пк} = \frac{R \left(\sum_{l=1}^N x_l Z_{к_l} \right) T_{пк}}{\sum_{l=1}^N x_l V_{к_l}}, \quad (3.26)$$

де $R=8.31451$ – універсальна газова стала;

$Z_{к_l}$ – критичний коефіцієнт стисливості l -го компонента суміші;

$V_{к_l}$ – критичний об'єм l -го компонента суміші, м³/моль.

Критичний коефіцієнт стисливості $Z_{к_l}$ l -го компонента суміші розраховується за формулою [2] :

$$Z_k = \frac{p_k V_k}{RT_k}. \quad (3.27)$$

Критичний об'єм V_k l -го компонента суміші розраховується за формулою:

$$V_k = \frac{M_l}{\rho_k} \cdot 10^3, \quad (3.28)$$

де M_l – молярна маса l -го компонента суміші, кг/кмоль;

ρ_k – густина компонента в критичній точці, кг/м³.

Значення критичних густин, критичних температур та молярних мас для компонентів супутнього нафтового газу взято з [13], а значення критичних тисків – з [10]. Значення критичних параметрів та молярних мас компонентів супутнього нафтового газу наведено в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8

Значення критичних параметрів та молярних мас
компонентів супутнього нафтового газу

Компонент	ρ_k , кг/м ³	T_k , К	p_k , МПа	M , кг/кмоль
Метан	162.66	190.564	4.5988	16.0428
Етан	204.46	305.33	4.88	30.0694
Пропан	220.49	369.85	4.25	44.098
і-Бутан	224.36	407.85	3.648	58.125
н-Бутан	227.85	425.16	3.784	58.125
і-Пентан	236.0	460.39	3.381	72.1503
н-Пентан	232.0	469.65	3.364	72.1503
Гексан	233.6	507.85	3.03	86.172
Гептан	235.0	540.16	2.74	100.198
Кисень	436.2	154.581	5.043	31.9988
Азот	313.1	126.2	3.39	28.0134
Двоокис вуглецю	468.0	304.2	7.386	44.009
Сірководень	347.616	373.4	8.94	34.08

Псевдокритична густина суміші супутнього нафтового газу розраховується за формулою:

$$\rho_{пк} = \frac{M}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N x_k x_l v_{kl}}, \quad (3.29)$$

де M - молярна маса супутнього нафтового газу, кг/кмоль;

v_{kl} - бінарний питомий мольний об'єм, см³/моль.

Молярна маса супутнього нафтового газу розраховується за формулою [13]:

$$M = \sum_{l=1}^N x_l M_l. \quad (3.30)$$

Бінарний питомий мольний об'єм для кожної пари компонентів розраховується згідно з [2] за формулою:

$$V_{kl} = \left[\frac{(M_k / \rho_{kk})^{1/3} + (M_l / \rho_{kl})^{1/3}}{2} \right]^3. \quad (3.31)$$

За формулами (3.23)-(3.25) розраховано псевдоприведені значення густин за стандартних умов, температур і тисків.

Апроксимація даних проводилась методом найменших квадратів в програмному середовищі *MATLAB*. Застосоване середовище містить вбудовані функцію, що реалізує алгоритм поліноміальної регресії. Текст програми написаної в середовищі *MATLAB* для виконання апроксимації наведено в Додатку Б. В результаті апроксимації отримано спрощену функцію (див. (3.32)) для розрахунку густини супуного нафтового газу в залежності від густини за стандартних умов, температури та тиску.

$$\rho = \rho_{\text{пк}} \sum_{i=1}^2 \left\{ \sum_{j=1}^4 \left[\sum_{z=1}^3 (a_{ijz} \rho_{\text{п}}^{3-z}) p_{\text{п}}^{4-j} \right] T_{\text{п}}^{2-i} \right\}, \quad (3.32)$$

де a_{ijz} - коефіцієнти рівняння, значення яких наведені у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9

Коефіцієнти рівняння (3.32)

z = 1				
a_{ijz}	j = 1	j = 2	j = 3	j = 4
i = 1	-12.59460207944	5.11994267002	-0.42830910735	0.04690328289
i = 2	15.62241478971	-7.37312105258	0.11220431920	-0.06024132813
z = 2				
a_{ijz}	j = 1	j = 2	j = 3	j = 4
i = 1	10.57948380771	-5.06709707737	-0.11781095051	-0.04093224181
i = 2	-12.95690865750	7.29897692378	0.60959300459	0.05231442946
z = 3				
a_{ijz}	j = 1	j = 2	j = 3	j = 4
i = 1	-2.24843375616	1.17474242259	-0.00056799069	0.00896017993
i = 2	2.72667126747	-1.67095187943	0.09766004367	-0.01140382643

Визначення максимальної відносної похибки розрахунку густини супуного нафтового газу за формулою (3.32) від значень густини, що розраховані за [13], для сумішей газів наведених у табл. 3.7, показав, що абсолютна максимальна відносна похибка розрахунку густини супуного нафтового газу становить 1.58 % (див. рис. 3.7). Значення відносної похибки розрахунку густини δ_{ρ} у кожній точці отримано за формулою

$$\delta_{\rho} = \frac{\rho_{розр} - \rho_{гсссд}}{\rho_{гсссд}} \cdot 100\%, \quad (3.33)$$

де $\rho_{розр}$ - густина супутнього нафтового газу, розрахована за рівнянням (3.32), кг/м³;

$\rho_{гсссд}$ - густина супутнього нафтового газу, розрахована за методикою ГСССД МР 113 – 03, кг/м³.

Оскільки методична похибка запропонованого рівняння (3.32) розрахунку густини супутнього газу є великою, а вплив цієї похибки призведе до значного збільшення значення відносної стандартної невизначеності результату вимірювання витрати середовища, то розроблене рівняння не можна застосовувати для комерційного обліку у системі вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Проте, рівняння (3.32) може бути застосовано для супутнього нафтового газу з широкою зміною компонентного складу, враховуючи обмеження накладені на початку цього пункту.

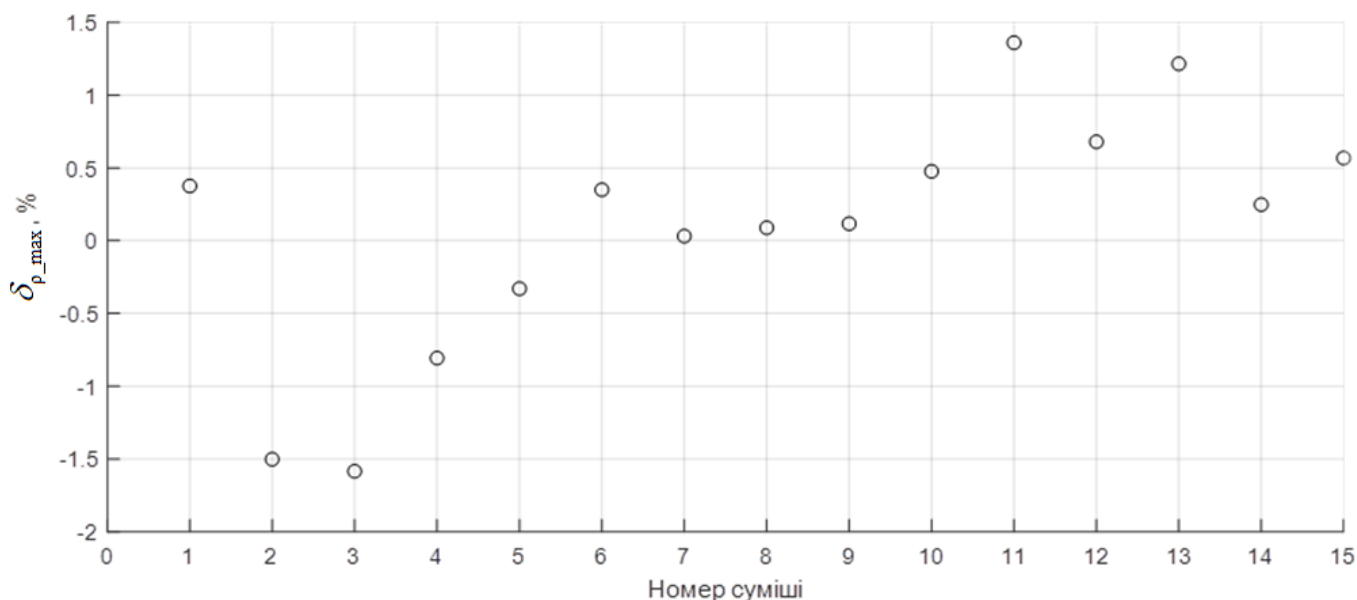


Рис.3.7. Графічне відображення максимальної відносної похибки розрахунку густини супутнього нафтового газу за формулою (3.32) для сумішей газів наведених у табл. 3.7.

Густина газу при робочих умовах в обчислювачах витрати та кількості газу розраховується на основі густини газу за стандартних умов та повного або спрощеного компонентного складу газу. Для супутнього нафтового газу доцільно за цими параметрами зробити апроксимацію густини супутнього нафтового газу в діапазонах зміни тисків та температур за розрахованими по методиці [13] значеннями густини. Таким чином в обчислювач витрати та кількості супутнього нафтового газу вводиться коефіцієнти поліномів для конкретного складу суміші газу.

Основне рівняння методики розрахунку густини доцільно будувати у вигляді

$$\rho = f(T_{п}, p), \quad (3.34)$$

де $T_{\pi} = \frac{T}{300}$, К.

Апроксимація даних проводилась методом найменших квадратів в програмному середовищі *MATLAB*. Текст програми написаної в середовищі *MATLAB* для виконання апроксимації наведено в Додатку В. Загальна спрощена функція для розрахунку густини супутнього нафтового газу в залежності від температури та тиску має вигляд:

$$\rho = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\pi}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (3.35)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів.

Степінь поліномів визначається із умови забезпечення необхідної точності апроксимації поверхні густини і задається при проведенні апроксимації. Як максимальні значення рекомендується застосовувати поліноми п'ятого порядку.

Для прикладу, проведено апроксимацію густини супутнього газу з компонентним складом суміші газу відбору НГВУ «Бориславнафтогаз» на ВКС-2, що подана в таблиці 3.3.

В результаті апроксимації отримано коефіцієнти для рівняння (3.35), які наведено в таблиці 3.10. Апроксимація проводилась в діапазоні зміни тиску від 0.3 до 2.0 Мпа та діапазоні зміни температури від 260 до 310 К. Значення заданої допустимої похибки апроксимації ставить 2e-2 %.

Таблиця 3.10

Коефіцієнти рівняння (3.35) для суміші газу 2 з табл. 3.3

a_{ij}	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$
$i=1$	-0,64123	1,982	-2,0487	0,70682
$i=2$	-3,8859	13,063	-15,04	5,9704
$i=3$	-11,677	44,235	-62,743	39,494
$i=4$	0,026607	-0,07823	0,076005	-0,02422

На рисунках 3.8 та 3.9 показано форми залежності похибки апроксимації густини супутнього нафтового газу від температури та тиску відповідно.

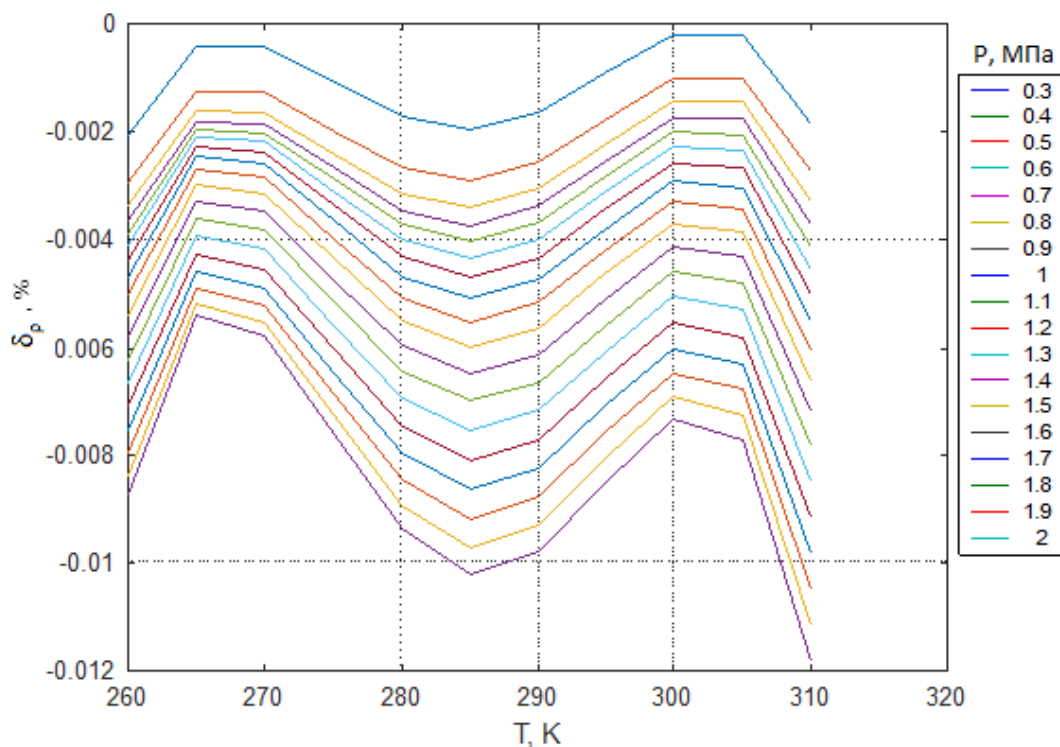


Рис.3.8. Графічне відображення похибки розрахунку густини супутнього нафтового газу за формулою (3.35) в залежності від температури при різних значеннях тиску.

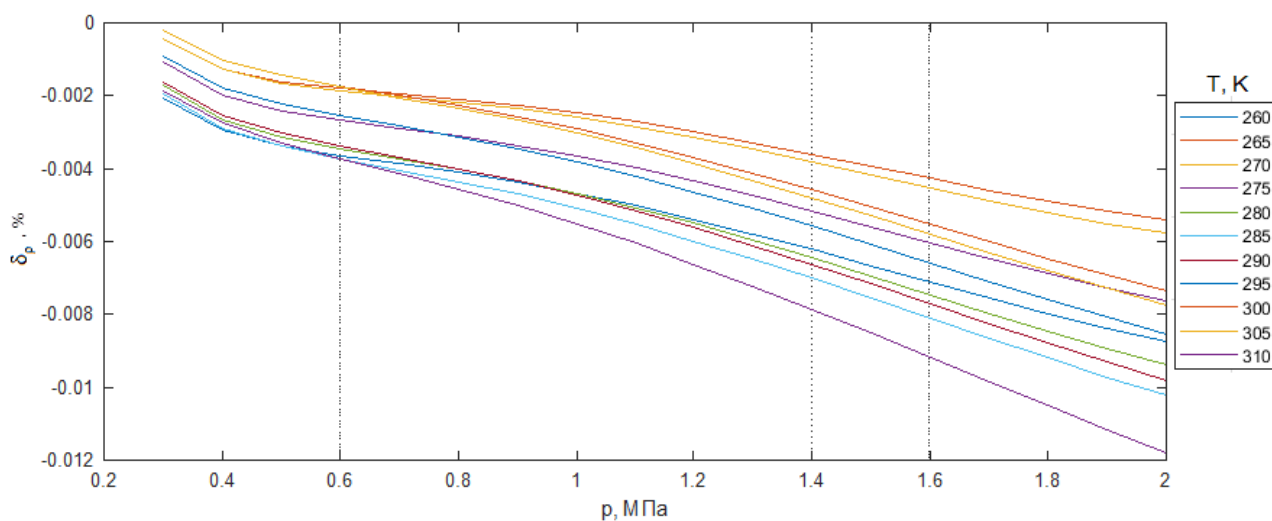


Рис.3.9. Графічне відображення похибки розрахунку густини супутнього нафтового газу за формулою (3.35) в залежності від тиску при різних значеннях температури.

Таким чином запропоноване загальне рівняння (3.35) для розрахунку густини супутнього нафтового суттєво спростить загальний алгоритм розрахунку витрати та кількості газу, виключивши ітераційні процеси при розрахунку густини за методикою [13].

Послідовність дій при практичному впровадженні рівняння (3.35) в алгоритм розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу буде наступна:

- 1) отримавши значення густини за стандартних умов та компонентний склад супутнього нафтового газу, оператор з допомогою програми, наведеної в Додатку В, отримує значення коефіцієнтів для рівняння (3.35) в діапазонах зміни тиску та температури;
- 2) оператор вводить отримані значення коефіцієнтів в обчислювач.

3.3. Розроблення методики визначення показника адіабати супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.

3.3.1. Аналіз впливу невизначеності показника адіабати на невизначеність вимірювання витрати за методом змінного перепаду тиску.

При вимірюванні витрати газів методом змінного перепаду тиску за значенням показника адіабати κ проводиться розрахунок коефіцієнта розширення газового потоку ε .

Відносну стандартну невизначеність коефіцієнта розширення згідно ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 [23] визначають за формулою

$$u'_{\varepsilon} = \left[0,25 \cdot U_{\varepsilon_0}^2 + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \right)^2 (u_{\Delta p}^2 + u_p^2 + u_{\kappa}^2) \right]^{0,5}, \quad (3.36)$$

де u'_{κ} - відносна стандартна невизначеність показника адіабати.

Прийнявши, що $u'_{\Delta p}, u'_p, U'_{\varepsilon_0} = 0$, отримуємо рівняння

$$u'_{\varepsilon} = \frac{1 - \varepsilon}{\varepsilon} u'_{\kappa}, \quad (3.37)$$

де коефіцієнт розширення визначається для діафрагми за формулою [20]

$$\varepsilon = 1 - (0,351 + 0,256\beta^4 + 0,93\beta^8) \left(1 - \tau^{\frac{1}{\kappa}} \right). \quad (3.38)$$

За рівнянням (3.37) можна визначити вплив невизначеності показника адіабати u'_{κ} на невизначеність коефіцієнта розширення газу u'_{ε} . Коефіцієнт впливу визначається значенням коефіцієнта розширення ε , який є функцією відношення $\Delta p/P$ та відносного діаметра β . Як видно із (3.38), значення коефіцієнта розширення ε буде відрізнятися від одиниці тим більше, чим більшим буде відношення перепаду тиску на пристрої звуження до тиску газу. Оскільки перепад тиску на пристрої звуження знаходиться, як правило, в межах 1 – 100 кПа, то значим це відношення може бути тільки при невеликому тиску газу.

Наприклад, якщо відношення $\Delta p/P = 0,2$, то залежність u'_{ε} від u'_{κ} , отримана за формулою (3.37), наведена в табл. 3.11.

Таблиця 3.11

Значення u'_ε , % для $\Delta p/P=0.2$

β	κ	u'_ε , %					
		1	2	3	4	5	10
0,2	1,3	0,06	0,12	0,18	0,23	0,29	0,59
	1,5	0,05	0,10	0,15	0,20	0,26	0,51
0,4	1,3	0,06	0,12	0,18	0,24	0,30	0,60
	1,5	0,05	0,10	0,16	0,21	0,26	0,52
0,7	1,3	0,08	0,16	0,24	0,32	0,40	0,79
	1,5	0,07	0,14	0,21	0,28	0,34	0,69

Як видно із таблиці 3.11, навіть при відношеннях $\Delta p/P$ близьких до граничного значення (граничне значення 0,25 згідно [19]) розрахунок показника адіабати з невизначеністю не більше 3 % приведе до невизначеності розрахунку коефіцієнта розширення газу ε не більше 0,25 %, що співмірно із похибками сучасних вимірювальних перетворювачів для систем обліку газу. Тобто при розробці нової методики розрахунку показника адіабати слід будувати її таким чином, щоб забезпечити невизначеність розрахунку показника адіабати не вище 3 %.

3.3.2. Аналіз існуючих методів визначення показника адіабати супутнього нафтового газу з точки зору їх точності.

Як наведено в підпункті 3.2.1, супутній нафтовий газ може містити значну частку важких вуглеводнів, азоту, вуглекислого газу, сірководню, які в діапазонах зміни параметрів газу при його обліку можуть суттєво змінювати його фізичні властивості. Тому для розрахунку властивостей супутнього нафтового газу можуть бути застосовані методи, що працюють за даними про повний компонентний склад газу.

Всеросійським науково-дослідним центром стандартизації (ВНИЦ СМВ) запропонована спеціалізована методика ГСССД МР 113 – 03 [13] призначена для розрахунку властивостей вологого нафтового газу в широких діапазонах зміни температури та тиску. Методика дозволяє обчислити значення показника адіабати за відомими значеннями тиску, температури та компонентного складу нафтового газу. Розрахункова область застосування методики [13] описана у пункті 3.2.2. В результаті проведеного аналізу автори методики [13] приводять наступні оцінки максимальних похибок (з довірчою ймовірністю 95 %) розрахункових значень показника адіабати:

для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70 % молярних – $\delta\kappa \leq 0,8\%$.

для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70 % молярних і для вологих газових сумішей – $\delta\kappa \leq 1,6\%$.

Для порівняння значень показника адіабати, розрахованих за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13], взято методику розрахунку показника адіабати, що ґрунтується на рівнянні стану ВНИЦ СМВ [12]. Вихідними даними для розрахунку показника адіабати за рівнянням стану ВНИЦ СМВ є тиск, температура та

компонентний склад, що виражений в молярних долях компонентів. Рівняння стану ВНИЦ СВМ призначене для роботи в інтервалі параметрів :

по тиску – до 12 МПа;

по температурі – 240 – 480 К;

по складу в молярних долях :

метан	≥ 0.50 ,
етан	≤ 0.20 ,
пропан	≤ 0.05 ,
н-бутан	≤ 0.03 ,
і-бутан	≤ 0.03 ,
азот	≤ 0.30 ,
діоксид вуглецю	≤ 0.30 ,
сірководень	≤ 0.30 .

Таким чином, для проведення порівняння значень показника адіабати, розрахованих за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13] та за рівнянням стану ВНИЦ СВМ [12], обмежимо область розрахунку по тиску від 0.1 МПа до 12 МПа, по температурі – від 263 К до 480 К.

На рисунку 3.10 представлені результати розрахунку показника адіабати за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13] при заданому тиску та температурі газової суміші в порівнянні із розрахунками проведеними за рівнянням стану ВНИЦ СВМ [12].

Для побудови залежностей відносного відхилення між методиками δ від тиску значення відхилення δ_i в кожній i -тій точці розрахунку було знайдено за формулою

$$\delta_i = [(K_{РОЗР,i} - K_{ТАБЛ,i}) / K_{ТАБЛ,i}] 100\%,$$

де $K_{РОЗР,i}$ – розрахункове значення коефіцієнта стисливості за методикою [13];

$K_{ТАБЛ,i}$ – значення коефіцієнта стисливості за методикою ВНИЦ СВМ [12].

Правильність програмної реалізації методів було перевірено виконанням контрольних розрахунків, результати яких співпали з результатами, наведеними в стандартах [12, 13].

Таблиця 3.12

Компонентний склад нафтового газу для розрахунку показника адіабати
(13 компонентів + $\alpha = 0$ г/м³ – абсолютна вологість):

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	метан	етан	пропан	і-бутан	н-бутан	і-пентан	н-пентан
Частка, %	65	14	1.3	0.4	0.4	0	0
№ п/п	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	гексан	гептан	кисень	азот	двооксид вуглецю	водяна пара	сірководень
Частка, %	0	0	0	13.8	5	0	0.1

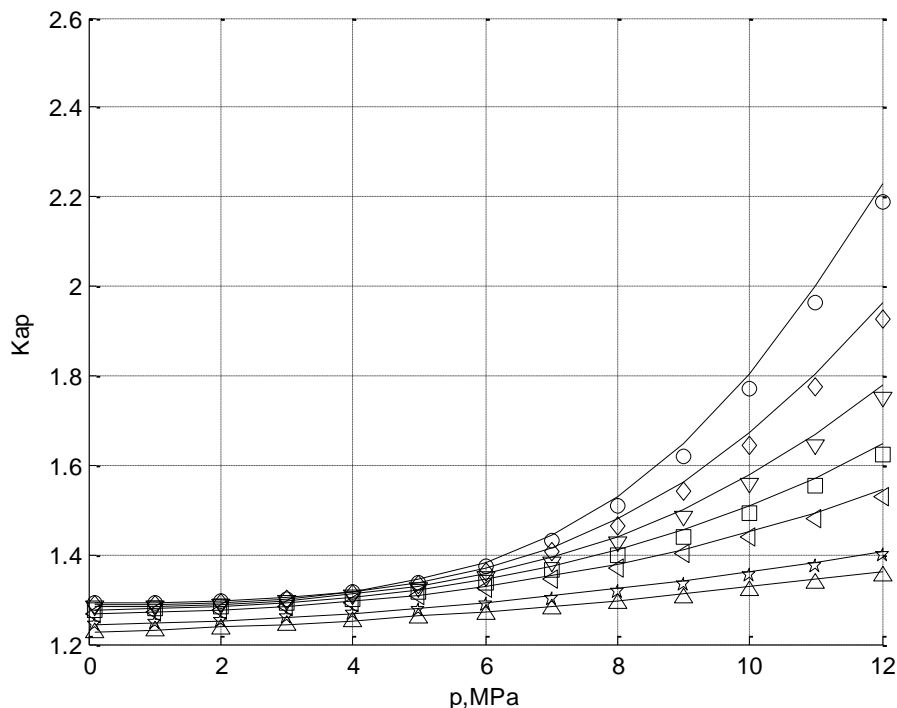


Рис. 3.10. Залежність показника адіабати нафтового газу від тиску при температурах : «О» - 263 К, «◇» - 273 К, «▽» - 285 К, «□» - 300 К, «◁» - 320 К, «☆» - 380 К, «△» - 420 К. Символи - розрахункові значення за методикою [13], суцільна лінія - за рівнянням стану ВНИЦ СМВ.

На рисунку 3.11 представлені графіки зміни відносної похибки розрахунку показника адіабати за методикою ГСССД МР 113 – 03 [13] в порівнянні з розрахованими значеннями показника адіабати за рівнянням стану ВНИЦ СМВ [12]. Абсолютне значення максимальної відносної похибки визначення показника адіабати за методикою ГСССД МР 113 – 03 в порівнянні з значеннями показника адіабати розрахованими за рівнянням стану ВНИЦ СМВ для заданого компонентного складу становить 1.88 %, що задовольняє вимоги до точності розрахунку показника адіабати для задач обліку. Хоча із рисунка 3.11 видно, що відхилення між методиками [13], [12] мають систематичний характер, що може бути одною із причин розбіжностей розрахункових значень витрати при застосуванні у вузлах обліку різних методик розрахунку показника адіабати.

3.3.3. Побудова спрощеної методики розрахунку показника адіабати супутнього нафтового газу.

Для побудови спрощеного рівняння для розрахунку показника адіабати супутнього нафтового газу застосовано аналогічний підхід як до побудови рівняння для розрахунку густини. Тобто, за відомими значеннями густини за стандартних умов та компонентного складу супутнього нафтового газу розраховуються значення показника адіабати у заданих діапазонах тиску і температури за методикою [13], і за ними знаходяться коефіцієнти для рівняння (3.39). Текст програмної реалізації пошуку коефіцієнтів апроксимації наведено в Додатку В.

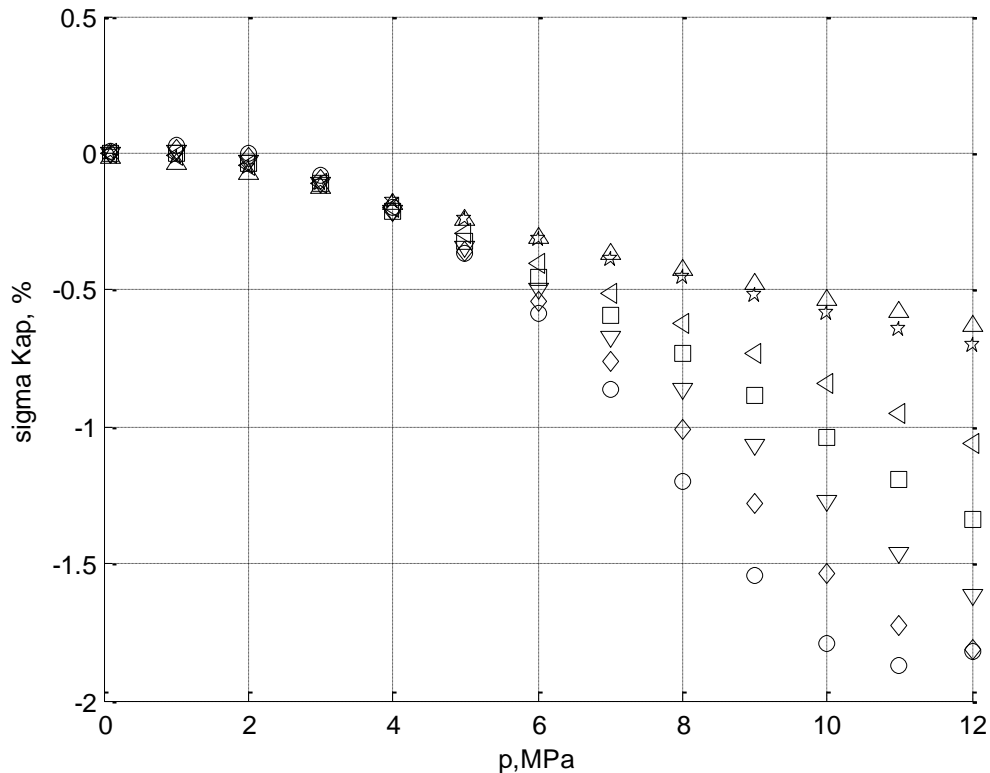


Рис. 3.11. Залежність відносної похибки розрахунку показника адіабати від тиску при температурах : «O» - 263 К, «◊» - 273 К, «∇» - 285 К, «□» - 300 К, «◁» - 320 К, «☆» - 380 К, «Δ» - 420 К

$$\kappa = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\text{п}}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (3.39)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів;

$T_{\text{п}}$ - приведена температура, що розраховується за формулою (3.34).

Для апроксимації показника адіабати рекомендовано застосовувати поліноми до третього порядку. Це дасть змогу забезпечити необхідну точність розрахунку показника адіабати, а також зменшить кількість коефіцієнтів, що потрібно вводити в обчислювач.

Для прикладу, проведено апроксимацію показника адіабати супутнього газу з компонентним складом суміші відбору НГВУ «Бориславнафтогаз» на ВКС-2, що подана в таблиці 3.3, аналогічно як для густини.

В результаті апроксимації отримано коефіцієнти для рівняння (3.39), які наведено в таблиці 3.13. Апроксимація проводилась в тих самих діапазонах зміни тиску та температури як для густини, що наведені у пункті 3.2.3. Значення заданої допустимої похибки апроксимації становить $5e-2$ %.

Таблиця 3.13

Коефіцієнти рівняння (3.39) для суміші газу 2 з табл. 3.3

a_{ij}	$j=1$	$j=2$	$j=3$
$i=1$	-0,10389	0,21164	-0,10685
$i=2$	-0,10917	0,29436	-0,20851
$i=3$	0,022184	-0,17915	1,3508

На рисунках 3.12 та 3.13 показано форми залежності похибки апроксимації показника адіабати супутнього нафтового газу від температури та тиску відповідно.

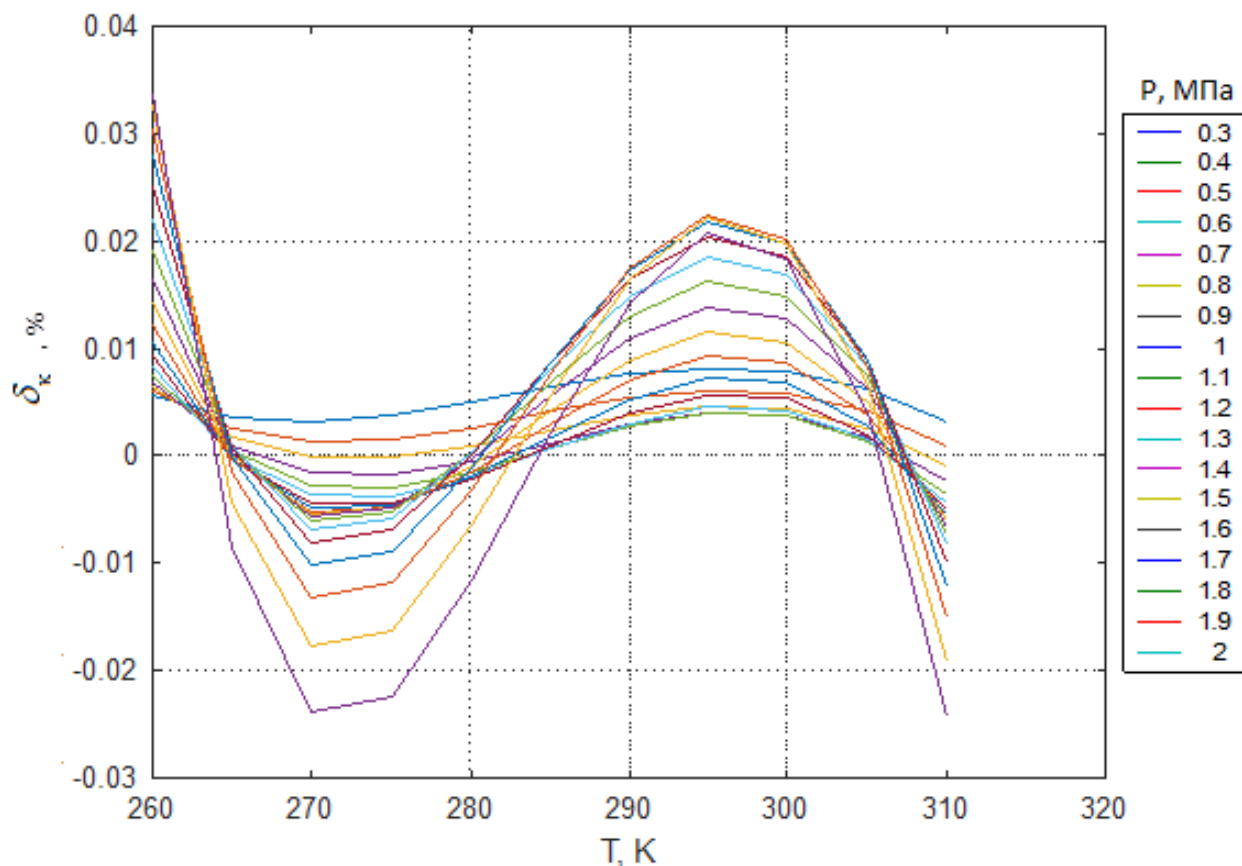


Рис.3.12. Графічне відображення похибки розрахунку показника адіабати супутнього нафтового газу за формулою (3.39) в залежності від температури при різних значеннях тиску.

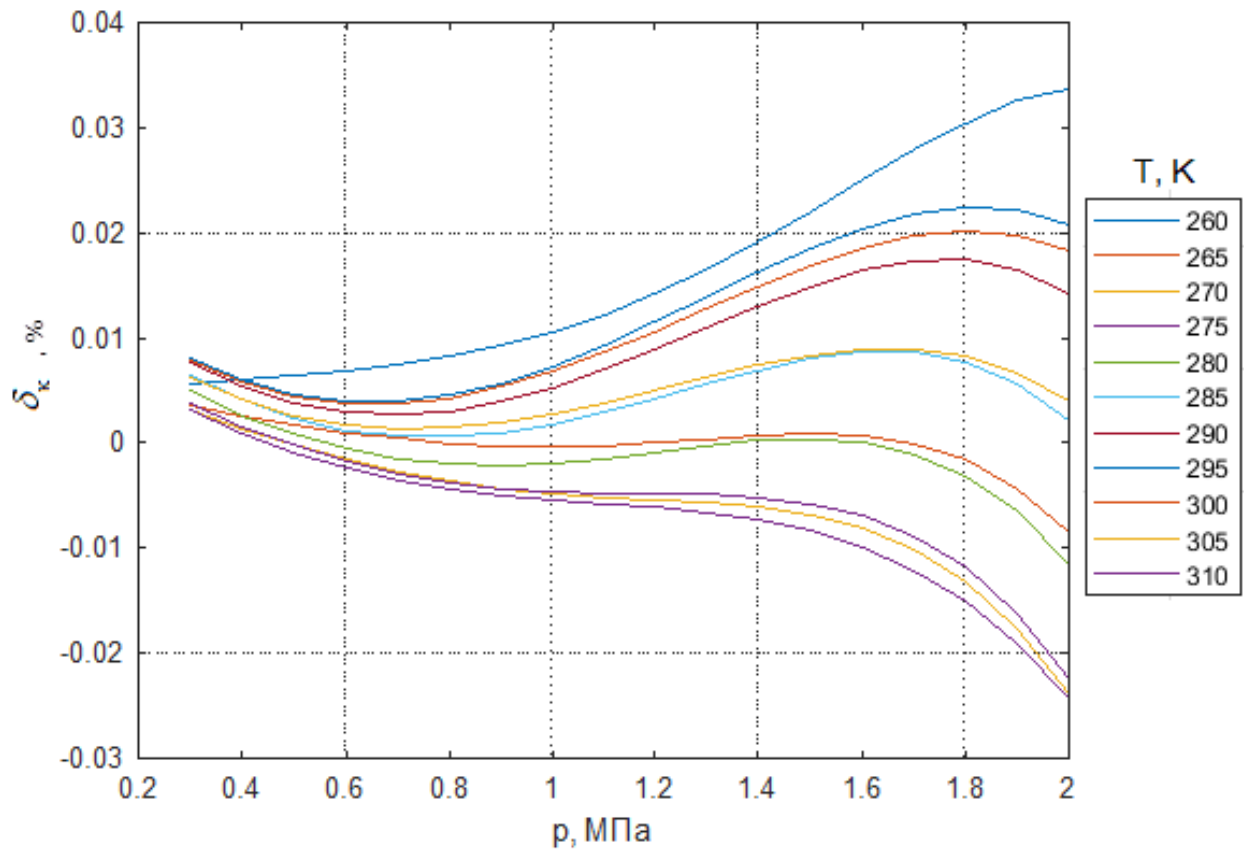


Рис.3.13. Графічне відображення похибки розрахунку показника адиабати супутнього нафтового газу за формулою (3.39) в залежності від тиску при різних значеннях температури.

3.4. Розробка методики визначення коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу в реальних діапазонах вимірювання.

Для побудови спрощеного рівняння розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу використаємо рівняння (3.40), яке є аналогічне рівнянню (3.39), що застосовується для розрахунку показника адиабати.

$$\mu = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\Pi}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (3.40)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів;

T_{Π} - приведена температура, що розраховується за формулою (3.34).

Вигляд функції коефіцієнта динамічної в'язкості для суміші 14 з таблиці 3.7 в діапазонах тиску та температури, що вказані в пункті 3.2.3, наведено на рис. 3.14. Значення динамічної в'язкості відображені на рис. 3.14 розраховано за методикою [13].

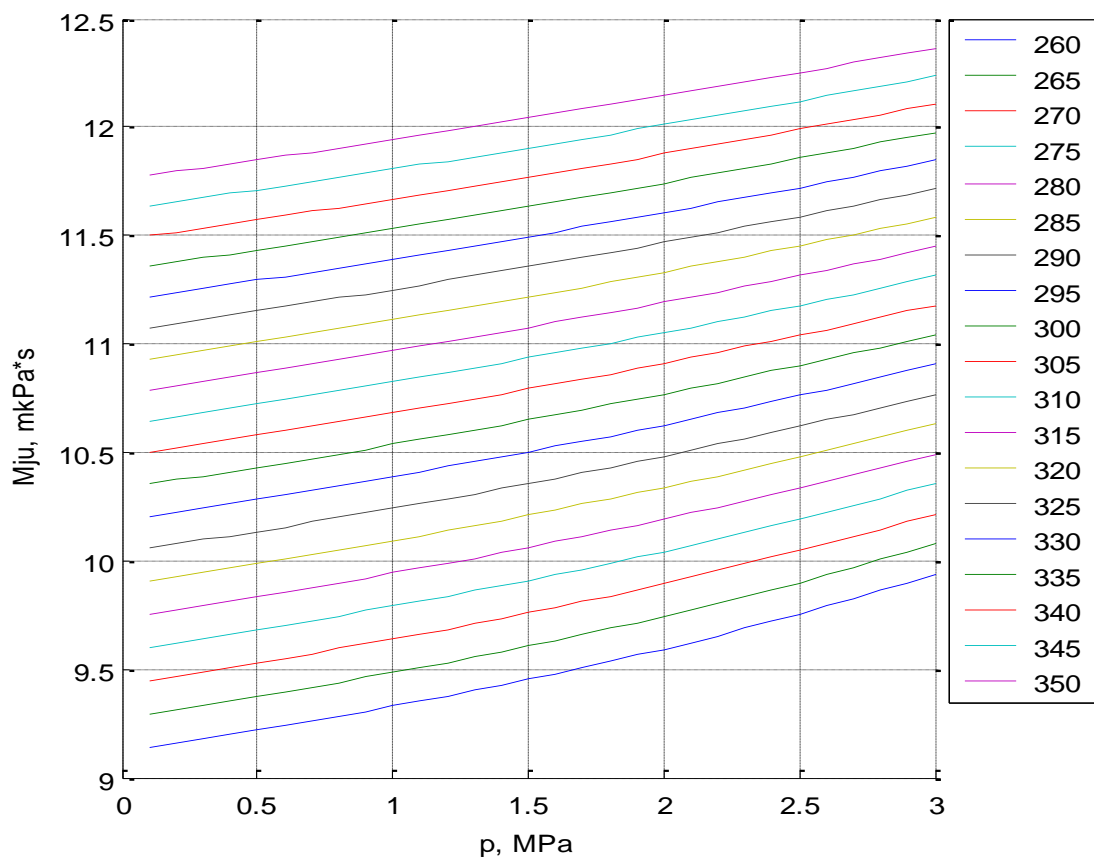


Рис.3.14. Графік зміни динамічної в'язкості в залежності від тиску при різних значеннях температури для суміші 14 з табл. 3.7.

Розрахунок коефіцієнтів функції (3.40) для суміші відбору НГВУ «Бориславнафтогаз» на ВКС-2, що подана в таблиці 3.3, здійснено з допомогою програми, текст якої наведено в Додатку В. Коефіцієнти функції (3.40) розраховувались за умови, що похибка апроксимованих значень динамічної в'язкості не перевищуватиме 0,1 %. Розраховані коефіцієнти a_{ij} для супутнього нафтового газу наведено в табл. 3.14.

Таблиця 3.14

Коефіцієнти рівняння (3.40) для суміші газу 2 з табл. 3.3

a_{ij}	$j=1$	$j=2$
$i=1$	-0.023741	0.029175
$i=2$	-0.13674	0.30418
$i=3$	11.809	2.6599

На рисунках 3.15 та 3.16 показано форми залежності похибки апроксимації коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу від температури та тиску відповідно.

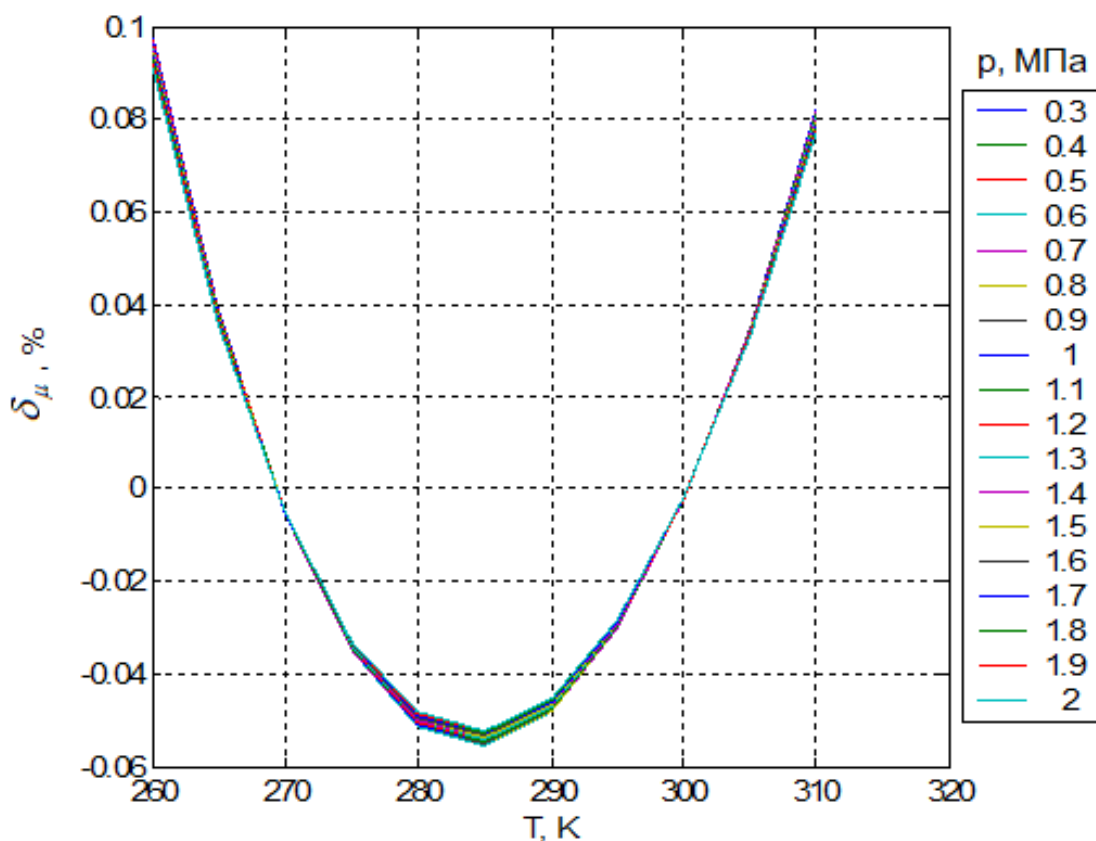


Рис.3.15. Графічне відображення похибки розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу за формулою (3.40) в залежності від температури при різних значеннях тиску.

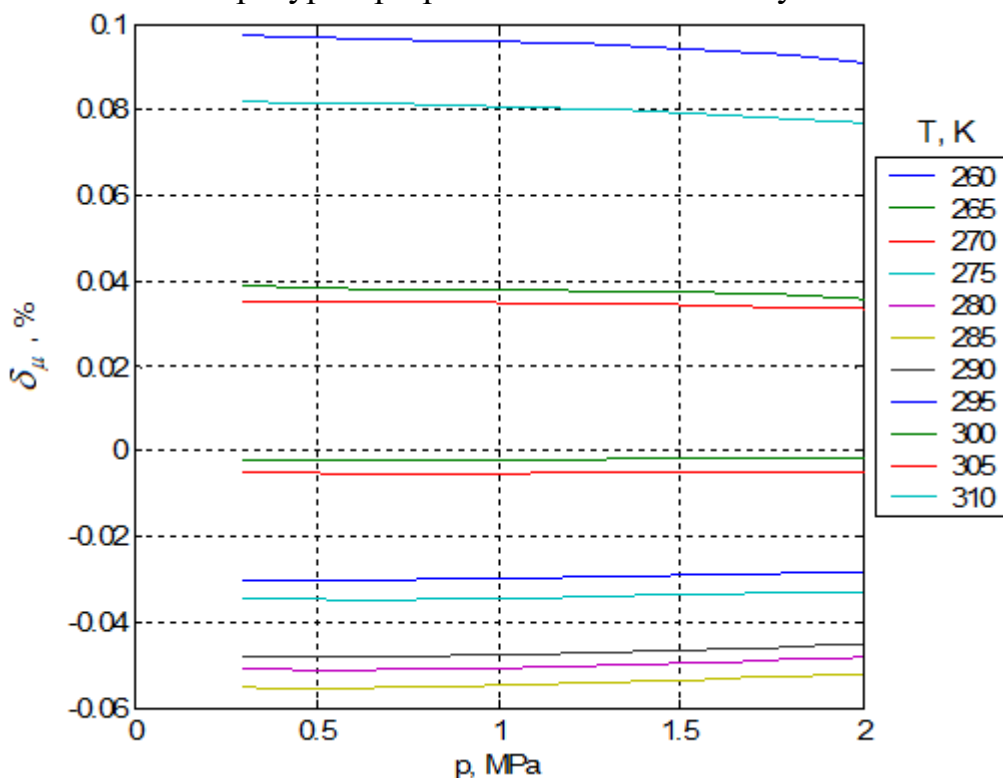


Рис.3.16. Графічне відображення похибки розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу за формулою (3.40) в залежності від тиску при різних значеннях температури.

Таким чином, запропонований підхід до розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу (густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості) дозволяє зменшити час циклу розрахунку витрати та кількості газу за рахунок запропонованих спрощених залежностей для визначення термодинамічних параметрів, а саме (3.35), (3.39) та (3.40). Ці залежності дозволяють з високою точністю апроксимувати значення густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу розраховані згідно з методикою [13]. Наприклад, для суміші відбору НГВУ «Бориславнафтогаз» на ВКС-2, що подана в таблиці 3.3, в діапазонах зміни тиску від 0.3 до 2.0 МПа і температури від 260 до 310 К, було знайдено коефіцієнти залежностей (3.35), (3.39) та (3.40), що забезпечують наступну точність:

- для густини – $1,2e-2$ %;
- для показника адіабати – $4e-2$ %;
- для коефіцієнта динамічної в'язкості – $1e-1$ %.

Загальна точність розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу виходячи з задекларованих похибок авторами методики [13] та запропонованих залежностей апроксимації (3.35), (3.39) та (3.40) становитиме:

- 1) для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних:
 - для густини – $\delta\rho \leq (0,2 + \delta_\rho^{\text{appr}}) \%$;
 - для показника адіабати – $-\delta\kappa \leq (0,8 + \delta_\kappa^{\text{appr}}) \%$;
 - для коефіцієнта динамічної в'язкості – $\delta\mu \leq (3,0 + \delta_\mu^{\text{appr}}) \%$;
- 2) для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних і для вологих газових сумішей:
 - для густини – $\delta\rho \leq (0,4 + \delta_\rho^{\text{appr}}) \%$;
 - для показника адіабати – $-\delta\kappa \leq (1,6 + \delta_\kappa^{\text{appr}}) \%$;
 - для коефіцієнта динамічної в'язкості – $\delta\mu \leq (5,0 + \delta_\mu^{\text{appr}}) \%$;

де $\delta_\rho^{\text{appr}}$, $\delta_\kappa^{\text{appr}}$, δ_μ^{appr} – задана максимальна похибка апроксимації значень густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості відповідно.

Недоліком запропонованого підходу до розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу є велика кількість значень коефіцієнтів, які потрібно вводити оператору в обчислювач кожен раз при отриманні ним нових лабораторних даних по компонентному складу газу та його густині за стандартних умов.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ТА КІЛЬКОСТІ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

4.1. Обґрунтування застосування методу змінного перепаду тиску для системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Основною перевагою методу змінного перепаду тиску для вимірювання витрати у порівнянні з іншими методами є те, що витратоміри побудовані на основі цього методу з застосуванням стандартних звужувальних пристроїв не потребують індивідуального градуювання. Це означає, що метрологічні характеристики системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу встановлюються розрахунковим шляхом. Також це дозволяє суттєво скоротити виробничі затрати при серійному виготовленні таких витратомірів.

Ще однією перевагою методу змінного перепаду тиску є надійність системи вимірювання витрати в цілому та довготривалість її в експлуатації. Системи вимірювання витрати побудовані на основі методу змінного перепаду тиску добре зарекомендували себе, працюючи у найрізноманітніших умовах, як кліматичних, так і технологічних.

Системи вимірювання витрати та кількості побудовані на основі методу змінного перепаду тиску легкі в обслуговуванні.

Враховуючи вище наведені переваги методу змінного перепаду тиску було вирішено побудувати систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі цього методу з використанням стандартної діафрагми з кутовим способом відбору тиску. Запропонований звужувальний пристрій може застосовуватись при виконанні наступних умов:

$$d \geq 0,0125 \text{ м};$$

$$0,050 \text{ м} \leq D \leq 1 \text{ м};$$

$$0,1 \leq \beta \leq 0,75;$$

$Re \geq 5000$ за $\beta \leq 0,56$;

$Re \geq 16000\beta^2$ за $\beta > 0,56$,

де d – діаметр отвору діафрагми при робочій температурі;

D – діаметр вимірювального трубопроводу при робочій температурі;

β - відносний діаметр діафрагми;

Re – число Рейнольдса.

Ідеологія побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску ґрунтується на тому, що для методу змінного перепаду тиску для наперед визначеного компонентного складу супутнього нафтового газу та діапазонів зміни значень тиску та температури газового потоку в трубопроводі уточнюють методики розрахунку термодинамічних параметрів газового потоку на основі запропонованих залежностей (3.35), (3.39), (3.40) та визначають параметри витратоміра змінного перепаду тиску, геометричні розміри вимірювальної ділянки трубопроводу для цього витратоміра, а також геометричні розміри звужувального пристрою з відносним діаметром, при якому досягається мінімальне можливе значення відносної розширеної невизначеності вимірювання витрати. Розроблена ідеологія набула ширшого формулювання у патенті на корисну модель [96].

4.2. Розроблення та реалізація алгоритму розрахунку витрати на базі обчислювача витрати.

4.2.1. Повна математична модель витратоміра змінного перепаду тиску супутнього нафтового газу.

Розрахунок параметрів звужувальних пристроїв потоку витратомірів змінного перепаду тиску виконують з метою визначення геометричних характеристик пристрою звуження потоку, перевірки умов застосування витратоміра, оцінки похибки вимірювання витрати та кількості вимірюваного середовища (невизначеності результату вимірювання) та вибору засобів вимірювання.

Розрахунок параметрів звужувальних пристроїв потоку витратомірів змінного перепаду тиску повинен базуватися на основі повної моделі витратоміра змінного

перепаду тиску із звужувальним пристроєм потоку. Повна модель витратоміра змінного перепаду тиску супутнього нафтового газу складається із системи рівнянь:

- 1) рівняння масової витрати супутнього нафтового газу

$$q_m = f(d, C, E, K_{ш}, K_{п}, \varepsilon, \Delta p, \rho), \quad (4.1)$$

де

q_m – масова витрата середовища, кг/с;

d – діаметр отвору звужувального пристрою за робочої температури середовища, м;

C – коефіцієнт витікання;

E – коефіцієнт швидкості входження;

$K_{ш}$ – поправковий коефіцієнт, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу;

$K_{п}$ – поправковий коефіцієнт, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми;

ε – коефіцієнт розширення;

Δp – перепад тиску на звужувальному пристрої, Па;

ρ – густина середовища за робочих умов, кг/м³;

- 2) рівняння взаємозв'язку між масовою витратою та об'ємною витратою за робочих умов

$$q_m = q_v \rho, \quad (4.2)$$

де

q_v – об'ємна витрата середовища за робочих умов, м³/с;

- 3) рівняння взаємозв'язку між масовою витратою і об'ємною витратою, приведеною до стандартних умов

$$q_m = q_c \rho_c, \quad (4.3)$$

де

q_c – об'ємна витрата середовища, приведена до стандартних умов, м³/с;

ρ_c – густина середовища за стандартних умов, кг/м³;

- 4) рівняння масової витрати сухої частини супутнього нафтового газу

$$q_{cgm} = f(q_{вгт}, \rho_{вг}, \rho_{вп\ max}, \varphi, \alpha), \quad (4.4)$$

де

q_{cgm} – масова витрата сухої частини супутнього нафтового газу, кг/с;

$q_{вгт}$ – масова витрата супутнього нафтового газу, кг/с;

$\rho_{вг}$ – густина супутнього нафтового газу за робочих умов, кг/м³;

$\rho_{вп\ max}$ – густина водяної пари за робочих умов, кг/м³;

φ – відносна вологість супутнього нафтового газу;

α – абсолютна вологість супутнього нафтового газу, виражена через масу водяної пари (в кілограмах) в 1 м³ супутнього нафтового газу за робочих умов;

- 5) рівняння коефіцієнтів, що враховують зміну діаметра звужувального пристрою потоку та діаметра трубопроводу, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С відповідно:

$$K_{зп} = f(t, \alpha_t), \quad (4.5)$$

$$K_T = f(t, \alpha_t), \quad (4.6)$$

де

$K_{зп}$ – коефіцієнт, який враховує зміну діаметра отвору звужувального пристрою, спричинену відхиленням температури середовища від 20 °С;

K_T – коефіцієнт, який враховує зміну діаметра трубопроводу, спричинену відхиленням температури середовища від 20 °С;

t – температура середовища, °С;

α_t – температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу, °С⁻¹;

- б) рівняння діаметра отвору звужувального пристрою d при робочій температурі

$$d = f(d_{20}, K_{зп}), \quad (4.7)$$

де

d_{20} – діаметр отвору звужувального пристрою за температури 20 °С, м;

- 7) рівняння внутрішнього діаметра вимірювального трубопроводу D при робочій температурі

$$D = f(D_{20}, K_T), \quad (4.8)$$

де

D_{20} – внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу або вхідної частини труби Вентурі за температури 20 °С, м;

- 8) рівнянням відносного діаметра β звужувального пристрою потоку

$$\beta = f(d, D); \quad (4.9);$$

- 9) рівняння термодинамічних властивостей середовища:

- густини за робочих умов

$$\rho = f(\{x_i\}, p, T, \varphi, \alpha), \quad (4.10)$$

де

$\{x_i\}$ – концентрації сухих компонентів супутнього нафтового газу в мольних частках (таких як: метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень);

p – тиск супутнього нафтового газу у вимірювальному трубопроводі, Па;

T – абсолютна (термодинамічна) температура супутнього нафтового газу у вимірювальному трубопроводі, К;

- густини за стандартних умов

$$\rho_c = f(\{x_i\}, \varphi, \alpha); \quad (4.11)$$

- коефіцієнта стисливості K

$$K = f(\{x_i\}, p, T, \varphi, \alpha); \quad (4.12)$$

- показника адіабати

$$\kappa = f(\{x_i\}, p, T, \varphi, \alpha); \quad (4.13)$$

- коефіцієнта динамічної в'язкості середовища

$$\mu = f(\{x_i\}, p, T, \varphi, \alpha); \quad (4.14)$$

10) рівняння числа Рейнольдса Re

$$Re = f(q_c, \rho_c, D, \mu); \quad (4.15)$$

11) рівняння коефіцієнта витікання C залежно від типу пристрою звуження потоку

$$C = f(\beta, Re, D); \quad (4.16)$$

12) рівняння коефіцієнта швидкості входу E

$$E = f(\beta); \quad (4.17)$$

13) рівняння поправкового коефіцієнта $K_{ш}$, що враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу

$$K_{ш} = f(\beta, Ra, D, Re), \quad (4.18)$$

де

Ra – середній арифметичний відхил профілю шорсткості, м;

14) рівняння поправкового коефіцієнта $K_{п}$, що враховує притуплення вхідного канта діафрагми

$$K_{п} = f(r_k, d), \quad (4.19)$$

де

r_k – поточний радіус вхідного канта діафрагми, м;

15) рівняння коефіцієнта розширення ε

$$\varepsilon = f(\Delta p, p, \kappa, \beta); \quad (4.20)$$

16) рівняння коефіцієнта гідравлічного опору ξ звужувального пристрою потоку

$$\xi = f(\beta, C, K_{ш}, K_{п}); \quad (4.21)$$

17) рівняння відносної стандартної невизначеності коефіцієнта витікання u'_{C_0}

$$u'_{C_0} = f(\beta, D, Re, U'_L, U'_l, U'_{e_x}, U'_h), \quad (4.22)$$

де

U'_L – складник невизначеності коефіцієнта витікання, який виникає внаслідок зменшення довжин прямолінійних ділянок, і його визначають відповідно до [20], [21], [22];

U'_l – складник невизначеності коефіцієнта витікання, зумовлений скороченням довжини прямолінійних ділянок між звужувальним пристроєм і гільзою термометра, який визначають відповідно до [23];

U'_{e_x} – визначають відповідно до [20];

U'_h – визначають відповідно до [20].

- 18) рівняння відносної стандартної невизначеності коефіцієнта, що враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу $u'_{K_{ш}}$

$$u'_{K_{ш}} = f(K_{ш}, U'_{R_{ш}}), \quad (4.23)$$

де

$U'_{R_{ш}}$ – відносна розширена невизначеність еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу;

- 19) рівняння відносної стандартної невизначеності коефіцієнта, що враховує притуплення вхідного канта діафрагми $u'_{K_{п}}$

$$u'_{K_{п}} = f(K_{п}, U'_{r_{п}}, U'_{K_{пд}}), \quad (4.24)$$

де

$U'_{r_{п}}$ – відносна розширена невизначеність початкового радіуса вхідного канта діафрагми;

$U'_{K_{пд}}$ – додатковий складник невизначеності, що зумовлений заміною поточного значення радіуса вхідного канта діафрагми r_k на його усереднене значення \bar{r}_k ;

- 20) рівняння відносної стандартної невизначеності коефіцієнта розширення u'_ε

$$u'_\varepsilon = f(\Delta p, \rho, \kappa, \beta, \varepsilon, u'_{\Delta p}, u'_p, u'_\kappa), \quad (4.25)$$

де

$u'_{\Delta p}$ – відносна стандартна невизначеність результату вимірювання перепаду тиску;

u'_p – відносна стандартна невизначеність результату вимірювання тиску;

u'_k – відносна стандартна невизначеність показника адіабати;

21) рівняння відносної стандартної невизначеності результату вимірювання діаметра отвору звужувального пристрою – $u'_d = 0,02 \%$;

22) рівняння відносної стандартної невизначеності результату вимірювання внутрішнього діаметра вимірювального трубопроводу – $u'_D = 0,1 \%$.

23) рівняння відносної стандартної невизначеності витрати ВНГ за вимірювання об'ємної витрати ВНГ, приведеної до стандартних умов

$$u'_q = f(u'_c, u'_{K_{\text{ш}}}, u'_{K_{\text{н}}}, \beta, u'_D, u'_d, u'_\varepsilon, u'_{\Delta p}, u'_p), \quad (4.26)$$

де

u'_p – відносна стандартна невизначеність густини за робочих умов.

Повна модель витратоміра змінного перепаду тиску доповнюється умовами обмеження дії методу змінного перепаду тиску. Відповідно до типів звужувальних пристроїв ці умови є такі:

- діафрагми з кутовим або трирадіусним способами відбирання тиску:

$$d \geq 0,0125 \text{ м};$$

$$0,050 \text{ м} \leq D \leq 1 \text{ м};$$

$$0,1 \leq \beta \leq 0,75;$$

$$\text{Re} \geq 5000 \text{ за } \beta \leq 0,56;$$

$$\text{Re} \geq 16000\beta^2 \text{ за } \beta > 0,56;$$

- діафрагми з фланцевим способом відбирання тиску:

$$d \geq 0,0125 \text{ м};$$

$$0,050 \text{ м} \leq D \leq 1 \text{ м};$$

$$0,1 \leq \beta \leq 0,75;$$

$$Re \geq 5000 \text{ i } Re \geq 1,7 \cdot 10^5 \beta^2 D;$$

- сопла ISA 1932:

$$0,05 \text{ м} \leq D \leq 0,50 \text{ м};$$

$$0,3 \leq \beta \leq 0,8;$$

$$7 \cdot 10^4 \leq Re \leq 10^7, \quad \text{за } 0,30 \leq \beta < 0,44;$$

$$2 \cdot 10^4 \leq Re \leq 10^7, \quad \text{за } 0,44 \leq \beta \leq 0,80;$$

- еліпсні сопла:

$$0,05 \text{ м} \leq D \leq 0,63 \text{ м};$$

$$0,2 \leq \beta \leq 0,8;$$

$$10^4 \leq Re \leq 10^7;$$

$$Ra/D \leq 3,2 \cdot 10^{-4};$$

- сопла Вентурі:

$$0,065 \text{ м} \leq D \leq 0,500;$$

$$d \geq 0,05 \text{ м};$$

$$0,316 \leq \beta \leq 0,775;$$

$$1,5 \cdot 10^5 \leq Re \leq 2 \cdot 10^6.$$

- труби Вентурі з литою (без оброблення) вхідною конічною частиною:

$$0,10 \text{ м} \leq D \leq 0,80 \text{ м};$$

$$0,30 \leq \beta \leq 0,75;$$

$$Re \geq 4 \cdot 10^4;$$

$$Ra/D \leq 3,2 \cdot 10^{-4};$$

- труби Вентурі з обробленою вхідною конічною частиною:

$$0,05 \text{ м} \leq D \leq 0,25 \text{ м};$$

$$0,40 \leq \beta \leq 0,75;$$

$$4 \cdot 10^4 \cdot \beta \leq Re \leq 10^8 \cdot \beta;$$

$$Ra/D \leq 3,2 \cdot 10^{-4};$$

- труби Вентурі із зварною вхідною конічною частиною з листової сталі:

$$0,20 \text{ м} \leq D \leq 1,20 \text{ м};$$

$$0,40 \leq \beta \leq 0,70;$$

$$Re \geq 4 \cdot 10^4;$$

$$Ra/D \leq 3,2 \cdot 10^{-4}.$$

Відповідно до повної моделі витратоміра змінного перепаду тиску значення параметрів звужувального пристрою потоку або значення витрати супутнього нафтового газу розраховують сумісним розв'язуванням вищевказаної системи рівнянь за допомогою процедури ітераційного наближення.

4.2.2. Алгоритм розрахунку витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку.

Алгоритм розрахунку витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартними звужувальними пристроями потоку відповідає вимогам комплексу національних стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 [19-23].

4.2.2.1. Вхідні дані для розрахунку витрати супутнього нафтового газу

Розрахунок витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм виконується за такими початковими даними, як:

- тип стандартного звужувального пристрою (*діафрагма, сопло* або *труба Вентурі*);
- для *діафрагми* – спосіб відбору тиску (кутовий, трирадіусний або фланцевий);
- для *діафрагми* – початковий радіус $r_{\text{п}}$ вхідного канта діафрагми та поточний час τ_T (в роках) експлуатації діафрагми з моменту визначення значення початкового радіусу вхідного канта діафрагми $r_{\text{п}}$ [20];
- для *сопла* – тип сопла (сопло ИСА 1932, еліпсне сопло з великим відносним діаметром горловини, еліпсне сопло з малим відносним діаметром горловини, сопло Вентурі);

- для *труби Вентурі* – тип труби Вентурі (з литою (без оброблення) вхідною конічною частиною, з обробленою вхідною конічною частиною, із зварною вхідною конічною частиною з листової сталі);

- поточне значення абсолютного тиску p супутнього нафтового газу при вимірюванні тиску манометром абсолютного тиску або поточні значення надлишкового тиску p_n супутнього нафтового газу і атмосферного тиску p_a при вимірюванні тиску манометром надлишкового тиску;

- поточне значення перепаду тиску Δp ;

- поточне значення температури t супутнього нафтового газу в $^{\circ}\text{C}$;

- діаметр отвору звужувального пристрою d_{20} за температури 20°C ;

- матеріал (дивись таблицю 4.1), з якого виготовлено звужувальний пристрій (за маркою матеріалу звужувального пристрою буде розраховуватись його коефіцієнт α , лінійного розширення). У разі відсутності вибраного матеріалу у таблиці 4.1, необхідно задати коефіцієнт α , лінійного розширення матеріалу, з якого виготовлено стандартний звужувальний пристрій;

Таблиця 4.1

Марки сталі, для яких можна розрахувати
коефіцієнт лінійного розширення α , [19]

Марка сталі	Марка сталі	Марка сталі	Марка сталі
35Л	20	25Х1МФ	08Х18Н10
45Л	30,35	25Х2М1Ф	12Х18Н9Т
20ХМЛ	40,45	15Х5М	12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т
12Х18Н9ТЛ	10Г2	18Х2Н4МА	08Х18Н10Т
15К,20К	35Х	38ХН3МФА	08Х22Н6Т
22К	38ХА	08Х13	37Х12Н8Г8МФБ
16ГС	40Х	12Х13	31Х19Н9МВБТ
09Г2С	15ХМ	20Х13	06ХН28МДТ
10	30ХМ, 30ХМА	30Х13	20Л
15	12Х1МФ	10Х14Г14Н4Т	25Л

- внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу D_{20} або вхідної частини труби Вентурі за температури 20°C ;

- матеріал (див. таблицю 4.1), з якого виготовлено вимірювальний трубопровід (за маркою матеріалу вимірювального трубопроводу буде розраховуватись його коефіцієнт α , лінійного розширення). У разі відсутності вибраного матеріалу у таблиці 4.1, необхідно задати коефіцієнт α , лінійного розширення матеріалу, з якого виготовлено вимірювальний трубопровід;

- в залежності від виду трубопроводу і його матеріалу, стану поверхні стінки вимірювального трубопроводу і умов експлуатації відповідно до таблиці 4.2 вибирають середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості Ra . У разі відсутності в таблиці 4.2 виду трубопроводу і його матеріалу, чи стану поверхні стінки вимірювального трубопроводу і умов експлуатації, необхідно задати середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості Ra або еквівалентну шорсткість $R_{ш}$ внутрішньої поверхні трубопроводу;

- концентрації сухих компонентів ВНГ в мольних частках (таких як: метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень);

- абсолютна вологість α в $г/м^3$ або відносна вологість ϕ в частках одиниці або процентах.

4.2.2.2. Розрахунок витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку

Розрахунок витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку виконується за таким алгоритмом:

1) рівняння, наведені у даному розділі, подані для вхідних величин в одиницях системи СІ. Якщо вхідні величини подані в інших одиницях відмінних від СІ (p' або p_n' та p_a' , $\Delta p'$, d_{20}' , D_{20}'), то їх необхідно перевести в одиниці системи СІ (p або p_n та p_a , Δp , d_{20} , D_{20}) згідно з виразами:

- для тиску

$$p = k_p \cdot p'; \quad (4.27)$$

Таблиця 4.2

Значення еквівалентної шорсткості $R_{ш}$, середньоарифметичного відхилу профілю шорсткості Ra і відносної розширеної невизначеності $U'_{R_{ш}}$ [19]

Вид трубопроводу і його матеріал	Стан поверхні стінки вимірювального трубопроводу і умови експлуатації	$R_{ш}$, мм	Ra , мм	$U'_{R_{ш}}$
Ціліснотягнуті труби з латуні, міді, алюмінію, пластмаси	Технічно гладка, без відкладень	0,03	0,01	100
Скляні	Чиста	0,01	0,003	100
Труби із нержавіючої сталі	Нова	0,03	0,01	100
Ціліснотягнуті сталеві: - холодноотягнуті - гарячетягнуті - прокатні	Нова	0,03	0,01	100
		0,10	0,03	100
		0,10	0,03	100
Ціліснозварні сталеві: - прямошовні - зі спіральним швом	Нова	0,10	0,03	100
		0,10	0,03	100
Сталеві труби	Із незначним нальотом іржі	0,15	0,045	33
	Іржава	0,25	0,08	20
	Покрита накипом	1,25	0,375	60
	Сильно покрита накипом	2	0,6	100
	Бітумінізована, нова	0,04	0,012 5	20
	Бітумінізована, яка була в експлуатації	0,15	0,045	33
	Оцинкована	0,13	0,04	100
Чавун	Нова, яка не була в експлуатації	0,25	0,08	100
	Іржава	1,25	0,4	25
	Покрита накипом	1,5	0,5	100
	Бітумінізована, нова	0,04	0,012 5	20
Азбестоцемент	Покрита і непокрита, нова	0,03	0,01	100
	Непокрита, яка була в експлуатації	0,05	0,015	100

$$p_n = k_p \cdot p_n'; \quad (4.28)$$

$$p_a = k_p \cdot p_a'; \quad (4.29)$$

- для перепаду тиску

$$\Delta p = k_{\Delta p} \cdot \Delta p'; \quad (4.30)$$

- для діаметра отвору звужувального пристрою за температури 20 °С

$$d_{20} = k_d \cdot d_{20}'; \quad (4.31)$$

- для внутрішнього діаметра вимірювального трубопроводу за температури 20 °С

$$D_{20} = k_D \cdot D_{20}'; \quad (4.32)$$

де k_p і $k_{\Delta p}$ – перевідні коефіцієнти для одиниць, відповідно, тиску і перепаду тиску, значення яких приведені в таблиці 4.3; k_d – перевідний коефіцієнт для одиниць діаметра отвору звужувального пристрою за температури 20 °С, якщо значення d_{20}' задане в мм, то $k_d = 0,001$ м/мм; k_D – перевідний коефіцієнт для одиниць внутрішнього діаметра вимірювального трубопроводу за температури 20 °С, якщо значення D_{20}' задане в мм, то $k_D = 0,001$ м/мм;

Таблиця 4.3

Значення перевідних коефіцієнтів k_p , $k_{\Delta p}$ для одиниць тиску і перепаду тиску [23]

Одиниці тиску і перепаду тиску		Перевідні коефіцієнти $k_p, k_{\Delta p}$
p' або p_n' та p_a' , $\Delta p'$	p або p_n та p_a , Δp	
кПа	Па	10^3 Па / кПа
МПа	Па	10^6 Па / МПа
бар	Па	10^5 Па / бар
кгс/см ²	Па	$9,80665 \cdot 10^5$ Па / (кгс/см ²)
кгс/м ²	Па	$9,80665 \cdot 10^0$ Па / (кгс/м ²)
мм рт. ст.	Па	$1,3332 \cdot 10^2$ Па / (мм рт.ст.)
мм вод. ст.	Па	$9,80665 \cdot 10^0$ Па / (мм вод.ст.)

2) при вимірюванні надлишкового тиску p_n супутнього нафтового газу та атмосферного тиску p_a визначають абсолютний тиск p за рівнянням

$$p = p_f + p_a; \quad (4.33)$$

3) перевіряють виконання нерівності

$$\Delta p < 0,25 p . \quad (4.34)$$

Якщо нерівність (4.34) не виконується, то виникає позаштатна ситуація;

4) розраховують термодинамічну температуру T за рівнянням

$$T = t + 273,15 ; \quad (4.35)$$

5) розраховують густину супутнього нафтового газу при робочих умовах за рівнянням

$$\rho = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\Pi}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (4.36)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів;

T_{Π} - приведена температура, що розраховується за формулою (3.34).

Значення коефіцієнтів рівняння та степені поліномів знаходяться згідно з пунктом 3.2.3.

б) розраховують показник адіабати супутнього нафтового газу κ за формулою

$$\kappa = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\Pi}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (4.37)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів;

Значення коефіцієнтів рівняння та степені поліномів знаходяться згідно з пунктом 3.3.3.

7) розраховують коефіцієнт динамічної в'язкості μ супутнього нафтового газу за формулою

$$\mu = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\Pi}^{N_j-j}) p^{N_i-i} \right], \quad (4.38)$$

де a_{ij} - коефіцієнти рівняння, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу;

N_i, N_j - степені поліномів;

Значення коефіцієнтів рівняння та степені поліномів знаходяться згідно з підрозділом 3.4.

8) визначають коефіцієнт $K_{зп}$, що враховує зміну діаметра звужувального пристрою, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С, за рівнянням [19]

$$K_{зп} = 1 + \alpha_t (t - 20). \quad (4.39)$$

Якщо заданий матеріал виготовлення звужувального пристрою відповідає матеріалу приведену у таблиці 4.4, то значення α_t , розраховують за рівнянням [19]

$$\alpha_t = 10^{-6} [a_0 + 10^{-3} t a_1 + 10^{-6} t^2 a_2], \quad (4.40)$$

де a_0, a_1, a_2 – постійні коефіцієнти, наведені в таблиці 4.4.

9) розраховують значення діаметра отвору звужувального пристрою d при робочій температурі за рівнянням [19]

$$d = d_{20} K_{зп}; \quad (4.41)$$

10) визначають коефіцієнт K_T , що враховує зміну діаметра вимірювального трубопроводу, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С, за рівнянням [19]

$$K_T = 1 + \alpha_t (t - 20). \quad (4.42)$$

Якщо заданий матеріал виготовлення вимірювального трубопроводу відповідає матеріалу приведену у таблиці 4.4, то значення α_t , розраховують за рівнянням (4.40);

11) розраховують внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу D при робочій температурі за рівнянням [19]

$$D = D_{20} K_T; \quad (4.43)$$

12) розраховують відносний діаметр β звужувального пристрою потоку за рівнянням [19]

$$\beta = \frac{d}{D}; \quad (4.44)$$

Значення постійних коефіцієнтів a_0 , a_1 , a_2 та межі області застосування формули (4.40) [19]

Марка сталі	Значення постійних коефіцієнтів			Межі області застосування формули (4.40)	
	a_0	a_1	a_2	t_{min}	t_{max}
35Л	10,260	14,000	0	-40	700
45Л	11,600	0	0	-40	700
20ХМЛ	9,830	18,812	-14,191	-40	600
12Х18Н9ТЛ	16,466	5,360	3,000	-40	700
15К,20К	10,800	10,000	0	-40	600
22К	9,142	34,340	-43,526	-40	400
16ГС	9,903	20,561	-15,675	-40	600
09Г2С	10,680	12,000	0	-40	500
10	10,800	9,000	-4,200	-200	700
15	11,100	7,900	-3,900	-200	700
20	11,100	7,700	-3,400	-200	700
30,35	10,200	10,400	-5,600	-200	700
40,45	10,821	17,872	-10,986	-40	700
10Г2	9,940	22,667	0	-40	400
35Х	10,179	19,602	-13,338	-40	600
38ХА	12,345	5,433	5,360	-40	600
40Х	10,819	15,487	-9,280	-40	700
15ХМ	11,448	12,638	-7,137	-200	700
30ХМ, 30ХМА	10,720	14,667	0	-200	500
12Х1МФ	10,000	9,600	-6,000	-200	700
25Х1МФ	10,235	18,640	-13,000	-40	600
25Х2М1Ф	12,020	8,000	0	-40	600
15Х5М	10,100	2,700	0	-200	700
18Х2Н4МА	11,065	11,224	-5,381	-40	600
38ХН3МФА	11,446	9,574	-4,945	-40	700
08Х13	9,971	9,095	-4,115	-40	800
12Х13	9,557	11,067	-5,000	-40	800
20Х13	9,520	11,333	0	-40	600
30Х13	9,642	9,600	-4,472	-40	800
10Х14Г14Н4Т	15,220	13,000	0	-40	900
08Х18Н10	15,325	11,250	0	-40	500
12Х18Н9Т	15,600	8,300	-6,500	-200	700
12Х18Н10Т,	16,206	6,571	0	-40	900

12X18H12T					
08X18H10T	15,470	10,500	0	-40	700
08X22H6T	6,400	60,000	0	-40	300
37X12H8Г8МФ Б	15,800	0	0	-40	100
31X19H9МВБТ	16,216	6,400	0	-40	1000
06ХН28МДТ	9,153	30,944	-26,478	-40	600
20Л	11,660	9,000	0	-40	700
25Л	10,750	12,500	0	-40	500

13) для знайденого значення відносного діаметра β пристрою звуження потоку перевіряють виконання нерівності відповідно до типу звужувального пристрою [20-22]:

- для *діафрагм*

$$0,1 \leq \beta \leq 0,75 ; \quad (4.45)$$

- для *сопла ISA 1932*

$$0,3 \leq \beta \leq 0,8 ; \quad (4.46)$$

- для *еліпсного сопла з великим відносним діаметром горловини*

$$0,25 \leq \beta \leq 0,8 ; \quad (4.47)$$

- для *еліпсного сопла з малим відносним діаметром горловини*

$$0,2 \leq \beta \leq 0,5 ; \quad (4.48)$$

- для *сопла Вентурі*

$$0,316 \leq \beta \leq 0,775 ; \quad (4.49)$$

- для *труби Вентурі з литою (без обробки) входною конічною частиною*

$$0,3 \leq \beta \leq 0,75 ; \quad (4.50)$$

- для *труби Вентурі з обробленою входною конічною частиною*

$$0,4 \leq \beta \leq 0,75 ; \quad (4.51)$$

- для *труби Вентурі із зварною входною конічною частиною з листової сталі*

$$0,4 \leq \beta \leq 0,7 . \quad (4.52)$$

Якщо нерівність або (4.45), або (4.46), або (4.47), або (4.48), або (4.49), або (4.50), або (4.51), або (4.52) не виконується, то виникає позаштатна ситуація;

14) за значенням β розраховують коефіцієнт швидкості входу E за формулою [19]

$$E = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}}. \quad (4.53)$$

15) для **діафрагми** розраховують поточний радіус r_k притуплення вхідного канта діафрагми за рівнянням [20]

$$r_k = 0,000195 - (0,000195 - r_n) \cdot e^{-\tau_T/3}, \quad (4.54)$$

де

a – параметр, що враховує тип вимірюваного середовища, який дорівнює 0,195 для газу;

r_n – початковий радіус вхідного канта діафрагми;

τ_T – поточний час експлуатації діафрагми з моменту визначення початкового радіуса вхідного канта діафрагми r_n , рік.

За значенням r_k та діаметром отвору діафрагми d визначають поправковий коефіцієнт K_n на притуплення вхідного канта діафрагми як в [74]

$$K_n = \begin{cases} 1 & \text{для } r_k / d \leq 0,0004 \\ 0,9826 + (r_k / d + 0,0007773)^{0,6} & \text{для } r_k / d > 0,0004 \end{cases}; \quad (4.55)$$

16) розраховують коефіцієнт розширення ε за рівняннями [20-22]

- для **діафрагми**

$$\varepsilon = 1 - (0,351 + 0,256\beta^4 + 0,93\beta^8) \left(1 - \tau^{\frac{1}{\kappa}} \right); \quad (4.56)$$

- для всіх видів **сопла** та всіх видів **труби Вентурі**

$$\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{\kappa \tau^{2/\kappa}}{\kappa - 1} \right) \cdot \left(\frac{1 - \beta^4}{1 - \beta^4 \tau^{2/\kappa}} \right) \cdot \left(\frac{1 - \tau^{(\kappa-1)/\kappa}}{1 - \tau} \right)}, \quad (5.57)$$

де

$$\tau = 1 - \frac{\Delta p}{p}; \quad (4.58)$$

17) для всіх видів *труби Вентурі* та *еліпсного сопла*, якщо задана еквівалентна шорсткість $R_{ш}$ внутрішньої поверхні трубопроводу, то розраховують середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості Ra за рівнянням

$$Ra = \frac{R_{ш}}{\pi}. \quad (4.59)$$

Якщо відносна шорсткість на відстані $2D$ до *труби Вентурі* становить $10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \leq 3,2$, то поправковий коефіцієнт на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу $K_{ш} = 1$.

Для *еліпсного сопла*, якщо відносна шорсткість $10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \leq 3,2$, то поправковий коефіцієнт на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу $K_{ш} = 1$;

18) приймають перше наближення числа Рейнольдса Re_1 , яке дорівнює 10^6 ;

19) розраховують коефіцієнт витікання C_1 відповідно до типу звужувального пристрою:

- для *діафрагм* за рівнянням Reader-Harris/Gallagher [20]

$$C_1 = 0,5961 + 0,0261\beta^2 - 0,216\beta^8 + 0,000521 \left(\frac{10^6 \beta}{Re_1} \right)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063A)\beta^{3,5} \left(\frac{10^6}{Re_1} \right)^{0,3} + \\ + (0,043 + 0,08e^{-10L_1} - 0,123e^{-7L_1})(1 - 0,11A) \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} - 0,031(M'_2 - 0,8M'_2{}^{1,1})\beta^{1,3} + M_3 \quad (4.60)$$

де

$$A = \left(\frac{19000\beta}{Re_1} \right)^{0,8}; \quad (4.61)$$

$$M'_2 = \frac{2L'_2}{1 - \beta}; \quad (4.62)$$

$$M_3 = \begin{cases} 0 & \text{для } D \geq 0,07112(2,8'') \\ 0,011(0,75 - \beta) \left(2,8 - \frac{D}{0,0254} \right) & \text{для } D < 0,07112(2,8'') \end{cases}; \quad (4.63)$$

Коефіцієнти L_1 та L'_2 залежно від способу відбору тиску розраховують відповідно за рівняннями:

- для *діафрагм з кутовим способом відбору перепаду тиску*

$$L_1 = L'_2 = 0; \quad (4.64)$$

- для діафрагм з фланцевим способом відбору перепаду тиску

$$L_1 = \begin{cases} 0,4333 & \text{для } D \leq 0,05862 \text{ м} \\ \frac{0,0254}{D} & \text{для } D > 0,05862 \text{ м} \end{cases}; \quad (4.65)$$

$$L'_2 = \frac{0,0254}{D}; \quad (4.66)$$

- для діафрагм із трирадіусним способом відбору перепаду тиску

$$L_1 = 1; \quad (4.67)$$

$$L'_2 = 0,47; \quad (4.68)$$

- для сопла ISA 1932

$$C_1 = 0,99 - 0,2262 \cdot \beta^{4,1} - (0,00175 \cdot \beta^2 - 0,0033 \cdot \beta^{4,15}) \cdot \left(\frac{10^6}{\text{Re}_1} \right)^{1,15}; \quad (4.69)$$

- для еліпсного сопла з великим та малим відносним діаметром горловини

$$C_1 = 0,9965 - 0,00653 \sqrt{\frac{10^6 \beta}{\text{Re}_1}}; \quad (4.70)$$

- для сопла Вентурі

$$C_1 = 0,9858 - 0,196 \beta^{4,5}; \quad (4.71)$$

- для труби Вентурі з литою (без обробки) вхідною конічною частиною

$$C_1 = \begin{cases} 0,991 - 0,0014 \cdot \frac{10^6}{\text{Re}_1} & \text{для } 4 \cdot 10^4 \leq \text{Re}_1 < 2 \cdot 10^5 \\ 0,984 & \text{для } \text{Re}_1 \geq 2 \cdot 10^5 \end{cases}; \quad (4.72)$$

- для труби Вентурі з обробленою вхідною конічною частиною

$$C_1 = \begin{cases} 1,009 \left(\beta \frac{10^6}{\text{Re}_1} \right)^{-0,013} & \text{для } 2 \cdot 10^4 \cdot \beta \leq \text{Re}_1 < 5 \cdot 10^5 \cdot \beta \\ 0,995 & \text{для } 5 \cdot 10^4 \cdot \beta \leq \text{Re}_1 \leq 10^6 \cdot \beta \\ 1,000 & \text{для } 10^6 \cdot \beta < \text{Re}_1 \leq 2 \cdot 10^6 \cdot \beta \\ 1,010 & \text{для } 2 \cdot 10^6 \cdot \beta < \text{Re}_1 \leq 10^8 \cdot \beta \end{cases}; \quad (4.73)$$

- для труби Вентурі із зварною вхідною конічною частиною з листової сталі

$$C_1 = \begin{cases} 0,992 - 0,0013 \cdot \frac{10^6}{Re_1} & \text{для } 4 \cdot 10^4 \leq Re_1 < 2 \cdot 10^5; \\ 0,985 & \text{для } Re_1 \geq 2 \cdot 10^5 \end{cases}; \quad (4.74)$$

20) для *діафрагм, сопла ISA 1932* та *сопла Вентурі*, якщо задана еквівалентна шорсткість $R_{ш}$ внутрішньої поверхні трубопроводу, то розраховують середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості Ra за рівнянням (4.59).

Для *діафрагм, сопла ISA 1932* та *сопла Вентурі*, за значеннями Re_1 , D , β та Ra визначають значення поправкового коефіцієнта на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу $K_{ш1}$ відповідно до типу звужувального пристрою:

- для *діафрагм* за рівнянням [20]:

$$K_{ш1} = \begin{cases} 1 & \text{для } Ra_{\min} < Ra < Ra_{\max} \\ 1 + 5,22\beta^{3,5} (\lambda - \lambda^*) & \text{для } Ra \leq Ra_{\min} \text{ і } Ra \geq Ra_{\max} \end{cases}, \quad (4.75)$$

де λ і λ^* – коефіцієнти тертя, розраховані при дійсному числі Re_1 і відповідно значенні середнього арифметичного відхилення профілю шорсткості Ra трубопроводу та при допустимому значенні Ra^* .

Значення λ і λ^* розраховують за формулою

$$\lambda = \left\{ 1,74 - 2 \lg \left[\frac{2\pi Ra}{D} - \frac{37,36 \lg(k_D - k_R \lg(k_D + 3,3333k_R))}{Re_1} \right] \right\}^{-2}, \quad (4.76)$$

де

$$k_D = 0,26954 \cdot \pi \cdot Ra / D; \quad (4.77)$$

$$k_R = \frac{5,035}{Re_1}; \quad (4.78)$$

$$Ra^* = \begin{cases} Ra_{\max} & \text{для } Ra > Ra_{\max}; \\ Ra_{\min} & \text{для } Ra < Ra_{\min}; \end{cases} \quad (4.79)$$

Ra_{\max} – максимальне значення середнього арифметичного відхилення профілю шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу; Ra_{\min} – мінімальне значення середнього арифметичного відхилення профілю шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу.

Значення Ra_{\max} визначається за рівнянням

$$10^4 \cdot \frac{Ra_{\max}}{D} = \begin{cases} 0,718866 \cdot \beta^{-3,887} + 0,364 & \text{для } Re \leq 10^4 \\ A_0 \cdot \beta^{A_1} + A_2 & \text{для } Re > 10^4 \text{ та } \beta < 0,65, \\ A_0 \cdot 0,65^{A_1} + A_2 & \text{для } Re > 10^4 \text{ та } \beta \geq 0,65 \end{cases} \quad (4.80)$$

де A_0, A_1, A_2 – коефіцієнти, які залежать від числа Re_1 і розраховуються як

$$A_i = \sum_{k=0}^3 B_k \cdot [\lg(Re_1)]^k; \quad (4.81)$$

B_k – постійні коефіцієнти, значення яких наведені в таблиці 4.5.

Значення Ra_{\min} визначається за рівнянням

$$10^4 \frac{Ra_{\min}}{D} = \begin{cases} 7,1592 - 12,387 \cdot \beta - (2,0118 - 3,469 \cdot \beta) \cdot \lg(Re_1) + \\ \quad + (0,1382 - 0,23762 \cdot \beta) \cdot [\lg(Re_1)]^2 & \text{для } \beta < 0,65 \\ -0,892353 + 0,24308 \cdot \lg(Re_1) - 0,0162562 \cdot [\lg(Re_1)]^2 & \text{для } \beta \geq 0,65 \\ 0 & \text{для } Re_1 < 3 \cdot 10^6 \end{cases} \quad (4.82)$$

Таблиця 4.5

Значення коефіцієнтів B_k рівняння (4.81)

Коефіцієнт	Значення коефіцієнтів B_k		
	A_0	A_1	A_2
$10^4 < Re \leq 10^5$			
B_0	8,87	6,7307	-10,244
B_1	-3,7114	-5,5844	5,7094
B_2	0,41841	0,732485	-0,76477
B_3	0	0	0
$10^5 < Re \leq 3 \cdot 10^6$			
B_0	27,23	-25,928	1,7622
B_1	-11,458	12,426	-3,8765
B_2	1,6117	-2,09397	1,05567
B_3	-0,07567	0,106143	-0,076764
$3 \cdot 10^6 < Re \leq 10^8$			
B_0	16,5416	322,594	-92,029
B_1	-6,60709	-132,2	37,935
B_2	0,88147	17,795	-5,1885
B_3	-0,039226	-0,799765	0,23583

Якщо в результаті розрахунку, виконаного за формулою (4.80), отримане значення $10^4 \cdot \frac{Ra_{\max}}{D} \geq 15$, то приймають $Ra_{\max} = 15 \cdot 10^{-4} \cdot D$.

Якщо в результаті розрахунку, виконаного за формулою (4.82), отримане значення $10^4 \cdot \frac{Ra_{\min}}{D} \leq 0$, то приймають $Ra_{\min} = 0$.

Значення $10^4 \cdot \frac{Ra_{\max}}{D}$ заокруглюють до двох значущих цифр, якщо $1 < 10^4 \cdot \frac{Ra_{\max}}{D} < 15$, і до однієї цифри після коми, якщо $10^4 \cdot \frac{Ra_{\max}}{D} \leq 1$, а значення $10^4 \cdot \frac{Ra_{\min}}{D}$ заокруглюють до трьох цифр після коми.

- для сопла *ISA 1932* та сопла *Вентурі* за рівнянням [21]:

$$K_{\text{ш}} = \begin{cases} 1 + A_{\text{Re}} \cdot \beta^4 \cdot \left[0,045 \cdot \lg \left(10^4 \cdot \frac{\pi \cdot Ra}{D} \right) - 0,025 \right] & \text{для } \left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \right)_{\max} < 10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \leq \frac{30}{\pi} \\ 1 & \text{для } 10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \leq \left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \right)_{\max} \end{cases}, \quad (4.83)$$

де

$$A_{\text{Re}} = \begin{cases} 1 - \frac{[\lg(\text{Re}) - 6]^2}{4} & \text{для } 10^4 < \text{Re} < 10^6 \\ 1 & \text{для } \text{Re} \geq 10^6 \end{cases}, \quad (4.84)$$

$\left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \right)_{\max}$ – максимально допустима відносна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу, яка визначається з таблиці 4.6.

Таблиця 4.6

Значення максимально допустимої відносної шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу для сопла *ISA 1932* та сопла *Вентурі*

β	$\leq 0,35$	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,60	0,70	0,77	0,80
$\left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D} \right)_{\max}$	8,0	5,9	4,3	3,4	2,8	2,4	2,1	1,9	1,8	1,4	1,3	1,2	1,2

Для проміжних значень β , не вказаних у таблиці 4.6, значення максимально допустимої відносної шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу визначають за рівнянням лінійної інтерполяції

$$\left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D}\right)_{\max} = \frac{Ra_1^* - Ra_2^*}{\beta_1 - \beta_2} \beta - \frac{\beta_2 Ra_1^* - \beta_1 Ra_2^*}{\beta_1 - \beta_2}, \quad (4.85)$$

де β_1, Ra_1^* – найближче більше до величини β значення відносного діаметра горловини *сопла ISA 1932* або *сопла Вентурі*, які наведені у таблиці 4.6, і відповідне йому значення $\left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D}\right)_{\max}$; β_2, Ra_2^* – найближче менше до величини β значення відносного діаметра горловини *сопла ISA 1932* або *сопла Вентурі*, які наведені у таблиці 4.6, і відповідне йому значення $\left(10^4 \cdot \frac{Ra}{D}\right)_{\max}$;

21) розраховують об'ємну витрату q_{C1} супутнього нафтового газу, приведену до стандартних умов (тиску $p_c = 101325$ Па та температурі $T_c = 293,15$ К), за рівнянням [23]

$$q_{C1} = 0,25\pi d^2 C_1 E K_{ш1} K_{II} \varepsilon \frac{\sqrt{2\Delta p p}}{\rho_c}; \quad (4.86)$$

22) уточнюють значення числа Рейнольдса Re_2 за рівнянням [23]

$$Re_2 = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{q_{C1} \rho_c}{D \cdot \mu}, \quad (4.87)$$

за яким розраховують:

- значення коефіцієнта витікання C_2 в залежності від типу звужувального пристрою за рівнянням або (4.60) – для *діафрагм*, або (4.69), або (4.70), або (4.71) – для *сопел*, або (4.72), або (4.73), або (4.74) – для *труб Вентурі*;
- значення поправкового коефіцієнта на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу $K_{ш2}$ в залежності від типу звужувального пристрою за рівнянням або (4.75) – для *діафрагм*, або (4.83) – для *сопла ISA 1932* та *сопла Вентурі*;
- перераховують значення витрати q_{C2} за формулою (4.86);

23) перерахунок значень Re , C , $K_{ш}$ (для *діафрагм, сопла ISA 1932* та *сопла Вентурі*) та q_{ci} здійснюють доти, поки значення відносного відхилення $\delta_{q_{ci}}$ між отриманим значенням витрати q_{ci} і його попереднім значенням q_{ci-1} буде задовольняти умову [23]

$$\delta_{q_{ci}} = 100 \frac{|q_{ci-1} - q_{ci}|}{q_{ci}} < 10^{-3}. \quad (4.88)$$

Звичайно, значення $\delta_{q_{ci}}$ може бути і іншим – це визначається заданою необхідною точністю обчислення витрати середовища;

24) значення q_{ci} буде шуканим значенням об'ємної витрати супутнього нафтового газу, приведеної до стандартних умов. Якщо одиниці витрати q_c задані відмінними від одиниць системи СІ, то значення витрати перераховують за рівнянням

$$q_c' = k_q \cdot q_c, \quad (4.89)$$

де q_c' – об'ємна витрата супутнього нафтового газу, приведена до стандартних умов, одиниці якої є відмінними від одиниць системи СІ; k_q – перевідний коефіцієнт для одиниць об'ємної витрати в робочих умовах і приведеної до стандартних умов, значення якого подані в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7

Значення перевідного коефіцієнта k_q для одиниць об'ємної витрати в робочих умовах і приведеної до стандартних умов

Одиниці об'ємної витрати, приведеної до стандартних умов		Перевідний коефіцієнт k_q
q_c	q_c'	
$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{м}^3/\text{год}$	3600 $(\text{м}^3/\text{год}) / (\text{м}^3/\text{с})$
$\text{м}^3/\text{с}$	л/с	10^3 $(\text{л}/\text{с}) / (\text{м}^3/\text{с})$
$\text{м}^3/\text{с}$	л/хв	$6 \cdot 10^4$ $(\text{л}/\text{хв}) / (\text{м}^3/\text{с})$

24) розраховують суху частину витрати супутнього нафтового газу в залежності від заданої вологості (абсолютної або відносної) супутнього нафтового газу за рівняннями:

- якщо задана абсолютна вологість:

$$q_{\text{сгс}} = q_{\text{с}} \left(1 - \frac{f}{\rho_{\text{вг}}} \right), \quad (4.90)$$

де $q_{\text{с}}$ – об'ємна витрата супутнього нафтового газу приведена до стандартних умов;

f – абсолютна вологість супутнього нафтового газу, виражена через масу водяної пари (в кілограмах) в 1 м^3 при робочих умовах;

$\rho_{\text{вг}}$ – густина супутнього нафтового газу при робочих умовах.

- якщо задана відносна вологість:

$$q_{\text{сгс}} = q_{\text{с}} \left(1 - \frac{\varphi \rho_{\text{вп max}}}{\rho_{\text{вг}}} \right), \quad (4.91)$$

де φ – відносна вологість супутнього нафтового газу;

$\rho_{\text{вп max}}$ – густина водяної пари за робочих умов.

Якщо робоча температура T газу не перевищує температуру насичення водяної пари $T_{\text{нас}}$, яка відповідає робочому тиску p , то густину $\rho_{\text{вп max}}$ вважають такою, що дорівнює густині насиченої водяної пари $\rho_{\text{нп}}$, а тиск $p_{\text{вп max}}$ – тиску насиченої водяної пари $p_{\text{нп}}$. Густина насиченої водяної пари $\rho_{\text{нп}}$ розраховується згідно з алгоритмом для перегрітої водяної пари за робочої температури та тиску насиченої водяної пари $p_{\text{нп}}$, який наведено нижче. Тиск насиченої водяної пари $p_{\text{нп}}$ обчислюється згідно з методикою [74] за формулою:

$$p_{\text{нп}} = \left[\frac{2C}{-B + (B^2 - 4AC)^{0.5}} \right]^4 \quad (4.92)$$

де

$$A = \mathcal{G}^2 + n_1 \mathcal{G} + n_2,$$

$$B = n_3 \mathcal{G}^2 + n_4 \mathcal{G} + n_5,$$

$$C = n_6 \mathcal{G}^2 + n_7 \mathcal{G} + n_8,$$

$$\mathcal{G} = \frac{T}{1\text{К}} + \frac{n_9}{\frac{T}{1\text{К}} - n_{10}},$$

$$\begin{aligned}
 n_1 &= 0.116\,705\,214\,527\,67 \times 10^4, & n_2 &= -0.724\,213\,167\,032\,06 \times 10^6, \\
 n_3 &= -0.170\,738\,469\,400\,92 \times 10^2, & n_4 &= 0.120\,208\,247\,024\,70 \times 10^5, \\
 n_5 &= -0.323\,255\,503\,223\,33 \times 10^7, & n_6 &= 0.149\,151\,086\,135\,30 \times 10^2, \\
 n_7 &= -0.482\,326\,573\,615\,91 \times 10^4, & n_8 &= 0.405\,113\,405\,420\,57 \times 10^6, \\
 n_9 &= -0.238\,555\,575\,678\,49 \times 10^0, & n_{10} &= 0.650\,175\,348\,447\,98 \times 10^3.
 \end{aligned}$$

Якщо робоча температура T перевищує температуру насичення водяної пари $T_{\text{нас}}$, яка відповідає робочому тиску p , то густину $\rho_{\text{вп max}}$ вважають такою, що дорівнює густині перегрітої водяної пари ρ , а тиск $p_{\text{вп max}}$ – тиску газу p .

Для розрахунку густини перегрітої водяної пари за робочих умов найбільш доцільно застосувати методику [74]. Алгоритм розрахунку густини водяної пари за робочих умов є наступним:

- 1) розраховують псевдоприведений тиск за формулою:

$$\pi = \frac{p}{1 \text{ МПа}}. \quad (4.93)$$

- 2) розраховують псевдоприведену температуру за формулою:

$$\tau = \frac{540 \text{ К}}{T}. \quad (4.94)$$

- 3) визначають похідну основної частини рівняння вільної енергії Гіббса за формулою:

$$\gamma_{\pi}^r = \sum_{i=1}^{43} n_i I_i \pi^{I_i-1} (\tau - 0.5)^{J_i}, \quad (4.95)$$

де n_i, I_i, J_i - коефіцієнти, подані в таблиці 4.8;

Таблиця 4.8

Значення постійних коефіцієнтів n_i, I_i, J_i

i	I_i	J_i	n_i
1	2	3	4
1	1	0	$-0.17731742473213 \times 10^{-2}$
2	1	1	$-0.17834862292358 \times 10^{-1}$
3	1	2	$-0.45996013696365 \times 10^{-1}$
4	1	3	$-0.57581259083432 \times 10^{-1}$

5	1	6	$-0.50325278727930 \times 10^{-1}$
6	2	1	$-0.33032641670203 \times 10^{-4}$
7	2	2	$-0.18948987516315 \times 10^{-3}$
8	2	4	$-0.39392777243355 \times 10^{-2}$
9	2	7	$-0.43797295650573 \times 10^{-1}$
10	2	36	$-0.26674547914087 \times 10^{-4}$
11	3	0	$0.20481737692309 \times 10^{-7}$
12	3	1	$0.43870667284435 \times 10^{-6}$
13	3	3	$-0.32277677238570 \times 10^{-4}$
14	3	6	$-0.15033924542148 \times 10^{-2}$
15	3	35	$-0.40668253562649 \times 10^{-1}$
16	4	1	$-0.78847309559367 \times 10^{-9}$
17	4	2	$0.12790717852285 \times 10^{-7}$
18	4	3	$0.48225372718507 \times 10^{-6}$
19	5	7	$0.22922076337661 \times 10^{-5}$
20	6	3	$-0.16714766451061 \times 10^{-10}$
21	6	16	$-0.21171472351355 \times 10^{-2}$
22	6	35	$-0.23895741934104 \times 10^{-2}$
23	7	0	$-0.59059564324270 \times 10^{-17}$
24	7	11	$-0.12621808899101 \times 10^{-5}$
25	7	25	$-0.38846842435739 \times 10^{-1}$
26	8	8	$0.11256211360459 \times 10^{-10}$
27	8	36	$-0.82311340897998 \times 10^1$
28	9	13	$0.19809712802088 \times 10^{-7}$
29	10	4	$0.10406965210174 \times 10^{-18}$
30	10	10	$-0.10234747095929 \times 10^{-12}$
31	10	14	$-0.10018179379511 \times 10^{-8}$
32	16	29	$-0.80882908646985 \times 10^{-10}$
33	16	50	0.10693031879409
34	18	57	-0.33662250574171
35	20	20	$0.89185845355421 \times 10^{-24}$
36	20	35	$0.30629316876232 \times 10^{-12}$
37	20	48	$-0.42002467698208 \times 10^{-5}$
38	21	21	$-0.59056029685639 \times 10^{-25}$
39	22	53	$0.37826947613457 \times 10^{-5}$
40	23	39	$-0.12768608934681 \times 10^{-14}$
41	24	26	$0.73087610595061 \times 10^{-28}$
42	24	40	$0.55414715350778 \times 10^{-16}$
43	24	58	$-0.94369707241210 \times 10^{-6}$

4) густини водяної пари за робочих умов розраховується за формулою:

$$\rho_{\text{вп max}} = \frac{P}{RT(1 + \pi\gamma_{\pi}^r)}, \quad (4.96)$$

де $R=0.461526$ – універсальна газова стала, кДж/(кг·К).

Описаний алгоритм розрахунку густини водяної пари за робочих умов має наступні межі застосування:

для тиску: $0 < p \leq p_{\text{нп}},$

для температури: $273.15 \text{ K} \leq T \leq 623.15 \text{ K}.$

4.2.3. Алгоритм розрахунку об'єму супутнього нафтового газу, приведеного до стандартних умов, за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку.

Об'єм V_c супутнього нафтового газу, приведений до стандартних умов, визначається шляхом інтегрування функції витрати в часі. Операцію інтегрування реалізують шляхом циклічного процесу розрахунку витрати за змінними в часі вхідними даними і наступному їй сумуванні.

4.2.3.1. Реалізація алгоритму розрахунку витрати супутнього нафтового газу в реальному масштабі часу.

Розрахунок витрати супутнього нафтового газу за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку здійснюють для вхідних даних приведених у підпункті 4.2.2.1, лише для значень абсолютного тиску p_{ϕ_j} супутнього нафтового газу при вимірюванні тиску манометром абсолютного тиску або надлишкового тиску $p_{\text{нф}_j}$ супутнього нафтового газу при вимірюванні тиску манометром надлишкового тиску, перепаду тиску Δp_{ϕ_j} та температури t_{ϕ_j} супутнього нафтового газу в j – момент часу вимірювання, над якими було зроблено цифрове фільтрування, за такими рівняннями:

$$p_{\phi_j} = a_{1p} p_{\phi_{j-1}} + a_{2p} p_j \quad (4.97)$$

або

$$p_{\text{нф}_j} = a_{1p_n} p_{\text{нф}_{j-1}} + a_{2p_n} p_{n_j}; \quad (4.98)$$

$$\Delta p_{\phi_j} = a_{1\Delta p} \Delta p_{\phi_{j-1}} + a_{2\Delta p} \Delta p_j; \quad (4.99)$$

$$t_{\phi_j} = a_{1t} t_{\phi_{j-1}} + a_{2t} t_j, \quad (4.100)$$

де a_{1p} (a_{1p_n}), a_{2p} (a_{2p_n}), $a_{1\Delta p}$, $a_{2\Delta p}$, a_{1t} , a_{2t} – коефіцієнти фільтрації сигналів відповідно абсолютного тиску p (надлишкового тиску p_n), перепаду тиску Δp та температури t ; $p_{\phi_{j-1}}$ ($p_{n\phi_{j-1}}$), $\Delta p_{\phi_{j-1}}$, $t_{\phi_{j-1}}$ – фільтровані значення відповідно абсолютного тиску (надлишкового тиску), перепаду тиску та температури в $j-1$ – момент часу вимірювання; p_j (p_{n_j}), Δp_j , t_j – поточне значення відповідно абсолютного тиску (надлишкового тиску), перепаду тиску та температури в j – момент часу вимірювання.

Значення коефіцієнтів a_{1y} та a_{2y} фільтрації сигналу y вибирають таким чином, щоб виконувалась рівність

$$a_{1y} + a_{2y} = 1. \quad (4.101)$$

Значення коефіцієнтів фільтрації a_{1y} та a_{2y} сигналу y вибирають такими, що дорівнюють 0,5.

Розрахунок витрати супутнього нафтового газу в реальному масштабі часу за фільтрованими значеннями p_{ϕ_j} ($p_{n\phi_j}$), Δp_{ϕ_j} і t_{ϕ_j} здійснюють згідно з алгоритмом наведеним у підпункті 4.2.2.2.

4.2.3.2. Розрахунок об'єму супутнього нафтового газу, приведеного до стандартних умов, за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку.

Для розрахунку об'єму супутнього нафтового газу, приведеного до стандартних умов, за методом змінного перепаду тиску із стандартним звужувальним пристроєм потоку вводять величину таку як проміжок часу одного циклу визначення витрати $\Delta \tau_j$.

Об'єм V_{G_j} супутнього нафтового газу, приведений до стандартних умов, в j – й момент часу за проміжок часу $\Delta \tau_j$ розраховують за рівнянням [23]

$$V_{Cj} = \frac{\Delta\tau}{2}(q_{Cj} + q_{Cj-1}), \quad (4.102)$$

де q_{Cj} – об’ємна витрата супутнього нафтового газу, приведена до стандартних умов, розрахована за фільтрованими значеннями параметрів середовища та потоку в j – й момент часу; q_{Cj-1} – об’ємна витрата супутнього нафтового газу, приведена до стандартних умов, розрахована за фільтрованими значеннями параметрів середовища та потоку в $j-1$ – й момент часу.

Значення q_{Cj} та q_{Cj-1} вибирають таким чином як приведено у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8

Значення q_{Cj} та q_{Cj-1}

j	q_{Cj}	q_{Cj-1}
1	q_{C1}	q_{C0}
2	q_{C2}	q_{C1}
3	q_{C3}	q_{C2}
...

За значеннями об’єму V_{Cj} розраховують об’єм V_{Cm} супутнього нафтового газу, приведений до стандартних умов, на протязі 1 хвилини за формулою [23]

$$V_{Cm} = V_{Cm} + V_{Cj}. \quad (4.103)$$

Початкове значення об’єму V_{Cm} супутнього нафтового газу, приведенне до стандартних умов, в момент часу $j=1$ приймається таким, що дорівнює нуль.

За значеннями об’єму V_{Cmk} розраховують об’єм V_{Ch} супутнього нафтового газу, приведений до стандартних умов, на протязі 1 години за рівнянням [23]

$$V_{Ch} = V_{Ch} + V_{Cmk}. \quad (4.104)$$

Початкове значення об’єму V_{Ch} супутнього нафтового газу, приведенне до стандартних умов, в момент часу $k=1$ приймається таким, що дорівнює нуль.

За значеннями об’єму V_{Chl} розраховують об’єм V_{Cd} супутнього нафтового газу, приведений до стандартних умов, на протязі 1 доби за рівнянням [23]

$$V_{Cd} = V_{Cd} + V_{Chl}. \quad (4.105)$$

Початкове значення об'єму V_{cd} супутнього нафтового газу, приведене до стандартних умов, в момент часу $l=1$ приймається таким, що дорівнює нуль.

4.3. Розроблення структурної схеми автоматичної системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

4.3.1. Основи конструювання та програмного забезпечення системи обліку супутнього нафтового газу.

При розробленні системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу поставлено за мету розробити систему, метрологічні характеристики якої встановлюються розрахунковим шляхом без градування перетворювача витрати. Для цього, повинна бути забезпечена відповідність вимогам стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 газодинамічних параметрів потоку та конструктивних параметрів пристрою звуження та всього витратомірного вузла. За такого підходу до розроблення системи програма розрахунку витрати та кількості будується на основі запропонованих у цій роботі алгоритмів розрахунку витрати і кількості із застосуванням розроблених у роботі рівнянь розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

Реалізація розроблених алгоритмів розрахунку витрати та кількості можлива тільки з допомогою мікропроцесорного обчислювача. Вимоги до його обчислювальної потужності визначаються не тільки складністю алгоритмів для обробки, а й необхідною частотою виконання розрахунку витрати, тобто швидкістю зміни витрати потоку. Тому вибір конкретної моделі обчислювача може бути зроблений тільки із врахуванням технологічних умов.

Для застосування у системі обліку рекомендуються вимірювальні перетворювачі із цифровим вихідним сигналом. Це дозволяє усунути спотворення їх вихідних сигналів підчас їх передачі до обчислювача і таким чином підвищити точність обліку.

Таким чином, апаратні та програмні засоби системи вимірювання повинні забезпечувати:

- вимірювання та розрахунок витрати та кількості супутнього нафтового газу, приведених до стандартних умов;
- формування та зберігання бази даних обліку супутнього нафтового газу;
- представлення результатів обчислення на цифровому табло в зручній для оператора формі;
- зв'язок із системами збору даних та керування верхнього рівня.

Розроблена структура програмного забезпечення для системи обліку супутнього нафтового газу передбачає модульний принцип, який дозволяє легко модифікувати окремі фрагменти програми без необхідності переробки її в цілому.

Таким чином інформаційно-вимірювальна система вимірювання витрати і кількості супутнього нафтового газу повинна мати структуру, зображену на рис.4.1.

4.3.2. Розроблення рекомендацій до конструкції та монтажу витратомірного вузла.

Для визначення витрати та кількості супутнього нафтового газу необхідно виконувати вимірювання змінних параметрів потоку й середовища, які є в рівнянні витрати, а саме: перепад тиску на звужувальному пристрої, тиск та температуру.

Засоби вимірювання (ЗВ) і допоміжні технічні пристрої, необхідні для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, слід вибирати, враховуючи умови їх експлуатації й техніко-економічну доцільність.

Для вимірювання параметрів потоку й середовища застосовують прилади з реєстрацією результатів вимірювання на електронних носіях, а також електронні пристрої для зчитування графічної інформації, обчислювальні пристрої автоматичної дії для оброблення результатів вимірювання.

Для автоматизації процедури вимірювання й визначення витрати та кількості супутнього нафтового газу в реальному масштабі часу слід застосовувати обчислювальні пристрої, які приймають сигнали від вимірювальних перетворювачів параметрів потоку та середовища, автоматично їх обробляють і видають необхідну інформацію про результати вимірювання та обчислення.

Для визначення умовно-сталих величин (параметрів, які приймаються як сталі на певний період, наприклад година, доба, місяць тощо) допускається застосувати показувальні прилади. Умовно-сталі величини можна вважати рівними очікуваним значенням, які прогнозуються на основі раніше виконаних вимірювань або загальних знань про умови вимірювання.

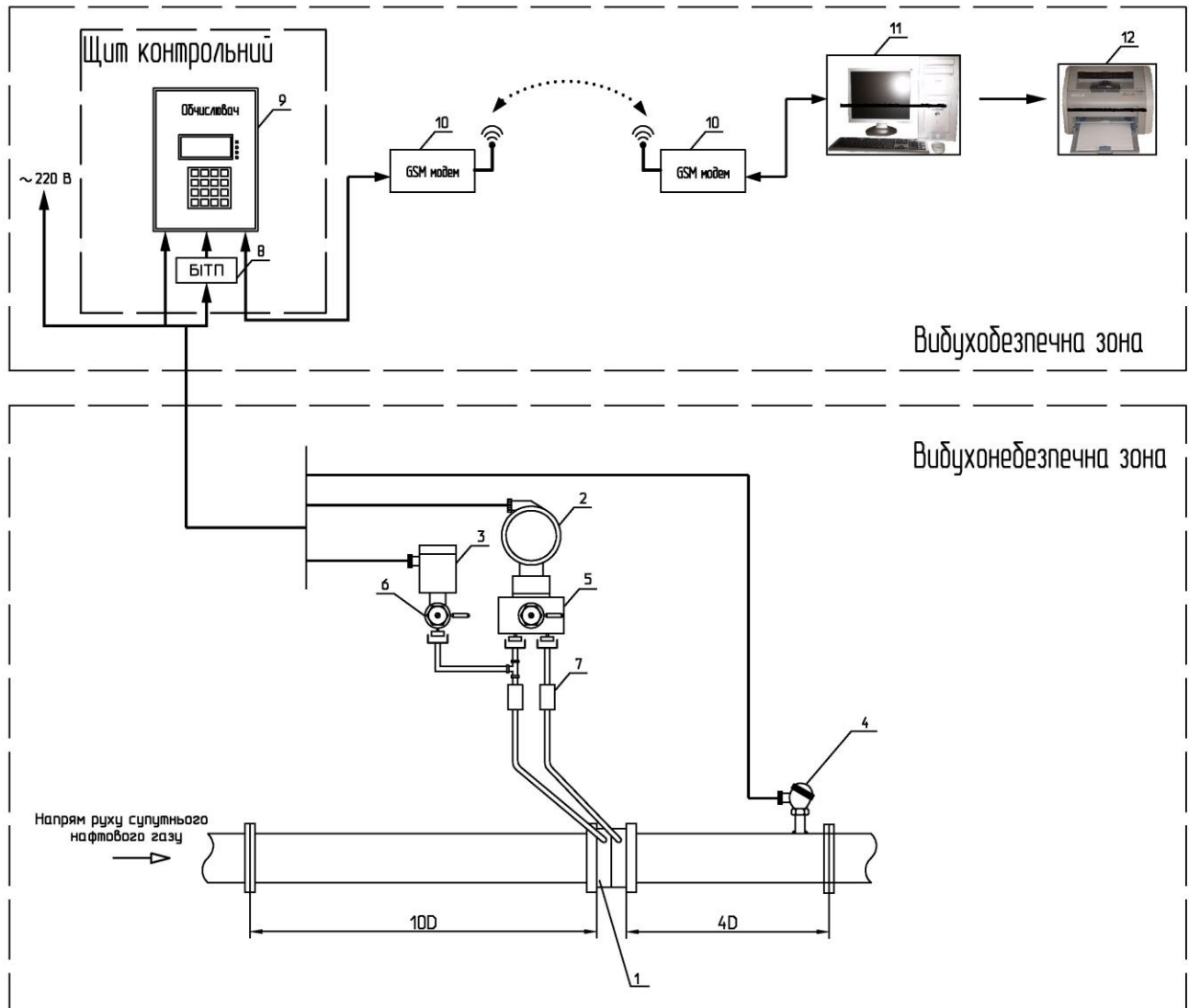


Рис.4.1. Система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу у складі:

1 - діафрагма з кутовим способом відбору тиску; 2 - давач перепаду тиску; 3 - давач тиску; 4 - давач температури; 5, 6 - блоки безвентельні керамічні; 7 - ізолюючі вставки; 8 - бар'єр іскрозахисту; 9 - обчислювач витрати та кількості; 10 - GSM-модем для передачі даних на відстань; 11 – персональний комп'ютер; 12 – друкарка.

4.3.2.1. Засоби вимірювання перепаду тиску й тиску

Перепад тиску на звужувальному пристрої (ЗП) визначають приєднанням перетворювача перепаду тиску (ППТ) через з'єднувальні трубки до отворів для відбирання тиску або до отворів в кільцевих камерах усереднення, які слугують для передавання тиску до ЗВ.

Вимоги до монтажу ППТ враховують основні положення, викладені в [23].

Роз'єднувальні крани призначені для відокремлення ЗВ від вимірювального трубопроводу (ВТ).

Роз'єднувальні крани рекомендовано розміщувати на з'єднувальних трубках безпосередньо біля місця їх з'єднання з ВТ. У разі встановлення зрівнювальних (конденсаційних) посудин роз'єднувальні крани (вентилі) допускається монтувати безпосередньо за ними.

Площа прохідного перерізу крана повинна бути не меншою, ніж 64 % від площі перерізу з'єднувальної трубки.

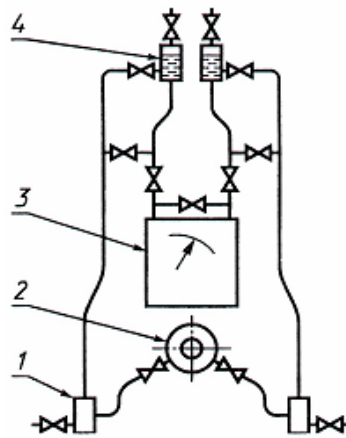
В робочому режимі роз'єднувальні крани має бути повністю відкрито.

Рекомендовано віддавати перевагу встановленню кульових кранів.

4.3.2.2. Відстійні камери

Під час вимірювань витрати вологого супутнього нафтового газу застосовують відстійні камери, оскільки присутня волога у газовому середовищі.

Відстійні камери розміщують в нижній точці з'єднувальних трубок (див. рисунок 4.2).



1 – відстійна камера; 2 – ЗП; 3 – ППТ; 4 – збірник повітря

Рис. 4.2. Схема з'єднань відстійної камери для вимірювання витрати вологого супутнього нафтового газу при встановленні ППТ вище ЗП

Розміри відстійної камери визначають необхідністю чищення і технічного догляду, а також ступенем конденсації.

4.3.2.3. Очисна система

Оскільки вологий супутній нафтовий газ в трубопроводі може бути забрудненим, то для його очищення може бути встановлена очисна система.

Очисну систему, приклад встановлення якої наведено на рисунку 4.3, призначено для захисту з'єднувальних трубок і ППТ від попадання забруднених або агресивних речовин. Очисні системи можуть замінювати одночасно роздільні посудини та відстійні камери.

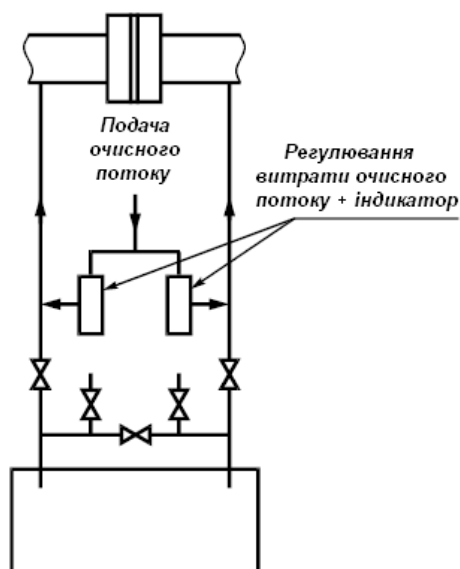


Рис. 4.3. Приклад встановлення очисної системи

Під час застосування очисних систем поперечний переріз по всій довжині з'єднувальних трубок повинен бути сталим. З'єднувальні трубки, підключені до плюсової та мінусової камери усереднення, повинні мати однакову довжину та однакову кількість секційних з'єднань.

Для підтримання однакових витрат очисного потоку в обох з'єднувальних трубках в очисній системі встановлюють витратоміри (наприклад, ротаметри) між продувним краном і точкою введення очисного потоку в з'єднувальну трубку. Газ, який використовують як очисну речовину, вводять у з'єднувальні трубки під великим тиском, порівняно з тиском середовища. Очисний потік регулюють за допомогою голкового вентиля.

Необхідно стежити за тим, щоб очищення не впливало на покази ППТ і на температурну рівновагу між двома з'єднувальними трубками.

4.3.2.4. З'єднувальні трубки (лінії)

ППТ повинен бути розміщений якомога ближче до ЗП. Рекомендовано, щоб довжина з'єднувальних трубок не перевищувала 16 м, але максимальне значення довжини з'єднувальних трубок може сягати 90 м. За необхідності застосування більших довжин доцільно використовувати електричну або пневматичну передачу.

Щоб уникнути спотворення перепаду тиску, яке виникає через різницю температури трубок, дві з'єднувальні трубки повинні бути поряд. У випадку небезпеки нагрівання або охолодження заповнених рідиною з'єднувальних трубок за їх вертикального або похилого розташування, їх спільно теплоізолюють.

В разі застосування з'єднувальних трубок, складених з окремих секцій, діаметр умовного проходу цих секцій повинен бути однаковим.

Оскільки є небезпека конденсації супутнього нафтового газу, який є в з'єднувальних трубках, то внутрішній діаметр з'єднувальних трубок повинен бути не меншим, ніж 13 мм.

З'єднувальні трубки встановлюють з нахилом до горизонталі більше ніж 1:12. Такий нахил забезпечує рух конденсату і твердих частинок вниз до обігрівних відстійників або циліндрів.

Допускається нахили робити ступінчастими за умови, що відстійні камери є у всіх нижніх точках.

Різниця довжини з'єднувальних трубок ППТ повинна бути якомога меншою.

У разі підключення до ЗП двох або більше ППТ допускається під'єднувати з'єднувальні трубки одного ППТ до з'єднувальних трубок іншого, при цьому відстані від ЗП до місця під'єднання з'єднувальних трубок приєднуваного ППТ мають бути однакові, наскільки це можливо.

4.3.2.5. Запірна арматура вимірювального перетворювача перепаду тиску або дифманометра.

ППТ оснащують приєднувальними (роз'єднувальними), продувними і зрівнювальними кранами (вентиліями). Ці пристрої (всі або частина з них) можуть бути конструктивно виконані в одному блоці. Рекомендується застосовувати виконання в одному корпусі для усунення можливостей спотворення результатів вимірювання зміною ступеня відкриття окремих вентилів.

Продувні крани (вентилі) призначено для очищення з'єднувальних трубок. Під час продування з'єднувальних трубок і камер ППТ зрівнювальний кран (вентиль) має бути відкритий. Під час роботи ППТ в режимі вимірювання продувні крани (вентилі) повинні бути закриті.

4.3.2.6. Вимірювання тиску середовища.

Тиск середовища – це сума надлишкового й атмосферного тиску

$$p = p_n + p_a. \quad (4.106)$$

ЗВ абсолютного або надлишкового тиску підключають до окремого отвору перед ЗП, розміщеного в перерізі ВТ в місці встановлення отвору для відбирання перепаду тиску.

Допускається підключення вимірювального перетворювача тиску або манометра до «плюсової» з'єднувальної трубки ППТ.

Вимірювання абсолютного або надлишкового тиску конденсувального газу у разі застосування конденсаційних посудин виконують, враховуючи різницю висот встановлення ЗП і вимірювального перетворювача тиску або манометра.

В цьому разі тиск обчислюють за формулою

$$p = p_{\Pi} - \rho_{\kappa}gh, \quad (4.107)$$

де p_{Π} – показ вимірювального перетворювача або манометра абсолютного тиску або сума показів вимірювального перетворювача або манометра надлишкового і атмосферного тиску, Па;

ρ_{κ} – густина конденсату в з'єднувальній трубці, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

h – різниця між висотою встановлення конденсаційної посудини і вимірювального перетворювача тиску або манометра, м.

Атмосферний тиск вимірюють в місці розташування вимірювального перетворювача або манометра надлишкового тиску, якщо останній розміщено в замкнутому просторі за наявності піддування, яке створюють системи кондиціонування.

Атмосферний і (або) надлишковий тиск може бути прийнято за умовно-сталу величину. В цьому разі враховують відповідний складник невизначеності результату вимірювання тиску.

4.3.2.7. Засоби вимірювання температури.

Термодинамічну температуру середовища обчислюють за формулою:

$$T = 273,15 + t. \quad (4.108)$$

Температуру середовища вимірюють на прямолінійній ділянці ВТ до або після ЗП.

У всіх випадках необхідно намагатись, щоб перетворювач температури (ПТ) або його захисна гільза (за її наявності) якомога менше захаращували прохідний переріз ВТ.

ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) занурюють у ВТ на глибину $(0,3-0,7)D$.

Найкращим розташуванням ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) в разі їх встановлення є радіальне (рисунок 4.4, а)).

Допускається розташовувати їх похило, як показано на рисунках 4.4, б) і 4.4, г), або встановлювати за ЗП в коліні, як показано на рисунку 4.4, в). Зазначений напрямок потоку на рисунках 4.4, б) і в) – є рекомендованим.

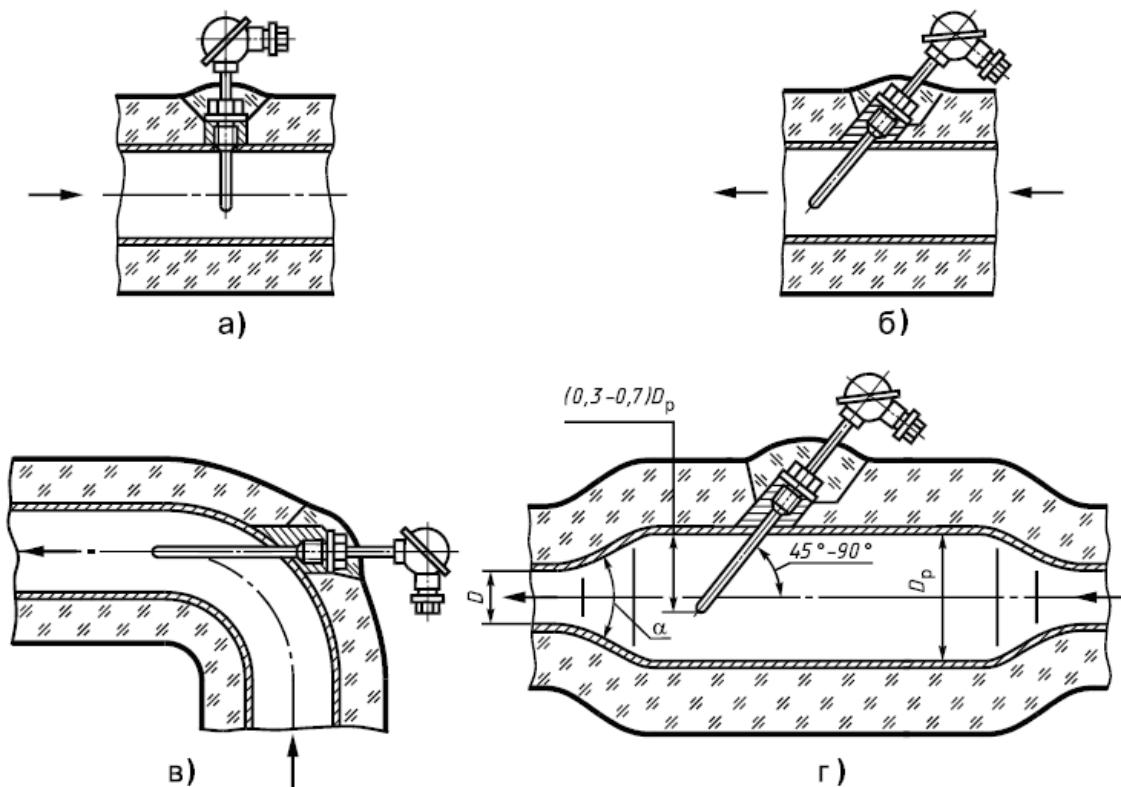


Рис. 4.4. Схема встановлення ПТ

У разі вимірювання температури середовища до ЗП слід керуватися наведеними нижче положеннями:

а) якщо зовнішній діаметр перетворювача температури або його захисної гільзи (за її наявності) D_t задовольняє умову $0,03D < D_t \leq 0,13D$, то:

- встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) на відстані, не меншій, ніж $20D$ від ЗП, не впливає на покази витратоміра;

- при встановленні ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) від ЗП на відстані $10D \leq l_t < 20D$ до невизначеності коефіцієнта витікання слід арифметично додати величину, яка дорівнює $1 - l_t / (20D)$;

- ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) не допускається встановлювати на відстані, меншій, ніж $10D$ від ЗП;

- для труб Вентурі відстань від точки розміщення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) до перерізу, в якому здійснюється відбирання тиску до ЗП, повинна бути не меншою, ніж $4D$.

б) якщо діаметр D_t задовольняє умову $D_t \leq 0,03D$, то:

- встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) на відстані не меншій, ніж $5D$ від ЗП не впливає на покази витратоміра;

- у разі встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) від ЗП на відстані $3D \leq l_t < 5D$ до невизначеності коефіцієнта витікання слід арифметично додати величину, яка дорівнює $0,5\%$;

- ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) не дозволяється встановлювати на відстані, меншій ніж $3D$ до ЗП;

в) відстань між ЗП і ПТ не повинна перевищувати $30D$;

г) між ЗП і ПТ або його захисною гільзою (за її наявності) повинні бути відсутні місцеві опори.

У разі вимірювання температури потоку після ЗП слід виконувати такі вимоги:

а) ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) не дозволено встановлювати від ЗП на відстані, більшій, ніж $15D$;

б) якщо діаметр D_t не перевищує $0,13D$, то ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) встановлюють на відстані, не меншій, ніж $5D$ від ЗП (крім труби Вентурі);

в) якщо діаметр D_t не перевищує $0,13D$, для труби Вентурі ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) розміщують в перерізі ВТ, розташованому на відстані, не меншій, ніж $2D$ від дифузора;

г) якщо діаметр D_t є більшим, ніж $0,13D$, але не перевищує $0,26D$, то ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) встановлюють на відстані від ЗП, яка задовольняє дві умови: $l_i \geq 5D$ і $l_i \geq (8,55\beta^{0,55})D$;

д) якщо діаметр $D_t > 0,26D$, то ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) встановлюють в розширювач відповідно до ГОСТ 8.586.5 (6.3.7);

е) допускається встановлювати ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) в коліні відповідно до рисунка 4.4, в);

ж) між ЗП і ПТ або його захисною гільзою (за її наявності) не повинно бути місцевих опорів.

На рисунку 4.4, г) показано схему встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) в розширювачі. Внутрішній діаметр розширювача повинен бути не меншим, ніж $3,85D_t$. Відстань між ЗП і найближчою межею розширювача (перерізом переходу ВТ в конус) у разі застосування діафрагм і сопел повинна бути не меншою, ніж $8,55\beta^{0,55}D$, а у разі застосування труби Вентурі – $4d$. Відстань між ЗП і ПТ або його захисною гільзою (за її наявності) не повинна перевищувати $15D$.

Якщо вісь отвору ВТ для встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) розміщено на відстані від місця з'єднання дифузора з циліндричною частиною розширювача не більше ніж $2,5D_p$, то необхідності у формуванні безвідривного потоку в дифузори немає, тому сам дифузор може мати будь-яку конусність, чи бути виконаним у вигляді переходів відповідно до ГОСТ 17378.

Якщо середовище – газ, то за наявності великих втрат тиску ($\Delta\omega > 1,6 \cdot 10^5$ Па) на ЗП необхідно обчислювати температуру до ЗП за вимірною температурою після ЗП за формулою:

$$T = T_2 + \mu_{JT} \cdot \Delta\omega,$$

де T_2 – вимірне значення температури після ЗП, К;

μ_{JT} – коефіцієнт Джоуля-Томсона, К/Па;

$\Delta\omega$ – втрати тиску на ЗП, Па.

Втрату тиску $\Delta\omega$ на ЗП слід визначати згідно з [20-22], залежно від типу ЗП.

Розрахунок коефіцієнта Джоуля-Томсона для супутніх нафтових газів, що за своїм складом подібні до природних газів, потрібно розраховувати за запропонованими рівняннями описаними в [80-83].

У разі встановлення ПТ в гільзу (кишеню) забезпечують надійний тепловий контакт, заповнюючи гільзу, наприклад, рідким мастилом. ПТ занурюють в гільзу на повну її глибину (з монтажним зазором). Рекомендовано, щоб зазор між бічними стінками гільзи і ПТ не перевищував 0,5 мм.

Частина ПТ, яка виступає над ВТ, повинна мати термоізоляцію, якщо температура потоку відрізняється від температури навколишнього середовища більше ніж на 40°C.

Рекомендовано ПТ або його захисну гільзу (за її наявності) термоізолювати від стінки ВТ.

4.3.3. Розроблення структури програмного забезпечення обчислювача витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Для розрахунку витрати та кількості нафтового газу за методом змінного перепаду тиску згідно з ДСТУ ГОСТ 8.586.(1-5):2009 [19-23] в програмі обчислювача необхідне введення наступних параметрів потоку та констант:

– поточне значення абсолютного тиску p супутнього нафтового газу при вимірюванні тиску манометром абсолютного тиску або поточні значення надлишкового тиску p_n супутнього нафтового газу і атмосферного тиску p_a при вимірюванні тиску манометром надлишкового тиску;

- поточне значення перепаду тиску Δp на звужуючому пристрою;
- поточне значення температури t супутнього нафтового газу в °С;
- значення діаметра отвору діафрагми d_{20} за температури 20 °С;

- значення початкового радіуса $r_{\text{п}}$ вхідного канта (для діафрагми) та значення поточного часу $\tau_{\text{т}}$ (в роках) експлуатації діафрагми з моменту визначення значення початкового радіуса вхідного канту діафрагми $r_{\text{п}}$;
- матеріал, з якого виготовлено діафрагму або значення коефіцієнта α_t лінійного температурного розширення матеріалу, з якого виготовлено діафрагму;
- значення внутрішнього діаметра трубопроводу D_{20} на вході в діафрагму за температури 20 °С;
- матеріал, з якого виготовлено трубопровід, або коефіцієнт α_t лінійного розширення матеріалу, з якого виготовлено трубопровід;
- в залежності від виду трубопроводу і його матеріалу, стану поверхні стінки вимірювального трубопроводу і умов експлуатації, значення еквівалентної шорсткості $R_{\text{ш}}$ або значення середнього арифметичного відхилення профілю шорсткості Ra внутрішньої поверхні трубопроводу;
- значення коефіцієнтів для рівнянь, що застосовуються для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу;
- діапазон по тиску та температурі в якому проводиться розрахунок термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу із встановленою похибкою;
- значення абсолютної вологості f нафтового газу, вираженої масою водяної пари (в кг) в 1 м³ вологого нафтового газу при робочих умовах, або відносної вологості φ нафтового газу.

В структурі програми необхідно передбачити контроль і фіксацію у протоколах обчислювача порушення умов дії стандарту ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 [19-23] та ще ряд “нештатних ситуацій”, а саме:

- 1) Калібрування вимірювальних перетворювачів;
- 2) Аварію вимірювальних перетворювачів чи лінії передачі інформації по вхідних каналах;
- 3) Перерву розрахунку;
- 4) Пошкодження архіву;

- 5) Включення та виключення розрахунку;
- 6) Зміну констант при втручанні оператора в роботу обчислювача, що впливає на розрахунок значень витрати;
- 7) Зміну типу вимірювального перетворювача;
- 8) Зміну контрактної години або години кінця зміни;
- 9) Зміну пароля оператора;
- 10) Зміну каналу для вимірювальних перетворювачів;
- 11) Перехід мітки шкал вимірювальних перетворювачів;
- 12) Порухення умов дії стандарту ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009 [19-23] ;
- 13) Апаратне ввімкнення обчислювача;
- 14) «Заморожування» та «розморожування» входів вимірювальних перетворювачів;
- 15) Переведення входів вимірювальних перетворювачів на константи чи реальний вимір;
- 16) Відсутність живлення на блоці обчислення витрати та кількості природного газу.

Контроль порушення умов дії стандарту ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 передбачає наступні дії програми, якщо:

- 1) в процесі вимірювання витрати значення діаметра D трубопроводу, за рахунок зміни температури газу та температури трубопроводу, стане меншим за граничні допустимі значення, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує витрату і кількість природного газу при реальному значенні D , якщо ж значення діаметра трубопроводу повернеться в діапазон $0.050 \leq D \leq 1.0$ м, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

- 2) в процесі вимірювання витрати значення відносного діаметра діафрагми $\beta > 0.75$ або $\beta < 0.1$, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує витрату і кількість нафтового газу при реальному значенні β , якщо ж значення β повернеться в діапазон $0.1 \leq \beta \leq 0.75$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

3) в процесі вимірювання витрати значення відношення перепаду тиску на пристрої звуження до абсолютного тиску газу $\Delta P/P > 0.25$, тоді обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує витрату і кількість нафтового газу при реальному значенні $\Delta P/P$, якщо ж значення $\Delta P/P$ стане рівним чи меншим за 0.25, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

4) в процесі вимірювання витрати значення внутрішнього діаметра d пристрою звуження, за рахунок зміни температури нафтового газу та температури пристрою звуження, стане меншим за 0.0125 м, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує витрату і кількість нафтового газу при реальному значенні d , якщо ж значення діаметра пристрою звуження стане більше від 0.0125 м, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

5) в процесі вимірювання витрати значення перепаду тиску на діафрагмі $\Delta P > \Delta P_{\max}$, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує витрату і кількість нафтового газу при $\Delta P = \Delta P_{\max}$, якщо ж значення $\Delta P < \Delta P_{\max}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

6) в процесі вимірювання витрати значення перепаду тиску на діафрагмі $\Delta P < \Delta P_{\text{відсічки}}$, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та приймає нульове значення витрати, якщо ж значення $\Delta P > \Delta P_{\text{відсічки}}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

7) в процесі вимірювання витрати значення числа Рейнольдса $Re < Re_{\min}$, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію», якщо ж $Re > Re_{\min}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

8) в процесі вимірювання витрати значення числа Рейнольдса $Re > Re_{\max}$, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію», якщо ж $Re < Re_{\max}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації

9) в процесі вимірювання витрати значення абсолютного тиску супутнього нафтового газу $P > P_{\max}$, тобто більше за максимальне значення діапазону розрахунку термодинамічних параметрів, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та ро-

зраховує густину, показник адіабати та вязкість при P , якщо ж значення тиску стає меншим або рівним $P_{\text{макс}}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

10) в процесі вимірювання витрати значення абсолютного тиску супутнього нафтового газу $P < P_{\text{мін}}$, тобто менше за мінімальне значення діапазону розрахунку термодинамічних параметрів, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує густину, показник адіабати та вязкість при P , якщо ж значення тиску стає більшим або рівним $P_{\text{мін}}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

11) в процесі вимірювання витрати значення температури супутнього нафтового газу $t > t_{\text{макс}}$, тобто більше за максимальне значення діапазону розрахунку термодинамічних параметрів, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує густину, показник адіабати та вязкість при t , якщо ж значення температури стає меншим або рівним $t_{\text{макс}}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації;

12) в процесі вимірювання витрати значення температури супутнього нафтового газу $t < t_{\text{мін}}$, тобто менше за мінімальне значення діапазону розрахунку термодинамічних параметрів, то обчислювач фіксує «нештатну ситуацію» та розраховує густину, показник адіабати та вязкість при t , якщо ж значення температури стає більшим або рівним $t_{\text{мін}}$, то обчислювач фіксує вихід із даної нештатної ситуації.

Таким чином, програма обчислювача реалізує алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу, викладені у підрозділі 4.2 та здійснює контроль за правильністю виконання розрахунку, тобто за відповідністю параметрів розрахунку вимогам щодо області застосування системи обліку та методу в цілому.

4.4. Розроблення системи автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу.

Для проектування, перевірки та виконання оцінки відповідності технічним регламентам систем вимірювання витрати та кількості плинних середовищ на

основі методу змінного перепаду тиску створено систему автоматизованого розрахунку та проектування "Расход-РУ" (далі САПР) версія 2.0. Одним з напрямків роботи САПР є розрахунок витратомірів супутнього нафтового газу.

САПР застосовується для розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску зі стандартними звужувальними пристроями відповідно до комплексу міждержавних стандартів ДСТУ 8.586.1-5:2009 [19-23].

Для полегшення розрахунку і проектування витратомірів змінного перепаду тиску САПР має інтерактивні можливості, завдяки яким під час розрахунку і проектування витратоміра кожний крок користувача аналізується і, у разі його помилки або інших неправильних дій, САПР видає користувачу відповідні підказки або рекомендації.

Інтерактивність САПР передбачає також створення та надання користувачу таких рекомендацій щодо проектування витратоміра, реалізація яких дає можливість спроектувати витратомір, що відповідатиме вимогам [19-23], і, крім того, зменшити невизначеність результату вимірювання витрати. Запропоновані програмою рекомендації повинні реалізуватися відповідною корекцією вхідних даних і їх наступного вводу.

Необхідно відзначити, що програма видає, як правило, основні рекомендації, які після їх реалізації користувачем можуть бути уточнені програмою із врахуванням скоректованих вхідних даних.

Такий ітераційний процес в остаточному результаті забезпечить видання протоколу розрахунку витратоміра змінного перепаду тиску, який відповідає вимогам [19-23] (під час вводу коректних вхідних даних такий протокол розрахунку можна отримати і за одну ітерацію).

Слід зазначити, що САПР дозволяє виконати чотири види розрахунку параметрів витратоміра супутнього нафтового газу:

- 1) розрахунок за заданим значенням верхньої границі вимірювання перепаду тиску;
- 2) розрахунок за заданим значенням допустимої втрати тиску на

звужувальному пристрої;

- 3) розрахунок, який забезпечує мінімальну невизначеність результату вимірювання витрати середовища;
- 4) розрахунок за заданими характеристиками звужувального пристрою та вимірювального трубопроводу (зворотний розрахунок витратоміра).

Для проектування витратоміра супутнього нафтового газу використовують перших три, в залежності від поставлених задач при розрахунку. А для перевірки та метрологічної атестації вузла обліку супутнього нафтового газу слід застосовувати четвертий вид розрахунку.

Основними параметрами витратоміра, які є визначальними для кожного виду розрахунку, є :

$\Delta p_{\text{макс}}$ – верхня границя вимірювання основного перетворювача перепаду тиску;

$q_{\text{макс}}$ – максимальна витрата супутнього нафтового газу при заданих параметрах середовища;

$\Delta \omega$ – допустима максимальна втрата тиску на звужувальному пристрої при максимальній витраті середовища;

d_{20} – діаметр отвору звужувального пристрою при температурі 20 °С.

Комбінації заданих і розрахованих параметрів для кожного виду розрахунку подано в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9

Комбінації заданих і розрахованих основних параметрів для видів розрахунку вузла обліку супутнього нафтового газу

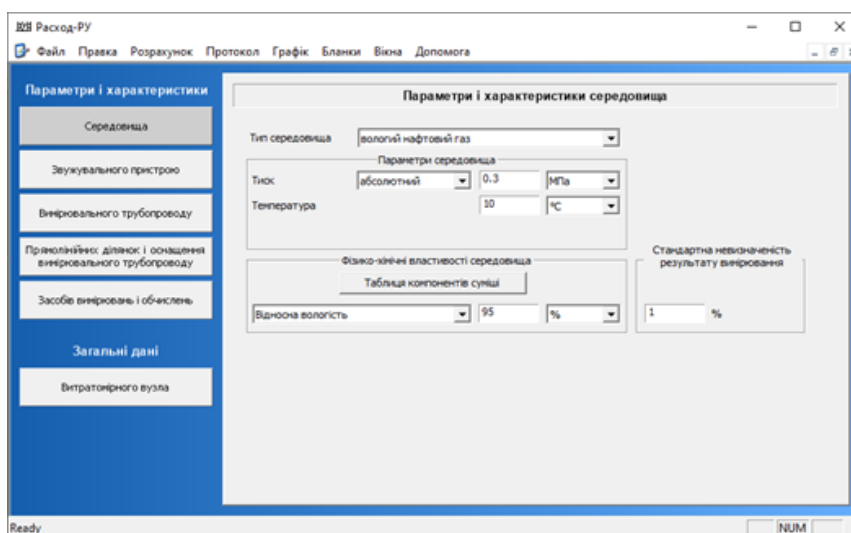
Вид розрахунку	$\Delta p_{\text{макс}}$	$q_{\text{макс}}$	$\Delta \omega$	d_{20}
1	задається	задається	розраховується	розраховується
2	розраховується	задається	задається	розраховується
3	розраховується	задається	розраховується	розраховується
4	задається	розраховується	розраховується	задається

Детально інтерфейс САПР описано в [75, 76]. Вигляд вхідного меню (а) та вікна параметрів і характеристик середовища (б) САПР «Расход-РУ» (версія 2.0) наведено на рисунку 4.5.

Приклад розрахунку параметрів витратоміра супутнього нафтового газу, який забезпечує мінімальну невизначеність результату вимірювання витрати наведено в Додатку Г.



а)



б)

Рис. 4.5. Вигляд вхідного меню (а) та вікна параметрів і характеристик середовища (б) САПР «Расход-РУ» (версія 2.0)

4.5. Вибір технічних засобів для реалізації системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Первинним перетворювачем витрати в системі вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу є стандартна діафрагма. Застосовуючи САПР, можна розрахувати для відомого значення витрати діаметр отвору діафрагми, метрологічні характеристики якої є оптимальні для вимірювання витрати та кількості.

Загальні високі метрологічні характеристики системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу забезпечуються якісними метрологічними характеристиками давачів перепаду тиску, тиску та температури. Також слід врахувати відповідність шорсткості прямолінійних ділянок перед діафрагмою та після діафрагми вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.1,2:2009 [19, 20].

Поряд із високою точністю вимірювання витрати та визначення кількості природного газу система обліку супутнього нафтового газу повинна забезпечувати ряд інших функцій, серед яких: представлення результатів вимірювання в масових та об'ємних одиницях; архівування даних про витрату, кількість та параметри потоку на протязі певного періоду; зв'язок з ЕОМ вищого рівня для побудови централізованої системи обліку. Забезпечення вказаних функцій можливе тільки за умови побудови даної системи на основі програмованого мікропроцесорного обчислювача.

Для побудови системи нами пропонується застосувати мікропроцесорний обчислювач ОВК-ПГ [36, 39]. На основі цього мікропроцесорного обчислювача було реалізовано алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу описані в підрозділі 4.2.

Прилад побудований на базі процесорного модуля DIMM-PC фірми Kontron, що забезпечує безвідмовну роботу обчислювача при температурі навколишнього середовища $-40 \dots 50$ та відносній вологості до 95 % при температурі 35 °С. Обчислювач забезпечує технічні та метрологічні характеристики при дії на нього синусоподібної вібрації частотою від 5 до 25 Гц з амплітудою вібропереміщення до

0.1 мм та дії зовнішнього магнітного поля частотою 50 ± 1 Гц, напруженістю не більше 400 А/м.

Обчислювач працює з вимірювальними перетворювачами тиску (надлишкового або абсолютного), перепаду тиску і температури, які мають цифровий вихідний сигнал згідно з HART-протоколом, або з вимірювальними перетворювачами вказаних параметрів з аналоговими вихідними сигналами 0 - 5 В, 4 - 20 мА та перетворювачем цих сигналів в цифровий сигнал згідно з HART-протоколом. За рахунок зменшення інтервалу між двома сусідніми опитуваннями кожного із давачів до 1 секунди суттєво зменшено похибки дискретизації вимірюваних неперервних сигналів (перепаду тиску на діафрагмі, тиску та температури газу).

Обчислювач дозволяє зберігати значення витрати:

1) Добові - не менше 32 діб, не залежно від кількості витратомірних вузлів;

2) Погодинні:

- при розрахунку витрати з одного витратомірного вузла не менше 4464 значень (протягом 186 діб);

- при розрахунку витрати з двох витратомірних вузлів не менше 2232 значень (протягом 93 діб);

- при розрахунку витрати з трьох витратомірних вузлів не менше 1488 значень (протягом 62 діб).

Енергонезалежність обчислювача забезпечується блоком безперебійного живлення, який входить в комплект обчислювача та наявністю енергонезалежної пам'яті. Енергонезалежна пам'ять дозволяє зберігати значення коефіцієнтів, результатів обчислень та інформації про аварійні та нештатні ситуації. Термін зберігання даних в енергонезалежній пам'яті при відсутності мережевого живлення не менше 10 років. Кількість нештатних ситуацій, які зберігаються - не менше 2000 записів.

При вимкненні мережевої напруги живлення обчислювач здійснює розрахунок витрати та кількості природного газу протягом не менше 8 годин.

Оскільки обчислювач не має іскро-вибухозахисту, то він обов'язково встановлюється у вибухобезпечній зоні. Оскільки, перетворювачі перепаду тиску, тиску та температури іскро-вибухобезпечного виконання встановлюються у іскро-вибухонебезпечній зоні, то вимірювальні сигнали від перетворювачів подаються на розняття обчислювача через блок іскробар'єрів БІПІ-10, виробництва ТзОВ "Техприлад".

Для вимірювання перепаду тиску на звужувальному пристрої пропонується застосовувати давач перепаду тиску фірми "Honeywell" моделі STD924. Ця модель призначена для вимірювання перепаду тиску в діапазоні значень від 0 до 100 кПа. Вихідний сигнал може бути аналоговий - струмовий сигнал в діапазоні 4-20 мА, або цифровий – HART-протокол. Робочі умови давача:

температура навколишнього середовища: -40 - +85 °С;

вологість: 0-100 %;

надлишковий тиск: 14 МПа.

Зведена похибка вимірювання перепаду тиску для моделі STD924 становить 0.075 %.

Живлення давача перепаду тиску здійснюється по лінії вихідного сигналу.

Вимірювання тиску перед звужувальним пристроєм рекомендується проводити давачем тиску ППС.2-РА виробництва ТзОВ "Техприлад". Верхня границя вимірювання абсолютного тиску може складати до 6 МПа, в залежності від потреб. Мінімальний діапазон перетворення – від 10 кПа. Вихідний сигнал цифровий – HART-протокол.

Робочі умови давача абсолютного тиску:

температура навколишнього середовища: -40 - +50 °С;

відносна вологість повітря: 0-98 % при 35 °С.

Границя основної допустимої зведеної похибки перетворення абсолютного тиску становить 0,15 %.

Живлення давача абсолютного тиску здійснюється по лінії вихідного сигналу.

Давач температури рекомендовано застосовувати того ж підприємства, що й давач абсолютного тиску – ТзОВ "Техприлад", типу ППС.2-Т. Діапазон перетворення температури, в залежності від замовлення, встановлюється в границях від -60 до +250 °С. Мінімальний діапазон перетворення температури - 10 °С. Вихідний сигнал цифровий – HART-протокол.

Робочі умови перетворювача температури аналогічні до робочих умов перетворювача тиску.

Границя основної допустимої абсолютної похибка перетворення температури становить 0.5 °С.

Живлення давача температури здійснюється по лінії вихідного сигналу.

РОЗДІЛ 5

МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ТА КІЛЬКОСТІ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

5.1. Розроблення метрологічного забезпечення автоматичної системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Метрологічне забезпечення автоматичної системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу включає розрахунок відносної стандартної невизначеності результату вимірювань витрати супутнього нафтового газу та розрахунок відносної стандартної невизначеності результату визначення кількості супутнього нафтового газу.

5.1.1. Розрахунок відносної стандартної невизначеності результату вимірювань витрати супутнього нафтового газу.

Відносну стандартну невизначеність об'ємної витрати супутнього нафтового газу, приведеної до стандартних умов, обчислюють за формулою

$$u'_q = \left\{ u_{c'}^2 + u_{k_m}^2 + u_{k_n}^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 u_D^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 u_d^2 + u_\varepsilon^2 + 0,25(u_{\Delta p}^2 + u_p^2 + u_{p_c}^2) \right\}^{0,5}. \quad (5.1)$$

Значення складників формули (5.1) обчислюються за формулами (5.2) – (5.11).

Відносну стандартну невизначеність коефіцієнта витікання з врахуванням впливних чинників обчислюють за формулою

$$u'_{c'} = 0,5 \cdot (U'_{c_0} + U'_L + U'_l + U'_{e_x} + U'_h), \quad (5.2)$$

де

U'_{c_0} – визначають згідно із [20-22] відповідно до типу звужувального пристрою за формулами:

- для **діафрагм** для всіх трьох способів відбирання тиску за умови, що невизначеності β , D і Re дорівнюють нулю:

$$U'_{C_0} = (0,7 - \beta), \quad \text{за } 0,1 \leq \beta < 0,2, \quad (5.3)$$

$$U'_{C_0} = 0,5, \quad \text{за } 0,2 \leq \beta \leq 0,6, \quad (5.4)$$

$$U'_{C_0} = (1,667\beta - 0,5), \quad \text{за } 0,6 < \beta \leq 0,75. \quad (5.5)$$

Якщо $D < 0,07112$ м, до значення U'_{C_0} додають арифметично невизначеність

$$0,9 (0,75 - \beta) \left(2,8 - \frac{D}{0,0254}\right).$$

Якщо $\beta > 0,5$ і $Re < 10000$, до значення U'_{C_0} додають арифметично невизначеність 0,5 %;

- для **сопел ISA 1932** за умови, що невизначеності β і Re дорівнюють нулю:

$$U'_{C_0} = 0,8 \quad \text{для } \beta \leq 0,6, \quad (5.6)$$

$$U'_{C_0} = (2\beta - 0,4) \quad \text{для } \beta > 0,6; \quad (5.7)$$

- для **еліптичних сопел** за умови, що невизначеності β і Re дорівнюють нулю:

$$U'_{C_0} = 2,0 \quad \text{для } 0,2 \leq \beta \leq 0,8; \quad (5.8)$$

- для **сопел Вентурі** за умови, що невизначеність β дорівнює нулю:

$$U'_{C_0} = 1,2 + 1,5\beta^4; \quad (5.9)$$

- для **труб Вентурі з литою (без оброблення) вхідною кінцевою частиною:**

$$U'_{C_0} = (2,7 - Re/10^5) \quad \text{за } 4 \cdot 10^4 \leq Re < 2 \cdot 10^5, \quad (5.10)$$

$$U'_{C_0} = 0,7 \quad \text{за } Re \geq 2 \cdot 10^5; \quad (5.11)$$

- для **труб Вентурі з обробленою вхідною кінцевою частиною:**

$$U'_{C_0} = 3,2 - Re/(10^6\beta) \quad \text{за } 4 \cdot 10^4 \cdot \beta \leq Re < 5 \cdot 10^5 \cdot \beta, \quad (5.12)$$

$$U'_{C_0} = 1 \quad \text{за } 5 \cdot 10^5 \cdot \beta \leq Re \leq 10^6 \cdot \beta, \quad (5.13)$$

$$U'_{C_0} = 2 \quad \text{за } 10^6 \cdot \beta < Re \leq 2 \cdot 10^6 \cdot \beta, \quad (5.14)$$

$$U'_{C_0} = 3 \quad \text{за } 2 \cdot 10^6 \cdot \beta < Re \leq 10^8 \cdot \beta; \quad (5.15)$$

- для *труб Вентурі із зварною вхідною кінчною частиною з листової сталі*:

$$U'_{C_0} = (3,2 - \text{Re}/10^6) \quad \text{за} \quad 4 \cdot 10^4 \leq \text{Re} < 2 \cdot 10^5, \quad (5.16)$$

$$U'_{C_0} = 1,5 \quad \text{за} \quad 2 \cdot 10^5 \leq \text{Re} \leq 2 \cdot 10^6, \quad (5.17)$$

$$U'_{C_0} = 2 \quad \text{за} \quad \text{Re} > 2 \cdot 10^6; \quad (5.18)$$

U'_{L_0} – складник невизначеності коефіцієнта витікання, який виникає внаслідок зменшення довжин прямолінійних ділянок, і його визначають відповідно до [20-22];

U'_{l_0} – складник невизначеності коефіцієнта витікання, зумовлений скороченням довжини прямолінійних ділянок між звужувальним пристроєм і гільзою термометра, який визначають відповідно до [23];

U'_{e_x} – складник невизначеності коефіцієнта витікання, зумовлений збільшенням відстані між віссю отвору діафрагми і вимірювального трубопроводу в паралельному напрямку до осі отвору для відбору тиску, який визначають відповідно до [20];

U'_{h_0} – складник невизначеності коефіцієнта витікання, зумовлений збільшенням різниці значень діаметра між суміжними секціями вимірювального трубопроводу, який визначають відповідно до [20].

Згідно з [23] відносна стандартна невизначеність результату вимірювання діаметра отвору звужувального пристрою u'_d дорівнює 0,02 %, а відносна стандартна невизначеність результату вимірювання внутрішнього діаметра вимірювального трубопроводу u'_D дорівнює 0,1 %.

Відносну стандартну невизначеність коефіцієнта розширення обчислюють за формулою

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot U_{\varepsilon_0}^2 + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \right)^2 (u_{\Delta p}^2 + u_p^2 + u_k^2) \right]^{0,5}, \quad (5.19)$$

де

U'_{ε_0} обчислюють згідно з [20-22] відповідно до типу звужувального пристрою за формулами:

- для *діафрагм* за умови, що невизначеності β , $\Delta p/p$ і k дорівнюють нулю:

$$U'_{\varepsilon_0} = 3,5 \frac{\Delta p}{\kappa p}; \quad (5.20)$$

- для *сопел ISA 1932* за умови, що невизначеності β , $\Delta p/p$ і k дорівнюють нулю:

$$U'_{\varepsilon_0} = 2\Delta p/p; \quad (5.21)$$

- для *еліпсних сопел*

$$U'_{\varepsilon_0} = 2\Delta p/p; \quad (5.22)$$

- для *сопел Вентури* за умови, що невизначеності β , $\Delta p/p$ і k дорівнюють нулю:

$$U'_{\varepsilon_0} = (4+100\beta^8) \frac{\Delta p}{p}; \quad (5.23)$$

- для всіх видів *труб Вентури* за умови, що невизначеності β , $\Delta p/p$ і k дорівнюють нулю:

$$U'_{\varepsilon_0} = (4+100\beta^8) \frac{\Delta p}{p}. \quad (5.24)$$

Обчислення невизначеності результатів вимірювання Δp , p і k відбувається за формулами (5.25), (5.26) або (5.27) і (5.31) або (5.32) відповідно.

Відносну стандартну невизначеність результату вимірювання Δp обчислюють за формулою

$$u'_{\Delta p} = \left\{ \sum_{i=1}^n [\vartheta_i u'_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}, \quad (5.25)$$

де

n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або вимірювальних приладів, застосованих для вимірювання перепаду тиску;

ϑ_i – коефіцієнт чутливості i -го вимірювального перетворювача або вимірювального приладу перепаду тиску;

u'_{y_i} – невизначеність, яку вносить i -й вимірювальний перетворювач або вимірювальний прилад перепаду тиску з врахуванням додаткових складників невизначеностей.

Значення коефіцієнтів ϑ_i залежно від функції перетворення вимірювального перетворювача або вимірювального приладу і їх порядкового номера в послідовно з'єднаному ланцюзі наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1

Значення коефіцієнтів чутливості для обчислення складників невизначеності перепаду тиску

n	Функції перетворення приладу			ϑ_1	ϑ_2	ϑ_3
	1-го	2-го	3-го			
2	Лінійна	Лінійна	-	1	1	-
2	Лінійна	Квадратична	-	1	2	-
2	Квадратична	Лінійна	-	2	2	-
3	Лінійна	Лінійна	Лінійна	1	1	1
3	Лінійна	Лінійна	Квадратична	1	1	2
3	Лінійна	Квадратична	Лінійна	1	2	2
3	Квадратична	Лінійна	Лінійна	2	2	2

Відносну стандартну невизначеність результату вимірювання абсолютного тиску обчислюють за формулою:

- у разі застосування перетворювачів абсолютного тиску

$$u'_p = \left\{ \sum_{i=1}^n [u'_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}; \quad (5.26)$$

- у разі застосування перетворювачів надлишкового тиску

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{P_n}{P} \right)^2 \sum_{i=1}^n u_{y_i}^2 + \left(\frac{P_a}{P} \right)^2 u_{P_a}^2 \right\}^{0,5}, \quad (5.27)$$

де

n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або вимірювальних приладів, які застосовують для вимірювання тиску;

u'_{y_i} – невизначеність, яку вносить i -й вимірювальний перетворювач або вимірювальний прилад тиску з врахуванням додаткових складників невизначеності;

u'_{p_a} – невизначеність результату вимірювання атмосферного тиску з врахуванням додаткових складників невизначеності;

p_i – значення надлишкового тиску, Па;

p_a – значення атмосферного тиску, Па;

p – значення абсолютного тиску, Па.

Відносну стандартну невизначеність результату вимірювання температури середовища обчислюють за формулою

$$u'_T = \frac{100(t_B - t_H)}{273,15 + t} \left\{ \sum_{i=1}^n \left[\frac{u_{y_i}}{y_{Bi} - y_{Hi}} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (5.28)$$

де

n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або вимірювальних приладів, які використовують для вимірювання температури;

u_{y_i} – стандартна невизначеність, яку вносить i -й вимірювальний перетворювач або вимірювальний прилад температури з врахуванням додаткових складників невизначеності;

t_B – верхня границя вимірювання температури ВНГ, °С;

t_H – нижня границя вимірювання температури ВНГ, °С.

Відносну стандартну невизначеність результату визначення густини супутнього нафтового газу за робочих умов u'_ρ приймають згідно з [13] з врахуванням стандартної невизначеності результату апроксимації густини $u_\rho^{\text{апр}}$:

- для супутнього нафтового газу із вмістом метану не менше 70% мольних:

$$u'_\rho = (0,1 + u_\rho^{\text{апр}}) \% ; \quad (5.29)$$

- для супутнього нафтового газу із вмістом метану менше 70% мольних:

$$u'_\rho = (0,2 + u_\rho^{\text{апр}}) \% . \quad (5.30)$$

Відносну стандартну невизначеність показника адіабати супутнього нафтового газу u'_k приймають згідно з [13] з врахуванням стандартної невизначеності результату апроксимації показника адіабати $u_k^{\text{апр}}$:

- для супутнього нафтового газу із вмістом метану не менше 70% мольних:

$$u'_k = (0,4 + u_k^{\text{апр}}) \% ; \quad (5.31)$$

- для супутнього нафтового газу із вмістом метану менше 70% мольних:

$$u'_k = (0,8 + u_k^{\text{апр}}) \% . \quad (5.32)$$

Відносну стандартну невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопровода $u'_{K_{\text{ш}}}$ обчислюють за формулою

$$u'_{K_{\text{ш}}} = \frac{U'_{K_{\text{ш}}}}{2} , \quad (5.33)$$

де

$U'_{K_{\text{ш}}}$ – значення відносної розширеної невизначеності поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопровода, яке обчислюють згідно з [20, 21] відповідно до типу звужувального пристрою, а саме: *діафрагма, сопло ISA 1932 та сопло Вентури*, за формулою

$$U'_{K_{\text{ш}}} = \left| \frac{K_{\text{ш}} - 1}{K_{\text{ш}}} \right| U'_{R_{\text{ш}}} . \quad (5.34)$$

У формулі (5.34) $U'_{R_{\text{ш}}}$ – відносна розширена невизначеність еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні вимірювального трубопровода $R_{\text{ш}}$, яка вибирається з таблиці 4.2 відповідно до стану внутрішньої поверхні вимірювального трубопровода або задається згідно з методикою виконання вимірювань $R_{\text{ш}}$.

Відносну стандартну невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми $u'_{K_{\text{п}}}$ обчислюють за формулою

$$u'_{K_{\text{п}}} = \frac{U'_{K_{\text{п}}}}{2} , \quad (5.35)$$

де

$U'_{K_{\Pi}}$ – значення відносної розширеної невизначеності поправкового коефіцієнта, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми, яке обчислюють згідно з [20] за формулою

$$U'_{K_{\Pi}} = \left\{ \left(\frac{1 - K_{\Pi}}{K_{\Pi}} \right)^2 U'^2_{r_{\Pi}} + U'^2_{K_{\Pi d}} \right\}^{0,5}. \quad (5.36)$$

У формулі (5.36):

$U'_{K_{\Pi d}}$ – додатковий складник невизначеності, що зумовлений заміною поточного значення радіуса вхідного канта діафрагми r_k на його усереднене значення \bar{r}_k . Оскільки, K_{Π} розраховується за поточним значенням r_k згідно з формулами (4.54) і (4.55), то $U'_{K_{\Pi d}} = 0$;

$U'_{r_{\Pi}}$ – відносна розширена невизначеність початкового радіуса вхідного канта діафрагми r_{Π} . Під час візуального визначення r_{Π} невизначеність $U'_{r_{\Pi}}$ дорівнює 50 %, а під час безпосереднього вимірювання r_{Π} невизначеність $U'_{r_{\Pi}}$ встановлюють на основі норми невизначеності результатів вимірювань застосованої методики виконання вимірювань.

У разі застосування обчислювальних пристроїв, під час обчислення відносної стандартної невизначеності витрати u'_q за формулою (5.1), необхідно враховувати невизначеність u'_{K_q} , внесену обчислювальним пристроєм.

Цю невизначеність встановлюють за паспортними даними обчислювача.

Із врахуванням складника u'_{K_q} формула (5.1) набуде вигляду:

$$u'_q = \left\{ u'^2_{K_q} + u'^2_c + u'^2_{K_m} + u'^2_{K_{\Pi}} + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 u'^2_D + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 u'^2_d + u'^2_{\varepsilon} + 0,25(u'^2_{\Delta p} + u'^2_p + u'^2_{\rho_c}) \right\}^{0,5}, \quad (5.37)$$

У разі застосування вимірювальних комплексів (засобів вимірювання, для яких похибку унормовано з врахуванням похибок обчислювача і засобів вимірювання параметрів потоку середовища) невизначеності $u'_{\Delta p}$, u'_p і u'_T , приймають такими,

що дорівнюють нулю, і не враховують у разі обчислення невизначеності u'_ε . При цьому формула (5.37) набуде вигляду:

$$u'_q = \left\{ u'_{o_q} + u'^2_c + u'^2_{K_{ш}} + u'^2_{K_{п}} + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 u'^2_D + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 u'^2_d + u'^2_\varepsilon + 0,25(u'^2_p + u'^2_{p_c}) \right\}^{0,5}, \quad (5.38)$$

де

u'_{o_q} – складник відносної стандартної невизначеності результату вимірювання витрати, що вноситься вимірювальним комплексом з врахуванням складників відносної стандартної невизначеності результатів вимірювання Δp , p і T .

5.1.2. Оцінення відносної стандартної невизначеності результату визначення кількості супутнього нафтового газу.

Список складників сумарної невизначеності результату визначення кількості супутнього нафтового газу містить невизначеність, яку спостерігають у разі визначення витрати, і ряд додаткових складників невизначеності, зумовлених інтегруванням рівнянь витрати.

У разі застосування обчислювальних пристроїв враховують невизначеність результату визначення інтервалу часу u'_τ , протягом якого обчислюють кількість супутнього нафтового газу.

Крім того, у разі вимірювання величини y (перепад тиску, тиск, температура) виникає додаткова невизначеність $u'_{\Delta y}$, зумовлена дискретизацією його аналогового сигналу $y(\tau)$ за часом τ .

Невизначеність u'_τ обчислюють за формулою:

$$u'_\tau = 50 \frac{\tau_{вк} - \tau_e}{\tau_e} = 50 \frac{n \cdot \Delta\tau - \tau_e}{\tau_e}, \quad (5.39)$$

де

$\tau_{вк}$ – проміжок часу (наприклад, доба), який показав обчислювач витрати та кількості середовища;

τ_e – час, визначений за допомогою засобу вимірювання, який застосовують для перевірки встановлення проміжку часу обчислювача;

$\Delta\tau$ – інтервал опитування вимірювальних перетворювачів;

n – кількість опитувань вимірювальних перетворювачів за час τ_e .

Невизначеність u'_τ геометрично додають до складників невизначеності результату вимірювання витрати, наведених у формулах (5.37)–(5.38).

Невизначеність $u'_{ду}$ для кожної вимірюваної величини (перепад тиску, тиск, температура) обчислюють за формулою

$$u'_{ду} = \frac{100}{y} \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_k - \tau_n} \right)^{0.5} \left[\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_k - \tau_n} \right) \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 - \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_k - \tau_n - \Delta\tau} \right) \sum_{i=1}^{n-1} (y_i - \bar{y})(y_{i+1} - \bar{y}) \right]^{0.5}, \quad (5.40)$$

де

y_i – значення величини y в i -й точці на інтервалі $(\tau_k - \tau_n)$ з кроком дискретизації $\Delta\tau$.

Невизначеність $u'_{ду}$ геометрично додають до невизначеності результату вимірювання величини y , а саме: Δp , p , t .

Невизначеність $u'_{ду}$ може бути оцінено після проведення вимірювання, тому її врахування можливе лише в реальних умовах експлуатації. Якщо $\Delta\tau \leq 1$ с, то $u'_{ду}$ допускається вважати таким, що дорівнює нулю.

5.2. Проведення експериментальних досліджень для підтвердження метрологічних характеристик системи вимірювання витрати супутнього нафтового газу.

Супутній нафтовий газ характеризується зміною кількісних значень компонентного складу в часі. Зміна часток компонентів супутнього нафтового газу впливає на значення його термодинамічних параметрів (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості), які, у відповідності до запропонованих залежностей (3.35), (3.39), (3.40) та ідеології побудови системи обліку супутнього нафтового газу, визначаються для наперед визначеного компонентного складу супутнього нафтового газу та діапазонів зміни значень тиску та температури газового потоку в трубопроводі.

Тому, для визначення відносної розширеної невизначеності результату вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску враховується також зміна в часі компонентного складу супутнього нафтового газу та вплив її на витрату. Тоді допустима відносна розширена невизначеність вимірювання витрати супутнього нафтового газу U'_q розраховується за формулою:

$$U'_q = \sqrt{U'^2_{q_розр} + U'^2_{q_дод}}, \quad (5.41)$$

де $U'_{q_розр} = 2u'_q$ та визначається за формулою (5.37); $U'_{q_дод}$ – додаткова складова невизначеності витрати, яка враховує вплив зміни компонентного складу супутнього нафтового газу на витрату і яка визначається за формулою:

$$U'_{q_дод} = \frac{|q_i - q_{i-1}|}{q_{i-1}} \cdot 100\%, \quad (5.42)$$

де q_i, q_{i-1} – розраховані з допомогою САПР «Расход-РУ» (версія 2.0) (САПР) витрати супутнього нафтового газу приведені до стандартних умов для i -го та $(i-1)$ компонентних складів, м³/год.

Невизначеність $U'_{q_розр}$ визначається з допомогою САПР і тому є відомою, а невизначеність U'_q – може задаватися. Тому з формули (5.41) визначаємо $U'_{q_дод}$:

$$U'_{q_дод} = \sqrt{U_q'^2 - U_{q_розр}'^2}. \quad (5.43)$$

З (5.43) виникає критерій, який говорить, що коли значення $U'_{q_дод}$, визначене за формулою (5.42), стає більшим за значення виразу $\sqrt{U_q'^2 - U_{q_розр}'^2}$, то слід виконати перерахунок коефіцієнтів для розроблених залежностей (3.35), (3.39), (3.40) та занести їх в обчислювач витрати та кількості супутнього нафтового газу.

У відповідності до сформованого вище критерію, визначено алгоритм роботи оператора з системою вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску:

- 1) за допомогою САПР проектується вузол обліку супутнього нафтового газу із заданими характеристиками (в тому числі компонентним складом). З протоколу розрахунку витратоміра САПР фіксується значення максимальної витрати як q_{i-1} та невизначеність для нього $U'_{q_розр}$;
- 2) допустима відносна розширена невизначеність вимірювання витрати супутнього нафтового газу для максимального значення витрати задається: $U'_q = 2\%$;
- 3) розраховується значення виразу $\sqrt{U_q'^2 - U_{q_розр}'^2}$;
- 4) для отриманого компонентного складу супутнього нафтового газу виконується розрахунок коефіцієнтів (за розробленою програмою наведеною у Додатку В) для визначення термодинамічних параметрів (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості) за залежностями (3.35), (3.39), (3.40);
- 5) визначені коефіцієнти заносяться в обчислювач;
- 6) після отриманих нових значень компонентного складу супутнього нафтового газу, з допомогою САПР виконується розрахунок витрати з цими значеннями та з протоколу розрахунку витратоміра САПР фіксується значення максимальної витрати як q_i ;

7) розраховується невизначеність $U'_{q_{\text{доо}}}$ за формулою (5.42). Якщо значення $U'_{q_{\text{доо}}}$ є більшим за значення отримане в пункті 3, то слід витрату q_i зафіксувати як q_{i-1} та перейти до виконання послідовності починаючи з пункту 4. Якщо значення $U'_{q_{\text{доо}}}$ є менше або рівним за значення отримане в пункті 3, то після отримання нових значень компонентного складу супутнього нафтового газу слід виконувати дії починаючи з пункту 6.

Для перевірки роботи наведеного алгоритму виконано розрахункове експериментальне дослідження на основі інформації про компонентний склад супутнього нафтового газу з відбору НГВУ «Бориславнафтогаз» на ВКС-2. Зміна компонентного складу супутнього нафтового газу фіксувалася 7 раз протягом 20 днів. Визначені кількісні значення компонентів супутнього нафтового газу подані у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

Кількісні значення компонентів у супутньому нафтовому газі
визначені в різні дні

Назва компонента	Вміст компонентів, %						
	день 1	день 2	день 3	день 4	день 5	день 6	день 7
метан	47,92	48,7	49,45	49,96	53,96	51,87	54,32
етан	2,92	3,34	3,29	3,41	2,89	2,81	2,53
пропан	0,98	1,02	1,08	0,93	0,72	0,64	0,58
і-бутан	0,35	0,34	0,25	0,31	0,23	0,2	0,2
н-бутан	0,3	0,38	0,28	0,25	0,18	0,1	0,12
і-пентан	0,06	0,12	0,09	0,05	0,07	0,3	0,01
н-пентан	0,03	0,02	0,05	0,01	0	0,06	0
кисень	9,9	7,4	8,2	8,5	8,1	9,5	8,8
азот	36,93	37,93	36,62	35,95	33,14	33,92	32,99
вуглекислий газ	0,61	0,75	0,69	0,63	0,71	0,6	0,45

Для вузла обліку супутнього нафтового газу з компонентним складом для день 1 з таблиці 5.2, виконано оптимальний за точністю розрахунок витратоміра змінного перепаду тиску з вхідними даними з таблиці 5.3, протокол якого наведено

у Додатку Д.1. З протоколу розрахунку витратоміра (Додаток Д.1) фіксується значення максимальної витрати як $q_{i-1} = 4000 \text{ м}^3/\text{год}$ (за с.у.) та невизначеність для нього $U'_{q_{\text{розр}}} = 0,6\%$. Для цього ж компонентного складу (день 1 з табл. 5.2) розраховано коефіцієнти для розрахунку густини за залежністю (3.35), для розрахунку показника адіабати за залежністю (3.39) та для розрахунку коефіцієнта динамічні в'язкості залежністю (3.40). Визначені коефіцієнти були занесені у пам'ять обчислювача витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Таблиця 5.3

Вхідні дані для розрахунку витрати супутнього нафтового газу

ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕРЕДОВИЩА	Одиниці вимірювання	Значення
Абсолютний тиск	МПа	0,7
Максимальне значення робочого тиску (абсолютний)	МПа	1,0
Мінімальне значення робочого тиску (абсолютний)	МПа	0,5
Температура	град.С	10
Максимальне значення температури	град.С	30
Мінімальне значення температури	град.С	-10
Стан природного газу (сухий / вологий)		сухий
ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗВУЖУВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ		
Спосіб відбору тиску		кутовий
Діаметр отвору діафрагми при температурі 20 оС	мм	59,864
Товщина діафрагми	мм	4,0
Матеріал діафрагми		12Х18Н10Т
Спосіб визначення початкового радіуса вхідного канта діафрагми (оцінюється візуально, вимірюється)		оцін. візуально
Початковий радіус вхідного канта діафрагми (0,04 мм для візуального способу оцінки)	мм	0,04
Відносна розширена невизначеність початкового радіуса вхідного канта діафрагми (50% для візуального способу оцінки)	%	50
Міжконтрольний інтервал радіуса вхідного канта діафрагми	років	1
ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ		
Внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу (ВТ) на вході ЗП при температурі 20 °С	мм	100,0
Спосіб оцінки стану внутрішньої поверхні ВТ (за таблицею, оцінюється візуально, вимірюється)		оцінюється візуально
Еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні ВТ	мм	0,15
Відносна розширена невизначеність еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні ВТ	%	33
Матеріал ВТ		Сталь 20
ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ		

НА ЗП		
Модель основного ППТ		Honeywell STD924
Верхня границя вимірювань основного ППТ	кПа	25
Зведена основна похибка ППТ	%	0,075
Функція перетворення ППТ (лінійна, квадратична)		лінійна
ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТИСКУ		
Модель перетворювача тиску		ППС.2-РА
Верхня границя вимірювань тиску	МПа	1
Зведена основна похибка перетворювача тиску	%	0,15
ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ		
Модель перетворювача температури		ППС.2-Т
Верхня границя вимірювань температури	град.С	60
Нижня границя вимірювань температури	град.С	-40
Спосіб задання похибки ПТ:		
1) Максимальна абсолютна похибка ПТ в заданому діапазоні температур	град.С	0,5
2) Тип перетворювача температури (1 - платиновий, 2 - мідний, 3 - нікелевий (необхідне відмітити цифрою))		-
ПАРАМЕТРИ ОБЧИСЛЮВАЧА		
Модель обчислювача		ОВК-ПГ
Відносна похибка обчислювача витрати середовища.	%	0,01

Також визначено значення виразу: $\sqrt{U_{q'}^2 - U_{q_розр}^2} = \sqrt{2^2 - 0,6^2} = 1,9\%$, яке є межею перевірки щодо зміни коефіцієнтів в обчислювачі для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

Починаючи із оновлених значень компонентного складу в день 2, відбувалися розрахунки за п. 4-7 алгоритму роботи оператора з системою вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску для перевірки критерію щодо необхідності заміни коефіцієнтів в обчислювачі для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу. Значення розрахунків q_i , q_{i-1} та $U'_{q_дод}$ наведено у таблиці 5.4, а графічно результати дослідження наведено на рисунку 5.1. Для підтвердження розрахованих значень витрати q_i , в Додатку Д.2 наведено протокол розрахунку витратоміра для компонентного складу супутнього нафтового газу в день 7.

Як видно з таблиці 5.4 та рисунку 5.1, коефіцієнти для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу залишаються незмінними з день 1 до день 5, коли значення $U'_{q_дод}$ виходить за визначену межу 1,9 %, що сигналізує про перевищення відносної розширеної невизначеності вимірювання витрати супутнього нафтового газу для максимального значення витрати заданого значення 2%. В день 5 відбувся перерахунок коефіцієнтів та введення їх в обчислювач.

Таблиця 5.4

Розраховані значення q_i , q_{i-1} та $U'_{q_дод}$

Назва параметра розрахунку	Значення параметрів розрахунку						
	день 1	день 2	день 3	день 4	день 5	день 6	день 7
q_{i-1}	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4080,5	4047,0
q_i		4010,0	4020,1	4029,5	4080,5	4047,0	4093,0
$U'_{q_дод}^1$ (5.42)	0,00	-0,25	-0,50	-0,73	-1,97	0,83	-1,12

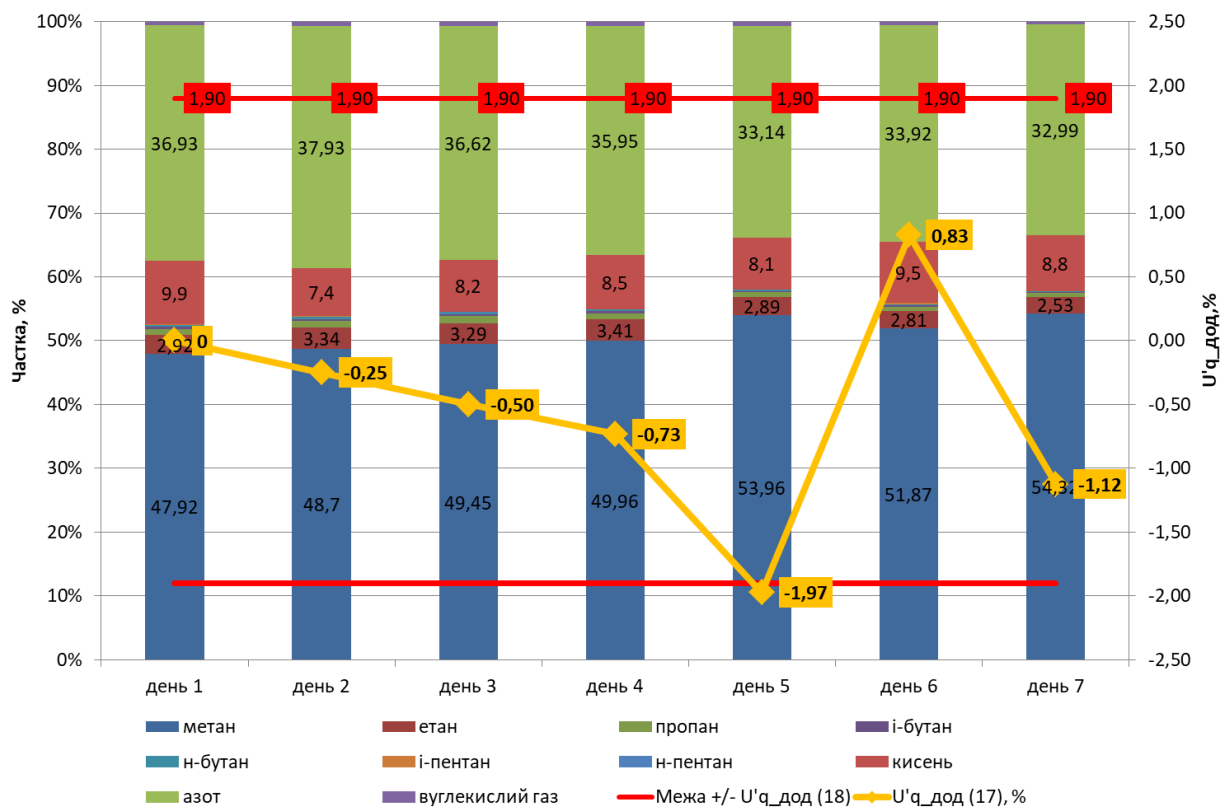


Рис. 5.1. Результат розрахункового експериментального дослідження для зміни компонентного складу супутнього нафтового газу з таблиці 5.2

¹ Додаткова складова невизначеності витрати розрахована за формулою (5.42), але без врахування модуля чисельника.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-практичну задачу з розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її характеристики.

На основі виконаних досліджень отримані такі результати та висновки:

1. Проведено порівняльний аналіз методів вимірювання витрати та кількості газових потоків з точки зору їх застосування для обліку супутнього нафтового газу. Показано, що метод змінного перепаду тиску може бути застосований для даної задачі за умови вирішення проблеми розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

2. Запропоновано ідеологію побудови системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску із застосуванням нових рівнянь для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

3. Проведено порівняльний аналіз та класифікацію методів розрахунку термодинамічних параметрів вуглеводневих сумішей (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості), які можуть за певних обмежень застосовуватися для супутнього нафтового газу.

4. Розроблено нові рівняння для розрахунку густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості для конкретної суміші супутнього нафтового газу в заданих діапазонах робочих тиску та температури.

5. Удосконалено математичну модель витратоміра змінного перепаду тиску, що дає можливість моделювати та досліджувати на його базі систему обліку супутнього нафтового газу та розраховувати її основні параметри.

6. На основі розробленої математичної моделі витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску розроблено алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу, які реалізовані на мікропроцесорному обчислювачі.

7. Вдосконалено систему автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів енергоносіїв – САПР «Расход-РУ» (версія 2.0), яка використовується для проектування витратомірів супутнього нафтового газу. САПР пройшла

відповідну атестацію та отримала свідоцтво про атестацію споживчого програмного продукту № 39.0453.10 від 10.07.2010 р. в ДП «Укрметртестстандарт».

8. Розроблено програму реалізації алгоритму розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу для мікропроцесорного обчислювача витратоміра супутнього нафтового газу.

9. Розроблено методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску з врахуванням зміни в часі компонентного складу газу.

10. За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, яка без градування перетворювача витрати та системи в цілому забезпечує вимірювання об'єму супутнього нафтового газу з відносною розширеною невизначеністю вимірювання витрати, що не перевищує 2 % для максимального значення витрати середовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Р. Рид, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей : Пер. с англ. под ред. проф. В.Б. Когана. - Л.: Химия, 1971. - 704 с.
2. Р.Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Перевод с англ. под ред. Б.И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп.– Л.: Химия, 1982. - 592с.
3. Redlich O., Kwong J.N.S. Chem. Rev., V.44, 1949. - P.233.
4. Soave G. Chem. Eng. Sci., V.27, 1972. - P.1197.
5. Sugie H., Lu B.C.-Y. Generalised equation of state for vapors and liquids / AIChEJ., V.17. – 1971. - № 5. - P. 1068-1074.
6. Benedict M., Webb G.B., Rubin L.C. An empirical equation for thermodynamic properties of light hydrocarbons and their mixtures / AIChEJ., V.8, 1940. - P.334.
7. Yamada T. An improved generalised equation of state / AIChEJ., V.19. – 1973. - № 2. - P. 286-291.
8. ДССДД 8-2006. Газ природний. Методика розрахункового визначення показника адіабати в інтервалах тиску від 0,1 до 25 МПа і температури від 250 до 320 К // Є. Пістун, Ф. Матіко. Введ.01.09.06 – Київ: Держспоживстандарт України, 2006. – 17 с.
9. Пістун Є.П., Дубіль Р.Я., Матіко Ф.Д. Розширення діапазону вимірювання витрати за методом змінного перепаду тиску // Вимірювальна техніка та метрологія: Міжвідомчий наук.-техн. збірник.- 2001. - № 58. - С. 147-151.
10. ГОСТ 30319.1-96 Газ природний. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. - М.: Изд-во стандартов, 1996. – 15 с.
11. ГОСТ 30319.2-96 Газ природний. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. - М.: Изд-во стандартов, 1996. – 53 с.
12. ГОСТ 30319.3-96 Газ природний. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. - М.: Изд-во стандартов, 1996. – 27 с.

13. ГСССД МР 113-03. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа. /Козлов А.Д., Мамонов Ю.В., Роговин М.Д., Рыбаков С.И.; Всеросс. научно-исслед. центр стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ Госстандарта Российской Федерации. – М., 2003. – 48 с.
14. Голубев И.Ф., Гнездилов Н.Е. Вязкость газовых смесей.. М: Изд-во стандартов, 1971.
15. Голубев И.Ф. Вязкость газов и газовых смесей: Справочное руководство. – М.: Изд-во физ.-мат. литературы, 1959. – 375 с.
16. Загорученко В. А. Вязкость природных газов и их основных компонентов. – В сб. “Теплофизические свойства веществ и материалов”: выпуск 24 - М.: Изд-во стандартов, 1988.
17. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. - М.: Изд-во стандартов, 1982. - 319 с.
18. Гафанович М.Д. Измерения расхода газа в промышленности. - М.: Энергия, 1975. - 120 с.
19. ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 (ИСО 5167-1:2003) Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги (ГОСТ 8.586.1-2005, IDT; ISO 5167-1:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 98 с.– (Національний стандарт України).
20. ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009 (ИСО 5167-2:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.2-2005, IDT; ISO 5167-2:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 90 с.– (Національний стандарт України).

21. ДСТУ ГОСТ 8.586.3:2009 (ИСО 5167-3:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 3. Сопла та сопла Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.3-2005, IDT; ISO 5167-3:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 68 с.– (Національний стандарт України).
22. ДСТУ ГОСТ 8.586.4:2009 (ИСО 5167-4:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 4. Труби Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.4-2005, IDT; ISO 5167-4:2003, MOD) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 53 с.– (Національний стандарт України).
23. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань (ГОСТ 8.586.5-2005, IDT) / Пістун Є.П., Масняк О.Я. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 196 с.– (Національний стандарт України).
24. Шпильрайн Э.Э, Кессельман П.М. Основы теории теплофизических свойств веществ. — М.:Энергия, 1977. – 180 с.
25. З. Кабза, Б. Добровольски, Я. Гонтарек. Анализ точности определения показателя адиабаты природных газов на погрешность расчета расхода // Теплофизические свойства веществ и материалов: вып.24. Ред. Сычев В.В. - М.: Изд-во стандартов, 1988. - С.141-146.
26. Термодинамические свойства метана / Сычев В.В., Вассерман А.А, Козлов А.Д. и др. – М.: Изд-во стандартов, 1979, - 348 с.
27. Термодинамические свойства этана: ГСССД. Серия монографии / Авт.: В. В. Сычев, А. А. Вассерман, В.А. Загорученко, А. Д. Козлов, Г. А. Спиридонов, В. А. Цымарный. М.: Издательство стандартов, 1982, - 304 с.

28. В. Сычев, А. А. Вассерман, А. Д. Козлов, В. А. Цымарный. Термодинамические свойства пропана. - М.: Издательство стандартов, 1989, - 268 с.
29. Термодинамические свойства этилена: ГСССД. Серия монографии / Авт.: В. В. Сычев, А. А. Вассерман, Е. А. Головский, А. Д. Козлов, Г. А. Спиридонов, В. А. Цымарный. М.: Издательство стандартов, 1981, - 280 с.
30. В. Сычев, А. А. Вассерман, А. Д. Козлов, Г. А. Спиридонов, В. А. Цымарный. Термодинамические свойства азота. - М.: Издательство стандартов, 1977, - 352 с.
31. Термодинамические свойства кислорода: ГСССД. Серия монографии / Авт.: В. В. Сычев, А. А. Вассерман, А. Д. Козлов, Г. А. Спиридонов, В. А. Цымарный. М.: Издательство стандартов, 1981, - 304 с.
32. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник. - Изд. 3-е, перераб. и доп. - Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1975. - 776 с.
33. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник. - 4-е изд., перераб. и доп. - Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989. - 701с.
34. Измерения в промышленности: Справ. изд. в 3-х кн. - Пер. с нем. / Под ред. Профоса П. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Металлургия, 1990. - Кн. 1: Теоретические основы. - 492 с.
35. Измерения в промышленности: Справ. изд. в 3-х кн. - Пер. с нем. / Под ред. Профоса П. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Металлургия, 1990. Кн. 2. Способы измерения и аппаратура. - 384 с.
36. Промышленные приборы и средства автоматизации: Справочник / В.Я. Баранов, Т.Х. Безновская, В.А. Бек и др. / Под общ. ред. В.В. Черенкова. - Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние. 1987. - 847 с.
37. Кабза З. Математическое моделирование расходомеров с сужающими устройствами: Пер. с польск. / Под ред. П.П. Кремлевского. - Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1981. - 115 с.
38. Обчислювач витрати та кількості природного газу ОВК-ПГ : Паспорт. - НПВП "Техприлад", 2001. - 10 с.

39. Пістун Є., Дубіль Р., Кирилюк В., Матіко Ф. Мікропроцесорний обчислювач витрати та кількості природного газу // Ринок інсталяційний. – 2001. - № 5. - С. 8-10.
40. Kay, W. B.: Industrial & Engineering Chemistry Research, 28: 1014 (1936).
41. Prausnitz, J. M., and R. D. Gunn: AIChE J., 4: 430, 494 (1958).
42. Цейтлин В.Г. Техника измерения расхода и количества жидкостей, газов и паров. - М.: Изд-во стандартов, 1981. - 192 с.
43. Динков В.А., Галиуллин З.Т., Подкопаев А.П. Измерение и учет расхода газа: Справочное пособие. - М.: Недра, 1979. - 304 с.
44. Расчет и конструирование расходомеров / Под общ. ред. П.П. Кремлевского. - М.: Машиностроение. Ленинград. отд-ние, 1978. - 224 с.
45. Андронов И.В. Измерение расхода жидкостей и газов. - М.: Энергоиздат, 1981. - 88 с.
46. Ковела И.М. Оценка эффективности выбора параметров расходомеров газа из условия минимизации $\sigma_{\alpha\varepsilon} = \sqrt{\sigma_{\alpha}^2 + \sigma_{\varepsilon}^2}$ // Контрольно-измерительная техника: вып. 29. - Львов: Высшая школа, 1981. - С. 83-87.
47. Пістун Е.П., Крук І.С. Расчет оптимальных по точности стандартных сужающих устройств на ЭЦВМ // Измерительная техника. – 1980. - № 11. - С. 48-49.
48. Пістун Е.П., Крук І.С. О минимизации погрешности измерения расхода газа при расчете стандартных сужающих устройств на ЭЦВМ // Тез. докл. II респ. науч.-техн. Конференции “Теоретические и практические вопросы измерений температур, тепловых потоков и расходов жидкостей, газов и пара”. – Ташкент. – 1976. - С. 12-13.
49. Методика расчета диафрагм оптимальных по точности измерения расхода и количества природного газа / Лесовой Л.В. и др. - Мингазпром СССР, ВНПО "Союзгазавтоматика", М., 1983. - 30 с.
50. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств: РД 50-411-83. - М.: Изд-во стандартов, 1984. - 54 с.

51. Комплекс измерительный "ФЛОУТЕК". Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ААДЖ.421441.001 ТО.
52. Многоиточный измерительный микропроцессорный комплекс "Суперфлоу-П": Методика поверки ЗИ2.838.009Д1. - М.: Государственная система обеспечения единства измерений, 1991. – 35 с.
53. Автоматизований вузол обліку природного газу на базі обчислювача витрати та кількості ОВК-ПГ : Паспорт. – НПВП "Техприлад", 2000. – 9 с.
54. Пістун Є.П. Облік та економія природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. - №2. - С. 43-47.
55. Пістун Є.П., Лесовой Л.В. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску. – Львів: Видавництво ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2006. – 576 с.
56. Злотников И.М., Раков П.П. Сбор, переработка и использование попутного нефтяного газа, ГОСТОПТЕХИЗДАТ. – М., 1961. – 36 с.
57. Балдин А.А., Бошняк Л.Л., Соловский В.М. Ротаметры. - Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1983. - 200 с.
58. Вощинский В.С. Корректоры объема для счетчиков и расходомеров газа : Дис... канд. тех. наук. - Ивано-Франковск, 1992.
59. Плотников В.М., Подрешетников В.А., Тетеревятников Л.Н. Приборы и средства учета природного газа и конденсата. - 2-е изд., перераб. и доп.. - Л.: Недра, 1989. - 238 с.
60. Гордюхин А.И., Гордюхин Ю.А. Измерение расхода и количества газа и его учет. - Л.: Недра, 1987. - 213 с.
61. FLUXI NM/TZ. Промышленные счетчики газа турбинного типа : Материалы фирмы Schlumberger Industries. – 1999. – 8 с.
62. DELTA. Промышленные счетчики газа роторного типа: Материалы фирмы Schlumberger Industries. – 1999. – 6 с.
63. Wayne Labs. Flowmeters: Accuracies are better, prices lower / I&CS. Instrument and control system. - February, 1990. - P. 29-33.

64. Jean-Francois Peyrucat. Debitmetre Coriolis: il peut tout faire, ou presque / Mesures, le magazine de l'instrumentation de l'automatisation et des systemes. - 1990. - N 619. - P.42-46.
65. MASSFLO, Массовый расходомер: Спецификация по контрольно-измерительной аппаратуре DANFOSS. LK.28.D3.50.
66. Jean-Francois Peyrucat. Mesures de debit: ne vous laissez pas abuser / Mesures, le magazine de l'instrumentation de l'automatisation et des systemes. – 1990. - N628. - P.31-39.
67. Guid to flow measurement / I&CS. Instrument and control system. - February, 1990. - P. 59-62.
68. Smart Vortex Flowmeter. Model 8800 : Product Data Sheet PDS 4003. - Rosemount Inc., August 1993
69. VORFLO, вихревой расходомер: Руководство по эксплуатации LS.50.D2.50-521H0528. - ЗАО Данфосс. - 1998.
70. Natural gas. Transit Time Flowmeter & Molecular Weight Analyser. Model 7068. - Panametrics Inc., 1999.
71. ISO 5167-1:2003. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. – Part 1: general principles and requirements.
72. PN-EN ISO 5167-1:2000 Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych. Kryzy dysze i zwężeki Venturiego wbudowane w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym.
73. VDI 2040, Blatt 1.1971. Berechnungsgrundlagen für die Durchflußzahlen mit Drosselgeräten. Durchflußzahlen und Expansionszahlen genormter Drosselgerate und Abweichungen von dem Normvorschriften. – 1972. – P. 30.
74. IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, IAPWS Secretariat 1998.
75. Комп'ютерна програма «САПР «Расход-РУ»: Посібник користувача / Є.П. Пістун, Л.В. Лесовой, Ф.Д. Матіко, Д.І. Марковський, Р.Л. Лесовой. – Львів:

- Видавництво ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2007. – 128 с.
76. Комп'ютерна програма «САПР «Расход-РУ» версія 2.0: Посібник користувача / Є.П. Пістун, Л.В. Лесовой, Ф.Д. Матіко, О.Я. Масняк, Р.Л. Лесовой. – Львів: Видавництво ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2010. – 24 с.
77. Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Розрахунок властивостей супутнього нафтового газу для задач його обліку // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія докiлля. Автоматизація. - 2007. - № 581. - С. 87-94.
78. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення властивостей вологого нафтового газу для задач його обліку // Збірник тез доповідей п'ятої всеукраїнської наук.-техн. конф. “Вимірювання витрати та кількості газу” – Івано-Франківськ, 2007. – с. 55-56.
79. Е.П. Пістун, Л.В. Лесовой, О.Я. Масняк. Автоматизированный расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с применением САПР “Расход-РУ”// Коммерческий учет энергоносителей: Труды 26-й Международной научно-практической конференции. 20-22 ноября 2007. – Спб.: Борей-Арт, 2007. – С. 206-212.
80. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення коефіцієнта дроселювання для усунення додаткових похибок систем обліку природного газу // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія докiлля. Автоматизація. - 2008. - № 617. - С. 130-138.
81. Пістун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах учета природного газа // Материалы 27-й Междунар. науч.-практ. конф. “Коммерческий учет энергоносителей”. 20-22 мая 2008. – Санкт-Петербург, 2008. – С.405-412.
82. Пістун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах измерения расхода природного газа // Измерительная техника. – 2009. - № 5 – С. 46-49.

83. E.P. Pistun, F.D. Matiko, O.Ya. Masnyak. Determination of Joule-Thomson coefficient in problems of measuring the flow rate of natural gas // *Measurement Techniques*, Springer US, Vol.52, No.5, 2009. – pp.509-512.
84. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску // *Матеріали VIII-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування 2009: стан і перспективи»*. – Київ, НТУУ «КПІ», 2009. – С. 214-215.
85. Пістун Є., Лесовой Л., Матіко Ф., Масняк О. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску. Збірник матеріалів I Міжнародного конгресу „Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування”. 28-29 травня 2009. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009, с. 124-125.
86. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Марковський Д.І., Масняк О.Я. Особливості впровадження системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску – САПР "РАСХОД-РУ". Шоста Всеукраїнська науково-технічна конференція "Вимірювання витрати та кількості газу": Збірник тез доповідей. 20–21 жовтня 2009р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2009. – с. 28–29.
87. E.P. Pistun, L.V. Lesovoy, O.Ya. Masnyak, Zh.A. Daev. Расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с помощью САПР “Расход-РУ”// *Вестник автоматизации (Казахстан)*. – Алматы, 2009. - № 4 (26), июль, – С. 33-36. – ISSN 1810-8626.
88. Матіко Ф., Масняк О. Визначення властивостей супутнього нафтового газу на основі даних про його компонентний склад. Тези доповідей науково-технічної конференції " Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України " 16–18 листопада 2010р., м. Івано-Франківськ – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – с. 203–207.

89. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу // Матеріали X-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи», 19-20 квітня 2011р. – Київ, НТУУ «КПІ», 2011. – С. 225-226.
90. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу// Автоматика/Automatics – 2011.XVIII Міжнародна конференція з автоматичного управління, 28-30 вересня 2011 року: матеріали конференції / Відп. за вип. М.Д. Кіселичник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2011. – с. 157.
91. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Масняк О.Я. Нові можливості системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску – САПР „РАСХОД-РУ” // Вимірювання витрати та кількості газу: Збірник тез доповідей/ За ред. С.А. Чеховського. – Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, Факел, 2011. – С. 16-18.
92. ГОСТ Р 8.615-2005 Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. - М.: Стандартинформ, 2006. – 19 с.
93. Yevhen Pistun, Fedir Matiko, Oleh Masnyak Simplified Method for Calculation of the Joule-Thomson Coefficient at Natural Gas Flowrate Measurement / Energy Engineering and Control Systems, 2015, Vol. 1, No. 2, pp. 127-132.
94. Roman Fedoryshyn, Sviatoslav Klos, Volodymyr Savytskyi, Oleh Masniak. Identification of Controlled Plant and Development of Its Model by Means of PLC. / Energy Engineering and Control Systems, 2016, Vol. 2, No. 2, pp. 69-78
95. Особливості налаштування CFD-програм для підвищення ефективності моделювання витратомірів / Ф.Д. Матіко, В.І. Роман, О.Я. Масняк // Журнал «Автоматизація технологічних і бізнес-процесів», 2017. – Том 10, №4. – С.96-103.
96. Пістун Є. П., Матіко Ф. Д., Масняк О. Я. Патент на корисну модель «Спосіб вимірювання витрати в круглих трубопроводах» № 142298. Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.05.2020 р.

ДОДАТКИ

Додаток А

Алгоритм розрахунку термодинамічних параметрів вологого нафтового газу (ВНГ) за методикою ГСССД МР 113 – 03

А.1 Розрахунок концентрацій компонентів ВНГ

А.1.1 Розрахунок концентрацій компонентів, коли задана абсолютна вологість α у г/м³.

Мольну концентрацію водяної пари визначають з наступного виразу:

$$x_{H_2O} = \alpha / [10^3 \cdot M_{H_2O} \cdot \tilde{\rho}(T, P, \{x_{iw}\})], \quad (\text{A.11})$$

де $\tilde{\rho}$ - мольна густина вологого газу при робочих умовах у кмоль/м³.

Значення елементів масиву $\{x_{iw}\}$ обчислюють за формулою:

$$x_{iw} = x_{id} \cdot (1 - x_{H_2O}), \quad i = 1, \dots, N - 1,$$

$$x_N = x_{H_2O}. \quad (\text{A.12})$$

Оскільки густина $\tilde{\rho} = \omega \tilde{\rho}_{cm}$ у рівнянні (А.11) є функцією $\{x_{iw}\}$, то значення x_{H_2O} (а також і інших елементів $\{x_{iw}\}$) визначають ітераційним методом.

Початкове значення концентрації водяної пари $x_{H_2O}^{(0)}$ визначають за формулою для наближеного значення $x_p(T, p)$:

$$x^{(0)}_{H_2O} = \frac{P_s(T)}{P} \exp \left[\left(\frac{P}{P_s(T)} - 1 \right) a_1 \exp(-a_2/T) \right], \quad (\text{A.13})$$

де $P_s(T)$ – тиск водяних парів на лініях сублімації (при $T < 273.16$ К) або насичення (при $T \geq 273.16$ К); a_1 і a_2 – підгінні параметри: $a_1 = 1018$, $a_2 = 4853$ К.

Тиск водяної пари $P_s(T)$ у МПа визначають за наступними виразами:

- для лінії сублімації (при $T < 273.16$ К)

$$P_s = 10^{-6} \cdot \exp \left[\sum_{j=1}^5 c_j T^{j-2} + c_6 \ln(T) \right], \quad (\text{A.14})$$

- для лінії насичення (при $T \geq 273.16$ К)

$$P_s = 22.064 \cdot \exp \left[\frac{1}{\tau} \sum_{j=1}^6 b_j \theta^{0.5r_j} \right], \quad (\text{A.15})$$

де $\tau = T/647.096$, $\theta = 1 - \tau$; коефіцієнти $\{c_j\}$ і $\{b_j\}$, а також показники ступенів $\{r_j\}$ наведено в Таблиці А.11.

Значення $\{x_{iw}^{(0)}\}$ визначають за формулами (А.12).

Значення x_{H2O} (а також інших елементів $\{x_{iw}\}$) визначають в ітераційному процесі:

а) Δx_{H2O} на k -ому ітераційному кроці визначають з виразу:

$$\Delta x_{H2O}^{(k)} = x_{H2O}^{(k)} - x_{H2O}^{(k-1)}, \quad (\text{А.16})$$

де $x_{H2O}^{(k)}$ починаючи з $k = 1$ і $x_{H2O}^{(k-1)}$ починаючи з $k = 2$ розраховують за (А.11); при цьому значення густини визначають згідно з підрозділом А.5. Значення $\{x_{iw}^{(k)}\}$ і $\{x_{iw}^{(k-1)}\}$ починаючи з $k = 1$ розраховують за формулами (А.12);

б) критерій завершення ітераційного процесу

$$\left| \Delta x_{H2O}^{(k)} / x_{H2O}^{(k)} \right| \leq 10^{-6}, \quad (\text{А.17})$$

якщо критерій (А.17) не виконується, то необхідно продовжити ітераційний процес, починаючи з а); у протилежному випадку процес розрахунку масиву концентрацій компонентів $\{x_{iw}\}$ вважається закінченим.

А.1.2 Розрахунок концентрацій компонентів, коли задана відносна вологість (у долях одиниці або у відсотках).

Мольну концентрацію водяної пари визначають за одним з виразів:

$$x_{H2O} = \varphi \cdot x_p(T, P, \{x_{id}\}), \quad 0 < \varphi \leq 1; \quad (\text{А.18})$$

$$x_{H2O} = 0,01 \cdot \varphi \cdot x_p(T, P, \{x_{id}\}), \quad 0 < \varphi \leq 100\%. \quad (\text{А.19})$$

Розрахунок граничної рівноважної концентрації водяної пари в газовій суміші x_p здійснюють в результаті розв'язання рівняння (А.24) згідно з підрозділом А.2. Початкове значення $x_p^{(0)}$ визначають за формулою (А.13) при заданих T і P .

Значення x_p визначають за методом Ньютона в ітераційному процесі:

а) x_p на k -му ітераційному кроці (починаючи з $k = 1$) визначають з виразів:

$$\Delta x_p^{(k)} = -F_\mu(x_p^{(k-1)}) / \left(\frac{\partial F_\mu}{\partial x_p} \right)^{(k-1)}; \quad (\text{А.20})$$

$$\left(\frac{\partial F_\mu}{\partial x_p} \right)^{(k-1)} = \frac{F_\mu(1,01x_p^{(k-1)}) - F_\mu(0,99x_p^{(k-1)})}{0,02x_p^{(k-1)}}; \quad (\text{А.21})$$

$$x_p^{(k)} = x_p^{(k-1)} + \Delta x_p^{(k)}; \quad (\text{A.22})$$

де функції F_μ розраховують за рівнянням (A.24) при відповідному x_p ; при цьому концентрації всіх інших компонентів визначають відповідно до формули (A.36), а густину розраховують згідно з підрозділом А.3.

б) критерій завершення ітераційного процесу

$$|\Delta x_p^{(k)} / x_p^{(k)}| \leq 10^{-6}, \quad (\text{A.23})$$

якщо критерій (A.23) не виконується, то необхідно продовжити ітераційний процес, починаючи з а), у зворотному випадку перейти до в);

в) обчислюють концентрацію водяної пари x_{H_2O} за формулами (A.18) або (A.19) при $x_p = x_p^{(k)}$ і концентраціях всіх інших компонентів за формулою (A.12).

А.2 Метод розрахунку граничної рівноважної концентрації (розчинності) водяних парів у газовій суміші.

При тисках суміші p , що перевищують тиск насичення води для даної температури ($p \geq 0,1$ МПа при $t < 100$ °С) гранична рівноважна концентрація (розчинність) водяних парів у газовій суміші x_p істотно обмежена; вона зростає з ростом температури, але зменшується з ростом тиску. Тому, якщо вологість газової суміші відмінна від нуля, тобто $x_{2O} \neq 0$, ще до розрахунку інших теплофізичних властивостей вологого газу необхідно перевірити, чи виконується умова $x_{2O} \leq x_p$ при даних T і p . Крім того, якщо замість x_{2O} задається відносна вологість $\varphi = x_{2O}/x_p$, для розрахунку концентрації водяних парів також необхідне значення x_p .

Рівняння розчинності має вигляд:

$$F_\mu(T, P, x_1, \dots, x_{N-1}, x_p) = f_r + A_0 \cdot (1 + \tilde{\rho}_{c_m} d_{\rho c}) - A_4 d_{Tc} / T_{c_m} + \sum_{k=1}^6 \left(\frac{\partial f_r}{\partial \psi_{km}} \right) \cdot (\psi_{kH_2O} - \psi_{km}) + \ln(\rho / M) + \ln(x_p) - G_{H_2O}(T, P) = 0. \quad (\text{A.24})$$

Комплекси A_0 і A_4 у рівнянні (A.24) розраховують за формулами (A.46) і (A.50).

У рівнянні (A.24) функції $d_{\rho c}$ і d_{Tc} обчислюють за формулами:

$$d_{\rho c} = 2 \left[\sum_{l=1}^N x_l \tilde{v}_{c_{H_2O}} - \tilde{\rho}_{c_m}^{-1} \right]; \quad (\text{A.25})$$

$$d_{Tc} = \left[2 \left(\sum_{l=1}^N x_l \tilde{v}_{c_{H_2O}} T_{c_{H_2O}} - \tilde{\rho}_{c_m}^{-1} T_{c_m} \right) - T_{c_m} d_{\rho c} \right] \cdot \tilde{\rho}_{c_m}. \quad (\text{A.26})$$

Розрахунок псевдокритичних густини $\tilde{\rho}_{c_m}$ і температури суміші T_{c_m} , а також параметрів афінних перетворень $\{\psi_{km}\}$ здійснюють за формулами (A.37) – (A.39).

Похідні від f_r по параметрах афінних перетворень ψ_{km} у рівнянні (A.24) розраховують за формулами:

$$\left(\frac{\partial f_r}{\partial \psi_{km}} \right) = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j \xi_{jk}, \quad k = 1, 6. \quad (\text{A.27})$$

У формулах (A.27) функції ξ_{jk} розраховують за виразами:

$$\xi_{j1} = \begin{cases} (r_j + d_j u_j l_j) / \psi_{1m}, & j \leq 36; \\ [2\alpha_j \omega_{rf} (\omega_{rf} - 1) + r_j] / \psi_{1m}, & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.28})$$

$$\xi_{j2} = \begin{cases} (r_j + d_j u_j l_j) \cdot \ln(\omega), & j \leq 36; \\ [2\alpha_j \omega_{rf} (\omega_{rf} - 1) + r_j] \cdot \ln(\omega), & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.29})$$

$$\xi_{j3} = \begin{cases} (r_j + d_j u_j l_j) \cdot \ln(\tau), & j \leq 36; \\ [2\alpha_j \omega_{rf} (\omega_{rf} - 1) + r_j] \cdot \ln(\tau), & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.30})$$

$$\xi_{j4} = \begin{cases} -t_j / \psi_{4m}, & j \leq 36; \\ -[2\beta_j \tau_{rf}^{-1} (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) + t_j] / \psi_{4m}, & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.31})$$

$$\xi_{j5} = \begin{cases} -t_j \cdot \ln(\omega), & j \leq 36; \\ -[2\beta_j \tau_{rf}^{-1} (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) + t_j] \cdot \ln(\omega), & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.32})$$

$$\xi_{j6} = \begin{cases} -t_j \cdot \ln(\tau), & j \leq 36; \\ -[2\beta_j \tau_{rf}^{-1} (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) + t_j] \cdot \ln(\tau), & j \geq 37; \end{cases} \quad (\text{A.33})$$

Значення коефіцієнтів і показників ступенів $\{b_j\}$, $\{r_j\}$, $\{t_j\}$, $\{g_j\}$, $\{l_j\}$, $\{\alpha_j\}$, $\{\beta_j\}$, $\{\varepsilon_j\}$ і $\{\gamma_j\}$ наведено в Таблиці А.1.

Функції $G_{H_2O}(T, P)$ для чистої води або льоду в рівнянні (A.24) розраховують за апроксимаційними виразами:

для води ($T \geq 273.15$ К)

$$G_{H_2O} = -\sum_{i=1}^{11} b_{wi} \pi^{n_{wi}} \theta^{t_{wi}}; \quad (\text{A.34})$$

для льоду ($T < 273.15$ К)

$$G_{H_2O} = -\sum_{i=1}^7 b_{ici} \pi^{n_{ici}} \theta^{t_{ici}}; \quad (\text{A.35})$$

У рівняннях (A.34) і (A.35) $\pi = P/15$, МПа; $\theta = T/273.15$, К; коефіцієнти й показники ступенів наведено в Таблиці А.10.

Розв'язання рівняння (A.24) відносно x_p здійснюють в ітераційному процесі методом Ньютона із чисельним розрахунком похідних; значення початкових наближень $x_p^{(0)}$ вибирають залежно від значень робочих параметрів стану (T, p) суміші (див. у А.1.2).

Якщо $x_{2O} \leq x_p$, то розрахунок всіх теплофізичних властивостей проводять із заданою концентрацією водяної пари в суміші; в іншому випадку необхідно змінити цю концентрацію: $x_{2O} = x_p$ і перерахувати концентрацію інших компонентів за формулою

$$x_i = x_{id} (1 - x_p), \quad i = 1, \dots, N-1, \quad (\text{A.36})$$

де x_{id} - концентрація i -го компонента в сухому газі.

А.3 Розрахунок характерних параметрів суміші

Розрахунок псевдокритичних густини $\tilde{\rho}_{cm}$ і температури суміші T_{cm} , а також параметрів афінних перетворень $\{\psi_{im}\}$ здійснюють за формулами (A.37) – (A.39):

$$\tilde{\rho}_{cm}^{-1} = \tilde{v}_{cm} = \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N x_k x_l \tilde{v}_{c_{kl}}, \quad (\text{A.37})$$

де

$$\tilde{v}_{c_{kl}} = \alpha_{kl} \left[\frac{\tilde{v}_{c_k}^{1/3} + \tilde{v}_{c_l}^{1/3}}{2} \right]^3$$

$$T_{cm} = \frac{1}{\tilde{v}_{cm}} \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N x_k x_l \tilde{v}_{c_{kl}} T_{c_{kl}}, \quad (\text{A.38})$$

де

$$T_{c_{kl}} = \beta_{kl} (T_{c_k} T_{c_l})^{1/2}$$

$$\psi_{im} = \delta_i + \sum_{k=1}^N x_k a_{ik}, \quad i = 1, \dots, 6 \quad (\text{A.39})$$

У формулах (A.37), (A.38) і (A.39) $\{\alpha_{kl}\}$ і $\{\beta_{kl}\}$ - параметри бінарної взаємодії, $\{\tilde{v}_{c_k}, \tilde{v}_{c_l}\}$, $\{T_{c_k}, T_{c_l}\}$, $\{x_k, x_l\}$, ψ_{im} – критичні мольні об’єми, критичні температури й мольні концентрації для пар компонентів (k, l) і параметри афінних перетворень для суміші, відповідно; N – число компонентів суміші; розмірність величини $\tilde{\rho}_{cm}$ – кмоль/м³.

Значення коефіцієнтів δ_i та $\{a_{ik}\}$ наведено в Таблиці А.2.

Значення $\{\alpha_{kl}\}$ і $\{\beta_{kl}\}$ для 19 бінарних пар наведено в Таблиці А.4; для бінарних пар, відсутніх у Таблиці А4, прийнято $\alpha_{kl} = \beta_{kl} = 1$.

Значення \tilde{v}_c для кожного компонента ВНГ розраховують за формулою:

$$\tilde{v}_c = \frac{M}{\rho_c}, \quad (\text{A.40})$$

де M , ρ_c – значення критичних параметрів для кожного компонента ВНГ, наведено в Таблиці А.3.

Значення T_c для 14 основних компонентів ВНГ наведено в Таблиці А.3.

Розрахунок фактора Пітцера Ω_m і молярної маси M суміші здійснюють за формулами (A.41) і (A.42), відповідно:

$$\Omega_m = \sum_{i=1}^N x_i \Omega_i. \quad (\text{A.41})$$

$$M = \sum_{i=1}^N x_i \cdot M_i. \quad (\text{A.42})$$

У формулі (A.41) $\{\Omega_i\}$ – фактори Пітцера для окремих компонентів; значення $\{\Omega_i\}$ наведено в Таблиці А.3;

Псевдокритичні фактор стисливості z_{cm} та тиск p_{cm} розраховують за формулами (A.43) і (A.44) відповідно:

$$z_{cm} = 0,291 - 0,08\Omega_m, \quad (\text{A.43})$$

$$p_{cm} = 10^{-3} R \tilde{\rho}_{cm} T_{cm} z_{cm}. \quad (\text{A.44})$$

А.4 Розрахунок комплексів, що застосовуються для розрахунку термодинамічних властивостей ВНГ

Для розрахунку основних термодинамічних властивостей зручно використовувати так звані комплекси (безрозмірні) $A_0 - A_4$.

$$A_0 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j X_j, \quad (\text{A.46})$$

$$A_1 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [X_j (X_j + 1) + X_{\omega_j}], \quad (\text{A.47})$$

$$A_2 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [X_j (Y_j + 1) + X_{\varphi_j}], \quad (\text{A.48})$$

$$A_3 = -\sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [Y_j (Y_j + 1) + Y_{\varphi_j}], \quad (\text{A.49})$$

$$A_4 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j Y_j, \quad (\text{A.50})$$

$$X_j = \left\{ \begin{array}{l} R_j + d_j q_j u_j, j \leq 36 \\ 2(\alpha_j \psi_{2m} (\omega_{rf} - 1) \omega_{rf} - \beta_j \psi_{5m} (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) \tau_{rf}^{-1}) + R_j, j > 36 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.51})$$

$$X_{\omega_j} = \left\{ \begin{array}{l} d_j q_j^2 u_j, j \leq 36 \\ 2(\alpha_j \psi_{2m}^2 (2\omega_{rf} - 1) \omega_{rf} + \beta_j \psi_{5m}^2 (2\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) \tau_{rf}^{-1}), j > 36 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.52})$$

$$X_{\varphi_j} = \left\{ \begin{array}{l} d_j q_j p_j u_j, j \leq 36 \\ 2(\alpha_j \psi_{2m} \psi_{3m} (2\omega_{rf} - 1) \omega_{rf} + \beta_j \psi_{5m} \psi_{6m} (2\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) \tau_{rf}^{-1}), j > 36 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.53})$$

$$Y_j = \left\{ \begin{array}{l} -T_j + d_j p_j u_j, j \leq 36 \\ 2(\alpha_j \psi_{3m} (\omega_{rf} - 1) \omega_{rf} - \beta_j \psi_{6m} (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) \tau_{rf}^{-1}) - T_j, j > 36 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.54})$$

$$Y_{\varphi_j} = \left\{ \begin{array}{l} d_j u_j p_j^2, j \leq 36 \\ 2(\alpha_j \psi_{3m}^2 (2\omega_{rf} - 1) \omega_{rf} + \beta_j \psi_{6m}^2 (2\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j) \tau_{rf}^{-1}), j > 36 \end{array} \right\}, \quad (\text{A.55})$$

де

$$d_j = g_j \psi_{1m}^{l_j},$$

$$u_j = \omega^{q_j} \tau^{p_j},$$

$$q_j = \psi_{2m} l_j,$$

$$\begin{aligned}
p_j &= \psi_{3m} l_j, \\
R_j &= \psi_{2m} r_j - \psi_{5m} t_j, \\
T_j &= \psi_{6m} t_j - \psi_{3m} r_j, \\
\varphi_j &= \begin{cases} \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp[g_j \omega_{rf}^{l_j}], & j \leq 36 \\ \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp[\alpha_j (\omega_{rf} - \varepsilon_j)^2 + \beta_j (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j)^2], & j \geq 37. \end{cases} \quad (A.56)
\end{aligned}$$

У виразах (A.51) - (A.56) $\omega_{rf} = \psi_{1m} \omega^{v_{2m}} \tau^{v_{3m}}$, $\tau_{rf} = \psi_{4m} \omega^{v_{5m}} \tau^{v_{6m}}$, а $\omega = \tilde{\rho} / \tilde{\rho}_{cm}$, ω - приведена густина суміші, $\tilde{\rho}$ - мольна густина суміші; $\tau = T / T_{cm}$, τ - приведена температура суміші.

Значення коефіцієнтів і показників ступенів $\{b_j\}$, $\{r_j\}$, $\{t_j\}$, $\{g_j\}$, $\{l_j\}$, $\{\alpha_j\}$, $\{\beta_j\}$, $\{\varepsilon_j\}$ і $\{\gamma_j\}$ наведено в Таблиці А.1.

А.5 Розрахунок густини за узагальненим фундаментальним рівнянням стану (УФРС)

Розрахунок приведеної густини ω здійснюють в результаті розв'язання рівняння:

$$\pi = \omega \tau (1 + A_0) / z_{cm}, \quad (A.57)$$

де $\pi = p / p_{cm}$; $\tau = T / T_{cm}$, A_0 – розрахунковий комплекс, який розраховують за формулою (A.46).

Початкове значення приведеної густини $\omega^{(0)}$ вибирають залежно від заданих значень τ і π у такий спосіб:

при $\tau < 1$:

$$\omega^{(0)} = \pi z_{cm} / \tau, \quad (A.58)$$

при $\tau \geq 1$:

$$\omega^{(0)} = \begin{cases} \pi z_{cm} / \tau, & \pi < 1,0; \\ \frac{9\pi z_{cm}}{\tau(1,1\pi + 0,7)}, & \pi \geq 1,0. \end{cases} \quad (A.59)$$

Псевдокритичні тиск p_{cm} , температура T_{cm} та фактор стисливості суміші z_{cm} розраховують за формулами (A.44), (A.38) і (A.43) відповідно.

Приведену густину ω визначають методом Ньютона в ітераційному процесі:

а) на k -му ітераційному кроці ω визначають за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta\omega^{(k)} &= \left[\pi z_{cm} / \tau - (1 + A_0^{(k-1)}) \omega^{(k-1)} \right] / (1 + A_1^{(k-1)}), \\ \omega^{(k)} &= \omega^{(k-1)} + \Delta\omega^{(k)}, \end{aligned} \quad (\text{A.60})$$

де комплекси $A_0^{(k-1)}$ і $A_1^{(k-1)}$ розраховують за формулами (A.46) і (A.47) за густини на ітераційному кроці $(k-1)$, тобто при $\omega^{(k-1)}$;

б) критерій завершення ітераційного процесу має вигляд

$$\left| \Delta\omega^{(k)} / \omega^{(k)} \right| \leq 10^{-6}, \quad (\text{A.61})$$

якщо критерій (A.61) не виконується, то необхідно продовжити ітераційний процес, починаючи з а), в іншому випадку перейти до в);

в) обчислюють густину ρ у кг/м^3 за формулою (A.62) за $\omega = \omega^{(k)}$

$$\rho = M \tilde{\rho}_{cm} \omega. \quad (\text{A.62})$$

A.6 Розрахунок фактору стисливості ВНГ

Розрахунок фактору стисливості здійснюють за формулою (A.63) за заданих τ і $\{x_i\}$ та знайденому в підпункті A.5 значенні $\omega = \omega^{(k)}$.

$$z = 1 + A_0, \quad (\text{A.63})$$

де A_0 – розрахунковий комплекс (A.46).

A.7 Розрахунок показника адіабати

Розраховують показник адіабати ВНГ κ за формулою (A.64) за заданих τ і $\{x_i\}$ та знайденому значенні приведеної густини ВНГ $\omega = \omega^{(k)}$.

$$\kappa = \left[1 + A_1 + (1 + A_2)^2 / (c_{p0r} - 1 + A_3) \right] / z, \quad (\text{A.64})$$

де c_{p0r} – безрозмірна ізобарна теплоємність суміші в ідеально-газовому стані, A_1, A_2 і A_3 – розрахункові комплекси (A.47) – (A.49).

Безрозмірну ізобарну теплоємність суміші в ідеально-газовому стані c_{p0r} визначають за формулою

$$c_{p0r} = \sum_{i=1}^N x_i c_{p0ri}, \quad (\text{A.65})$$

де $\{c_{p0ri}\}$, $i=1, \dots, N$ – безрозмірні (c_{p0i}/R) ізобарні теплоємності компонентів в ідеально-газовому стані.

Значення величин $\{c_{p0ri}\}$, $i=1, \dots, N$ обчислюють за формулою

$$c_{p0ri} = a_{0i} + b_{0i}\theta + c_{0i}\theta^2 + d_{0i}\theta^3, \quad (\text{A.66})$$

де $\theta = T/T_0$; $T_0 = 100$ К для всіх компонентів.

Константи $\{a_{0i}\}$, $\{b_{0i}\}$, $\{c_{0i}\}$, $\{d_{0i}\}$ формули (A.66) наведено в таблиці А.5.

А.8 Розрахунок коефіцієнта динамічної в'язкості

Розраховують динамічну в'язкість ВНГ μ за формулою

$$\mu = \mu_0 \cdot \left[1 + A_\mu \rho B_\mu / M + (A_\mu \rho)^2 C_\mu / M^2 \right], \quad (\text{A.67})$$

де μ_0 – коефіцієнт динамічної в'язкості в розрідженому стані, B_μ , C_μ – другий і третій в'язкісні віріальні коефіцієнти; $A_\mu = 6,0221367 \cdot 10^{-4}$; ρ – густина ВНГ, розрахована за формулою (A.62); розмірність коефіцієнта динамічної в'язкості – мкПа·с.

Коефіцієнт динамічної в'язкості в розрідженому стані обчислюють як відношення двох визначників:

$$\mu_0 = -\det[h_{ij}] / \det[g_{kl}], \quad i, j = 1, N+1; k, l = 1, N. \quad (\text{A.68})$$

Елементи визначників мають наступні значення:

для $i = N+1; j = 1, N+1$ і $i = 1, N+1; j = N+1$:

$$h_{(N+1)j} = h_{i(N+1)} = x_j = x_i, \quad i, j = 1, N; h_{(N+1)(N+1)} = 0. \quad (\text{A.69})$$

для $i, j, (k, l) = 1, N$ діагональні елементи ($i = j$):

$$h_{ii} = g_{ii} = \frac{x_i^2}{\mu_i} + \sum_{k=1, k \neq i}^N \frac{2x_i x_k M_i M_k}{\mu_{ik} (M_i + M_k)^2} \left[\frac{5}{3A_{ik}^*} + \frac{M_k}{M_i} \right], \quad (\text{A.70})$$

недіагональні елементи ($i \neq j$):

$$h_{ij} = g_{ij} = -\frac{2x_i x_j M_i M_j}{\mu_{ij} (M_i + M_j)^2} \left[\frac{5}{3A_{ij}^*} - 1 \right], \quad (\text{A.71})$$

де $A_{ij}^* = \Omega_{ij}^{(2,2)*} / \Omega_{ij}^{(1,1)*}$.

Значення в'язкості для чистих компонентів μ_i і їхніх бінарних комбінацій μ_{ij} у виразах (А.70), (А.71) обчислюють за формулою

$$\mu_{ij} = 2,6693 \cdot \left[\frac{\sqrt{2M_i M_j T / (M_i + M_j)}}{\sigma_{ij}^2 \Omega_{ij}^{(2,2)*}} \right]. \quad (\text{A.72})$$

При розрахунку в'язкості чистих компонентів $\{\mu_i\}$ за формулою (А.72) $i = j$. $\Omega_{ij}^{(2,2)*}$ для всіх випадків, крім чистої водяної пари, і $\Omega_{ij}^{(1,1)*}$ обчислюють як:

$$\Omega_{ij}^{(2,2)*} = \sum_{l=0}^9 b_{2l} T_{rij}^{-0,5 \cdot l}, \quad (\text{A.73})$$

$$\Omega_{ij}^{(1,1)*} = \sum_{l=0}^9 b_{1l} T_{rij}^{-0,5 \cdot l}. \quad (\text{A.74})$$

Для чистої водяної пари функцію $\Omega_{ij}^{(2,2)*}$ обчислюють аналогічно (А.73), але з використанням інших коефіцієнтів:

$$\Omega_{\text{H}_2\text{O}}^{(2,2)*} = \sum_{l=0}^9 b_{2wl} T_{\text{rH}_2\text{O}}^{-0,5 \cdot l}. \quad (\text{A.75})$$

Значення коефіцієнтів $\{b_{2l}\}$, $\{b_{1l}\}$ і $\{b_{2wl}\}$, наведено в Таблиці А.6; приведенні температури $T_{rij} = T/(\varepsilon/k)_{ij}$, $T_{\text{r}_2\text{O}} = T/(\varepsilon/k)_{\text{H}_2\text{O}}$; параметри потенціалу Леннарда-Джонса σ_{ij} і $(\varepsilon/k)_{ij}$ для розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості визначають за наступними правилами комбінування:

$$\sigma_{ij} = 0,5 \cdot (\sigma_i + \sigma_j), \quad (\text{A.76})$$

$$(\varepsilon/k)_{ij} = [(\varepsilon/k)_i \cdot (\varepsilon/k)_j]^{0,5}. \quad (\text{A.77})$$

Значення параметрів потенціалу Леннарда-Джонса для чистих компонентів (для води - параметри потенціалу полярних молекул 12 – 6 – 3) $\{\sigma_i\}$ і $\{(\varepsilon/k)_i\}$, які використовують при розрахунку в'язкості, наведено в таблиці А.7.

Розрахунок значень визначників $\det[g_{ij}]$ і $\det[h_{kl}]$ в (А.67) здійснюють за наступним алгоритмом (нижче для узагальнення розглядається визначник n -го порядку $\Delta_n = \det [a_{ij}]$, $i, j = 1, n$):

$$\Delta_n = a_{11} a_{22}^{(1)} \dots a_{(k+1)(k+1)}^{(k)} \dots a_{nn}^{(n-1)}. \quad (\text{A.78})$$

У добутку (А.78) діагональні елементи визначників $(n-k)$ -го порядку розраховують за допомогою рекурентного співвідношення від $k = 1$ до $k = n - 1$:

$$a_{ij}^{(k)} = a_{ij}^{(k-1)} - \frac{a_{ik}^{(k-1)} a_{kj}^{(k-1)}}{a_{kk}^{(k-1)}}, \quad (i, j = k + 1, \dots, n). \quad (\text{А.79})$$

Елементи $a_{ij}^{(0)}$ (при $k = 1$) використовують як елементи вихідного визначника $[a_{ij}]$.

Другий в'язкісний віріальний коефіцієнт B_μ у виразі (А.67) розраховують за формулою:

$$B_\mu = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j B_{\mu ij}. \quad (\text{А.80})$$

Для всіх випадків, крім чистої водяної пари, $B_{\mu ij}$ обчислюють за формулою:

$$B_{\mu ij} = \sigma_{ij}^3 \sum_{l=1}^7 b_l T_{rij}^{-0,5 \cdot m_l}. \quad (\text{А.81})$$

Для чистої водяної пари $B_{\mu \text{H}_2\text{O}}$ обчислюють аналогічно (А.81), але з використанням інших коефіцієнтів:

$$B_{\mu \text{H}_2\text{O}} = \sigma_{\text{H}_2\text{O}}^3 \sum_{l=1}^4 b_{wl} T_{r\text{H}_2\text{O}}^{-0,5 \cdot m_{wl}}. \quad (\text{А.82})$$

Третій в'язкісний віріальний коефіцієнт C_μ в (А.67) розраховують за формулою:

$$C_\mu = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N x_i x_j x_k C_{\mu ijk}. \quad (\text{А.83})$$

Для всіх випадків, крім чистої водяної пари, $C_{\mu ijk}$ розраховують за формулою:

$$C_{\mu ijk} = \sigma_{ijk}^6 \sum_{l=1}^8 c_l T_{rijk}^{-0,5 \cdot n_l}. \quad (\text{А.84})$$

Для чистої водяної пари $C_{\mu \text{H}_2\text{O}}$ розраховують аналогічно (А.84), але з використанням інших коефіцієнтів:

$$C_{\mu \text{H}_2\text{O}} = \sigma_{\text{H}_2\text{O}}^6 \sum_{l=1}^2 c_{wl} T_{r\text{H}_2\text{O}}^{-0,5 \cdot n_{wl}}, \quad (\text{А.85})$$

де потенційні параметри σ_{ijk} і $(\epsilon/k)_{ijk}$ в (А.84) розраховують за наступними правилами комбінування:

$$\sigma_{ijk} = (\sigma_{ij} \cdot \sigma_{ik} \cdot \sigma_{jk})^{1/3}, \quad (\text{A.86})$$

$$(\varepsilon/k)_{ijk} = [(\varepsilon/k)_{ij} \cdot (\varepsilon/k)_{ik} \cdot (\varepsilon/k)_{jk}]^{1/3}. \quad (\text{A.87})$$

Коефіцієнти $\{b_l\}$, $\{b_{wl}\}$ і $\{c_l\}$, $\{c_{wl}\}$, а також показники ступенів $\{m_l\}$, $\{m_{wl}\}$, $\{n_l\}$, $\{n_{wl}\}$, наведено в Таблицях А.8 і А.9.

А.9 Таблиці, що застосовуються в алгоритмі

Таблиця А.1

Значення коефіцієнтів $\{b_j\}$, $\{r_j\}$, $\{t_j\}$, $\{g_j\}$, $\{l_j\}$, $\{\alpha_j\}$, $\{\beta_j\}$, $\{\varepsilon_j\}$ і $\{\gamma_j\}$

для рівняння стану

j	b_j	r_j	t_j	g_j	l_j	α_j	β_j	ε_j	γ_j
1	$0.04367901028 \cdot 10^0$	1	-0.5	0	0				
2	$0.6709236199 \cdot 10^0$	1	0.5	0	0				
3	$-1.765577859 \cdot 10^0$	1	1	0	0				
4	$0.8582330241 \cdot 10^0$	2	0.5	0	0				
5	$-1.206513052 \cdot 10^0$	2	1	0	0				
6	$0.512046722 \cdot 10^0$	2	1.5	0	0				
7	$-4.000010791 \cdot 10^{-4}$	2	4.5	0	0				
8	$-0.01247842423 \cdot 10^0$	3	0	0	0				
9	$0.03100269701 \cdot 10^0$	4	1	0	0				
10	$1.754748522 \cdot 10^{-3}$	4	3	0	0				
11	$-3.171921605 \cdot 10^{-6}$	8	1	0	0				
12	$-2.24034684 \cdot 10^{-6}$	9	3	0	0				
13	$2.947056156 \cdot 10^{-7}$	10	3	0	0				
14	$0.1830487909 \cdot 10^0$	1	0	-1	1				
15	$0.1511883679 \cdot 10^0$	1	1	-1	1				
16	$-0.4289363877 \cdot 10^0$	1	2	-1	1				
17	$0.06894002446 \cdot 10^0$	2	0	-1	1				
18	$-0.01408313996 \cdot 10^0$	4	0	-1	1				
19	$-0.0306305483 \cdot 10^0$	5	2	-1	1				
20	$-0.02969906708 \cdot 10^0$	6	2	-1	1				
21	$-0.01932040831 \cdot 10^0$	1	5	-1	2				
22	$-0.1105739959 \cdot 10^0$	2	5	-1	2				
23	$0.09952548995 \cdot 10^0$	3	5	-1	2				
24	$8.548437825 \cdot 10^{-3}$	4	2	-1	2				
25	$-0.06150555662 \cdot 10^0$	4	4	-1	2				
26	$-0.04291792423 \cdot 10^0$	3	12	-1	3				
27	$-0.0181320729 \cdot 10^0$	5	8	-1	3				
28	$0.0344590476 \cdot 10^0$	8	10	-1	3				
29	$-2.38591945 \cdot 10^{-3}$	8	10	-1	3				

30	$-0.01159094939 \cdot 10^0$	2	10	-1	4				
31	$0.06641693602 \cdot 10^0$	3	14	-1	4				
32	$-0.0237154959 \cdot 10^0$	4	12	-1	4				
33	$-0.03961624905 \cdot 10^0$	4	18	-1	4				
34	$-0,01387292044 \cdot 10^0$	4	22	-1	4				
35	$0.03389489599 \cdot 10^0$	5	18	-1	4				
36	$-2.927378753 \cdot 10^{-3}$	6	14	-1	4				
37	$9.324799946 \cdot 10^{-5}$	2	2			-20	-200	1	1.07
38	$-6.287171518 \cdot 10^0$	0	0			-40	-250	1	1.11
39	$12.71069467 \cdot 10^0$	0	1			-40	-250	1	1.11
40	$-6.423953466 \cdot 10^0$	0	2			-40	-250	1	1.11

Таблиця А.2

Значення коефіцієнтів $\{a_{ik}\}$ для параметрів афінних перетворень

i	δ_i	a_{ik} для компонента k				
		Метан	Етан	Пропан	і-Бутан	п-Бутан
1	1	0	0.02456077	0.07136654	0.04262930	0.03934594
2	1	0	-0.03165762	-0.06174131	-0.04605458	-0.04131773
3	0	0	0.03564686	0.04038523	0.05996364	0.06069281
4	1	0	-0.001375345	0.004842747	-0.004794906	-0.01115159
5	0	0	-0.008945883	-0.02154781	-0.01092240	-0.006890598
6	1	0	0.07307668	0.1067543	0.1420716	0.1559718

Таблиця А.2 (Продовження)

i	δ_i	a_{ik} для компонента k				
		і-Пентан	п-Пентан	Гексан	Гептан	Кисень
1	1	0.03124069	0.01792795	0.004935177	0.05454612	0.01532148
2	1	-0.01969977	-0.01888598	-0.009173505	-0.04761098	-0.01574971
3	0	0.02665646	0.09965198	0.03414393	0.02013432	-0.004586805
4	1	-0.01777108	-0.02280011	-0.03832721	-0.02961158	0.007216899
5	0	0.0000000	0.002916440	0.01507947	-0.001586834	-0.007431432
6	1	0.1909737	0.2098695	0.2772469	0.2853771	0.003456577

Таблиця А.2 (Продовження)

i	δ_i	a_{ik} для компонента k				
		Азот	Двоокис вуглецю	Вода	Сірководень	
1	1	0.007986618	0.03439584	0.4379564	-0.008432164	
2	1	-0.004883496	-0.03461522	0.1511072	0.01823556	
3	0	0.01680903	0.003553421	-1.086384	-0.1252620	
4	1	0.008516472	-0.01170489	0.05382887	-0.004373534	
5	0	-0.005169956	-0.004313793	0.07498545	0.006963388	
6	1	0.02528444	0.1537664	-0.007743396	0.01432127	

Таблиця А.3.

Значення факторів Пітцера, критичних параметрів і молекулярних мас для основних компонентів нафтового газу

Компонент	Ω	ρ_c , кг/м ³	T_c , К	M , кг/кмоль
Метан	0.008	162.66	190.564	16.0428
Етан	0.098	204.46	305.33	30.0694
Пропан	0.152	220.49	369.85	44.098
i-Бутан	0.176	224.36	407.85	58.125
n-Бутан	0.193	227.85	425.16	58.125
i-Пентан	0.227	236.0	460.39	72.1503
n-Пентан	0.251	232.0	469.65	72.1503
Гексан	0.296	233.6	507.85	86.172
Гептан	0.351	235.0	540.16	100.198
Кисень	0.021	436.2	154.581	31.9988
Азот	0.040	313.1	126.2	28.0134
Двоокис вуглецю	0.225	468.0	304.2	44.009
Вода	0.344	322.0	647.096	18.015268
Сірководень	0.100	347.616	373.4	34.08

Таблиця А.4.

Значення параметрів бінарної взаємодії для основних компонентів нафтового газу

Компонент k	Компонент l	Константи $\{\alpha_{kl}\}$	Константи $\{\beta_{kl}\}$
Метан	Етан	1,020806	0.9994621
	Пропан	1.076958	0.9753664
	i-Бутан	1.296998	0.9114115
	n-Бутан	1.103734	0.9491476
	n-Пентан	1.000000	0.9358438
	Азот	1.015800	0.9756714
	Двоокис вуглецю	1.017094	0.9690212
	Вода	0.1739601	2.232500
Етан	Азот	1.051319	0.9899678
	Двоокис вуглецю	0.8174294	0.9685934
	Вода	0.8849272	0.6847481
Пропан	Азот	1.096760	0.9527788
	Вода	0.7154410	0.6199581
n-Бутан	Азот	1.137230	0.9325496
	Вода	1.000000	0.5961099
Азот	Двоокис вуглецю	0.9966382	1.087326
	Вода	1.641668	0.6112308
Двоокис вуглецю	Вода	1.027601	0.8875383
Вода	Сірководень	1.465175	0.8098737

Таблиця А.5.

Коефіцієнти рівняння (27) для розрахунку ізобарної теплоємності компонентів нафтового газу в ідеально-газовому стані.

Компонент	a_{0i}	b_{0i}	c_{0i}	d_{0i}
Метан	4.97129	-1.10031	0.361499	-0.0229506
Етан	4.91274	-1.06517	0.699197	-0.0619304
Пропан	5.04127	-0.579123	0.887406	-0.0879485
і-Бутан	5.82164	-0.319708	1.07874	-0.106856
п-Бутан	7.76182	-1.40260	1.30999	-0.127124
і-Пентан	1.99901	3.94626	0.126107	-0.0221053
п-Пентан	11.6125	-3.75847	2.21612	-0.214029
Гексан	11.1245	-2.49431	2.18276	-0.222068
Гептан	14.3496	-3.70877	2.60119	-0.246928
Кисень	3.61401521	-0.117420196	0.0320647785	-0.000568018434
Азот	3.45951	0.0521590	-0.0221115	0.00318013
Двоокис вуглецю	2.82429	0.424744	0.0814001	-0.0133579
Вода	4.08432381	-0.07772672	0.0193248385	0.000594835404
Сірководень	4.23753	-0.299826	0.113673	-0.00898372

Таблиця А.6.

Коефіцієнти $\{b_{2l}\}$, $\{b_{2wl}\}$ і $\{b_{1l}\}$ для розрахунку значень $\Omega^{(2,2)*}$ і $\Omega^{(1,1)*}$

l	b_{2l}	b_{2wl}	b_{1l}
0	.420510042E+00	.158866711E+01	.371707812E+00
1	.212332473E+01	-.193914596E+01	.179834639E+01
2	-.406932031E+01	.213297058E+01	-.250311805E+01
3	.503187618E+01	0.E0	0.E0
4	-.199158509E+01	0.E0	.914312065 E+01
5	0.E0	0.E0	-1.63545896E+02
6	0.E0	-.434158698E-01	.147131276E+02
7	.961678443E-01	0.E0	-.763627031 E+01
8	-.238535616E-01	0.E0	.216650266E+01
9	0.E0	-.168287818E-02	-.259560601E+00

Таблиця А.7.

Параметри потенціала Леннарда-Джонса (для води – параметри потенціала 12 – 6 – 3) для розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості

Компонент	σ , А	(ε/k) , К
Метан	3.829	127.5
Етан	4.559	189.4
Пропан	5.242	216.2
i-Бутан	5.825	208.3
n-Бутан	5.911	201.7
i-Пентан	6.089	260.4
n-Пентан	6.078	283.3
Гексан	6.396	318.9
Гептан	6.312	459.6
Кисень	3.423	113.2
Азот	3.628	99.55
Двоокис вуглецю	3.894	214.4
Вода	2.52	775.0
Сірководень	3.795	301.9

Таблиця А.8.

Коефіцієнти $\{b_l\}$ і $\{c_l\}$ для розрахунку значень $B_{\mu ij}$ і $C_{\mu jk}$

l	m_l	b_l	n_l	c_l
1	1	-.189415951E+01	1	.912701647E+00
2	2	.831382559E+01	2	.177590070E+02
3	4	-.259235125E+02	3	-.919128935E+02
4	5	.664628541E+02	4	.218097949E+03
5	6	-.913406318E+02	5	-.263737998E+03
6	7	.609183272E+02	6	.160408943 E+03
7	8	-.166615964E+02	7	-.392749566E+02
8			10	.342967926E+00

Таблиця А.9.

Коефіцієнти $\{b_{wl}\}$ і $\{c_{wl}\}$ для розрахунку значень $B_{\mu H2O}$ і $C_{\mu H2O}$

l	m_{wl}	b_{wl}	n_{wl}	c_{wl}
1	1	.975830042E+01	-4	.115489937E+02
2	2	-.825073471E+01	-10	.983040876E+01
3	9	-.125237500E+01		
4	10	.399273947E+00		

Таблиця А.10.

Коефіцієнти і показники степенів для розрахунку функцій G_{H_2O} (вода або лід)

Вода				Лід			
i	b_{wi}	n_{wi}	t_{wi}	i	b_{ici}	n_{ici}	t_{ici}
1	0.101922425E+01	0	-5	1	0.127880562E+01	0	-4
2	-0.310326124E+01	0	-4	2	-0.762694415 E+01	0	-3
3	0.123419876E+02	0	-2	3	0.181705725E+02	0	-2
4	-0.260275651E+01	0	1	4	-0.429417891E+01	0	1
5	0.565590860E+00	0	2	5	0.692643325E+00	0	2
6	-0.434051756E-01	1	-5	6	-0.126863141E+00	1	-1
7	-0.115556742E+00	1	-3	7	-0.285777374E-02	1	1
8	-0.283238457E+00	1	-1				
9	0.106049 110E+00	1	0				
10	-0.138505937E-01	1	2				
11	0.176204217E-03	2	2				

Таблиця А.11.

Коефіцієнти і показники степенів для розрахунку тиску водяних парів на кривих сублімації і кипіння

j	$T < 273.16 \text{ K}$	$T \geq 273.16 \text{ K}$	
	c_j	r_j	b_j
1	-0.58653696e4	2	-7.85951783
2	0.2224103300e2	3	1.84408259
3	0.13749042e-1	6	-11.7866497
4	-0.34031775e-4	7	22.6807411
5	0.26967687e-7	8	-15.9618719
6	0.6918651	15	1.80122502

Додаток Б

Текст програми написаної в середовищі *MATLAB* для розрахунку коефіцієнтів
апроксимації рівняння (3.32)

Б.1. Функція перевірки апроксимації

```

%-----ПЕРЕВІРКА АПРОКСИМАЦІЇ-----

clear

clc

gggg = 0;

for g = 1 : 1,

    for gg = 1 : 1,

        for ggg = 1 : 1,

            gggg = gggg+1;

%=====

Ns = [8 9 10 18 16 23 11 24 19 12 13 21 6 22 20];

ro_st = [0.8085 0.8411 0.8636 0.8764 0.8818 0.8902 0.9090
0.9153 0.9263 0.9372 0.9524 0.9780 0.9959
0.9998 1.0282];

T = [260 : 5 : 350]; % К

p = [0.1 : 0.1 : 3]; % МПа

[pa,раа,рааа] = aprox_ro_ng_tau_28_10_10(3,5,1,Ns,ro_st) % задаєм порядок
апроксимації по температурі, тиску і густині

fid = fopen('data_Koef_apr.m','r');

[Ka_k,count] = fread(fid,inf,'double');

status = fclose(fid);

% Формування тримірної масиви коефіцієнтів апроксимації

Ka = zeros(pa+1,раа+1,рааа+1);

```

```

n = 1;
nn = 1;
nnn = 1;
for i = 1 : ((pa+1)*(paa+1)*(paaa+1)),
    Ka(n,nn,nnn) = Ka_k(i);
    if n == (pa+1),
        if nn == (paa+1),
            nn = 0;
            nnn = nnn + 1;
        end
        n = 0;
        nn = nn + 1;
    end
    n = n + 1;
end

```

```
end
```

```
%////////////////////////////////////
```

%Значення факторів Пітцера, критчних параметрів і молекулярних мас для основних компонентів нафтового газу

%	Metan	etan	propan	i-butan	n-butan	i-pentan	n-pentan
heksan	heptan	kuslorod	azot	dvyxokuhl	serovodorod		

Omi= [0.008	0.098	0.152	0.176	0.193	0.227	0.251	0.296
0.351	0.021	0.040	0.225	0.1];		

roc=[162.66	204.46	220.49	224.36	227.85	236.0	232.0	233.6
235.0	436.2	313.1	468.0	347.616];	% кг/м3		

Tc= [190.564	305.33	369.85	407.85	425.16	460.39	469.65	
507.85	540.16	154.581	126.2	304.2	373.4];		

pc=[45.96	48.839	42.5	36.48	37.96	33.81	33.69	29.61
27.28	50.32	33.85	73.56	89.12]./10;	% МПа		

```
M= [ 16.0428 30.0694 44.098 58.125 58.125 72.1503 72.1503
86.172 100.198 31.9988 28.0134 44.009 34.08]; % кг/кмоль
```

```
R = 8.31451;
```

```
fp = [ 'o' 'd' 'v' 's' '<' 'p' '^' 'h' '>' '+' '*' 'x' '.']; % 13 штук
```

```
fc = [ 'b' 'g' 'r' 'c' 'm' 'y' 'k']; % 7 штук
```

```
%-----
```

```
sKa = size(Ka);
```

```
pr = p';
```

```
figure(111),grid,hold on, xlabel('nomer symishi'), ylabel('sigma_m_a_xRo, %')
```

```
for ns = 1 : length(Ns),
```

```
    xid = fun_out_xid(Ns(ns));
```

```
    x = xid./100;
```

```
    [Ro_NG,Kap_NG,Mju_NG] = fun_out_Kap_Mju(Ns(ns));
```

```
    Ro = Ro_NG(1:11,5:10);
```

```
    clear Ro_NG;
```

```
    Ro_NG = Ro;
```

```
    suma_Xi = sum(x);
```

```
    Tpk = sum(x.*Tc); % псевдокритична температура суміші
```

```
    Mpk = sum(x.*M); % псевдокритична молярна маса суміші
```

```
    Zc = pc.*M./roc./R./Tc.*1000; % критичний фактор стискуваності для
кожного компонента
```

```
    ppk = R*Tpk*sum(x.*Zc)/sum(x.*M./roc)/1000;
```

```
    tau = T' ./ Tpk; % приведена температура
```

```
    ppr = p'./ ppk; % приведенний тиск
```

```
    ro_pk = 0;
```

```
    for i = 1:length(x),
```

```
        for j = 1:length(x),
```



```

v_ij = (((M(i)/roc(i))^(1/3)+(M(j)/roc(j))^(1/3))/2)^3;
ro_pk = ro_pk + x(i)*x(j)*v_ij;
end
end
ro_pk = Mpk / ro_pk;          % псевдокритична густина суміші
ropk(ns) = ro_pk;
om_NG_st = ro_st(ns) / ro_pk*100;  % приведена густина при стандартних
умовах
om_NG = Ro_NG / ro_pk;  % приведена густина

for i = 1 : sKa(1),
    for j = 1 : sKa(2),
        a_r(i,j) = polyval(Ka(i,j,:),om_NG_st);
    end
end

for i = 1 : length(T),
    for j = 1 : length(p),
        for m = 1 : sKa(1) ,
            K_r(m) = polyval(a_r(m,:),ppr(j));
        end
        om = polyval(K_r,tau(i));
        Ro_NG_r(i,j) = om * ro_pk;
    end
end
end

```

```

sigma_max_Ro(ns) = max(max((100.*(Ro_NG_r-Ro_NG)./Ro_NG))); %
максимальна похибка в %

% figure(Ns(ns)),plot(T,Ro_NG,'ro',T,Ro_NG_r,'b'), grid, xlabel('T, K'),
ylabel('Ro, kg/m^3');

figure(111),plot(Ns(ns),sigma_max_Ro(ns),'b*');

end

%=====

sigma_ALL(gggg,:) = sigma_max_Ro;
index(gggg,:) = [g gg ggg];

end

end

end

[c,r]=size(sigma_ALL);
for i = 1 : c,
    sigma_ALL_max_c(i) = max(abs(sigma_ALL(i,:)));
end

[sig,ind] = min(sigma_ALL_max_c);
index(ind,:)

% pause, close all

```

Б.2. Функція апроксимації

```

function [pa,paа,пааа] = aprox_ro_ng_tau_28_10_10(pa,paа,пааа,Ns,ro_st),

% clear

% clc

```

%Значення факторів Пітцера, критчних параметрів і молекулярних мас для основних компонентів нафтового газу

% heksan	Metan heptan	etan kuslorod	propan azot	i-butan dvyxokyhl	n-butan	i-pentan serovodorod	n-pentan
Omi= [0.008 0.351	0.098 0.021	0.152 0.040	0.176 0.225	0.193 0.1	0.227	0.251	0.296
roc=[162.66 235.0	204.46 436.2	220.49 313.1	224.36 468.0	227.85 347.616]	236.0	232.0	233.6
Tc= [190.564 507.85	305.33 540.16	369.85 154.581	407.85 126.2	425.16 304.2	460.39 373.4]		469.65
M= [16.0428 86.172	30.0694 100.198	44.098 31.9988	58.125 28.0134	58.125 44.009	72.1503 34.08]	72.1503	72.1503
pc =[4.5988 2.74	4.88 5.043	4.25 3.39	3.648 7.386	3.784 8.94]	3.381	3.364	3.03

R = 8.31451;

fp = ['o' 'd' 'v' 's' '<' 'p' '^' 'h' '>' '+' '*' 'x' '.']; % 13 штук

fc = ['b' 'g' 'r' 'c' 'm' 'y' 'k']; % 7 штук

%-----

T = [260 : 5 : 310]; % K

p = [0.5 : 0.1 : 1]; % МПа

%-----

%===== 1 =====

% pa = 3; % порядок функції апроксимації

K = zeros(length(p),pa+1,length(Ns));

for ns = 1 : length(Ns),

 xid = fun_out_xid(Ns(ns));

 x = xid./100;

 [Ro_NG,Каp_NG,Mju_NG] = fun_out_Каp_Mju(Ns(ns));

```

Ro = Ro_NG(1:11,5:10);

clear Ro_NG;

Ro_NG = Ro;

suma_Xi = sum(x);

Tpk = sum(x.*Tc); % псевдокритична температура суміші

Mpk = sum(x.*M); % молярна маса суміші

Zc = pc.*M./roc./R./Tc.*1000; % критичний коефіцієнт стисливості для
кожного компонента

ppk = R*Tpk*sum(x.*Zc)/sum(x.*M./roc)/1000;

tau = T' ./ Tpk; % приведена температура

ppr = p'./ ppk; % приведений тиск

ro_pk = 0;

for i = 1:length(x),
    for j = 1:length(x),
        v_ij = (((M(i)/roc(i))^(1/3)+(M(j)/roc(j))^(1/3))/2)^3;
        ro_pk = ro_pk + x(i)*x(j)*v_ij;
    end
end

ro_pk = Mpk / ro_pk; % псевдокритична густина суміші

om_NG = Ro_NG / ro_pk; % приведена густина

om_NG_st = ro_st / ro_pk*100; % приведена густина при стандартних
умовах

%-----АПРОКСИМАЦІЯ: om = f(tau)-----

for i = 1 : length(p),

```

```

[K(i,:,ns),S] = polyfit(tau,om_NG(:,i),pa);
om_NG_r(:,i) = polyval(K(i,:,ns),tau);
end
Ro_NG_r = om_NG_r .* ro_pk;
sigma_max_Ro(ns) = max(max(abs(100.*(Ro_NG_r-Ro_NG)./Ro_NG))); %
максимальна похибка в %
end
% ---- Графіки залежності коефіцієнтів апроксимації від тиску -----
for ns = 1 : length(Ns),
    for i = 1:(pa+1),
        text = 'Koeff';
        xx = 2;
        yy = ceil((pa+1)/xx);
        % figure(Ns(ns)),subplot(xx,yy,i),plot(p,K(:,i,ns),'ro'), grid, hold on, xlabel('p,
kPa'), ylabel(text)
    end
end

%===== 2 =====
K_r = zeros(length(p),pa+1,length(Ns));
% paa = 7; % порядок функції апроксимації
for ns = 1 : length(Ns),
    %-----АПРОКСИМАЦІЯ: K = f(ppr)-----
    for i = 1 : (pa+1),
        [a(i,:,ns),S] = polyfit(ppr,K(:,i,ns),paa);
        K_r(:,i,ns) = polyval(a(i,:,ns),ppr);
    end
end

```

```
sigma_max_K(ns) = max(max(abs(100.*(K_r(:,i,ns) - K(:,i,ns))./K(:,i,ns) ))); %
максимальна похибка в %
```

```
end
```

```
% ---- Графіки залежності коефіцієнтів апроксимації від тиску -----
```

```
for ns = 1 : length(Ns),
```

```
    for i = 1:(pa+1),
```

```
        % figure(Ns(ns)),subplot(xx,yy,i),plot(p,K_r(:,i,ns),'b')
```

```
    end
```

```
end
```

```
%////////////////////////////////////
```

```
% ---- Графіки залежності коефіцієнтів апроксимації від густини суміші при
стандартних умовах -----
```

```
% K_ij = zeros(1,length(Ns));
```

```
% for i = 1 : length(p),
```

```
    % text = 'Коef';
```

```
    % xx = 2;
```

```
    % yy = ceil((pa+1)/xx);
```

```
    % for j = 1 : (pa+1),
```

```
        % K_ij(:) = K(1,j,:);
```

```
        % figure(i),subplot(xx,yy,j),plot(ro_st,K_ij,'b'),grid, hold on, xlabel('Ro_s_t,
kg/m^3'), ylabel(text)
```

```
    % end
```

```
% end
```

```
%===== 3 =====
```

```
% ---- Графіки залежності коефіцієнтів апроксимації від густини суміші при
стандартних умовах -----
```

```
a_ij = zeros(1,length(Ns));
```

```
for i = 1 : (pa+1),
```

```

text = 'Коef';

xx = 2;

yy = ceil((paa+1)/xx);

for j = 1 : (paa+1),
    a_ij(:) = a(i,j,:);

    %      figure(10*i),subplot(xx,yy,j),plot(ro_st,a_ij,'ro'),grid, hold on, xlabel('Ro_s_t,
kg/m^3'), ylabel(text)

end

end

%-----АПРОКСИМАЦІЯ: a = f(ro_st)-----

% paaa = 6; % порядок функції апроксимації

a_r = zeros((pa+1),(paa+1),length(Ns));

for i = 1 : (pa+1),
    for j = 1 : (paa+1),
        a_ij(:) = a(i,j,:);

        [Ka(i,j,:),S] = polyfit(om_NG_st,a_ij,paaa);

        a_r(i,j,:) = polyval(Ka(i,j,:),om_NG_st);

        sigma_max_a(i,j) = max(max(abs(100.*(a_r(i,j,:) - a(i,j,:))./a(i,j,:))));

    end

end

% ---- Графіки залежності коефіцієнтів апроксимації від густини суміші при
стандартних умовах -----

for i = 1 : (pa+1),
    for j = 1 : (paa+1),
        a_ij(:) = a_r(i,j,:);

    %      figure(10*i),subplot(xx,yy,j),plot(ro_st,a_ij,'b')

end

```

```
end
```

```
% Запис у файл коефіцієнтів
```

```
fid = fopen('data_Koef_apr.m','w+');
```

```
count = fwrite(fid,Ka,'double');
```

```
status = fclose(fid);
```


Додаток В

Текст програми написаної в середовищі *MATLAB* для розрахунку коефіцієнтів апроксимації для рівнянь (3.35), (3.39), (3.40)

В.1. Функція перевірки апроксимації

```
clear
```

```
clc
```

```
%Значення факторів Пітцера, критчних параметрів і молекулярних мас для
основних компонентів нафтового газу
```

```
%      Metan   etan   propan   i-butan   n-butan   i-pentan   n-pentan
heksan   heptan   kuslorod   azot   dvухokyhl   serovodorod
```

```
% Omi= [ 0.008  0.098  0.152  0.176  0.193  0.227  0.251
0.296  0.351  0.021  0.040  0.225  0.1 ];
```

```
% roc=[162.66  204.46  220.49  224.36  227.85  236.0  232.0
233.6  235.0  436.2  313.1  468.0  347.616]; % кг/м3
```

```
% Tc= [190.564  305.33  369.85  407.85  425.16  460.39  469.65
507.85  540.16  154.581  126.2  304.2  373.4];
```

```
% M= [ 16.0428  30.0694  44.098  58.125  58.125  72.1503  72.1503
86.172  100.198  31.9988  28.0134  44.009  34.08]; % кг/кмоль
```

```
% pc =[4.5988  4.88  4.25  3.648  3.784  3.381  3.364  3.03
2.74  5.043  3.39  7.386  8.94]; % МПа
```

```
% R = 8.31451;
```

```
%----- Nomer sumishi -----
```

```
% Ns = [8  9  10  18  16  23  11  24  14  19  12  13  3
21  15  6  22  20  7  1  17  5  4  2];
```

```
Ns = [31];
```

```
if Ns == 2,
```

```
    p = [0.1 : 0.1 : 1]; % МПа
```

```
elseif Ns == 4,
```

```

    p = [0.1 : 0.1 : 1.5]; % МПа
elseif Ns == 5,
    p = [0.1 : 0.1 : 2]; % МПа
else
    p = [0.1 : 0.1 : 3]; % МПа
%   p = [0.5 : 0.1 : 1.5]; % МПа
end

p = [0.3 : 0.1 : 2]; % МПа
pi1 = 1+(10*p(1)-1);
pi2 = 1 + (10*p(length(p))-1);

T = [260 : 5 : 310]; % К
Ti1 = 1+(T(1)-260)/5;
Ti2 = 1 + (T(length(T))-260)/5;

%----- Отримання коефіцієнтів -----

fa = 0; % 0-апроксимація, 1- з файла
if fa == 0,
    %+++++ Провести апроксимацію ++++++
    tol = 1e-1;
    maxp = 5;
    [a] = Aapprox_Ro_NG(Ns,p,T,maxp,tol);
    [pa,paal] = size(a);
    T = T/300;
else
    %+++++ Зчитати з файлу ++++++

```

```

fid = fopen('data_Koef_apr_a_.m','r');
[pa,count] = fread(fid,1,'double');
pa = pa + 1;
[paa,count] = fread(fid,1,'double');
paa = paa + 1;
[a,count] = fread(fid,[pa,paa],'double');
status = fclose(fid);

end

%-----
for ns = 1 : length(Ns),
    [Ro_NG,Kap_NG,Mju_NG] = fun_out_Kap_Mju(Ns(ns));
    Ro = Mju_NG(Ti1:Ti2,pi1:pi2);
    clear Ro_NG;
    Ro_NG = Ro;

    %-----ПЕРЕВІРКА АПРОКСИМАЦІЇ-----
    for i = 1 : length(T),
        for m = 1 : pa,
            Kk(:,m) = polyval(a(m,:),T);
        end
        Ro_NG_a(i,:) = polyval(Kk(i,:),p);
    end

    sigma_max_Ro = max(max(abs(100.*(Ro_NG_a-Ro_NG)./Ro_NG))) %
максимальна похибка в %

end

format long g

```

```

clear Ro_NG_r;

clear Ro_NG;

clear Ro_NG_a;

clear K_r;

clear K;

clear pr;

end

```

В.2. Функція розрахунку коефіцієнтів апроксимації

```
function [a] = aprox_Ro_NG_last(Ns,p,T,maxp,tol),
```

```
clc
```

%Значення факторів Пітцера, критчних параметрів і молекулярних мас для основних компонентів нафтового газу

%	Metan	etan	propan	i-butan	n-butan	i-pentan	n-pentan
heksan	heptan	kuslorod	azot	dvyhokyhl	serovodorod		

% Omi=	[0.008	0.098	0.152	0.176	0.193	0.227	0.251
0.296	0.351	0.021	0.040	0.225	0.1];	

% roc=	[162.66	204.46	220.49	224.36	227.85	236.0	232.0
233.6	235.0	436.2	313.1	468.0	347.616];	% кг/м3	

% Tc=	[190.564	305.33	369.85	407.85	425.16	460.39	469.65
507.85	540.16	154.581	126.2	304.2	373.4];		

% M=	[16.0428	30.0694	44.098	58.125	58.125	72.1503	72.1503
86.172	100.198	31.9988	28.0134	44.009	34.08];	% кг/кмоль	

% pc =	[4.5988	4.88	4.25	3.648	3.784	3.381	3.364	3.03
2.74	5.043	3.39	7.386	8.94];	% МПа			

```
% R = 8.31451;
```

```
% T = [260 : 5 : 350]; % K
```

```
% p = [0.1 : 0.1 : 3]; % МПа
```

```

%----- Nomer sumishi -----
% Ns = [8  9  10  18  16  23  11  24  14  19  12  13  3
 21  15  6  22  20  7  1  17 5 4  2];

% Ns = [36];

% ro_st = 0.9269;

pi1 = 1+(10*p(1)-1);
pi2 = 1 + (10*p(length(p))-1);
Ti1 = 1+(T(1)-260)/5;
Ti2 = 1 + (T(length(T))-260)/5;
T = T/300;

% pa - порядок функції апроксимації по температурі
% paa - порядок функції апроксимації по тиску
ind = 0;
Aa = zeros(maxp+1,maxp+1);
for pa = 1 : maxp,
    for paa = 1 : maxp,
        ind = ind + 1;
        var(:,ind) = [pa paa];
        %-----
        for ns = 1 : length(Ns),
            [Ro_NG,Kap_NG,Mju_NG] = fun_out_Kap_Mju(Ns(ns));
            Ro = Mju_NG(Ti1:Ti2,pi1:pi2);
            clear Ro_NG;
            Ro_NG = Ro;
        end
    end
end

```

```

%=====
%-----АПРОКСИМАЦІЯ: Ro = f(p)-----
clear a;
clear K;
for i = 1 : length(T),
    [K(i,:),S] = polyfit(p,Ro_NG(i,:),pa);
    Ro_NG_r(i,:) = polyval(K(i,:),p);
end

sigma_max_Rop = max(max(abs(100.*(Ro_NG_r-Ro_NG)./Ro_NG))); %
максимальна похибка в %
%-----АПРОКСИМАЦІЯ: K = f(T)-----
for i = 1 : (pa+1),
    [a(i,:),S] = polyfit(T',K(:,i),paa);
    K_r(:,i) = polyval(a(i,:),T');
end

for i = 1 : length(T),
    for m = 1 : (pa+1),
        Kk(:,m) = polyval(a(m,:),T');
    end
    Ro_NG_a(i,:) = polyval(Kk(i,:),p);
end

sigma_max_Ro(ind) = max(max(abs(100.*(Ro_NG_a-
Ro_NG)./Ro_NG))); % максимальна похибка в %

Aa(1:(pa+1),1:(paa+1),ind) = a;
end
end
end

```

```
end
```

```
% Вибираєм ступінь полінома з найменшою похибкою
```

```
j = 1;
```

```
% tol = 5e-3;
```

```
for i = 1 : length(sigma_max_Ro)
```

```
    if (sigma_max_Ro(i)<tol),
```

```
        array_smRo(1,1,j) = sigma_max_Ro(i);
```

```
        array_smRo(1,2,j) = i;
```

```
        j = j + 1;
```

```
    end
```

```
end
```

```
if j>1,
```

```
    [sigma_min,nn]=max(array_smRo(1,1,:));
```

```
    pa = var(1,1,array_smRo(1,2,nn))
```

```
    paa = var(1,2,array_smRo(1,2,nn))
```

```
% Записуєм коефіцієнти оптимального полінома в зінну a
```

```
clear a;
```

```
a = Aa(1:(pa+1),1:(paa+1),array_smRo(1,2,nn));
```

```
    j
```

```
end
```

```
if j==1,
```

```
    [sigma_min,nn] = min(sigma_max_Ro);
```

```
    pa = var(1,1,nn)
```

```
    paa = var(1,2,nn)
```

```
clear a;

a = Aa(1:(pa+1),1:(paa+1),nn);

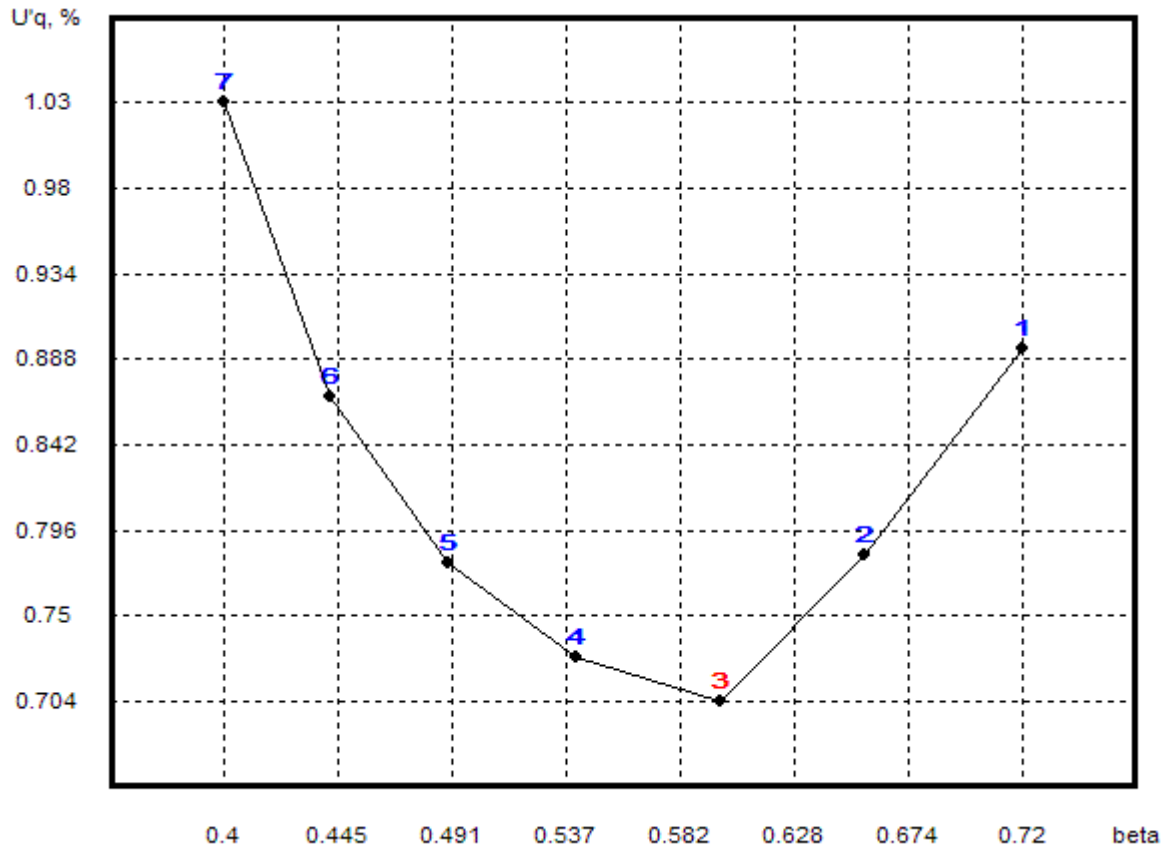
j
end

% Запис у файл коефіцієнтів
fid = fopen('data_Koef_apr_a_.m','w+');
count = fwrite(fid,pa,'double');
count = fwrite(fid,paa,'double');
count = fwrite(fid,a,'double');
status = fclose(fid);
```


Додаток Г

Приклад розрахунку параметрів витратоміра супутнього нафтового газу, який забезпечує мінімальну невизначеність результату вимірювання витрати

Відносна розширена невизначеність результату вимірювання витрати середовища як функція відносного діаметра звужувального пристрою



№	β	$\Delta p,$ кПа	$d_{20},$ мм	$U'q,$ %
1	0.71958	10	71.962	0.894
2	0.65644	16	65.648	0.782
3	0.59861	25	59.864	0.704
4	0.54097	40	54.1	0.728
5	0.48946	63	48.949	0.778
6	0.44205	100	44.207	0.868
7	0.39962	160	39.964	1.026

Додаток Д

Розрахунки витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу

Д.1. Протокол розрахунку витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу з таблиці 5.2 для день 1.

САПР "Расход-РУ" версія 2.0
(S/N: 0
контрольна сума: 6797871b4b9682de7740ee51ec8d6a34)
Розробник:
ЗАТ "Інститут енергоаудиту і обліку енергоносіїв"
www.ieoe.com.ua

Атестована Укрметрестстандартом
Держспоживстандарту України
Свідоцтво про атестацію
№ 39.0453.10 від 09.07.2010

ВИТРАТОМІР

змінного перепаду тиску зі стандартним звужувальним пристроєм

Протокол розрахунку

(розрахунок параметрів витратоміра за заданими характеристиками звужувального пристрою і вимірювального трубопроводу)

Реєстраційний номер розрахунку - Суміш №1

Місце встановлення витратоміра - НГВУ «Бориславнафтогаз», ВКС-2

Ідентифікатор - 336

**Розрахунок виконаний відповідно до Національного стандарту України
ДСТУ ГОСТ 8.586.(1,2,3,4,5):2009 (ІСО 5167-(1,2,3,4):2003)
Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу
із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв
(введений в дію з 01 квітня 2010 наказом Держспоживстандарту України
№ 486 від 30.12.2009)**

1 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕРЕДОВИЩА

(Ідентифікатор 336)		
1.1	Тип середовища	вологий нафтовий газ
1.2	Тиск абсолютний	МПа 0.7
1.3	Максимальне значення тиску	МПа 1
1.4	Мінімальне значення тиску	МПа 0.5
1.5	Температура	°С 10
1.6	Максимальне значення температури	°С 30
1.7	Мінімальне значення температури	°С -10
1.8	Молярна частка метану у вологому нафтовому газі	% 47.92
1.9	Молярна частка етану у вологому	% 2.92

1.10	нафтовому газі Молярна частка пропану у вологому нафтовому газі	%	0.98
1.11	нафтовому газі Молярна частка і-бутану у вологому нафтовому газі	%	0.35
1.12	нафтовому газі Молярна частка н-бутану у вологому нафтовому газі	%	0.3
1.13	нафтовому газі Молярна частка і-пентану у вологому нафтовому газі	%	0.06
1.14	нафтовому газі Молярна частка н-пентану у вологому нафтовому газі	%	0.03
1.15	нафтовому газі Молярна частка кисню у вологому нафтовому газі	%	9.9
1.16	нафтовому газі Молярна частка азоту у вологому нафтовому газі	%	36.93
1.17	нафтовому газі Молярна частка діоксиду вуглецю у вологому нафтовому газі	%	0.61
* 1.18	нафтовому газі Густина сухої частини вологого нафтового газу за стандартних умов	кг/м ³	0.9666
* 1.19	нафтовому газі Густина вологого нафтового газу в робочих умовах	кг/м ³	6.9752
* 1.20	нафтовому газі Густина сухої частини вологого нафтового газу в робочих умовах	кг/м ³	6.9752
* 1.21	нафтовому газі Динамічна в'язкість вологого нафтового газу в робочих умовах	Па*с	1.3939*10 ⁻⁵
* 1.22	нафтовому газі Показник адіабати вологого нафтового газу в робочих умовах		1.334

2 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗВУЖУВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ

(Ідентифікатор 336)

2.1	Тип звужувального пристрою (ЗП)		діафрагма з кутовим способом відбору тиску
2.2	Діаметр отвору ЗП при температурі 20 °С	мм	59.864
2.3	Матеріал ЗП		ст.12Х18Н10Т
* 2.4	Постійний коефіцієнт a_0 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С	16.206
* 2.5	Постійний коефіцієнт a_1 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С ²	6.571
* 2.6	Постійний коефіцієнт a_2 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С ³	0
* 2.7	Коефіцієнт, який враховує зміну діаметра отвору ЗП, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С		0.99984
* 2.8	Діаметр отвору ЗП при робочій температурі середовища	мм	59.854
* 2.9	Ексцентриситет ЗП	мм	0
* 2.10	Максимальне допустиме значення ексцентриситету ЗП	мм	1.265
* 2.11	Максимальна допустима товщина диска діафрагми	мм	5
* 2.12	Рекомендована товщина диска діафрагми	мм	3
* 2.13	Мінімальна допустима товщина диска	мм	2

	діафрагми		
* 2.14	Зовнішній діаметр діафрагми	мм	135
* 2.15	Кут нахилу твірної конуса до осі отвору діафрагми	°	45±15
* 2.16	Довжина циліндричної частини отвору діафрагми	мм	від 0.5 до 2
* 2.17	Відносний діаметр отвору ЗП		0.59861
* 2.18	Максимальне допустиме значення числа Рейнольдса		100000000
* 2.19	Мінімальне допустиме значення числа Рейнольдса		5733
* 2.20	Коефіцієнт витікання при числі Рейнольдса, який відповідає максимальній витраті		0.60543
* 2.21	Коефіцієнт швидкості входу		1.0711
2.22	Спосіб визначення початкового радіуса вхідного канта діафрагми		оцінюється візуально
* 2.23	Початковий радіус вхідного канта діафрагми	мм	0.04
* 2.24	Відносна розширена невизначеність початкового радіуса вхідного канта діафрагми	%	50
2.25	Поточний час експлуатації діафрагми з моменту визначення значення початкового радіуса вхідного канта діафрагми	в роках	0.001
* 2.26	Поправковий коефіцієнт, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми, розрахований за поточним значенням радіуса вхідного канта діафрагми		1.0024
* 2.27	Поправковий коефіцієнт, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ		1.0051
* 2.28	Коефіцієнт розширення середовища		0.98927

3 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

(Ідентифікатор 336)

3.1	Внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу (ВТ) на вході ЗП при температурі 20 °С	мм	100
* 3.2	Внутрішній діаметр ВТ на вході ЗП при робочій температурі середовища	мм	99.989
3.3	Еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні ВТ	мм	0.15
* 3.4	Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості внутрішньої поверхні ВТ	мм	0.048
3.5	Відносна розширена невизначеність еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні ВТ	%	33
3.6	Матеріал ВТ		ст.20
* 3.7	Постійний коефіцієнт a_0 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ	1/°С	11.1
* 3.8	Постійний коефіцієнт a_1 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ	1/°С ²	7.7
* 3.9	Постійний коефіцієнт a_2 , який застосовується для розрахунку	1/°С ³	-3.4

	температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ		
* 3.10	Коефіцієнт, який враховує зміну діаметра трубопроводу, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С		0.99989

4 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЯМОЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК І ОСНАЩЕННЯ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

(Ідентифікатор 336)

4.1	Перший МО до ЗП		90° коліно
* 4.2	Відстань між першим МО та ЗП	м	4.2
4.3	Другий МО до ЗП		відсутній
* 4.4	Відстань між ЗП і МО або найближчою границею розширювача, розміщених після ЗП	м	0.701

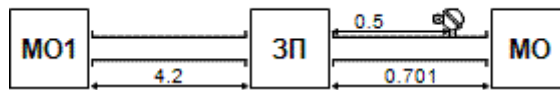


Рисунок 1 Схема вимірювальної ділянки трубопроводу

4.5	Уступи або різниця значень діаметра між суміжними секціями ВТ		відсутні
-----	---	--	----------

5 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП

(Ідентифікатор 336)

5.1	Модель основного ППТ		Honeywell STD924
5.2	Верхня границя вимірювань основного ППТ	кПа	25
5.3	Зведена основна похибка ППТ	%	0.075
5.4	Функція перетворення ППТ		лінійна

6 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТИСКУ

(Ідентифікатор 336)

6.1	Модель перетворювача тиску		ППС.2-РА
6.2	Верхня границя вимірювань тиску	МПа	1
6.3	Зведена основна похибка перетворювача тиску	%	0.15

7 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ

(Ідентифікатор 336)

7.1	Модель ПТ		ППС.2-Т
7.2	Верхня границя вимірювань температури	°С	60
7.3	Нижня границя вимірювань температури	°С	-40
7.4	Максимальна абсолютна похибка ПТ в заданому діапазоні температур	°С	0.5
* 7.5	Діапазон шкали вимірювань	°С	100
7.6	Зовнішній діаметр ПТ або його захисної гільзи (за її наявності)	мм	10
7.7	Місце встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності)		після звужувального пристрою
* 7.8	Відстань між ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) і ЗП	м	0.5

8 КОМПЛЕКСНІ ПАРАМЕТРИ ВИТРАТОМІРА ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА

(Ідентифікатор 336)

8.1	Конфігурація витратоміра змінного перепаду тиску		з обчислювачем витрати і кількості середовища ОВК-ПГ
8.2	Модель обчислювача витрати і кількості середовища		
* 8.3	Максимальна витрата нафтового газу	м ³ /год (за с.у.)	4000.0
* 8.4	Мінімальна витрата нафтового газу	м ³ /год (за с.у.)	353.22
* 8.5	Втрата тиску на ЗП при максимальній витраті середовища	кПа	15.718
* 8.6	Число Рейнольдса при максимальній витраті середовища		981118
* 8.7	Число Рейнольдса при мінімальній витраті середовища		86638

9 ВІДНОСНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ВИТРАТИ ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА І ДІАПАЗОНІ ЗНАЧЕНЬ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП, ПРИ ЯКИХ ВІДНОСНА РОЗШИРЕНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ ЗНАХОДИТЬСЯ В ДОПУСТИМИХ МЕЖАХ

(Ідентифікатор 336)

9.1	Допустима відносна розширена невизначеність результату вимірювання витрати середовища	%	5.00
* 9.2	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта витікання при максимальній витраті середовища з врахуванням додаткових невизначеностей	%	0.25
* 9.2.1	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання при максимальній витраті середовища без врахування додаткових невизначеностей	%	0.50
* 9.2.2	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена скороченням довжин прямолінійних ділянок ВТ	%	0.00
* 9.2.3	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена скороченням відстані між ПТ або ГТ (за її наявності) і ЗП	%	0.00
* 9.2.4	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена зміщенням осі отвору ЗП відносно осі ВТ	%	0.00
* 9.3	Відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ	%	0.08
* 9.4	Відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми	%	0.06
* 9.5	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання внутрішнього діаметра ВТ	%	0.10
* 9.6	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання діаметра отвору ЗП	%	0.02

* 9.7	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення при максимальній витраті середовища з врахуванням додаткових невизначеностей	%	0.05
* 9.7.1	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта розширення при максимальній витраті середовища без врахування додаткових невизначеностей	%	0.09
* 9.8	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання тиску середовища	%	0.11
* 9.9	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання температури середовища	%	0.09
* 9.10	Відносна стандартна невизначеність результату визначення густини середовища	%	0.20
* 9.11	Відносна стандартна невизначеність показника адіабати	%	0.80
9.12	Відносна похибка обчислювача витрати середовища	%	0.01
* 9.13	Відносна розширена невизначеність результатів вимірювань витрати середовища		

Відносна витрата, %	q_c , м ³ /год (за с.у.)	Δp , кПа	Re, l	u'_c , %	$u'_{кш}$, %	$u'_{\Delta p}$, %	u'_ϵ , %	u'_q , %	U'_q , %
100	4000.0	25.000	981118	0.25	0.08	0.04	0.05	0.30	0.60
90	3600.0	20.157	883006	0.25	0.08	0.05	0.04	0.30	0.59
80	3200.0	15.868	784894	0.25	0.08	0.06	0.03	0.30	0.59
70	2800.0	12.103	686782	0.25	0.08	0.08	0.02	0.30	0.59
60	2400.0	8.8652	588671	0.25	0.07	0.11	0.02	0.30	0.59
50	2000.0	6.1394	490559	0.25	0.07	0.15	0.01	0.30	0.60
40	1600.0	3.9189	392447	0.25	0.07	0.24	0.01	0.31	0.62
30	1200.0	2.1990	294335	0.25	0.06	0.43	0.00	0.36	0.71
20	799.99	0.97430	196224	0.25	0.05	0.96	0.00	0.56	1.12
8.83	353.22	0.18871	86638	0.25	0.03	4.97	0.00	2.50	5.00

q_c - витрата середовища;
 Δp - перепад тиску на ЗП;
Re - число Рейнольдса;
 u'_c - відносна стандартна невизначеність коефіцієнта витікання для числа Рейнольдса, розрахованого при максимальній витраті середовища;
 $u'_{кш}$ - відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ;
 $u'_{\Delta p}$ - відносна стандартна невизначеність результату вимірювання перепаду тиску;
 u'_ϵ - відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення;
 u'_q - відносна стандартна невизначеність результату вимірювання витрати середовища;

10 ВІДНОСНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ РЕЗУЛЬТАТУ ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ СЕРЕДОВИЩА ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА І ВЕРХНІЙ ГРАНИЦІ ВИМІРЮВАННЯ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП

(Ідентифікатор 336)

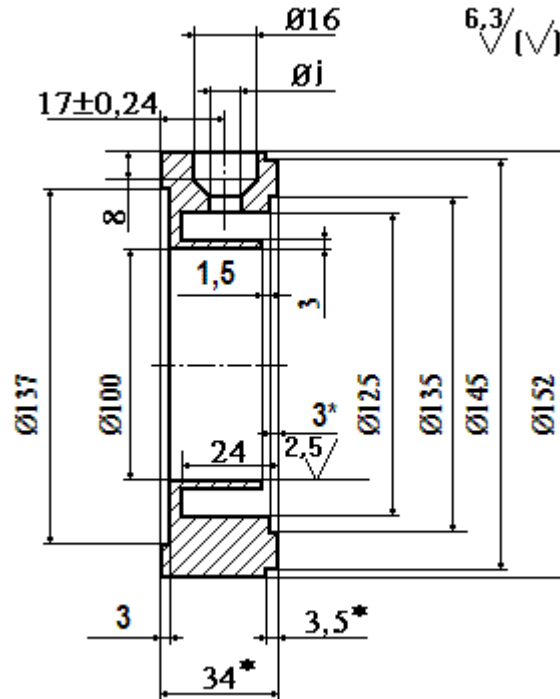
10.1	Відносна стандартна невизначеність результату визначення проміжку часу на протязі якого розраховують кількість середовища	%	0
10.2	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу перепаду тиску в	%	0

	часі		
10.3	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу тиску в часі	%	0
10.4	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу температури в часі	%	0
* 10.5	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання перепаду тиску з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.04
* 10.6	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання тиску середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.11
* 10.7	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання температури середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.09
* 10.8	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання густини середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.20
* 10.9	Відносна стандартна невизначеність показника адіабати з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.80
* 10.10	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.05
* 10.11	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання кількості середовища	%	0.30
* 10.12	Відносна розширена невизначеність результату вимірювання кількості середовища	%	0.60

11 КОНСТРУКЦІЯ І РОЗМІРИ ДІАФРАГМИ З КУТОВИМ СПОСОБОМ ВІДБОРУ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ І КАМЕР УСЕРЕДНЕННЯ

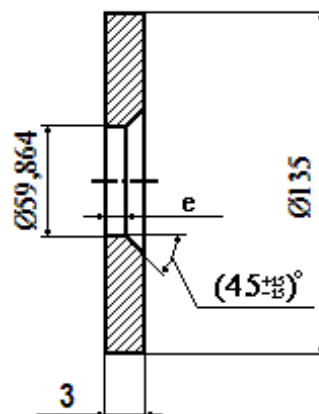
(Ідентифікатор 337)

Конструкція та розміри корпусу плюсової кільцевої камери (рис. 2), діафрагми (рис. 3) та корпусу мінусової кільцевої камери (рис. 4) слід вважати такими, що рекомендуються.



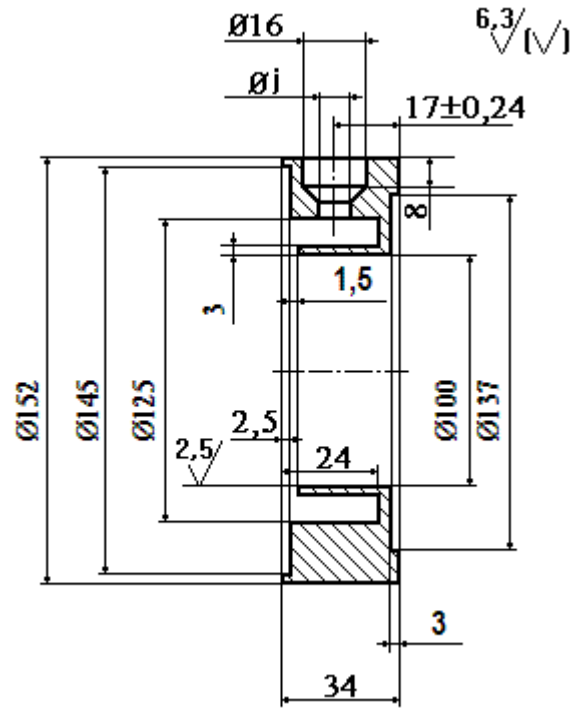
* Розміри після сумісної обробки з діафрагмою не перевіряють
Отвір, призначений для передачі тиску, повинен бути круглого перетину діаметром j в межах від 4 до 10 мм

Рисунок 2 Корпус плюсової кільцевої камери



Товщина диска діафрагми повинна знаходитись в межах від 2 до 5 мм
Довжина циліндричної частини отвору діафрагми e повинна бути в межах від 0.5 до 2 мм
Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості поверхні вхідного торця діафрагми повинно мати значення не більше 0.006 мм в межах кола діаметром 100 мм, концентричного з отвором діафрагми
Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості поверхні вихідного торця діафрагми повинно мати значення не більше 0,1 мм

Рисунок 3 Діафрагма



Отвір, призначений для передачі тиску, повинен бути круглого перетину діаметром j в межах від 4 до 10 мм
 Рисунок 4 Корпус мінусової кільцевої камери

Д.2. Протокол розрахунку витратоміра змінного перепаду тиска для супутнього нафтового газу з таблиці 5.2 для день 7.

САПР "Расход-РУ" версія 2.0
 (S/N: 0
 контрольна сума: 6797871b4b9682de7740ee51ec8d6a34)
 Розробник:
 ЗАТ "Інститут енергоаудиту і обліку енергоносіїв"
 www.ieoe.com.ua

Атестована Укрметрестстандартом
 Держспоживстандарту України
 Свідоцтво про атестацію
 № 39.0453.10 від 09.07.2010

ВИТРАТОМІР

змінного перепаду тиску зі стандартним звужувальним пристроєм

Протокол розрахунку

(розрахунок параметрів витратоміра за заданими характеристиками звужувального пристрою і вимірювального трубопроводу)

Реєстраційний номер розрахунку - Суміш №1

Місце встановлення витратоміра - НГВУ «Бориславнафтогаз», ВКС-2

Ідентифікатор - 338

**Розрахунок виконаний відповідно до Національного стандарту України
 ДСТУ ГОСТ 8.586.(1,2,3,4,5):2009 (ІСО 5167-(1,2,3,4):2003)
 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу
 із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв
 (введений в дію з 01 квітня 2010 наказом Держспоживстандарту України
 № 486 від 30.12.2009)**

1 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕРЕДОВИЩА

(Ідентифікатор 338)

1.1	Тип середовища		вологий нафтовий газ
1.2	Тиск абсолютний	МПа	0.7
1.3	Максимальне значення тиску	МПа	1
1.4	Мінімальне значення тиску	МПа	0.5
1.5	Температура	°C	10
1.6	Максимальне значення температури	°C	30
1.7	Мінімальне значення температури	°C	-10
1.8	Молярна частка метану у вологому нафтовому газі	%	54.32
1.9	Молярна частка етану у вологому нафтовому газі	%	2.53
1.10	Молярна частка пропану у вологому нафтовому газі	%	0.58
1.11	Молярна частка і-бутану у вологому нафтовому газі	%	0.2
1.12	Молярна частка н-бутану у вологому нафтовому газі	%	0.12

1.13	Молярна частка і-пентану у вологому нафтовому газі	%	0.01
1.14	Молярна частка кисню у вологому нафтовому газі	%	8.8
1.15	Молярна частка азоту у вологому нафтовому газі	%	32.99
1.16	Молярна частка діоксиду вуглецю у вологому нафтовому газі	%	0.45
* 1.17	Густина сухої частини вологого нафтового газу за стандартних умов	кг/м ³	0.9232
* 1.18	Густина вологого нафтового газу в робочих умовах	кг/м ³	6.662
* 1.19	Густина сухої частини вологого нафтового газу в робочих умовах	кг/м ³	6.662
* 1.20	Динамічна в'язкість вологого нафтового газу в робочих умовах	Па*с	1.3685*10 ⁻⁵
* 1.21	Показник адіабати вологого нафтового газу в робочих умовах		1.336

2 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗВУЖУВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ

(Ідентифікатор 338)

2.1	Тип звужувального пристрою (ЗП)		діафрагма з кутовим способом відбору тиску
2.2	Діаметр отвору ЗП при температурі 20 °С	мм	59.864
2.3	Матеріал ЗП		ст.12Х18Н10Т
* 2.4	Постійний коефіцієнт a_0 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С	16.206
* 2.5	Постійний коефіцієнт a_1 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С ²	6.571
* 2.6	Постійний коефіцієнт a_2 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ЗП	1/°С ³	0
* 2.7	Коефіцієнт, який враховує зміну діаметра отвору ЗП, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С		0.99984
* 2.8	Діаметр отвору ЗП при робочій температурі середовища	мм	59.854
* 2.9	Ексцентриситет ЗП	мм	0
* 2.10	Максимальне допустиме значення ексцентриситету ЗП	мм	1.265
* 2.11	Максимальна допустима товщина диска діафрагми	мм	5
* 2.12	Рекомендована товщина диска діафрагми	мм	3
* 2.13	Мінімальна допустима товщина диска діафрагми	мм	2
* 2.14	Зовнішній діаметр діафрагми	мм	135
* 2.15	Кут нахилу твірної конуса до осі отвору діафрагми	°	45±15
* 2.16	Довжина циліндричної частини отвору діафрагми	мм	від 0.5 до 2
* 2.17	Відносний діаметр отвору ЗП		0.59861
* 2.18	Максимальне допустиме значення числа Рейнольдса		10000000
* 2.19	Мінімальне допустиме значення числа Рейнольдса		5733
* 2.20	Коефіцієнт витікання при числі Рейнольдса, який відповідає максимальній витраті		0.60543
* 2.21	Коефіцієнт швидкості входу		1.0711

2.22	Спосіб визначення початкового радіуса вхідного канта діафрагми		оцінюється візуально
* 2.23	Початковий радіус вхідного канта діафрагми	мм	0.04
* 2.24	Відносна розширена невизначеність початкового радіуса вхідного канта діафрагми	%	50
2.25	Поточний час експлуатації діафрагми з моменту визначення значення початкового радіуса вхідного канта діафрагми	в роках	0.001
* 2.26	Поправковий коефіцієнт, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми, розрахований за поточним значенням радіуса вхідного канта діафрагми		1.0024
* 2.27	Поправковий коефіцієнт, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ		1.0051
* 2.28	Коефіцієнт розширення середовища		0.98928

3 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

(Ідентифікатор 338)

3.1	Внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу (ВТ) на вході ЗП при температурі 20 °С	мм	100
* 3.2	Внутрішній діаметр ВТ на вході ЗП при робочій температурі середовища	мм	99.989
3.3	Еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні ВТ	мм	0.15
* 3.4	Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості внутрішньої поверхні ВТ	мм	0.048
3.5	Відносна розширена невизначеність еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні ВТ	%	33
3.6	Матеріал ВТ		ст.20
* 3.7	Постійний коефіцієнт a_0 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ	1/°С	11.1
* 3.8	Постійний коефіцієнт a_1 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ	1/°С ²	7.7
* 3.9	Постійний коефіцієнт a_2 , який застосовується для розрахунку температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТ	1/°С ³	-3.4
* 3.10	Коефіцієнт, який враховує зміну діаметра трубопроводу, зумовлену відхиленням температури середовища від 20 °С		0.99989

4 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЯМОЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК І ОСНАЩЕННЯ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

(Ідентифікатор 338)

4.1	Перший МО до ЗП		90° коліно
* 4.2	Відстань між першим МО та ЗП	м	4.2
4.3	Другий МО до ЗП		відсутній
* 4.4	Відстань між ЗП і МО або найближчою границею розширювача, розміщених після ЗП	м	0.701

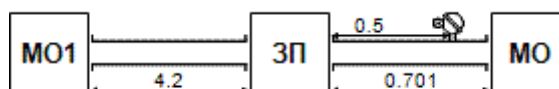


Рисунок 1 Схема вимірювальної ділянки трубопроводу

4.5	Уступи або різниця значень діаметра між суміжними секціями ВТ		відсутні
-----	---	--	----------

5 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП

(Ідентифікатор 338)

5.1	Модель основного ППТ		Honeywell STD924
5.2	Верхня границя вимірювань основного ППТ	кПа	25
5.3	Зведена основна похибка ППТ	%	0.075
5.4	Функція перетворення ППТ		лінійна

6 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТИСКУ

(Ідентифікатор 338)

6.1	Модель перетворювача тиску		ППС.2-РА
6.2	Верхня границя вимірювань тиску	МПа	1
6.3	Зведена основна похибка перетворювача тиску	%	0.15

7 ПАРАМЕТРИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ

(Ідентифікатор 338)

7.1	Модель ПТ		ППС.2-Т
7.2	Верхня границя вимірювань температури	°С	60
7.3	Нижня границя вимірювань температури	°С	-40
7.4	Максимальна абсолютна похибка ПТ в заданому діапазоні температур	°С	0.5
* 7.5	Діапазон шкали вимірювань	°С	100
7.6	Зовнішній діаметр ПТ або його захисної гільзи (за її наявності)	мм	10
7.7	Місце встановлення ПТ або його захисної гільзи (за її наявності)		після звужувального пристрою
* 7.8	Відстань між ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) і ЗП	м	0.5

8 КОМПЛЕКСНІ ПАРАМЕТРИ ВИТРАТОМІРА ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА

(Ідентифікатор 338)

8.1	Конфігурація витратоміра змінного перепаду тиску		з обчислювачем витрати і кількості середовища
8.2	Модель обчислювача витрати і кількості середовища		ОВК-ПГ
* 8.3	Максимальна витрата нафтового газу	м ³ /год (за с.у.)	4093.0
* 8.4	Мінімальна витрата нафтового газу	м ³ /год (за с.у.)	361.40
* 8.5	Втрата тиску на ЗП при максимальній витраті середовища	кПа	15.718
* 8.6	Число Рейнольдса при максимальній витраті середовища		976692
* 8.7	Число Рейнольдса при мінімальній витраті середовища		86239

9 ВІДНОСНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ВИТРАТИ ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА І ДІАПАЗОНІ ЗНАЧЕНЬ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП, ПРИ ЯКИХ ВІДНОСНА РОЗШИРЕНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ ЗНАХОДИТЬСЯ В ДОПУСТИМИХ МЕЖАХ

(Ідентифікатор 338)

9.1	Допустима відносна розширена невизначеність результату вимірювання витрати середовища	%	5.00
* 9.2	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта витікання при максимальній витраті середовища з врахуванням додаткових невизначеностей	%	0.25

* 9.2.1	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання при максимальній витраті середовища без врахування додаткових невизначеностей	%	0.50
* 9.2.2	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена скороченням довжин прямолінійних ділянок ВТ	%	0.00
* 9.2.3	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена скороченням відстані між ПТ або ГТ (за її наявності) і ЗП	%	0.00
* 9.2.4	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта витікання, зумовлена зміщенням осі отвору ЗП відносно осі ВТ	%	0.00
* 9.3	Відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ	%	0.08
* 9.4	Відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми	%	0.06
* 9.5	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання внутрішнього діаметра ВТ	%	0.10
* 9.6	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання діаметра отвору ЗП	%	0.02
* 9.7	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення при максимальній витраті середовища з врахуванням додаткових невизначеностей	%	0.05
* 9.7.1	Відносна розширена невизначеність коефіцієнта розширення при максимальній витраті середовища без врахування додаткових невизначеностей	%	0.09
* 9.8	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання тиску середовища	%	0.11
* 9.9	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання температури середовища	%	0.09
* 9.10	Відносна стандартна невизначеність результату визначення густини середовища	%	0.20
* 9.11	Відносна стандартна невизначеність показника адіабати	%	0.80
9.12	Відносна похибка обчислювача витрати середовища	%	0.01
* 9.13	Відносна розширена невизначеність результатів вимірювань витрати середовища		

Відносна витрата, %	q_c , м ³ /год (за с.у.)	Δp , кПа	Re , 1	$u'_{c'}$, %	$u'_{кш'}$, %	$u'_{\Delta p'}$, %	$u'_{\epsilon'}$, %	$u'_{q'}$, %	$U'_{q'}$, %
100	4093.0	25.000	976692	0.25	0.08	0.04	0.05	0.30	0.60
90	3683.7	20.158	879023	0.25	0.08	0.05	0.04	0.30	0.59
80	3274.4	15.868	781354	0.25	0.08	0.06	0.03	0.30	0.59
70	2865.1	12.103	683685	0.25	0.08	0.08	0.02	0.30	0.59
60	2455.8	8.8654	586015	0.25	0.07	0.11	0.02	0.30	0.59
50	2046.5	6.1395	488346	0.25	0.07	0.15	0.01	0.30	0.60
40	1637.2	3.9189	390677	0.25	0.07	0.24	0.01	0.31	0.62
30	1227.9	2.1991	293008	0.25	0.06	0.43	0.00	0.36	0.71
20	818.60	0.97431	195338	0.25	0.05	0.96	0.00	0.56	1.12
8.83	361.40	0.18871	86239	0.25	0.03	4.97	0.00	2.50	5.00

q_c - витрата середовища;

Δp - перепад тиску на ЗП;

Re - число Рейнольдса;

$u'_{c'}$ - відносна стандартна невизначеність коефіцієнта витікання для числа Рейнольдса, розрахованого при

максимальній витраті середовища;

$u'_{Kш}$ - відносна стандартна невизначеність поправкового коефіцієнта, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні ВТ;

$u'_{\Delta p}$ - відносна стандартна невизначеність результату вимірювання перепаду тиску;

u'_e - відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення;

u'_q - відносна стандартна невизначеність результату вимірювання витрати середовища;

10 ВІДНОСНА НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ РЕЗУЛЬТАТУ ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ СЕРЕДОВИЩА ПРИ ЗАДАНИХ ЗНАЧЕННЯХ ПАРАМЕТРІВ СЕРЕДОВИЩА І ВЕРХНІЙ ГРАНИЦІ ВИМІРЮВАННЯ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ НА ЗП

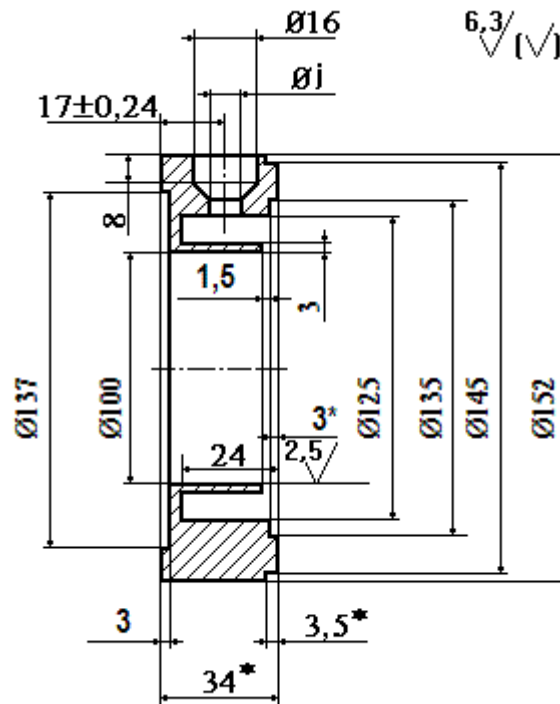
(Ідентифікатор 338)

10.1	Відносна стандартна невизначеність результату визначення проміжку часу на протязі якого розраховують кількість середовища	%	0
10.2	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу перепаду тиску в часі	%	0
10.3	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу тиску в часі	%	0
10.4	Відносна стандартна невизначеність, обумовлена дискретизацією аналогового сигналу температури в часі	%	0
* 10.5	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання перепаду тиску з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.04
* 10.6	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання тиску середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.11
* 10.7	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання температури середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.09
* 10.8	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання густини середовища з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.20
* 10.9	Відносна стандартна невизначеність показника адіабати з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.80
* 10.10	Відносна стандартна невизначеність коефіцієнта розширення з врахуванням додаткових складових невизначеності	%	0.05
* 10.11	Відносна стандартна невизначеність результату вимірювання кількості середовища	%	0.30
* 10.12	Відносна розширена невизначеність результату вимірювання кількості середовища	%	0.60

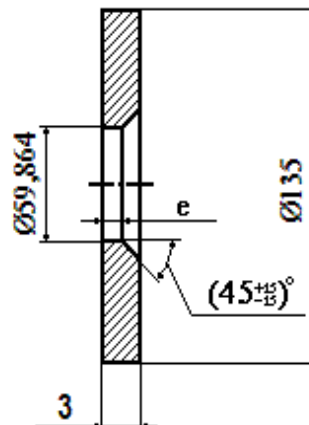
11 КОНСТРУКЦІЯ І РОЗМІРИ ДІАФРАГМИ З КУТОВИМ СПОСОБОМ ВІДБОРУ ПЕРЕПАДУ ТИСКУ І КАМЕР УСЕРЕДНЕННЯ

(Ідентифікатор 338)

Конструкція та розміри корпусу плюсової кільцевої камери (рис. 2), діафрагми (рис. 3) та корпусу мінусової кільцевої камери (рис. 4) слід вважати такими, що рекомендуються.

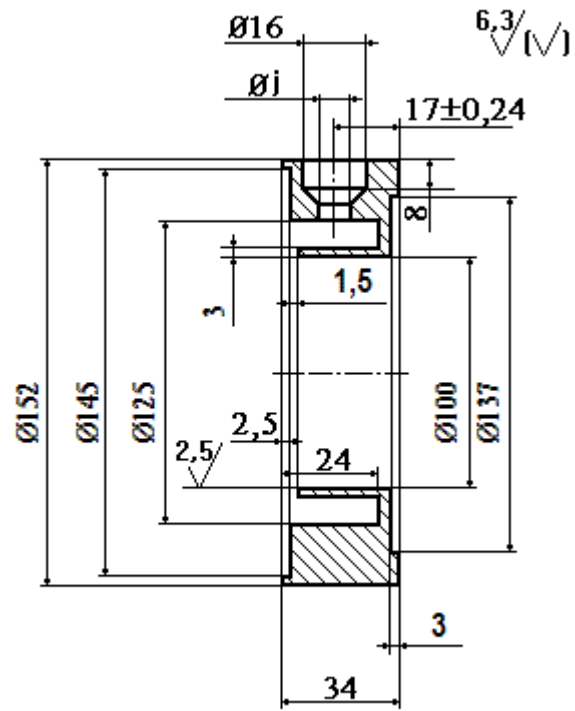


* Розміри після сумісної обробки з діафрагмою не перевіряють
Отвір, призначений для передачі тиску, повинен бути круглого перетину діаметром j в межах від 4 до 10 мм
Рисунок 2 Корпус плюсової кільцевої камери



Товщина диска діафрагми повинна знаходитись в межах від 2 до 5 мм
Довжина циліндричної частини отвору діафрагми e повинна бути в межах від 0.5 до 2 мм
Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості поверхні вхідного торця діафрагми повинно мати значення не більше 0.006 мм в межах кола діаметром 100 мм, концентричного з отвором діафрагми
Середнє арифметичне відхилення профілю шорсткості поверхні вихідного торця діафрагми повинно мати значення не більше 0,1 мм

Рисунок 3 Діафрагма



Отвір, призначений для передачі тиску, повинен бути круглого перетину діаметром j в межах від 4 до 10 мм
 Рисунок 4 Корпус мінусової кільцевої камери

Додаток Е

Документи підтвердження застосування результатів дисертаційних досліджень



ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ З ПИТАНЬ ТЕХНІЧНОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ТА СПОЖИВЧОЇ ПОЛІТИКИ

Державне підприємство
Всеукраїнський державний науково-виробничий центр стандартизації,
метрології, сертифікації та захисту прав споживачів
(ДП «Укрметртестстандарт»)

03680, м. Київ, вул. Метрологічна, 4 Свідоцтво про уповноваження №ГПК 001-2009 від 23 лютого 2009 р.

СВІДОЦТВО №39.0453.10 від 09 липня 2010 р.
про атестацію споживчого програмного продукту

Назва споживчого програмного продукту: комп'ютерна програма «САПР «РАСХОД-РУ» версія 2.0 (далі - САПР)

Призначення та галузь застосування: САПР призначена для розрахунку необхідних за умовами експлуатації характеристик витратомірів змінного перепаду тиску зі стандартними звужувальними пристроями, в тому числі невизначеності результату вимірювання витрати та кількості середовища; галузь застосування - виконання автоматизованих розрахунків в тому числі при проектуванні витратомірів для вузлів обліку сировинних та енергетичних ресурсів.

Організація-розробник: ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», м. Львів, Україна.

Мета атестації: встановлення відповідності результатів розрахунків характеристик витратомірів змінного перепаду тиску зі стандартними звужувальними пристроями, що виконуються САПР вимогам стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 (ИСО 5167-1:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009 (ИСО 5167-2:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.3:2009 (ИСО 5167-3:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.4:2009 (ИСО 5167-4:2003) та ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 під загальним найменуванням «Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв».

Метод випробувань: порівняння результатів розрахунків, що виконуються САПР, з контрольними значеннями відповідних даних, які визначаються як за матеріалами ДССДД (щодо властивостей середовища), так і за результатами розрахунків, що виконуються із застосуванням програми Microsoft Excel за основними етапами випробувань:

- перевірка наявності у САПР контролю додержання границь застосування звужувальних пристроїв (за їх характеристиками) та використання методик розрахунку властивостей газів і рідин та властивостей матеріалів;
- розрахунки функцій, що входять до рівняння витрати середовища;
- розрахунки витрати середовища;
- розрахунки невизначеності як вказаних вище функцій, так і результатів вимірювання витрати та визначення кількості середовища.

Результати випробувань: розрахунки, що виконуються САПР, відповідають як матеріалам ДССДД, так і вимогам стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 (ИСО 5167-1:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009 (ИСО 5167-2:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.3:2009 (ИСО 5167-3:2003), ДСТУ ГОСТ 8.586.4:2009 (ИСО 5167-4:2003) та ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009.

За результатами атестації (протокол атестації на 14 стор. від « 09 » липня 2010 р.) комп'ютерна програма «САПР «РАСХОД-РУ» версія 2.0 допускається до практичного застосування.

Дата видачі свідоцтва: « 09 » липня 2010 р.

Виконуючий обов'язки
першого заступника генерального директора
ДП «Укрметртестстандарт»



Ю. В. Кузьменко

“ЗАТВЕРДЖУЮ”



Генеральний директор
ТЗОВ “Техприлад”

Р.Я. Дубіль
12 2020 р.

АКТ

про застосування в ТЗОВ “Техприлад”

результатів дисертаційної роботи “Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу”, виконаної у Національному університеті “Львівська політехніка”

Даний акт складено для підтвердження того, що в ТЗОВ “Техприлад” впроваджено наукові результати, отримані під час виконання дисертаційної роботи Масняка О.Я. “Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу”, виконаної в Національному університеті “Львівська політехніка”, а саме розроблено програмне забезпечення для обчислювачів витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі удосконалених математичної моделі та алгоритму розрахунку витрати та кількості витратоміра супутнього нафтового газу для методу змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку.

Застосування обчислювачів із удосконаленими математичною моделлю та алгоритмом розрахунку витрати та кількості витратоміра супутнього нафтового газу дозволило розробити витратомір для супутнього нафтового газу, який, без градування перетворювача витрати та системи в цілому, забезпечує вимірювання об’ємної витрати супутнього нафтового газу з відносною розширеною невизначеністю, що не перевищує 2 % для максимальної витрати.

Директор по загальних питаннях

С.А. Соколюк

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Директор
ТОВ “ВКФ Скарб”

О.С. Тихонов
“15” грудня 2020 р.



АКТ

про застосування в ТОВ “ВКФ Скарб”

результатів дисертаційної роботи “Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу”, виконаної у Національному університеті “Львівська політехніка”

Цим актом підтверджуємо, що наукові результати, отримані під час виконання дисертаційної роботи Масняка О.Я. “Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу”, виконаної в Національному університеті “Львівська політехніка”, а саме ідеологія побудови системи обліку витрати та кількості плинного середовища на основі методу змінного перепаду тиску, що ґрунтується на обмеженнях визначених діапазонами робочих температур та тиску, реалізована в нашому підприємстві.

Згідно з цією ідеологією розроблено та змонтовано три вузла обліку на основі методу змінного перепаду тиску для вимірювання витрати та кількості кисню та один для азоту, які розташовані на ВОГ ПАТ “Лінде Газ Україна”, м. Кривий Ріг та використовуються для комерційних розрахунків.

У 2019 році для перелічених вузлів обліку отримано Сертифікат відповідності №39/3/F1/2/066-18 від ДП “УКРМЕТРТЕСТСТАНДАРТ”.

Запропонована ідеологія полягає в тому, що для наперед визначених діапазонів зміни значень перепаду тиску на звужувальному пристрої, тиску та температури газового потоку в трубопроводі уточнюють методики розрахунку фізичних параметрів газового потоку та визначають параметри витратоміра змінного перепаду тиску, геометричні розміри вимірювальної ділянки трубопроводу для цього витратоміра, а також геометричні розміри звужувального пристрою з відносним діаметром, при якому досягається мінімальне можливе значення основної похибки вимірювання витрати. При цьому також забезпечується суттєве спрощення алгоритму розрахунку витрати газового потоку та зменшення часу розрахунку кожного біжучого значення витрати газового потоку, що в свою чергу забезпечує зменшення значень складових похибок дискретизації вимірюваних фізичних величин, а значить – зменшення похибки вимірювання витрати газового потоку. Окремо слід відзначити, що запропонований алгоритм розрахунку витрати газового потоку реалізовано на простих обчислювальних засобах, що забезпечило суттєве здешевлення витратоміра.

Технічний директор ТОВ “ВКФ Скарб”

/Захарченко В.А./