

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ

КАФЕДРА ТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ  
ТА ЕНЕРГОМЕХАНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт  
«ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2023

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт «Технології розробки газовугільних родовищ» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Л.Н. Ширін, Р.Р. Єгорченко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – 32 с.

Автори:

Л.Н. Ширін, д-р. техн. наук, проф.,

Р.Р. Єгорченко, асистент

Рекомендовано до видання науково-методичною комісією спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 5 від 04.07.2023).

Методичні матеріали призначені для практичних занять для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології з дисципліни «Технології розробки газовугільних родовищ».

Рекомендації орієнтовані на активізацію виконавчого етапу навчальної діяльності здобувачів вищої освіти.

Відповідальний за випуск канд. техн. наук, доц. завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння Коровяка Є.А.

## ЗМІСТ

Загальні положення.....	4
<b>Практична робота № 1.</b> Методи виявлення і контролю вмісту метану в очисних і підготовчих виробках вугільних шахт.....	5
<b>Практична робота № 2.</b> Визначення складу технологічного обладнання підземних дегазаційних трубопроводів і показників їх ефективної роботи.....	12
<b>Практична робота № 3.</b> Розрахунок метановості тупикових гірничих виробок.....	16
<b>Практична робота № 4.</b> Оцінка схем контролю процесів вилучення і транспортування метану вугільних родовищ.....	20
<b>Практична робота № 5.</b> Розрахунки експлуатаційних показників шахтних газотранспортних систем.....	25

## ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Дисципліна «Технології розробки газовугільних родовищ» – складова фахової підготовки студентів за ОПП «Нафтогазова інженерія та технології» другого (магістр) рівня вищої освіти.

Методичні рекомендації призначені для закріплення теоретичних знань, набутих студентами в лекційному курсі, а також формування практичних навичок в галузі забезпечення надійності роботи систем видобування, буріння свердловин, транспортування та зберігання нафти і газу.

Методичні рекомендації включають практичні роботи, текст яких викладено за типовою структурною схемою: тема, мета роботи, подання теоретичних положень за темою, завдання для самостійного виконання та питання для самоконтролю.

В результаті виконання практичних робіт студенти повинні набути практичні навички з:

- ❖ аналізувати технологічні та розрахункові схеми елементів технічних систем з буріння дегазаційних свердловин, видобування, транспортування та зберігання метану газовугільних родовищ;
- ❖ характеризувати основні елементи системи нафтогазопосточання;
- ❖ знати основи створення елементи технологічних схем та технічних пристроїв систем видобування, транспортування та зберігання нафти і газу;
- ❖ мати уявлення про особливості спорудження свердловин на нафту і газ;
- ❖ мати уявлення про технологію видобування, способи транспортування та засоби зберігання вуглеводних енергоносіїв;
- ❖ знати основи нормативного та технічного забезпечення процесів створення, експлуатації та відновлення систем і технологій видобування вуглеводних енергоносіїв;

## ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

### МЕТОДИ ВИЯВЛЕННЯ І КОНТРОЛЮ ВМІСТУ МЕТАНУ В ОЧИСНИХ І ПІДГОТОВЧИХ ВИРОБКАХ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ

**Мета роботи:** ознайомлення з основними нормативними документами, що включають інструкції з перевірки складу рудникового повітря, контролю вмісту шкідливих газів, витрат і тепловологісних параметрів повітря, визначення багатогазовості і встановлення категорій шахт за метаном.

В результаті виконання практичної роботи буде сформований наступний **результат навчання:** знати норми законодавства в сфері держнаглядохоронпраці.

#### 1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Посадові особи дільниці ВТБ повинні здійснювати перевірку складу повітря за вмістом метану, діоксиду вуглецю (вуглекислого газу) й кисню. Одночасно з перевіркою складу вимірюються кількість і температура повітря. Якщо температура повітря перевищує  $+20^{\circ}\text{C}$ , повинна визначатися відносна вологість. При кондиціюванні повітря його температура і відносна вологість повинні визначатися у всіх пунктах охолодження та на робочих місцях.

##### 1.1 Організація перевірки складу повітря.

Перевірка складу повітря здійснюється працівниками ДАРС (ДВГРС) за планом, який складається щоквартально начальником дільниці ВТБ, узгоджується з командиром підрозділу ДАРС (ДВГРС), що обслуговує шахту, і затверджується головним інженером шахти.

Працівники дільниці ВТБ здійснюють перевірку складу повітря з періодичністю і в місцях, що визначаються начальником дільниці, відповідно до вимог п. 3.7.2 Правил.

У дні, передбачені графіком, працівник ДАРС (ДВГРС), що здійснює перевірку, одержує в лабораторії акт-наряд і підписує його у начальника дільниці ВТБ, який може внести зміни до акту-наряду, враховуючи фактичний стан гірничих робіт. Кожна внесена зміна засвідчується підписом начальника дільниці ВТБ.

##### 1.2 Місця перевірки складу повітря.

Пункти перевірки складу й вимірів витрат повітря визначаються відповідно до п. 3.7.2 Правил. Розташування цих пунктів для визначення багатогазовості в межах виїмкових дільниць при найбільш поширених схемах провітрювання показано на рис. 1–4. Пункти розташовуються в 15–20 м від місця входу вентиляційного струменя на виїмкову дільницю, в очисну виробку або виходу його з виїмкової дільниці, очисної або тупикової виробки і на такій самій відстані від місць злиття або розгалуження вентиляційних струменів.

У разі ізольованого відводу метану за межі виїмкових дільниць перевірка складу (відбір проб) і виміри витрат повітря здійснюється в 15–20 м перед і за змішувальною камерою.

Перевірка складу (відбір проб) при проходці стволів проводиться на відстані 20 м від устя та у вибої.

Перевірка складу (відбір проб) у тупикових виробках після підривних робіт проводиться на відстані 20–30 м від устя (у верхній частині перерізу виробки).

Перевірка складу (відбір проб) у зарядних камерах проводиться у верхній частині перерізу камери з боку вихідного струменя.

Місця й періодичність контролю за вмістом сірчистого ангідриду й сірководню встановлюються головним інженером шахти за рекомендаціями МакНДІ.

Місця вимірів вмісту метану й витрат відсмоктуваної суміші в дегазаційних трубопроводах і свердловинах, а також періодичність вимірів встановлюється відповідно з Керівництвом щодо дегазації вугільних шахт.

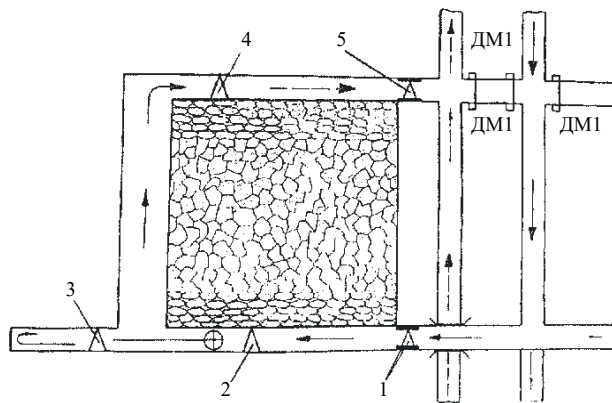


Рис. 1.1 – Схема розташування вимірювальних пунктів за суцільної системи розробки: 1–5 – пункти вимірювань

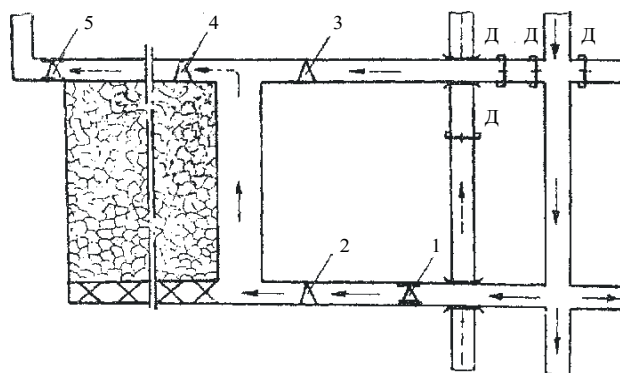


Рис.1.2. Схеми розташування вимірювальних пунктів за стовпою системою розробки з прямоточною схемою провітрювання: 1–5 – пункти вимірювань

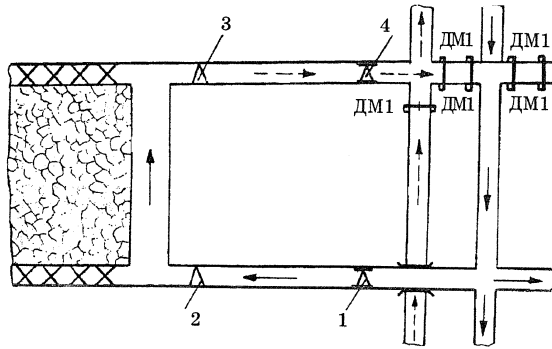


Рис.1.3. Схема розташування вимірювальних пунктів за стовпової системи розробки зі зворотноточною схемою провітрювання: 1–4 – пункти вимірювань

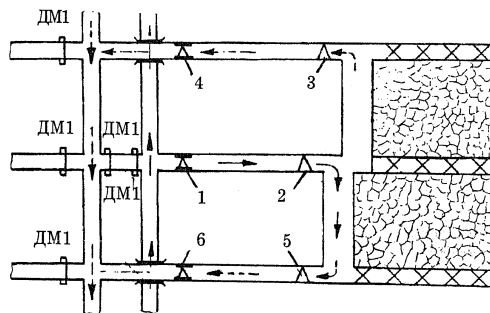


Рис.1.4. Схема розташування вимірювальних пунктів за стовпової системи розробки спарованими лавами: 1–6 – пункти вимірювань

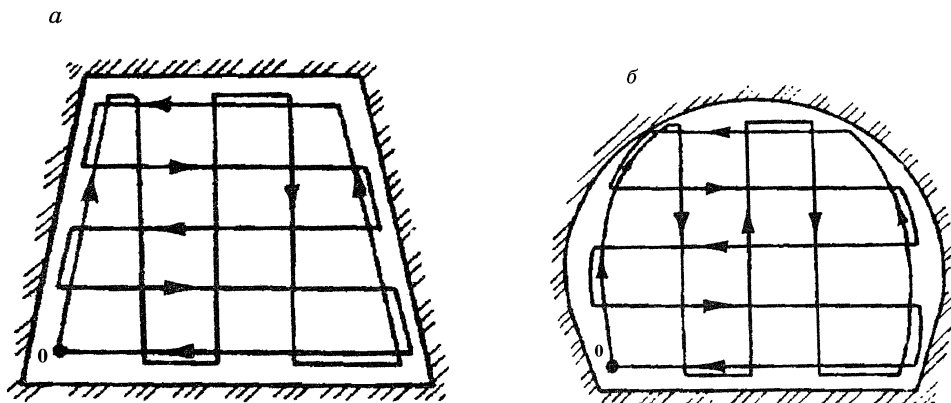


Рис.1.5. Схема переміщення анемометра під час вимірів середньої швидкості повітря в поперечному перерізі виробки, закріпленої:  
а – трапецієподібним кріпленням; б – арочним кріпленням

Місця й порядок перевірки складу повітря (відбору проб) при контролі за ранніми стадіями samozapalювання вугілля у виробках, небезпечних за нафтогазовиявленням, та інших не обумовлених даною Інструкцією випадках визначаються відповідними інструкціями (керівництвами).

**Датчики стаціонарної апаратури контролю вмісту метану повинні встановлюватися:**

- ❖ у привибійних просторах тупикових виробок – під покрівлею на відстані 3–5 м від вибою на боці, протилежному вентиляційному трубопроводу;
- ❖ для контролю шарових скупчень – в 20–30 м від вибою тупикової виробки біля затяжок покрівлі на боці, протилежному вентиляційному трубопроводу;
- ❖ у вихідних струменях тупикових виробок – на відстані 10–20 м від устя виробки під покрівлею на боці, протилежному вентиляційному трубопроводу;
- ❖ біля пересувних підстанцій – на відстані 10–15 м від підстанції у бік вибою під покрівлею на боці, протилежному вентиляційному трубопроводу;
- ❖ біля ВМП з електричними двигунами – на відстані не менше як 10 м від вентилятора з боку вибою тупикової виробки у разі розробки пластів, небезпечних за раптовими викидами вугілля й газу, та у 3–5 м перед ВМП із боку входу вентиляційного струменя за умови його встановлення у виробці, в яку поступає вихідний струмінь повітря з інших тупикових або очисних виробок. За наявності датчика метану, передбаченого підпунктом .“д” цього пункту, установлювати датчик біля ВМП із боку вибою виробки непотрібно;
- ❖ біля електроустаткування, що забезпечує безперервність роботи ВМП і розташованого у виробках із свіжим струменем повітря в межах небезпечної зони при струнному підриванні, – в 10 м від електроустаткування за ходом вентиляційного струменя;
- ❖ у вхідних струменях очисних виробок при низхідному провітрюванні – на відстані не більше 5 м від лави у верхній частині перерізу виробки на боці, протилежному лаві. При висхідному провітрюванні очисних виробок на пластах, небезпечних за раптовими викидами вугілля й газу, – між лавою та розподільним пунктом на відстані не більшій як 50 м від лави;
- ❖ у вихідних струменях очисних виробок – у 10–20 м від очисного вибою на стінці, протилежній виходу з лави, посередині висоти виробки. При спарених лавах із спільним вихідним струменем повітря або при схемах провітрювання виїмкових дільниць із підсвіжуванням вихідного вентиляційного струменя – в очисній виробці на відстані не більшій ніж 15 м від виходу з неї;
- ❖ у тупиках вентиляційних виробок, що погашаються услід за очисними вибоями, для контролю місцевих скупчень – під покрівлею виробки біля завалу або перемички, що ізолює погашену частину виробки, біля стінки виробки, протилежній виходу з лави;
- ❖ у вихідних струменях виїмкових дільниць – на початку вентиляційної виробки в 10–20 м від хідника, похилу, бремсберга або проміжного квершлягу;
- ❖ у вхідних струменях виїмкових дільниць – у 10–20 м від місця входу вхідного струменя на дільницю;
- ❖ у виробках із вихідним струменем повітря за межами виїмкових дільниць – у 10–20 м перед електроустаткуванням, що захищається, або кабелем. Для шахт, що розробляють круті пласти, – у 10–20 м від сполучень їх



із вентиляційними виробками дільниць і на відстані не більше як 10 м від сполучення її з вентиляційною виробкою найближчої до ЦПП дільниці за напрямком вентиляційного струменя;

- ❖ у вертикальних стволах – під нижчим або проміжним поверхом прохідницького полка, під нульовою рамою, а за наявності в стволі вентиляційного каналу – у 1,5–2,0 м нижче каналу, у перекачувальних камерах водовідливу;

- ❖ у камерах для машин і електроустаткування, що провітрюються вихідними струменями повітря, – біля покрівлі на вході у камеру з боку входу вентиляційного струменя до камери;

- ❖ біля змішувальних камер (змішувачів) газовідсмоктувальних установок – у 15–20 м від вихідного отвору камери (змішувача) за ходом вентиляційного струменя біля стінки виробки на боці розташування змішувальної камери (змішувача);

- ❖ у камерах газовідсмоктувальних установок – біля покрівлі над газовідсмоктувальним вентилятором;

- ❖ біля електроблоків щитового агрегату на відстані не більш 30 см від верхньої балки кріплення.

***Стационарна автоматична апаратура контролю вмісту метану повинна вимикати електроенергію при установленні на концентрацію метану:***

- у привибійних просторах тупикових виробок, а також біля прохідницьких помістів у вертикальних стволах – 2%;

- у вихідних струменях тупикових виробок, в тому числі у вихідних струменях вертикальних стволів – 1%;

- у вихідних струменях очисних виробок і виїмкових дільниць – 1,3%;

- біля пересувних електричних підстанцій, розміщуваних у тупикових виробках, – 1%;

- у перекачувальних камерах водовідливу вертикальних стволів – 1%;

- у вхідних струменях виїмкових дільниць і очисних виробок, а також перед ВМП з електродвигунами – 0,5%. Для попередження загазувань допускається настройка датчиків на відключення ВМП – 1% за умови, що зі всіх електроприймачів у тупиковій і очисній виробках при концентрації метану у вихідному струмені понад 0,5% буде автоматично зніматися напруга;

- у виробках із вихідним струменем повітря за межами виїмкових дільниць біля сполучень із вентиляційними виробками – 1%;

- у виробках із вихідним струменем повітря за межами виїмкових дільниць перед ЦПП – 1%;

- у камерах для машин і електроустаткування, що провітрюються вихідними струменями повітря, – 1%;

- при контролі шарових та інших місцевих скупчень метану у гірничих виробках – 2%;

- біля змішувальних камер (змішувачів) газовідсмоктувальних установок: 1,3% – у вентиляційних виробках виїмкових дільниць і 1% – у виробках за межами виїмкових дільниць;
- у камерах газовідсмоктувальних установок – 1%;
- біля електроблоків щитового агрегату – 1% і більше.

Визначення багатогазовості та встановлення категорії шахт за метаном проводиться на основі систематизації й обробки результатів перевірки складу й вимірювання витрат повітря, що виконуються відповідно до вимог 3.7.2 Правил, і даних телеінформації датчиків стаціонарної апаратури контролю вмісту метану й витрат повітря, встановлених у вихідних вентиляційних струменях виїмкових дільниць.

### **Опрацювання результатів вимірювання**

*Визначення необхідного значення коефіцієнта дегазації очисної виробки*

Коефіцієнт дегазації визначається за формулою

$$K_{\text{д}} = \frac{I - I'}{I}, \quad (1)$$

де  $I$  – метановиділення у виробку без дегазації джерел надходження метану,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;  $I'$  – метановиділення у виробку при застосуванні дегазації,  $\text{м}^3/\text{хв}$ . Необхідне значення коефіцієнту дегазації для очисної виробки складає

Витрата газу  $I_i$ , що проходить у пункті при кожному вимірюванні розраховується за формулою:

$$K'_{\text{д}} = 1 - \frac{I_{\text{в}}}{I_{\text{оч}} \cdot K_{\text{н}}} \quad (2)$$

де  $I_{\text{в}}$  – припустиме за фактором вентиляції метановиділення у виробку без дегазації,  $\text{м}^3/\text{хв}$ :

$$I_{\text{в}} = 0,6VS(C - C_0), \quad (3)$$

де  $V$  – максимальна швидкість руху повітря у привибійному просторі очисної виробки,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $S$  – площа поперечного перерізу очисної виробки у просвіті,  $\text{м}^2$ ;  $C$  – припустима концентрація метану у вихідному із очисної виробки вентиляційному струмені, %;  $C_0$  – концентрація метану у вхідному струмені очисної виробки, %;  $K_{\text{н}}$  – коефіцієнт нерівномірності метановиділення

$$K_{\text{н}} = 1,94I_{\text{оч}}^{-0,14}, \quad (4)$$

де  $I_{\text{оч}}$  – абсолютне метановиділення з очисної виробки,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

$$I_{\text{оч}} = \frac{A_{\text{оч}}Q_{\text{оч}}}{1440}, \quad (5)$$

де  $A_{оч}$  – середньодобовий видобуток вугілля з очисної виробки, т/добу;  $q_{оч}$  – відносна метановість,  $m^3/t$ ; 1440 – кількість хвилин у добі, хв/добу.

$$A_{оч} = l_{оч} V_{оч} m_{в} \gamma K_{ц}, \text{ т/добу}, \quad (6)$$

де  $l_{оч}$  – довжина очисного вибою, м;  $V_{оч}$  – швидкість посування очисного вибою, м/добу;  $m_{в}$  – потужність пласта, що виймається, м;  $\gamma$  – щільність вугілля,  $t/m^3$ ;  $K_{ц}$  – коефіцієнт виймання вугілля, частки од.

## 1.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

**Задача № 1.** Визначити необхідне значення коефіцієнта дегазації очисної виробки  $K'_д$ .

№ з/п	$l_{оч},$ м	$V_{оч},$ м/добу	$m_{в},$ м	$\gamma,$ т/м <sup>3</sup>	$q_{оч},$ м <sup>3</sup> /т	$S,$ м <sup>2</sup>	$V,$ м/с	$K_{ц}$	$C,$ %	$C_0,$ %
а	180	4,0	0,7	1,30	20	1,2	4,0	0,97	1,00	0,05
б	190	3,2	0,8	1,25	21	1,5				
в	200	4,0	0,9	1,40	18	1,7				
г	180	3,2	1,0	1,30	17	2,3				
д	190	4,0	1,1	1,25	25	2,4				
е	200	3,2	1,2	1,40	26	2,3				
ж	180	4,0	1,1	1,25	27	2,4				
з	190	3,2	1,0	1,40	25	2,3				
к	200	4,0	0,9	1,30	24	1,7				
л	180	3,2	0,8	1,25	23	1,5				

**Завдання 2.** Надати письмові відповіді на питання для самоконтролю.

**Зміст практичної роботи повинен включати:** титульний аркуш, назву та мету роботи, завдання на практичну роботу, розрахунки, письмові відповіді на питання для самоконтролю, висновки.

### *Питання для самоконтролю*

1. Наведіть схему дегазації пластів, що підробляються, свердловинами, пробуреними з виробки, яка підтримується за очисним вибоєм.
2. Наведіть неприпустимі концентрації метану в дегазаційних трубопроводах та контроль роботи дегазаційної мережі.
3. Опишіть принцип переміщення анемометра під час вимірів середньої швидкості повітря в поперечному перерізі виробки.
4. Наведіть порядок використання дегазаційних свердловин для зволоження вугільних пластів.
5. При якій концентрації метану стаціонарна автоматична апаратура контролю вмісту метану повинна вимикати електроенергію?

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №2

### ВИЗНАЧЕННЯ СКЛАДУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДЗЕМНИХ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ТРУБОПРОВІДІВ І ПОКАЗНИКІВ ЇХ ЕФЕКТИВНОЇ РОБОТИ

**Мета роботи:** Ознайомлення з конструктивними особливостями шахтної дегазаційної системи діючих шахт України.

В результаті виконання практичної роботи буде сформований наступний **результат навчання:** мати уявлення про конструктивні особливості та вимоги до обладнання та експлуатації дегазаційних установок.

#### 2.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Для дегазації шахт застосовується дегазаційне обладнання, яке експлуатується в умовах і режимах, що забезпечують його вибухонебезпечність.

Транспортування метаноповітряної суміші від дегазаційних свердловин до вакуум насосної станції (ВНС) здійснюється по дільничним і магістральним трубопроводах рис.2.1.

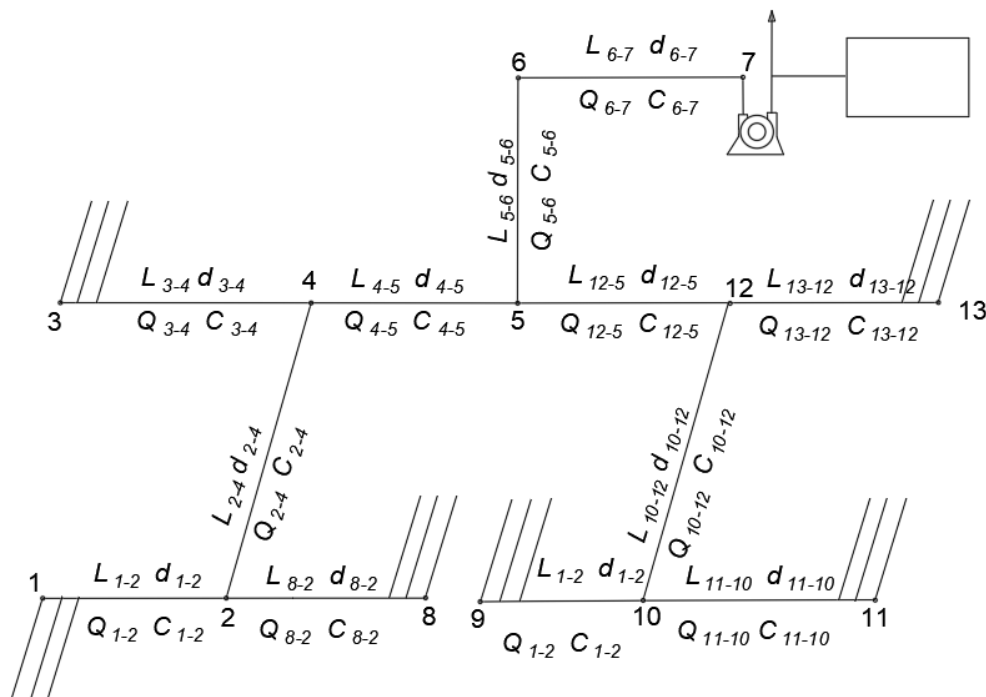


Рис. 2.1 – Типова схема шахтного дегазаційного газопроводу:

$l_i$  – довжина ділянки, м;  $Q_{см}$  – витрата метаноповітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв;  
 $C_i$  – концентрація метану, %, 1-9 – вузлові з'єднання газопроводу

Дегазаційні газопроводи монтуються зі сталевих труб з товщиною стінок не менше 2,5 мм або з труб інших матеріалів, допущених до застосування в підземних виробках для дегазації. Труби підземних трубопроводів з'єднуються за допомогою фланців або муфт (рис 2.2).

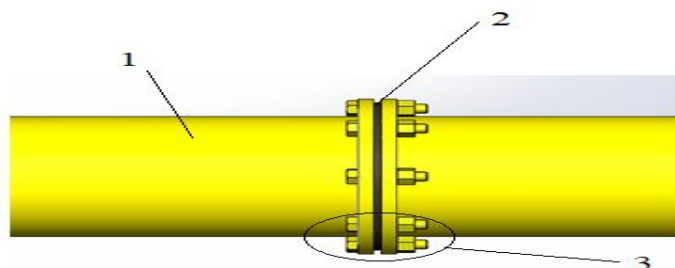


Рис. 2.2 – Конструктивні особливості шахтного дегазаційного газопроводу:  
1 – ланка газопроводу ( $L=4,0$  м); 2 – прокладка з пароніту; 3 – фланцеве з'єднання

Труби наземних трубопроводів з'єднуються за допомогою фланців, муфт або зварюванням. З'єднання дегазаційних труб повинні забезпечувати надійну герметизацію і міцність стиків. Для ущільнення фланцевих з'єднань застосовуються прокладки зі спеціального вогнетривкого матеріалу, внутрішній діаметр яких на 2 - 3 мм більше внутрішнього діаметра труби. В якості магістральних газопроводів використовуються спеціально обсажені свердловини, які пробурені з поверхні. Труби газопроводу в свердловинах і стовбурах з'єднуються зварюванням. Для збільшення міцності на зварні шви накладаються пластини або бандажі довжиною 150-200 мм. У горизонтальних і похилих виробках газопроводи підвішуються або монтуються на опорах.

Магістральні газопроводи прокладаються по виробках з вихідним струменем повітря. Прокладка магістральних газопроводів по головним виробках зі свіжим струменем повітря, в тому числі і по стовбурах, що подають повітря, проводиться відповідно до проекту дегазації і додатковими заходами щодо забезпечення збереження газопроводу в цих виробках. Монтажні роботи, пов'язані з роз'єднання дільничного газопроводу, виконуються при закритих дегазаційних свердловинах на цій ділянці.

Роз'єднання магістрального газопроводу виконується при закритих засувках на дільничних газопроводах, підключених до цієї ділянки магістрального трубопроводу. При виробництві демонтажних робіт на ДУ, пов'язаних з роз'єднанням дегазаційного трубопроводу, забезпечується примусове провітрювання трубопроводу для видалення метаноповітряної суміші. Труби в дегазаційному газопроводі випробовуються на тиск 0,6 МПа при його прокладанні по горизонтальних або похилих виробках і 1,6 МПа - при прокладанні по вертикальних виробках. Для організації гідрозатворів при пожежах у виробках, в яких прокладено дегазаційний трубопровід, на дільничних газопроводах у місць з'єднання їх з магістральними газопроводами, а також на всіх відгалуженнях від дільничного газопроводу встановлюються

засувки і врізки для під'єднання до пожежно-зрошувального трубопроводу. У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюються водороздільники. При виділенні води з пластових дегазаційних свердловин водороздільник встановлюється на групу свердловин.

Конструкція водороздільника повинна виключати вихід газу через нього в виробку. Для забезпечення можливості заповнення газопроводу водою або спеціальним агентом під час пожежі в гірничій виробці, в якій прокладено газопровід, в конструкції водороздільника передбачається примусовий злив води. Дегазаційні свердловини приєднуються до дільничного газопроводу за допомогою гнучкого гофрованого рукава. Між металевими частинами трубопроводу монтується надійне електричне з'єднання - не менше двох провідників перерізом не менше 25 мм кожен.

Розрахунок газопроводу проводиться на найбільш важкий період експлуатації системи дегазації згідно з діючими нормативними документами. Діаметр дільничних і магістральних газопроводів встановлюється розрахунком по витраті газоповітряної суміші. Мінімальний діаметр дільничного трубопроводу повинна бути не менше 150 мм, мінімальний діаметр магістрального трубопроводу - не менше 300 мм. Для магістральних газопроводів протяжністю не більше 500 м діаметр визначається розрахунком.

Контроль роботи дегазаційних систем викладено в діючих нормативних документів. Для контролю герметичності та пропускну здатності дегазаційних трубопроводів один раз на рік проводиться вакуумно-газова зйомка, на підставі якої розробляються заходи щодо забезпечення проектних характеристик газопроводів. При підключенні нових магістральних і дільничних газопроводів проводяться додаткові вакуумно-газові зйомки підключених 33 газопроводів. Обсяг робіт по проведенню додаткових зйомок визначається головним інженером шахти. Вакуумно-газові зйомки в дегазаційних газопроводах проводяться відповідно до порядку проведення вакуум-газових зйомок дегазаційних трубопроводів, наведеному в діючих нормативних документів.

Огляд газопроводів проводиться один раз в тиждень. Виявлені нещільності і вигини газопроводу, де можливі скупчення води і підсосі повітря, негайно усуваються. Результати огляду газопроводів заносяться в журнал огляду та ремонту дегазаційних газопроводів за рекомендаціями діючих нормативних документів. Забороняється засипати газопроводи, що прокладено в діючих виробках, породою, завалювати лісом, матеріалами та обладнанням, а також використовувати їх в якості опорних конструкцій. Підземний газопровід з'єднується із загальною мережею заземлення шахти. На газопроводах, прокладених на поверхні, і гирлах свердловин, пробурених з поверхні, виконується теплоізоляція.

## **2.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА**

### **Контрольне завдання**

**Завдання 1.** За результатами аналізу плану гірничих робіт шахти, скласти ескіз траси дегазаційної системи від гирла свердловини до вакуум насосної станції (ВНС) з розстановкою по дільничним і магістральним виробках дегазаційного обладнання.

**Завдання 2.** Надати письмові відповіді на питання для самоконтролю.

**Зміст практичної роботи повинен включати:** титульний аркуш, назву та мету роботи, завдання на практичну роботу, розрахунки, письмові відповіді на питання для самоконтролю, висновки.

### ***Питання для самоконтролю***

1. Що таке «дегазаційний газопровід»?
2. Наведіть основні складові дегазаційної системи.
3. Наведіть основні відмінності магістрального газопроводу від дільничного?
4. Наведіть основні вимоги до монтажу дегазаційних газопроводів?
5. Яким чином проводиться контроль роботи дегазаційних систем діючих шахт?

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

### РОЗРАХУНОК МЕТАНОВОСТІ ТУПИКОВИХ ГІРНИЧИХ ВИРОБОК

**Мета роботи:** опанування теоретичних знань щодо проведення розрахунків метановості тупикових гірничих виробок, які необхідні при проектуванні транспортно-технологічних схем розробки газовугільних пластів в реальних умовах шахтного середовища;

В результаті виконання практичної роботи буде сформований наступний **результат навчання:** сформовані навички щодо проведення прогнозу метановості гірничих виробок та удосконалення умінь роботи з науковою, навчальною та довідковою літературою.

### 3.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

На вугільних шахтах що розробляють вугільні пласти для безпечного проведення пластових підготовчих виробок рекомендовано здійснення дегазацію вуглепородного масиву.

Дегазацію рекомендовано здійснювати на газових вугільних шахтах, де засобами вентиляції неможливо забезпечити вміст метану в повітрі в межах встановлених норм або в умовах ведення гірничих робіт на викидонебезпечних пластах. Зазвичай, на небезпечних пластах дегазацію застосовують на ділянках ведення підготовчих робіт при метановості пласта 13 м<sup>3</sup>/т с.б.м. и більше.

Перед будівництвом та експлуатацією дегазаційних систем (вакуум-насосних станцій, газопроводів та свердловин) попередньо розробляється проект, до якого входить паспорт дегазації, що зазвичай включається до паспорта проведення підготовчих виробок та складається з пояснювальної записки і графічних матеріалів, що додаються до неї. У пояснювальну записку повинні бути включені дані про очікувану газорясність виробки, у тому числі за джерелами виділення в неї метану; обґрунтування способу та параметрів дегазації; розрахунку необхідної ефективності дегазації виробки та джерел метановиділення; обґрунтування параметрів дегазаційних пояснювальних свердловин записки та газопроводу.

При застосуванні дегазації використовуються газовідчувальні установки, виконані у вибухобезпечному виконанні. Як правило, вакуум-насосні станції (стаціонарні або пересувні ВНС) розташовуються поверхні на спеціальних приміщеннях. Для короткострокових робіт застосовують тимчасові підземні вакуум-насосні установки. Дегазація вуглепородного масиву в конкретній гірничій виробці припиняється при фактичній газорясності нижче проектної, тобто, якщо засоби вентиляції забезпечують розведення метану, що виділяється, до допустимих концентрацій. Таке рішення не відноситься до випадку застосування дегазації як заходу для зниження викидонебезпечності,



розширення зони захисного впливу надробки (підробки) викидонебезпечних пластів.

Абсолютне метановиділення у тупикову виробку ( $I_{\Pi}$ ), що проводиться по вугільному пласту, визначається за формулою:

$$I_{\Pi} = I_{\Pi.п.} + I_{\text{пов}} \quad (3.1)$$

де  $I_{\Pi.п.}$  – метановиділення у привибійний простір виробки,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;

$I_{\text{пов}}$  – метановиділення з поверхні (стінок виробки) за межами привибійного простору виробки,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

В свою чергу,  $I_{\Pi.п.}$  включає метановиділення з поверхні пласта по довжині привибійного простору  $I_{\text{пов.пр.}}$  і відбитого вугілля  $I_{\text{в.в.}}$ .

$$I_{\Pi.п.} = I_{\text{пов.пр.}} + I_{\text{в.в.}} \quad (3.2)$$

Довжина привибійного простору приймається  $L_{\text{пр.}} = 20$  м при нагнітальному способі провітрювання і 50 м при нагнітально- всмоктувальному, коли проведення виробки здійснюється комбайном з застосуванням автономних пиловловлюючих установок.

Метановиділення  $I_{\text{пов.}}$  і  $I_{\text{пов.пр.}}$  розраховується за формулою:

$$I_{\text{пов.}} = 2,3 \cdot 10^{-2} \cdot m_n \cdot V_n \cdot (x - x_3) \cdot k_m \quad (3.3)$$

де  $m_n$  – повна потужність вугільних пачок пласта, м;

$V_n$  – проектна швидкість посування вибою, м/доб.;

$k_m$  – коефіцієнт, що враховує зміни метановиділення з часом. Коефіцієнт  $k_m$  залежить від часу  $T_{\text{пр}}$  (діб) початку проведення виробки до моменту визначення  $I_{\text{пов.}}$  та  $I_{\text{пов.п}}$

$$k_m = 1 - 0,91 \exp(-0,022 T_{\text{пр}}), \quad (3.4)$$

Час проведення дільничної виробки при розрахунку  $I_{\text{пов.}}$

$$T_{\text{пр}} = \frac{L_{\Pi} - L_{\text{пр}}}{V_{\Pi}} \quad (3.5)$$

а при розрахунку  $I_{\text{пов.пр.}}$

$$T_{\text{пр}} = \frac{L_{\Pi}}{V_{\Pi}} \quad (3.6)$$

де  $L_{\Pi}$  – довжина тупикової виробки, м.

Метановиділення з відбитого вугілля залежить від способу виймання вугілля. При вийманні вугілля комбайном, вибуруванням, відбійними молотками:

$$I_{\text{в.в.}} = j \cdot k_{\text{ТВ}} \cdot (x - x_3) \quad (3.7)$$

де  $j$  – технічна продуктивність комбайна, бурових верстатів, сумарна продуктивність прохідників, т/хв.; приймається для ГПКС – 1,8; ГПКСП – 1,8; ПКЗР – 1,4; 4ПП2 – 1,5; 4ПП2М – 0,7; 4ПП2Ш – 0,5;

$k_{ТВ}$  – коефіцієнт, що враховує ступінь дегазації відбитого вугілля та час знаходження його у при вибійному просторі  $T_b$  (хв).

$$k_{ТВ} = a \cdot T_b^B \quad (3.8)$$

де  $T_b$  – час знаходження (дегазації) вугілля у привибійному просторі, хв;

$a, B$  – коефіцієнти, що враховують газовіддачу з відбитого вугілля; приймаються при  $T_b < 6$  хв., відповідно 0,02 і 0,71, а при  $T_b > 6$  хв.  $a = 0,118,5 = 0,25$ .

$$T_b = \frac{S_{вуг} \cdot L_{ц} \cdot \gamma}{j} \quad (3.9)$$

де  $S_{вуг}$  – площа поперечного перерізу виробки за вугіллям,  $m^2$ ;

$L_{ц}$  – посування вибою за цикл; приймається рівним відстані між осями рам кріплення, але не менше 1 м;

$\gamma$  – щільність вугілля,  $t/m^3$ .

При проведенні виробки буропідривним способом максимальне метановиділення у привибійний простір від відбитого вугілля та поверхні пласта розраховується за формулою:

$$I_{п.п.мах} = 0,05 \cdot S_{вуг} \cdot L_{під} \cdot \gamma \cdot (x - x_3) \quad (3.10)$$

де  $L_{під}$  – посування вугільного вибою за підривання, м.

## 3.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

### Контрольне завдання

**Завдання 1.** Згідно Вашого варіанту розрахувати абсолютне метановиділення у тупикову виробку таблиця 3.1.

Таблиця 3.1 - Результати прогнозу метановості тупикових виробок.

СИМВОЛ ПЛ	$I_{п.п.}$ $m^3/хв$	$I_{пов}$ $m^3/хв.$	$I_{пов.пр.}$ $m^3/хв$	$I_{в.в.}$ $m^3/хв$	$I_{п}$ $m/хв$
1					
2					
3					
4					
5					

**Завдання 2.** Надати письмові відповіді на питання для самоконтролю.

**Зміст практичної роботи повинен включати:** титульний аркуш, назву та мету роботи, завдання на практичну роботу, розрахунки, письмові відповіді на питання для самоконтролю, висновки.

### Контрольні питання

1. Яка різниця між показниками метановості  $I_{п.п.}$  і  $I_{пов}$  відмінності розрахунку?
2. Як в розрахунках метановості тупикових виробок враховуються зміни метановиділення з часом?
3. Чи залежить метановиділення з відбитого вугілля від способу виїмання вугілля?
4. Як визначити коефіцієнт, що враховує ступінь дегазації відбитого вугілля та час знаходження його у привибійному просторі?
5. Які показники впливають на вибір довжини привибійного простору при розрахунку часу проведення ділянки виробки?
6. Що називається абсолютним метановиділенням?
7. Для яких тупикових виробок потрібно проводити розрахунки їх метановості?

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №4

### ОЦІНКА СХЕМ КОНТРОЛЮ ПРОЦЕСІВ ВИЛУЧЕННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

**Мета роботи:** оцінка технологічних схем контролю і автоматизації управління дегазаційними системами шахт.

В результаті виконання практичної роботи буде сформований наступний **результат навчання:** контролювати дебіт свердловини; контролю відсотковий вміст метану у трубопроводах з діагностуванням їх цілісності.

#### 4.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

У вугледобувних країнах спостерігається тенденція до зменшення кількості шахт, лав та зростання навантаження на забій. Газодинамічні явища стримують подальше збільшення видобутку у високо навантажених лавах, швидкісне проходження підготовчих виробок.

Відповідно до геотехнічних досліджень прогнозовані можливості пластів шахт України з видобутку метану становлять 14 млрд.м<sup>3</sup> на рік. Організація видобутку метану з шахтних пластів дозволить суттєво розширити енергетичну базу країни, підвищити безпеку видобутку вугілля та екологічну безпеку довкілля.

Тому в даний час є актуальними розробка та впровадження дегазаційних систем, що дозволяють витягувати метан із вугільних пластів та використовувати його.

Одночасно з розробкою технологічних схем дегазації, вибором та створенням нового обладнання необхідно розробити системи контролю та автоматизації управління.

Система контролю дозволить:

- підвищити ефективність роботи обладнання та безпеку за рахунок централізованого контролю, діагностики та автоматичного управління;
- Забезпечити інтегрування окремих дегазаційних систем в єдину систему.

**Метою практичної роботи** є розробка технічних вимог до засобів контролю та автоматизації управління дегазаційними системами шахт для забезпечення:

- контролю дебіту свердловини;
- контролю відсоткового вмісту метану у трубопроводах з діагностуванням їх цілісності;
- технічні витрати газової суміші;
- контроль температури газової суміші;
- контроль тиску метану при його стисканні;
- безперервної фіксації кількості метану за зміну, добу, місяць;
- контролю та діагностики параметрів вакуум-насосних станцій;
- захисту та попередження аварійних ситуацій у дегазаційній системі;

– видачі необхідної інформації на табло оператору та диспетчеру на поверхню.

Для прогнозу метанообильності у вугільних шахтах використовується гірничостатичний метод. Цей метод застосовується для визначення передбачуваної метанообильності гірничих виробок: нових горизонтів шахт, що поглиблюються; ділянок, що прирізаються до шахтних полів щодо простягання пластів, що закладаються нижче полів діючих шахт.

Економічно найбільш доцільним шляхом підвищення ефективності дегазації є збільшення концентрації метану в вакуумно-насосами метаноповітряної суміші, що відсмоктується. При цьому знижуються витрати енергії на транспортування метаноповітряної суміші по мережі дегазаційних трубопроводів, збільшується кількість метану, що відсмоктується, і знижується абсолютне метановиділення в очисні виробки та виїмкові ділянки.

Дегазаційні трубопроводи є складною гідравлічною системою і тому вимагають обов'язкового виконання певних умов експлуатації. Так, наприклад, на ШУ «Покровське» дегазація здійснюється за допомогою двох поверхневих та однієї пересувної дегазаційних установок. Відповідно до «Методичними рекомендаціями...» повинні бути забезпечені певні параметри газоповітряної суміші, що транспортується по підземному вакуумному газопроводу: концентрація метану в суміші повинна становити 0-3% і 25-100%, манометричний тиск не повинен перевищувати 0,2 кгс/см<sup>2</sup>, а температура повинна бути в межах від +1 до +350 °С.

При експлуатації дегазаційних трубопроводів необхідно контролювати перелічені вище параметри. На рисунку 4.1 представлений приклад розташування вимірювального блоку за проектом для ШУ «Покровське».

Контроль параметрів метаноповітряної суміші тільки у свердловин є недостатнім для забезпечення транспортування газу з найменшими втратами концентрації метану. Вимірювальні блоки по довжині дільничного та магістрального газопроводів встановлюють у дуже поодиноких випадках. Це суттєво знижує можливість своєчасного виявлення дефектних місць у газопроводі з погляду їхньої герметичності.

## **4.2 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ КОНЦЕНТРАЦІЇ МЕТАНУ В ДЕГАЗАЦІЙНОМУ ТРУБОПРОВОДІ.**

Розрахункова концентрація метану в дегазаційному трубопроводі перед вакуум-насосною станцією (ВНС)  $C_n$  (%) визначається за наступною формулою:

$$C_n = \frac{100 \cdot J_{M.H.}}{J_{M.H.} + P_G + P_C},$$

де  $J_{M.H.}$  – витрата метану в дегазаційному трубопроводі перед вакуумнасосом (метанодобування, продуктивність ВНС по метану), наведений до нормальних умов; м<sup>3</sup>/хв;

$P_{z(c)}$  – загальні допустимі підсмоктування повітря в дегазаційному трубопроводі (дегазаційні свердловини), наведені до н.у., м<sup>3</sup>/хв;

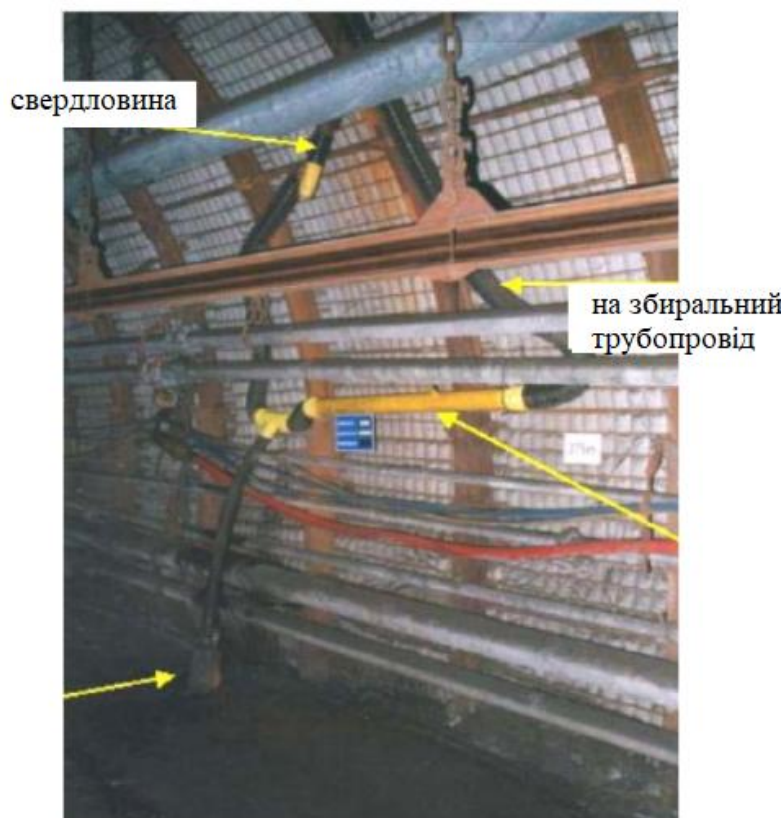


Рис. 4.1. – Під'єднання вимірювального блоку до дегазаційних свердловин

Витрата метану в дегазаційному трубопроводі перед вакуум-насосом умовах діючої шахти визначається за такою формулою:

$$J_{M.H.} = 0,01 \cdot Q_{Г.Н.} \cdot C_{ВНС}$$

де  $Q_{Г.Н.}$  – середня за останній тиждень витрата метаноповітряної суміші в дегазаційний трубопровід перед вакуум-насосом, наведений до нормальним умовам м<sup>3</sup>/хв;

$C_{ВНС}$  – середня арифметична величина концентрації метану в дегазаційний трубопровід перед вакуум-насосом за тиждень.

Контроль роботи дегазаційної системи здійснюється стаціонарними, напівстаціонарними та переносними приладами. Як стаціонарні газоаналізаторів у поверхневих ВНС застосовують автоматичні аналізатори метану ТП-2301.

Для контролю за розрідженням у газопроводі використовують самопишучі вакуумметри типу ВС-410 з межами виміру 0-760 мм рт. ст.

Витрата метаноповітряної суміші  $Q_{Г.Н.}$  (рис.4.2) є визначальним технічним параметром для визначення концентрації метану в дегазаційному трубопроводі. Величина витрати метаноповітряної суміші залежить від трьох параметрів:

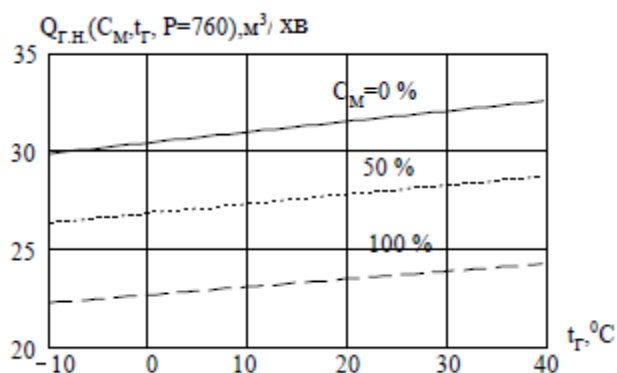


Рисунок 4.2 – Витрата метаноповітряної суміші від температури газоповітряної суміші у трубопроводі

- $C_M$ , % – концентрації метану в трубопроводі;
- $P$ , мм. рт. ст. – газового тиску в трубопроводі перед діафрагмою;
- $t_{Г}$ , °C – температура газоповітряної суміші у трубопроводі.

$$Q_{Г.Н.}(C_M, t_{Г}, P) = \frac{0,00104 \cdot d_0^2}{\left(1 - \left(\frac{d_0}{d_T}\right)^4\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{h_C \cdot P}{(224 - C_M) \cdot (273 + t_{Г})}\right)^{0,5}}$$

Структурна схема комплексу засобів контролю та автоматизації управління представлено на рис.4.3.

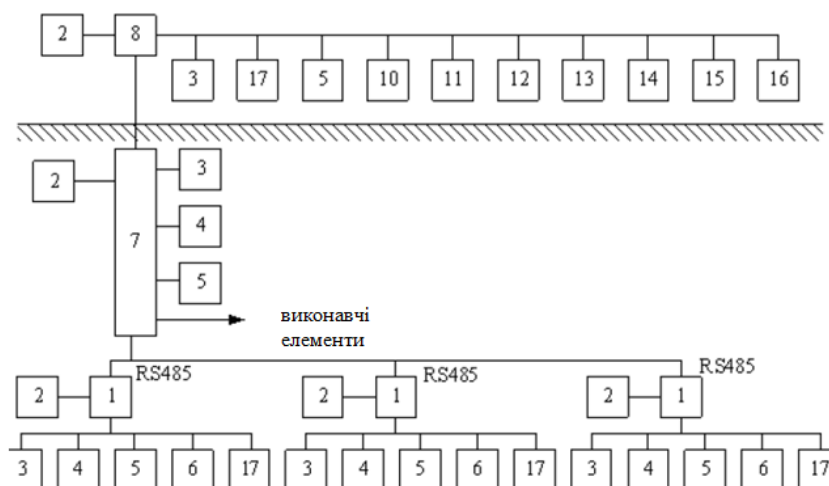


Рисунок 4.3 - Структурна схема комплексу засобів контролю та автоматизації управління

На рис. 4.3 позначені: 1 – програмно-технічні засоби КПУ; 2 – джерело живлення; 3 – датчик вакууму; 4 – датчик дебіту; 5 – датчик концентрації метану; 6 – резерв; 7 – програмно-технічні засоби ППУ; 8 – програмно-технічні засоби ПУ; 9 – датчик тиску; 10 – датчик температури; 11 – датчик витрати; 12 – датчик витрати води; 13, 14 – Виконавчі пристрої; 15 – апаратура обчислення в комерційних цілях параметрів газу; 16 – пристрої сигналізації;

17 – датчики контролю аерогазової обстановки.

### **4.3 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА**

#### **Контрольне завдання**

**Завдання 1.** Наведіть схемі дегазаційної мережі шахти та нанесіть на ній розташування методів контролю метаноповітряної суміші.

**Завдання 2.** Надати письмові відповіді на питання для самоконтролю.

**Зміст практичної роботи повинен включати:** титульний аркуш, назву та мету роботи, завдання на практичну роботу, розрахунки, письмові відповіді на питання для самоконтролю, висновки.

#### ***Питання для самоконтролю***

1. Наведіть правила встановлення датчиків метану з гірничих виробок шахти.
- 2 . Наведіть схему розташування датчиків метану при суцільній системі розробки.
3. Які показники впливають на вибір довжини привибійного простору при розрахунку часу проведення ділянки виробки



## ПРАКТИЧНА РОБОТА №5

### РОЗРАХУНКИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ ШАХТНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

**Мета роботи:** опанувати методику розрахунку експлуатаційних показників діючих дегазаційних газопроводів.

В результаті виконання практичної роботи буде сформований наступний **результат навчання:** складати проекти для ефективного підбору дегазаційного обладнання.

#### 5.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Виконання робіт по дегазації обов'язкове, коли вентиляцією неможливо забезпечити вміст вибухонебезпечних газів (метану) в рудничній атмосфері діючих гірничих виробок шахти в розмірі до 1%. Дегазація вугільного пласта обов'язкова, коли природна метаносності пласта перевищує  $13 \text{ м}^3 / \text{т}$  сухої беззольної маси (далі - с.б.м.) і роботами по вентиляції неможливо забезпечити вміст метану у вихідному струмені очисної гірничої виробки в розмірі менше 1%.

Дегазація виробленого простору обов'язкова, коли концентрація метану в газопроводах і газодренажних виробках перевищує 3,5%. Природна газоносність вугільних пластів, що розробляються та/або планується розробляти, у межах шахт приймається за даними геологорозвідувальних робіт, для діючих шахт уточнюється за даними фактичного газовиділення в гірничі виробки згідно з діючими нормативними документами. Дегазація застосовується у всіх випадках, коли видобування і утилізація шахтного метану економічно вигідні. Роботи, пов'язані з проектуванням дегазації, будівництвом дегазаційних систем, здійсненням дегазації на шахтах і контролем її проведення, проводяться відповідно до діючих нормативних документів.

Проектування дегазації, будівництва та експлуатації дегазаційних систем шахт, нових горизонтів, блоків тощо має здійснюватися на підставі технічного завдання, затвердженого технічним керівником організації-замовника. Нові схеми дегазації застосовуються за проектом, виконаним організацією, яка розробила нову схему дегазації відповідно до вимог, що пред'являються до впровадження нових технологій і технічних умов на небезпечних виробничих об'єктах. Параметри і режими здійснення робіт по дегазації і утилізації шахтного метану визначаються проектами будівництва шахт, розкриття і підготовки виїмкових полів, горизонтів, блоків, панелей (далі - проект будівництва). Обґрунтування параметрів проведення дегазації, визначення 3 необхідних коефіцієнтів дегазації джерел газовиділення і вибір способів дегазації представляються в самостійному розділі «Дегазація» проекту будівництва.

Вибір способу і засобів утилізації метану представляється в самостійному розділі «Утилізація шахтного метану» проекту будівництва. Монтаж і експлуатація дегазаційних систем виконується по самостійним проектам дегазації вугільних шахт. Проектування дегазаційних установок проводиться в

рамках розробки проекту дегазації. При проектуванні стаціонарних дегазаційних станцій розробляється самостійний проект будівництва системи станції дегазації. Монтаж пересувних наземних і підземних дегазаційних установок здійснюється за паспортами виїмкових діляниць або проведення і кріплення гірничих виробок. Експлуатація дегазаційних систем та установок здійснюється відповідно до діючої технічної та експлуатаційної документації.

## 5.2 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ ШАХТНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Розрахунок дегазація виїмкової діляниці проводиться на прикладі 963-ї лави і здійснюватиметься поверхневою вакуум-насосною станцією, оснащеною двома насосами продуктивністю 150 м<sup>3</sup>/хв. Одночасно буде проводитися дегазація 980-та лави пласта С<sub>9</sub> і 1010-та лави пласта С<sub>10</sub><sup>В</sup>.

Розрахункова мережа являє собою схему з'єднання трьох виїмкових ділянок із поверхневою вакуум-насосною станцією.

З діляниці 980-ї лави згідно з проектом дегазації, необхідно відводити не менше 16,23 м<sup>3</sup>/хв метаноповітряної суміші з концентрацією 43%. З діляниці 1010-ї лави - 23,87 м<sup>3</sup>/хв метаноповітряної суміші з концентрацією 43%.

Згідно з виконаними розрахунками з ділянки 963-ї лави необхідно відводити 17,66 м<sup>3</sup>/хв метаноповітряної суміші з концентрацією 49,7%.

З урахуванням коефіцієнта запасу ( $k_3$ ), що враховує похибку прогнозу метановиділення, витрата метаноповітряної суміші з діляниці становитиме:

$$Q_{см.уч} = Q_{см.р} \cdot k_3$$

Де  $Q_{см.р}$  – розрахункова витрата метаноповітряної суміші;

$k_3$  - коефіцієнт запасу. Приймаємо = 1,1

$$Q_{см.уч} = 17,66 \cdot 1,1 = 19,42 \text{ м}^3/\text{хв}$$

«Складний» маршрут руху газової суміші визначено за більшою величиною твору:

$$X = \sum L_i \cdot Q_{ср.i}^2$$

Середня витрата газової суміші по і-му відрізьку шляху дорівнює:

$$Q_{ср.i} = 0,5(Q_n + Q_k)$$

де  $Q_n$  та  $Q_k$  – витрата газової суміші відповідно на початку та в кінці гілки газопроводу

$$Q_k = 10^{-3} \cdot l_i \cdot 1,1 \cdot Q_n$$

де 1,1 - коефіцієнт, що враховує місцеві опори трубопроводу.

Результати розрахунку руху газової суміші у трубопроводі наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 5.1 - Витрата газової суміші по ділянках трубопроводу

№ гілка газопроводу	Довжина гілки	Витрата газової суміші, м <sup>3</sup> /хв			$L_i \cdot Q_i^2 \cdot 10^{-3}$
		На початку гілки, $Q_n$	в кінці гілки, $Q_k$	Середнє значення, $Q_{cp}$	
1-3	1400	19,42	21,0	20,2	571,3
2-3	2355	16,23	18,82	17,53	723,7
3-5	950	39,82	40,87	40,34	1545,9
4-5	1930	23,87	25,99	24,93	1199,5
5-6	420	66,86	67,32	67,09	
6-7	200	67,32	67,54	67,43	

Як випливає з результатів, наведених у таблиці 5, «важкий» маршрут проходитиме від 980-ї лави. Протяжність «важкого» маршруту до ВНС при максимальній довжині дільничного трубопроводу 980-ї лави становитиме 3925 м. Витрата метаноповітряної суміші на всмоктуванні вакуум-насосів 67,54 м<sup>3</sup>/хв.

Діаметр газопроводу, при якому вакуум-насоси забезпечать необхідну витрату суміші, визначається за формулою:

$$d = 0,04 \left( \frac{Q_{см.р}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188}$$

Пітомі втрати тиску ( $\Delta P_{уд}$ ):

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{P_{\sigma} - P_{вс} - B_y}{\sum l_i}$$

Тиск на всмоктувальному патрубку вакуум-насоса ( $P_{вс}$ , мм рт.ст.) визначається за формулою:

$$P_{вс} = k_1 + \frac{k_2 \cdot Q_n}{n_n}$$

де  $k_1$  та  $k_2$  - коефіцієнти для вакуум-насосів продуктивністю 150 м<sup>3</sup>/хв.,  $k_1 = 10$ ;  $k_2 = 15$ ;

$n$  – кількість паралельно працюючих вакуум-насосів;

Тиск на всмозі одного працюючого вакуум-насоса продуктивністю 150 м<sup>3</sup>/хв складе:

$$P_{вс} = 10 + 5 \cdot 67,54 = 347,7 \text{ мм рт.ст.}$$

Пітомий опір за «важким» маршрутом дорівнюватиме:

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{760 - 348 - 50}{3925} = 0,0922 \text{ мм рт.ст./м.}$$

Необхідні діаметри труб «важким» маршрутом наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Необхідні діаметри труб за «важким» маршрутом

Номер гілки	1-3	3-5	5-6	6-7
Середня витрата метаноповітряної суміші, м <sup>3</sup> /хв.	17,53	40.34	67.09	67.43
Довжина гілки, м	2355	950	420	200
Розрахунковий необхідний внутрішній діаметр труб, м	0,184	0,251	0,304	0.305
Фактичний діаметр труб	219,325	325	325	426

Розрахуємо необхідні діаметри труб газопроводу для 963-ї лави при спільній її відпрацюванні з 980-ю та 1010-ю лавами.

Для цього спочатку розрахуємо тиск у трубопроводі у вузловій точці 3 від 980-ї лави за формулою (Л.10) СОУ «Дегазація...»:

$$P_{к.і} = \sqrt{P_{н.і}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{с.к.і}^2 \cdot \gamma_i \cdot l_i}{d_i^{5,33}} \cdot \left(1 \pm \frac{\Delta H \cdot (53 - 0,237 \cdot C)}{4,65 \cdot 10^5}\right)}$$

де  $P_{к.і}$  та  $P_{н.і}$  – тиск метаноповітряної суміші в кінці та на початку  $i$ -ї ділянки газопроводу, мм рт.ст.

$Q_{с.к.і}$  – витрата метаноповітряної суміші в кінці  $i$ -ї ділянки;

$\gamma_i$  – щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>, визначають за формулою:

$$\gamma_i = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_i) = 5,37 \cdot 10^{-3} (224 - 43) = 0,97$$

де  $C_i$  – вміст метану,  $C_i = 43\%$ ;

$l_i$  – довжина гілки, м;

$\Delta H$  – різницю глибин на початку і наприкінці гілки, враховують у разі  $\Delta H \geq 400$

Розрахуємо еквівалентний діаметр для ділянок 2-3 за формулою, рекомендованою для послідовного з'єднання труб:

$$d_{екв} = \left( \frac{(d_n \cdot d_{n+1})^{5,33} (l_{n+1} + l_n)}{l_{n+1} \cdot d_n^{5,33} + l_n \cdot d_{n+1}^{5,33}} \right)^{0,188}$$

де  $d_n$  – діаметр ланки трубопроводу, м;

$d_{n+1}$  – діаметр наступної ланки, м;

$l_n$  – довжина ділянки трубопроводу, м;

$l_{n+1}$  – довжина наступної ділянки трубопроводу, м

$$d_{екв1-3} = \left( \frac{(0,205 \cdot 0,305)^{5,33} (1960 + 395)}{1960 \cdot 0,305^{5,33} + 395 \cdot 0,205^{5,33}} \right)^{0,188} = 0,2106 \text{ м,}$$

$$P_{к.3} = \sqrt{760^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 17,53^2 \cdot 2355 \cdot 0,97}{0,2106^{5,33}}} = 664,5 \text{ мм рт.ст.}$$

Розрахуємо питомі втрати тиску в трубопроводі від 963-ї лави на ділянці 1-3:

$$\Delta P_{уд.1-3} = \frac{P_n - P_{m3}}{l_{1-3}} = \frac{760 - 664,5}{1400} = 0,068$$

Необхідний діаметр дільничного трубопроводу для 963-ї лави визначимо за формулою:

$$d_{1-3} = 0,04 \left( \frac{20,2^2}{0,068} \right)^{0,188} = 0,205 \text{ м.}$$

Приймаємо найближчий стандартний діаметр для дільничного трубопроводу 963 лави 219 мм.

Розрахуємо необхідні діаметри труб газопроводу для 1010-ї лави при спільній її відпрацюванні з 980-ю та 963-ю лавами.

Для цього спочатку розрахуємо тиск у трубопроводі у вузловій точці 5 з урахуванням необхідного діаметра труб для ділянки 3-5 (див. таблицю 3.2).

$$P_{к.5} = \sqrt{664,5^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 40,3^2 \cdot 950 \cdot 0,97}{0,251^{5,33}}} = 575,6 \text{ мм рт.ст.}$$

Розрахуємо питомі втрати тиску в трубопроводі від 1010 лави на ділянці 4-5:

$$\Delta P_{уд.4-5} = \frac{P_{m5} - P_{m4}}{l_{5-4}} = \frac{760 - 575,6}{1930} = 0,0955 ;$$

Необхідний діаметр дільничного трубопроводу для 1010 лави визначимо за формулою:

$$d_{1-3} = 0,04 \left( \frac{24,9^2}{0,0955} \right)^{0,188} = 0,208 \text{ м.}$$

Приймаємо найближчий стандартний діаметр для трубопроводу від 1010 лави 219 мм.

Враховуючи, що фактичний діаметр ділянки 3-5 (325 мм) перевищує необхідний (0,251 м), для забезпечення каптування необхідної витрати метаноповітряної суміші з боку лави 1010 необхідно здійснювати регулювання витрати метаноповітряної суміші на ділянці трубопроводу 3-5 за допомогою газової запірної засувки перед стволом у бік зменшення під контролем витрати суміші з дегазованих лав.

## 5.3 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

### Контрольне завдання

**Завдання 1.** Згідно Вашого варіанту розрахувати експлуатаційні показники дегазаційного газопроводу в складних умовах експлуатації.

**Завдання 2.** Надати письмові відповіді на питання для самоконтролю.

**Зміст практичної роботи повинен включати:** титульний аркуш, назву та мету роботи, завдання на практичну роботу, розрахунки, письмові відповіді на питання для самоконтролю, висновки.

### *Питання для самоконтролю*

1. Яка мінімальна товщина стінок має бути у дегазаційних газопроводів із сталевих труб?

2. Наведіть за дотримання яких умов щодо забезпечення промислової безпеки допускається транспортування метаноповітряної суміші в дегазаційних трубопроводах із вмістом метану менше 25 %

3. Наведіть основні особливості дегазація джерел метановиділення та пов'язані з ним проблеми.

## КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ

Робота оцінюється на **відмінно** (90–100), якщо студент виявив підвищений рівень засвоєння обсягу знань і набуття вмінь, якісно та в повному обсязі виконав завдання. До того ж було підтверджено залучення ним навчального матеріалу на рівні творчого використання; причому завдання виконано ретельно й самостійно, матеріал викладено в логічній послідовності, відсутність мовних помилок, а власні висновки студента відповідають темі практичної роботи.

Робота заслуговує на оцінку **добре** (74–89) у тому разі, коли студент, показав оволодіння достатнім обсягом знань і вмінь під час виконання завдання; продемонстрував самостійність в отриманні розрахунково-аналітичних даних, точність і чіткість мови, при цьому в роботі не було зафіксовано помилок, а власні висновки студента відповідають темі практичного завдання.

Робота оцінюється на **задовільно** (60–73), коли в поданому студентом матеріалі виявлено змістові й лексичні помилки, зміст роботи викладено не завжди чітко й логічно, але студент виконав розрахунки та виявив знання й уміння в межах навчальної програми.

Робота заслуговує на оцінку **незадовільно** (0–59) з можливістю її повторного виконання, якщо поданий студентом матеріал не відповідає темі роботи, у ньому допущено принципові змістові й лексичні помилки, розрахунки не здійснено, тобто студент не виявив певних знань і вмінь.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита/ [В.А. Михайлов та ін.] ; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. - К. : Ніка-Центр, 2013. -368 с.
2. Назімко І. В. Обґрунтування параметрів інтенсивної технології виїмки вугільних пластів на великій глибині : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.15.02 «Підземна розробка родовищ корисних копалин» / І. В. Назімко – Дніпропетровськ, 2009. – 18 с.
3. Випереджаюча дегазація порід покрівлі високопродуктивних лав//СОУ10.1.001174 088/О.І. Касімов, В.М. Кочерга, А.М.Брюханов, І.І.Пісарев, А.Ф.Булат, В.В.Лукінов, А.Г.Клець, Б.В.Бокій, І.О.Єфремов-Макіївка; МакНДІ, 2010-21с.
4. Гуня Д. П. Обґрунтування параметрів фільтрації метану з підробленого вуглепородного масиву в свердловини: автореферат на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.09 // Д. П. Гуня. – Дніпропетровськ, 2008. – 20 с.
5. Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ» // Відомості Верховної Ради України (ВВР). – 2009. – № 40. – С. 578.
6. Пат. № 102334 України, Е 21 F 7/00. Спосіб видобування метану із техногенних колекторів відпрацьованих полів діючих або закритих вугільних шахт/ [Булат А. Ф., Звягільський Ю. Д., Анциферов А. В. та ін.]: заявники і патентоволодарі Ін-т геотехнічної механіки. М.С. Полякова НАН України. №а201204948: заявл.20.04.12: надрук.11.02.13, Бюл. №3.
7. Техногенні скупчення метану у порушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон підвищеної газонасиченості та визначення їх параметрів: СОУ 10.1.05411357.007: 2007 / [А.Ф. Булат, Д.П. Гуня, А.П. Клець та ін.]. – Чинний від 01.01.2008 р. – Київ: Мінвуглепром України, 2007. – 14 с.
8. Непапашев Є.О. Перспективи видобування шахтного метану в межах Західного Донбасу (на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі). / Є.О. Непапашев, Р.К. Радул, В.О. Макєєва, П.І. Бойко - Нафтогазова галузь України. 2014. № 3. С. 19 – 23.
9. Flores R. M. Coal and Coalbed gas. Fueling the future / Flores R. M. – New York: Elsevier, 2014. – 697 p.



**Ширін** Леонід Никифорович  
**Єгорченко** Ростислав Русланович

## **ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ**

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

В редакції авторів

Підписано до друку \_\_. \_\_. 2023 Формат 30×42/4.  
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. Арк. 1,8.  
Обл.-вид.арк. 1,8. Тираж 100 пр.. Зам. №\_\_

Підготовлено до публікації  
у Національному технічному університеті  
«Дніпровська політехніка».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру  
ДК № 1842 від. 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19