



# МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

## НАКАЗ

м. Київ

***Про затвердження нормативного документа «Проектування дегазації вугільних шахт і експлуатації дегазаційних систем. Правила»***

Відповідно до статті 26 Гірничого закону України; пункту 8 Положення про Міністерство енергетики України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 червня 2020 року № 507; з метою забезпечення максимально можливої виїмки корисних копалин при сучасних технологіях та створення системи заходів щодо безпечної діяльності під час проведення гірничих робіт,

**н а к а з у ю:**

1. Затвердити нормативний документ «Проектування дегазації вугільних шахт і експлуатації дегазаційних систем. Правила», що додається.
2. Визнати таким, що втратив чинність, наказ Міністерства палива та енергетики України від 17.11.2004 № 725 «Про затвердження та надання чинності стандарту Мінпаливенерго України «Дегазація вугільних шахт. Інструкція».
3. Контроль за виконанням цього наказу покласти на Першого заступника Міністра ВЛАСЕНКА Юрія.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**



UB  
Міністерство енергетики України  
№304 від 06.09.2022  
КЕП: Галущенко Г. В. 06.09.2022 17:19  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600E0AE7A00  
Сертифікат дійсний з 29.04.2022 10:07 до 29.04.2023 10:07

## Проектування дегазації вугільних шахт і експлуатації дегазаційних систем. Правила

### І. Загальні положення

1. Ці Правила встановлюють способи та схеми дегазації, вимоги до проекту дегазації, вимоги до безпечної експлуатації дегазаційних систем, вибір устаткування і управління процесом дегазації та методи розрахунку ефективності.

Дія цих Правил поширюється на суб'єктів господарювання, які проектують і експлуатують шахтні дегазаційні системи.

2. У цих Правилах терміни вживаються у такому значенні:

вакуум-насосна станція - будівля, контейнер або гірнича виробка, в якій розміщені вакуумні водокільцеві насоси, контрольно-вимірювальна і регулююча апаратура;

вакуум-насос - газовідсмоктувальна машина - водокільцева, ротаційна або іншого типу, допущена до застосування в установленому порядку;

виїмкова ділянка - відокремлено провітрювана очисна виробка і прилеглі до неї виїмкові штреки;

відгалуження від газопроводу - відрізки труби - «свічки», які кріпляться до газопроводу для дегазації виробленого простору;

газопровід - система труб, що служить для транспортування метаноповітряної суміші за межі об'єкта, що дегазується;

герметизатор гирла бурової свердловини - пристрій для відводу метану, що виділяється під час буріння свердловини в газопровід;

герметизатор дегазаційний з поролоновими манжетами - пристрій для зменшення підсосів повітря з виробки і виробленого простору в дегазаційну свердловину;

дегазаційна свердловина - гірничка виробка циліндричної форми, яку проводять у вугільному пласті або бокових породах способом буріння з метою вилучення шахтного метану. Початок свердловин називається гирлом, кінець - вибоєм;

дегазаційна система - сукупність засобів, що забезпечують вилучення та

видалення шахтного метану, включає свердловини, газопроводи, вакуум-насоси, контрольно-вимірювальну і запірно-регулювальну апаратуру;

дегазація попередня (завчасна) - заходи щодо зменшення газоносності вугільних пластів і порід до початку очисних і підготовчих робіт;

дегазація поточна - заходи щодо зменшення виділення метану в гірничі виробки у процесі очисних і підготовчих робіт;

дегазація шахти - технологічний процес по вилученню шахтного метану з вугільних пластів, вміщувальних порід і виробленого простору з подальшим відведенням його на поверхню або в гірничі виробки, в яких можливе розбавлення до безпечного утримання;

зближені пласти (пласти - супутники) - вугільні пласти, що залягають у покрівлі або ґрунті пласта, з яких метан надходить у гірничі виробки;

камера змішування (змішувач) - пристрій, який забезпечує змішування метану, що витягується з повітрям і розведення його до безпечного утримання перед випусканням в гірничу виробку;

комплексна дегазація - одночасне застосування на одному об'єкті декількох способів дегазації;

модульна дегазаційна ротаційна станція - пересувний контейнерний модуль, який містить ротаційні вакуум-насоси, вогнеперепинювачі та контрольно-регулюючі пристрої, що забезпечують автоматичний режим роботи станції;

підземна дегазаційна установка - вакуум-насос, оснащений системою замкнутого водопостачання та контрольно-регулюючими пристроями, змонтований на пересувній платформі в гірничій виробці;

поверхнева пересувна вакуум-насосна станція - пересувний модуль, який містить вакуум-насоси, системи водопостачання та контрольно-регулюючі пристрої;

світа пластів вугілля - кілька пластів вугілля, розташованих у визначеній товщі;

спосіб дегазації - певний порядок дій, які забезпечують добування метану і виведення його по трубах із об'єкта дегазації;

суфляр - виділення метану з видимих тріщин у вугіллі або породі. Виділення метану прийнято вважати суфлярним, якщо дебіт метану перевищує  $1 \text{ м}^3/\text{хв}$  на довжині виробки менше за 20 м;

схема дегазації - взаємне розташування дегазаційних свердловин, газопроводів і гірничих виробок.

3. У цих Правилах використовуються такі скорочення:

ВНС - вакуум-насосна станція;

ГДПМ - герметизатор дегазаційний з поролоновими манжетами;

ГУБС - герметизатор гирла бурової свердловини;

ДБН А.2.2-3:2014 - Склад та зміст проектної документації на будівництво;

ДНАОП 1.1.30-5.19-96 - Інструкція з контролю складу рудникового повітря, визначення та встановлення категорій шахт за метаном;

ДНАОП 0.00-1.32-01 - Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок;

ДСТУ Б В.1.1-36:2016 - Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою;

ДСТУ ISO 1219-1:2014 - Системи гідравлічні і пневматичні та їхні складові частини. Графічні умовні позначки та принципові схеми. Частина 1. Графічні умовні позначки звичайної призначеності та використовні для пристроїв оброблення даних;

МДРС - модульна дегазаційна ротаційна станція;

НПАОП 10.0-7.08-93 - Керівництво щодо проектування вентиляції вугільних шахт;

НТР - науково-дослідні роботи;

ПБ - Правила безпеки у вугільних шахтах, затверджені наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 22.03.2010 № 62, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 17.06.2010 за № 398/17693;

ПДУ - підземна дегазаційна установка;

ППВНС - поверхнева пересувна вакуум-насосна станція;

СОУ 10.1.00174088.011-2005 - Правила ведення гірничих робіт на пластах, схильних до газодинамічних явищ;

СОУ-П 10.1.001740088.015:2008 - Транспортування і використання метану, що каптується дегазаційними системами шахт. Вимоги безпеки.

4. Дегазацію вугільних шахт здійснюють з метою забезпечення газової безпеки гірничих виробок відповідно до Гірничого закону України та ПБ.

Дегазація повинна здійснюватися у вугільних шахтах, де засобами вентиляції (за рахунок загальношахтної депресії та газовідсмоктувальних установок) неможливо забезпечити вміст метану в рудничній атмосфері в межах, встановлених ПБ норм і якщо очікуване виділення метану в межах виїмкової ділянки перевищує  $10 \text{ м}^3/\text{хв}$ .

5. Дегазація здійснюється витягуванням метану вакуум-насосами з місць його виділення і відведенням по газопроводам на земну поверхню або у виробку, де він може бути розбавлений повітрям до безпечного вмісту відповідно до ПБ.

6. Проекти будівництва і реконструкції шахт, небезпечних по виділенню метану, розкриття і підготовки горизонтів, блоків, панелей повинні містити розділ «Дегазація». Технологічні проектні документи (паспорти) виїмкових ділянок і підготовчих виробок шахт, небезпечних по виділенню метану, повинні містити розділ «Дегазація».

Проекти будівництва ВНС і дегазаційних систем шахт повинні розробляти організації, які мають дозвіл відповідно до Закону України «Про ліцензування

видів господарської діяльності».

Розділ «Дегазація» в паспортах виїмкових діляниць і підготовчих виробок розробляє технологічна служба шахти за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР та затверджує технічний керівник підприємства до початку очисних або прохідницьких робіт на шахті.

7. У разі зміни геологічних або гірничотехнічних умов або коли фактична ефективність дегазації виявляється недостатньою, коригують розділи «Дегазація» в паспортах виїмкових діляниць і підготовчих виробок. Термін коригування не повинен перевищувати одного місяця.

8. Дегазацію свердловинами, пробуреними із земної поверхні, виробляють за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР.

9. Утилізація метану, який отримують, повинна здійснюватися за окремим проектом відповідно до СОУ П 10.1.00174088.015:2008.

## **II. Вимоги до проектної документації по дегазації**

1. Проект будівництва ВНС на поверхні повинен відповідати вимогам ДБН А.2.2-3:2014.

2. Розділ «Дегазація» в паспортах виїмкових діляниць і підготовчих виробок повинен складатися з пояснювальної записки та графічних матеріалів.

3. Пояснювальна записка має містити:

гірничо-геологічну та гірничотехнічну характеристику виїмкової діляниці (виробки), вихідні дані для розрахунку очікуваного виділення метану, певні в аналогічних виробках;

розрахунок очікуваного виділення метану в межах виїмкової діляниці (виробки) за джерелами його виділення;

оцінку фактичної ефективності способів дегазації в аналогічних виробках, розраховану за методом, наведеним у додатку 1 до цих Правил;

обґрунтування вибору способу, його ефективності і схеми дегазації;

розрахунок витрати повітря, необхідного для провітрювання виїмкової діляниці (виробки);

розрахунок параметрів і режиму дегазації для кожного з прийнятих способів дегазації;

розрахунок необхідних діаметрів газопроводу, вибір вакуум-насоса;

порядок організації дегазаційних робіт;

заходи контролю роботи системи дегазації;

заходи безпеки при бурінні і експлуатації дегазаційних свердловин;

заходи, що виключають виникнення і поширення горіння метану в

газопроводі;

заходи з управління системою дегазації шахти під час пожеж в гірничих виробках.

4. Графічні матеріали повинні містити:  
 викопіювання з плану гірничих виробок;  
 схему буріння дегазаційних свердловин;  
 схему установки відгалужень від газопроводу - «свічок»;  
 розрахункову схему дегазаційного газопроводу;  
 схему системи дегазації шахти із зазначенням розташування контрольно-виміральної і запірно-регулюючої апаратури;  
 геологічний розріз по найближчій розвідувальній свердловині від початку виймкового поля.

При дегазації свердловинами, пробуреними з поверхні, розділ «Дегазація» повинен містити ще викопіювання з плану гірничих виробок, поєднане з планом поверхні.

5. Вибір способу і схеми дегазації, розрахунок її параметрів і режимів, технічних засобів отримання та транспортування метаноповітряної суміші повинен виконуватися відповідно до вимог цих Правил.

6. Якщо застосування одного способу дегазації не забезпечує необхідну ефективність, необхідно здійснювати комплексну дегазацію джерел виділення метану.

7. Застосування нових схем і способів дегазації, що не викладені у цих Правилах, допускається за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР.

### III. Вимоги до вибору способу та схеми дегазації

1. Дегазація розроблюваних вугільних пластів.

1.1. Дегазація при проведенні капітальних і підготовчих виробок: дегазацію при проведенні капітальних вертикальних виробок (стволів, шурфів) (рисунок 1) здійснюють свердловинами, пробуреними із виробки. Газоносний вугільний пласт або порода, яка містить метан, повинні повністю перетинатися свердловинами. Свердловини розташовують так, щоб їх вибої знаходилися на відстані від 2,5 м до 3 м від контуру виробки. Відстань між вибоями свердловин повинна бути від 4 м до 5 м. Незнижуване випередження свердловинами вибою виробки повинно бути не менше 10 м. Вибої свердловин повинні створити по газоносному вугільному пласту або пласту породи, яка містить метан, коло діаметром  $2 \times ш_v$ , де  $ш_v$  - ширина виробки;

дегазацію свердловинами при проведенні квершлагів здійснюють відповідно до рисунку 2 в місці підходу вибою квершлягу до вугільного пласта або пласта породи, небезпечного по газодинамічним явищам, не ближче, ніж на 5 м. Вибої свердловин повинні створити по газоносному вугільному пласту або пласту, небезпечному за газодинамічними явищами, коло діаметром  $2 \times \mu_6$ , де  $\mu_6$  - ширина виробки;

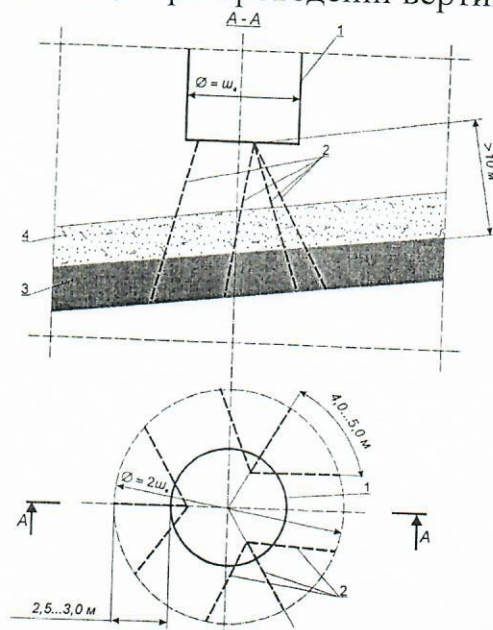
при проведенні польових виробок на відстані менше 10 м від вугільних пластів, які залягають в покрівлі, а також в разі небезпеки проривів метану в ці виробки з ґрунту треба здійснювати дегазацію свердловинами за схемами, показаними на рисунках 3 а) і 3 б). Місце перетину свердловини з пластом має випереджати вибій виробки не менше 10 м. Відстань між свердловинами ( $r_c$ ) має бути від 10 м до 15 м;

Примітка - Якщо при бурінні дегазаційна свердловина перетинає породу, яка не містить метан, вона на схемах умовно не відображається.

для зниження метановості виробок, які проводять по вугільному пласту, треба застосовувати випереджальну дегазацію свердловинами довжиною  $l_c$  від 100 м до 150 м, які бурять під кутом розвороту до осі виробки  $\varphi$  від  $15^\circ$  до  $20^\circ$  (рисунок 4). Відстань між гирлами свердловин має бути менше довжини свердловин  $l_c$  на 15-20 м.

При проведенні парних виробок свердловини треба бурити з кожної виробки. Якщо парні виробки проводять з почерговим випередженням одного з вибоїв і ширина цілика між виробками не перевищує 15 м, буріння свердловин з обох сторін виробки проводиться тільки для випереджаючого вибою. Для виробки, яка проводиться з відставанням, буріння свердловин в боковій стінці з боку цілика не здійснюють.

Рисунок 1 - Схема дегазації при проведенні вертикальних виробок



1 - вертикальна виробка

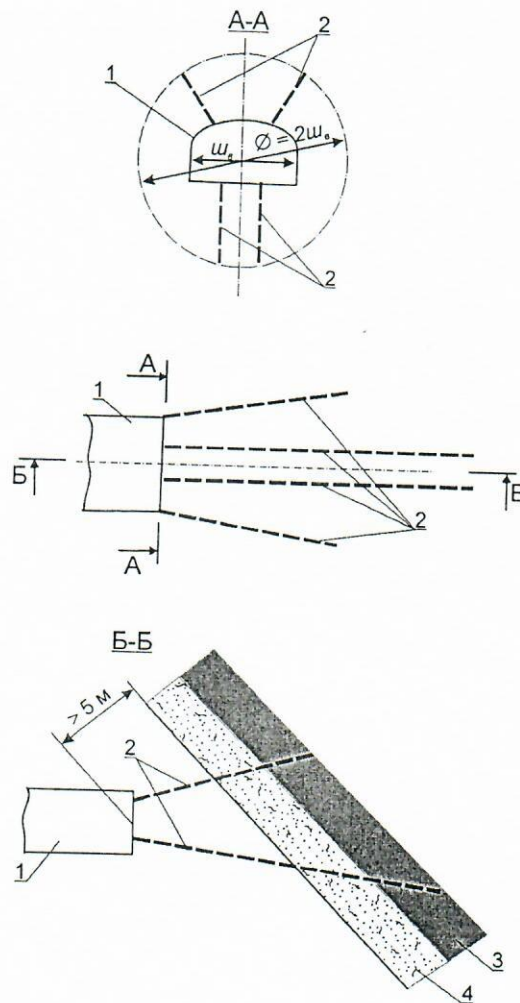
- 2 - свердловини
- 3 - вугільний пласт
- 4 - порода, яка містить метан.

для підвищення ефективності роботи свердловин дозволено за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР застосувати способи, які підвищують фільтраційні властивості пласта (гідророзрив, гідророзчленування або інші способи);

дегазацію при проведенні виробок поблизу геологічних порушень або їх перетинанні здійснюють свердловинами, які бурять з камер на відстані від 30 м до 40 м до геологічного порушення. Свердловини повинні перетинати зону геологічного порушення на відстані двох-трьох діаметрів виробки від її майбутнього контуру;

значення ефективності дегазації при проведенні виробок по газоносних пластах визначають згідно з таблицею 1.

Рисунок 2 - Схема дегазації при проведенні квершлагів

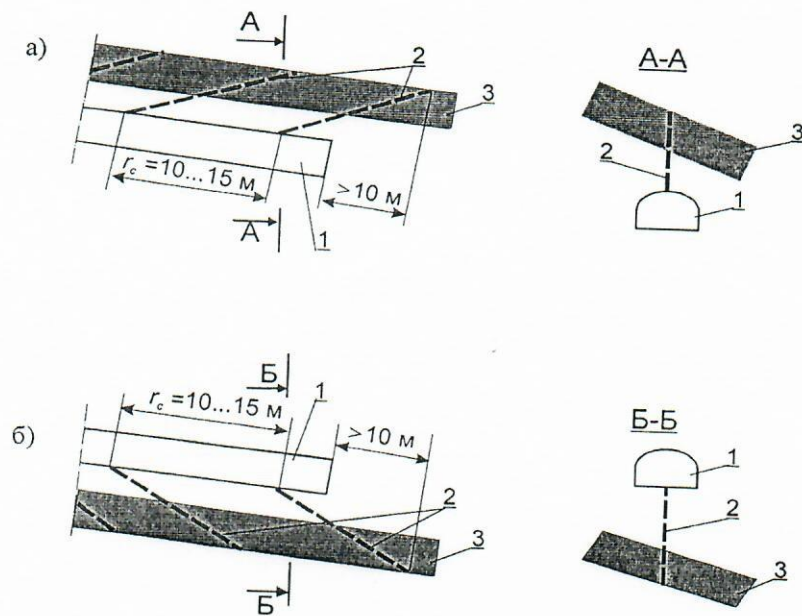


1 - квершлаг



- 2 - свердловини  
3 - вугільний пласт  
4 - порода, яка містить метан.

Рисунок 3 - Схеми дегазації при проведенні польових виробок



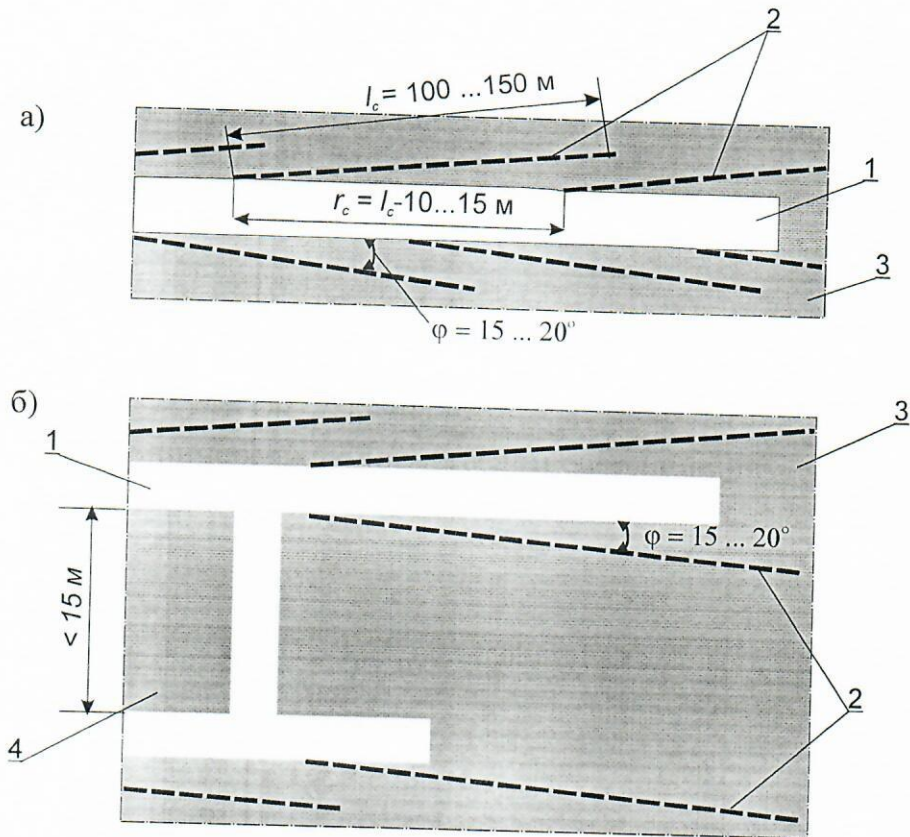
- 1 - виробка, яку проходять  
2 - свердловини  
3 - вугільний пласт

- а) при проведенні польової виробки під вугільним пластом  
б) при проведенні польової виробки над вугільним пластом.

Таблиця 1 - Показники дегазації при проведенні виробок по газоносних пластах

Спосіб дегазації	Максимальний коефіцієнт дегазації $k_{дег.пл}$ частки од.	Мінімальна величина розрідження в гирлі свердловини	
		$10^3$ Па	мм рт.ст.
попередня дегазація вугільного масиву:	без застосування гідророзриву	0,3	13,3
	із застосуванням гідророзриву	0,4	13,3
Дегазація в процесі проведення виробок	0,2	6,7	50

Рисунок 4 - Схеми випереджаючої дегазації свердловинами при проведенні підготовчих виробок по пологих пластах



- 1 - виробка, яку проходять
- 2 - свердловини
- 3 - вугільний пласт
- 4 - цілик вугілля
- $\varphi$  - кут повороту свердловини

- а) при проведенні одиничних виробок
- б) при проведенні парних виробок.

1.2. При проведенні очисних робіт дегазацію пластовими або екрануючими свердловинами здійснюють, якщо частка виділення метану з розроблюваного вугільного пласта в газовому балансі виїмкової ділянки перевищує 40%, а глибина розробки не більше 400 м.

Дегазація пластовими свердловинами:

дегазацію пластовими свердловинами застосовують для розроблюваних вугільних пластів без попереднього впливу на їх проникність на глибині ведення робіт не більше 400 м.

Можливість дегазації пластів, що розробляються або не розвантажених від

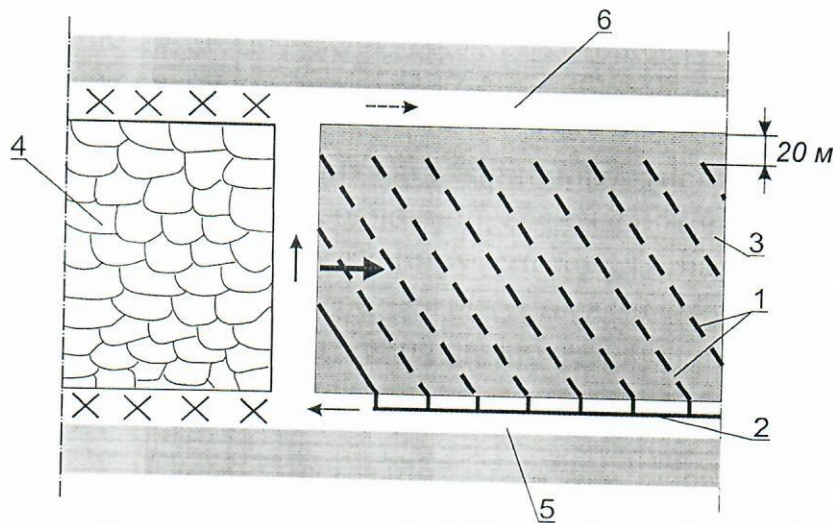
гірничого тиску, визначають за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР;

дегазацію розроблюваних вугільних пластів свердловинами, пробуреними з підготовчих виробок, здійснюють при підготовці пластів до виїмки. Цей спосіб дегазації застосовують як при стовпових, так і при суцільних системах розробки, якщо в останньому випадку є достатнє випередження підготовчої виробки щодо очисного вибою;

відстань від вибоїв свердловин до підготовчої виробки має бути не менше 20 м. Діаметр свердловин 76 мм. На пластах, безпечних за раптовими викидами вугілля і газу, відповідно до СОУ 10.01.00174088.011-2005, дозволяється збільшення діаметра свердловин до 132 мм. Свердловини повинні бути висхідними.

Для пластів, не розвантажених від гірничого тиску, потрібно бурити висхідні паралельно-поодинокі свердловини, з розворотом на очисний вибій (рисунок 5). Вони пов'язують дегазаційну систему з частиною пласта, яка прилягає до очисного вибою і розвантажується в міру виїмки вугілля. Розрідження в гирлі свердловин потрібно регулювати так, щоб не було притоків повітря з очисної виробки в свердловини.

Рисунок 5 - Схема дегазації пласта паралельно-одиначними свердловинами, пробуреними з розворотом на очисний вибій



- 1 - пластові дегазаційні свердловини
- 2 - газопровід
- 3 - вугільний пласт
- 4 - вироблений простір
- 5 - штрек відкаточний
- 6 - штрек вентиляційний.

Для пластів, схильних до самозаймання тривалість зв'язку свердловин з очисною виробкою повинна бути не більше інкубаційного періоду.

при розташуванні свердловин паралельно очисному вибою тривалість дегазації повинна бути не менше 6 місяців;

Дозволяється буріння свердловин з виробок, що оконтурюють дегазований вугільний масив, за умови вжиття заходів щодо осушення низхідних свердловин. Тривалість дегазації низхідними свердловинами повинна бути не менше 12 місяців.

Інтервал між свердловинами  $r_c$  розраховують згідно з пунктом 1 додатку 2 до цих Правил. Максимальні значення основних показників попередньої дегазації пластів, що розробляються наведені в таблиці 2;

Таблиця 2 - Основні показники попередньої дегазації розроблюваних пластів

Напрямок буріння свердловин по пласту	Максимальний коефіцієнт дегазації, $k_{дег.пл}$ частки од.	Мінімальне розрідження в гирлі свердловини	
		$10^3$ Па	мм рт.ст.
Висхідні і горизонтальні свердловини	0,3	6,7	50
Низхідні свердловини	0,2	13,3	100
Повернуті на вибій висхідні свердловини	0,4	6,7	50

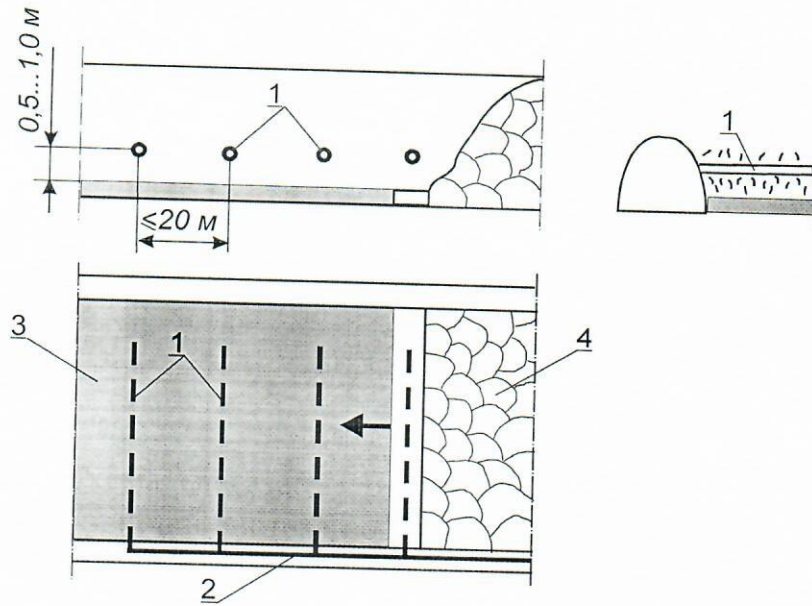
Гирла свердловин герметизують на глибину від 6 м до 10 м пластмасовими трубами з цементациєю затрубного простору або спеціальними герметизаторами. Матеріал пластмасових труб повинен відповідати чинним нормативним документам і бути дозволеним до застосування в шахтах;

для підвищення ефективності попередньої дегазації розроблюваних вугільних пластів застосовують гідророзрив, гідророзчленування, гідроімпульсну дію та інші способи дії на пласти через свердловини, пробурені з гірничих виробок або з поверхні за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР.

Дегазація екрануючими свердловинами:

дегазація екрануючими свердловинами полягає у вилученні метану свердловинами, пробуреними паралельно до розроблюваного пласта в породах покрівлі у разі верхнього підривання або в породах ґрунту у разі нижнього підривання, паралельно до очисного вибою на відстані від пласта від 0,5 м до 1 м (рисунк 6).

Рисунок 6 - Схема дегазації розроблюваного пласта екрануючими свердловинами при стовповій системі розробки



- 1 - свердловини
- 2 - газопровід
- 3 - вугільний пласт
- 4 - вироблений простір.

спосіб застосовують в умовах стовпової системи розробки, коли за технічними умовами дегазація пластовими свердловинами неможлива або коли вони неефективні.

Найбільш ефективна дегазація екрануючими свердловинами, пробуреними в покрівлю. Найбільший коефіцієнт ефективності - 0,4;

параметри буріння свердловин розраховують згідно з додатком 2 до цих Правил. Діаметр свердловин повинен бути не менше 76 мм, відстань між свердловинами - не більше 20 м, глибина герметизації - не менше 6 м.

екрануючі свердловини каптують метан у зоні інтенсивного впливу очисних робіт і часткового розвантаження вугільного пласта, що примикає до очисного вибою. Ширину зони  $v_{з,д}$  визначають згідно з додатком 2 до цих Правил.

Свердловини бурять в процесі підготовчих робіт і закривають. У міру посування очисного вибою свердловини відкривають і приєднують до газопровода, забезпечуючи розрідження не менше 50 мм рт.ст;

у газопроводі, що відводить метан зі свердловин, встановлюють пристрій для вимірювання витрати метаноповітряної суміші (газовий лічильник або діафрагму) і штуцер для виміру розрідження й відбору проб метаноповітряної суміші.

Режим роботи свердловин контролюють не рідше одного разу на добу. Свердловини з вмістом метану менше 25% відключають від газопроводу і

закривають металевими заглушками.

## 2. Дегазація зближених вугільних пластів і вмщувальних порід.

2.1. Дегазація підроблюваних пологих і похилих пластів покрівлі свердловинами, пробуреними з виробок:

дегазацію підроблюваних пологих і похилих пластів покрівлі слід застосовувати при наявності газоносних вугільних пластів і порід в частині масиву, розвантаженого від гірничого тиску, які залягають вище  $15 \times m_g$ , де  $m_g$  - виймаюча потужність пласта.

Дегазацію пластів, які залягають нижче, ніж  $15 \times m_g$ , здійснюють відповідно до пункту 3 цього розділу;

дегазацію здійснюють свердловинами, які перетинають найбільш потужний з підроблюваних пластів в інтервалі  $15 m_g < M < 30 m_g$ , де  $M$  - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину. Якщо у цьому інтервалі вугільних пластів немає, свердловини слід бурити до перетину найближчого підроблюваного пласта, якщо вище  $30 \times m_g$  або контакту з породним шаром з коефіцієнтом міцності  $f \geq 7$  за шкалою М.М.Протод'яконова;

схеми дегазації підроблюваних пологих і похилих пластів свердловинами, пробуреними з виробок, застосовують відповідно до таблиці 3.

За рекомендаціями фахової наукової установи можна застосовувати інші схеми або їх варіанти.

У випадках, коли виробка за лавою підтримується, потрібно бурити дві свердловини над монтажним ходком (рисунок 7). Якщо виробка за лавою не підтримується - потрібно бурити дві свердловини на відстані 20-30 м перед монтажним ходком (рисунок 8);

початкові параметри буріння свердловин встановлюють дослідним шляхом на підставі визначення фактичної ефективності дегазації в аналогічних геологічних і гірничотехнічних умовах і відображають у розділі «Дегазація» паспорта виїмкової ділянки.

У процесі відпрацювання лави параметри буріння свердловин можна змінювати, досягнувши максимального ефекту (таблиця 3).

Усі зміни оформляють у вигляді доповнень до розділу «Дегазація» паспорта виїмкової ділянки.

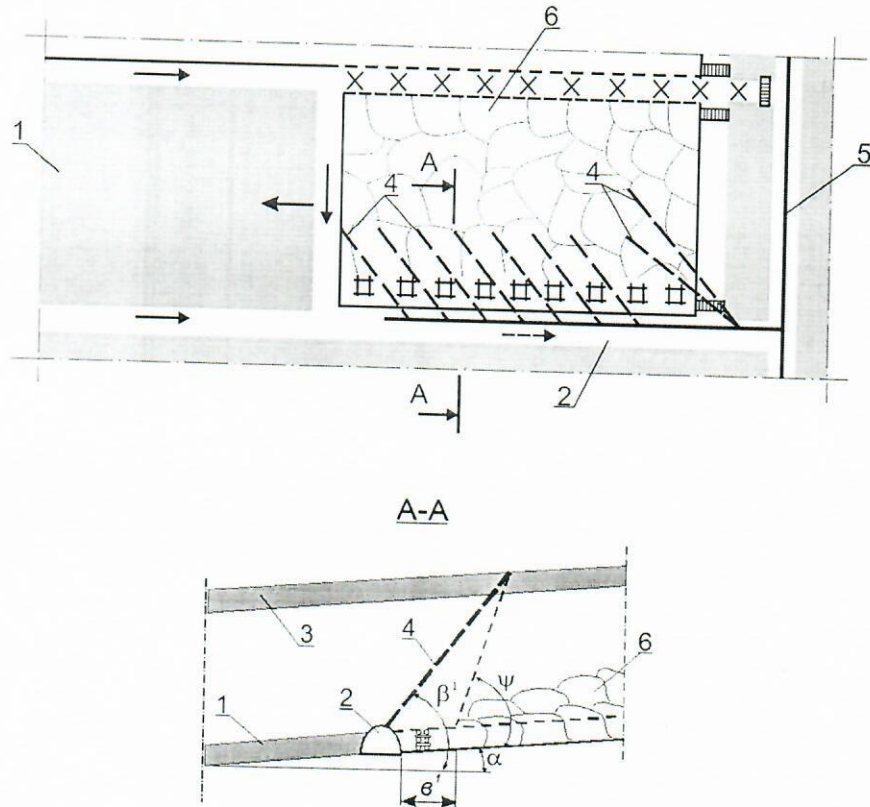
При відсутності досліджень параметри буріння свердловин повинні бути попередньо розраховані згідно з додатком 3 до цих Правил;

свердловини, пробурені з виробок зі свіжим струменем повітря, на 20-25% менш ефективні, ніж із виробки з вихідним струменем. Найбільший ефект досягається при бурінні свердловин із виробок з вихідним струменем повітря, які прилягають до вугільного масиву.

Проектні коефіцієнти ефективності дегазації свердловинами слід визначати на підставі визначення фактичної ефективності дегазації в

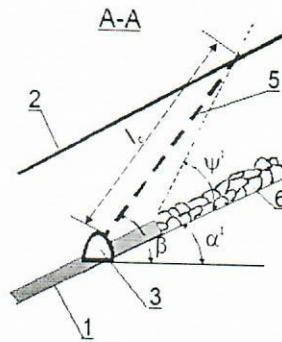
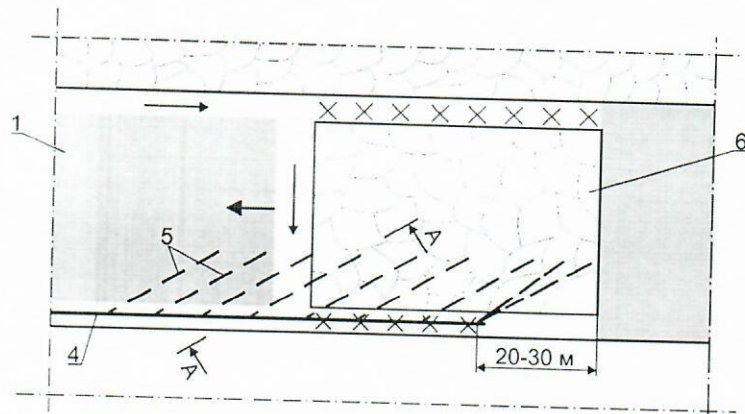
аналогічних геологічних і гірничотехнічних умовах (додаток 1).

Рисунок 7 - Схема дегазації підроблюваних пологих пластів свердловинами, пробуреними з виробки, яка підтримується за лавою



- 1 - розроблюваний пласт
- 2 - виробка, що підтримується за лавою
- 3 - підроблюваний пласт
- 4 - дегазаційна свердловина
- 5 - газопровід
- $e_1$  - протяжність зони, що перешкоджає розвантаженню порід біля виробки, з якої буриться свердловина
- $\alpha$  - кут залягання пласта
- $\beta^1$  - проекція кута нахилу свердловини на вертикальну площину, яка проходить перпендикулярно до виробки, з якої вона пробурена
- $\psi$  - кут розвантаження підроблюваних порід.

Рисунок 8 - Схема дегазації підроблюваного пласта свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою



- 1 - розроблюваний пласт
- 2 - підроблюваний пласт
- 3 - вентиляційний штрек
- 4 - газопровід
- 5 - дегазаційна свердловина
- 6 - вироблений простір
- $l_c$  - довжина свердловини
- $\psi'$  та  $\alpha'$  - проекція кутів розвантаження порід покрівлі та залягання пласта на площину, яка проходить через вісь свердловини
- $\beta$  - кут нахилу свердловини до горизонту.

При відсутності досліджень проектні коефіцієнти ефективності дегазації свердловинами слід визначати відповідно до таблиці 3. Можливість досягнення прийнятої проектної ефективності в таких випадках повинна бути підтверджена розрахунком згідно з додатком 3 до цих Правил.



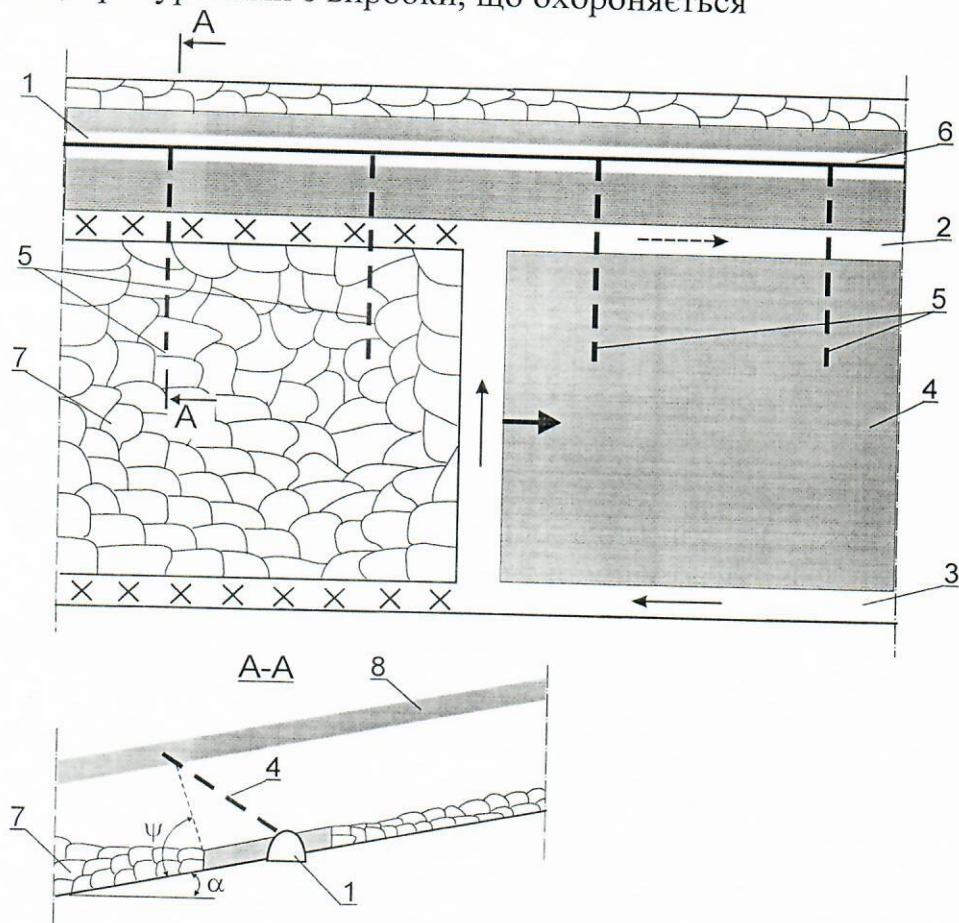
Таблиця 3 - Умови застосування схем дегазації, підроблених положих і похилих вугільних пластів свердловинами, пробуреними з виробок із вихідним струменем повітря

Схема дегазації	Варіант	Умови застосування	Максимальний коефіцієнт ефективності дегазації, $K_{дег.покр}$ частки од.	Розахункове розрідження в гирлі свердловини	
				$10^3$ Па	мм рт.ст.
1	2	3	4	5	6
Схема №1 Свердловини, пробурені позаду очисного вибою, з виробки, яка підтримується за лавою (рисунок 7)	1	Стовпова або суцільна система розробки (схеми провітрювання типу 1-В, 2-В і 3-В). Виробка за лавою підтримується, свердловини пробурені з розворотом у сторону очисного вибою з виробки із вихідним струменем повітря	0,7	6,7	50
Схема №2 Свердловини, пробурені попереду очисного вибою з вентиляційної виробки, яка погашається вслід за лавою (рисунок 8)	2	Стовпова система розробки (схема провітрювання типу 1-М). Свердловини, пробурені назустріч очисному вибою з вентиляційної виробки, яка погашається.	0,4	6,7	50
Схема №3 Свердловини, пробурені позаду очисного вибою з виробки, відокремленої від дільниці ціликом вугілля	3а	Стовпова система розробки. Свердловини, пробурені в площині, паралельній очисному вибою, над виробкою з вихідним струменем повітря (рисунок 9)	0,8	13,3	100

	3б	Свердловини, пробурені в площині, паралельній очисному вибою, над виробкою з вхідним струменем повітря	0,6	13,3	100
Схема №4 Свердловини, пробурені попереду очисного вибою з вентиляційної виробки, яка охороняється за лавою, але не контролюється (рисунок 10)	4а	Стовпова система розробки (схема провітрювання типу І-М). Виробку за лавою охороняють двома рядами органного кріплення, дерев'яними кострами і підсилюють стояками під верхняки рам (рисунок 11, варіант а)	0,6	6,7	50
	4б	Виробку за лавою охороняють двома рядами органного кріплення, смугою з швидкотверднучого матеріалу* або заповнюють її дерев'яними кострами і підсилюють стояками під верхняки рам (рисунок 11, варіант б)	0,7	6,7	50
	4в	Те ж, але під кожним кущем свердловин викладають дерев'яні костри з ізолюючою перемичкою або чуракові перемички (рисунок 11, варіант в)	0,75	6,7	50

\* в смугі з швидкотверднучого матеріалу влаштувають канали для відведення метану з виробленого простору

Рисунок 9 - Схема дегазації підроблюваних зближених пластів свердловинами, пробуреними з виробки, що охороняється



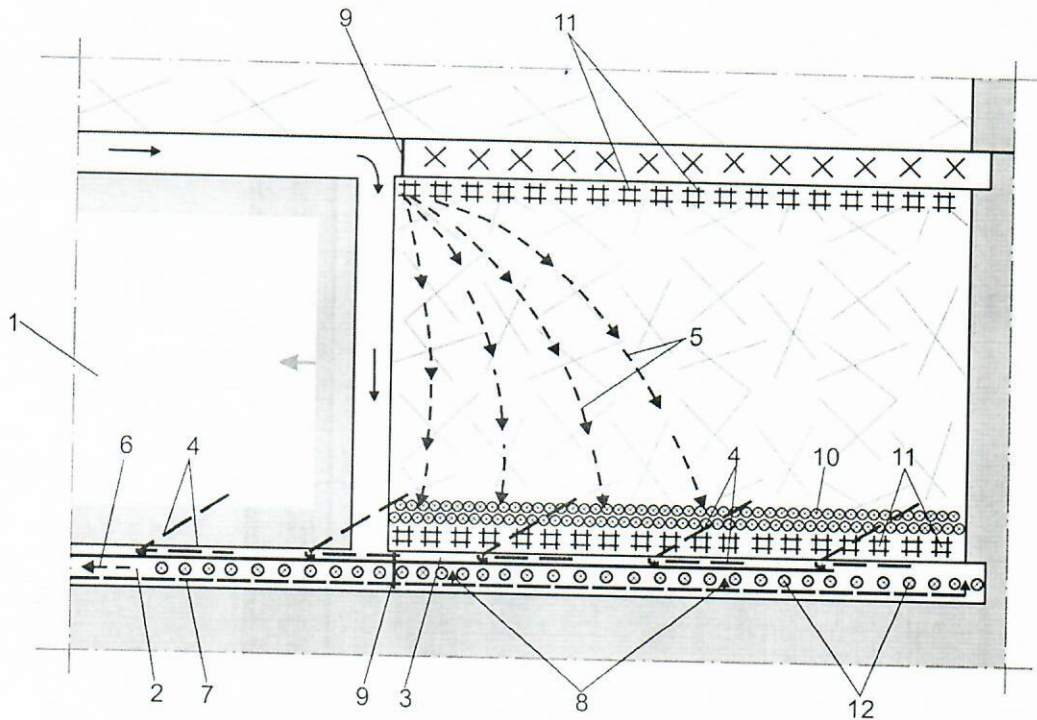
- 1 - виробка, що зберігається (штрек)
- 2 - вентиляційний штрек
- 3 - конвеєрний штрек
- 4 - розроблюваний пласт
- 5 - дегазаційна свердловина
- 6 - газопровід
- 7 - вироблений простір
- 8 - підроблюваний пласт
- $\alpha$  - кут залягання пласта
- $\psi$  - кут розвантаження підроблюваних порід.

при схемі дегазації 1 (рисунок 7) свердловини потрібно бурити позаду очисного вибою. Відстань між очисним вибоєм і найближчою буримою свердловиною визначають за допомогою досліджень. У більшості випадків ця відстань не повинна перевищувати 50 м. Параметри буріння свердловин повинні забезпечувати перетин дегазуючого пласта у тій його частині, де він не розвантажений від гірничого тиску.

Буріння в розвантажену зону здійснюють через пристрій ГУБС, який забезпечує відведення метану зі свердловини в газопровід;

при схемі дегазації 2 (рисунок 8), коли вентиляційна виробка погашається, свердловини, в міру наближення очисного вибою до їх гирл, треба відключити і закрити металевими заглушками, газопровід скоротити.

Рисунок 10 - Схема дегазації підроблюваних пластів свердловинами, які залишаються в неконтрольованій частині вентиляційної виробки

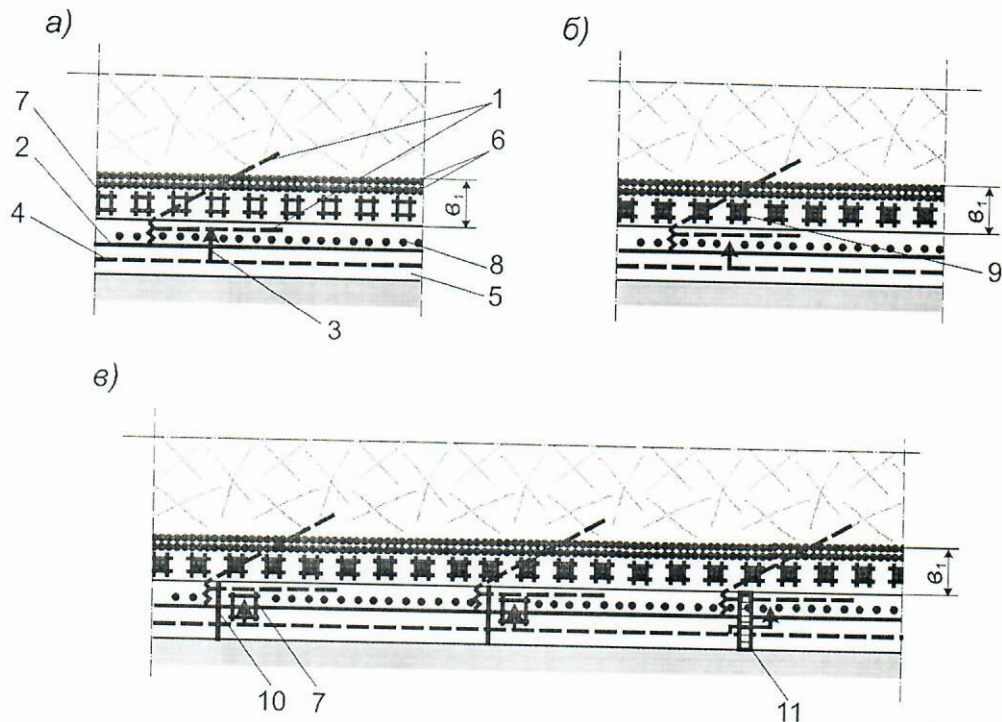


- 1 - пласт, що розробляється
- 2 - вентиляційна виробка
- 3 - неконтрольована частина вентиляційної виробки
- 4 - свердловини, які залишають підключеними до газопроводу у неконтрольованій частині вентиляційної виробки
- 5 - утчки повітря через вироблений простір
- 6 - газопровід
- 7 - газовідвідний трубопровід
- 8 - відгалуження від газопроводу («свіча»)
- 9 - переносна перемичка
- 10 - два ряди органного кріплення
- 11 - дерев'яні костри
- 12 - стояки під верхняки рам.

при схемі дегазації 4 (рисунок 10) вентиляційна виробка за лавою не погашається, а свердловини залишають підключеними до газопроводу.

Максимальна ефективність досягається при бурінні двох-трьох свердловин з одного місця установки бурового верстата (куща). Ефективність дегазації залежить від збереження неконтрольованої частини вентиляційної виробки і способів її охорони від руйнування (рисунок 11).

Рисунок 11 - Схеми охорони свердловин і неконтрольованої частини вентиляційної виробки



- $b_1$  - фактична ширина охоронної зони, м
- 1 - дегазаційні свердловини в покрівлю
- 2 - газопровід
- 3 - відгалуження від газопроводу («свіча»)
- 4 - газовідвідний трубопровід
- 5 - неконтрольована частина вентиляційної виробки
- 6 - два ряди органного кріплення
- 7 - дерев'яні костри
- 8 - стояки під верхняки рам
- 9 - дерев'яні костри із заповненням швидкоотвердіючим матеріалом
- 10 - ізолююча перемичка
- 11 - чурбакова перемичка.

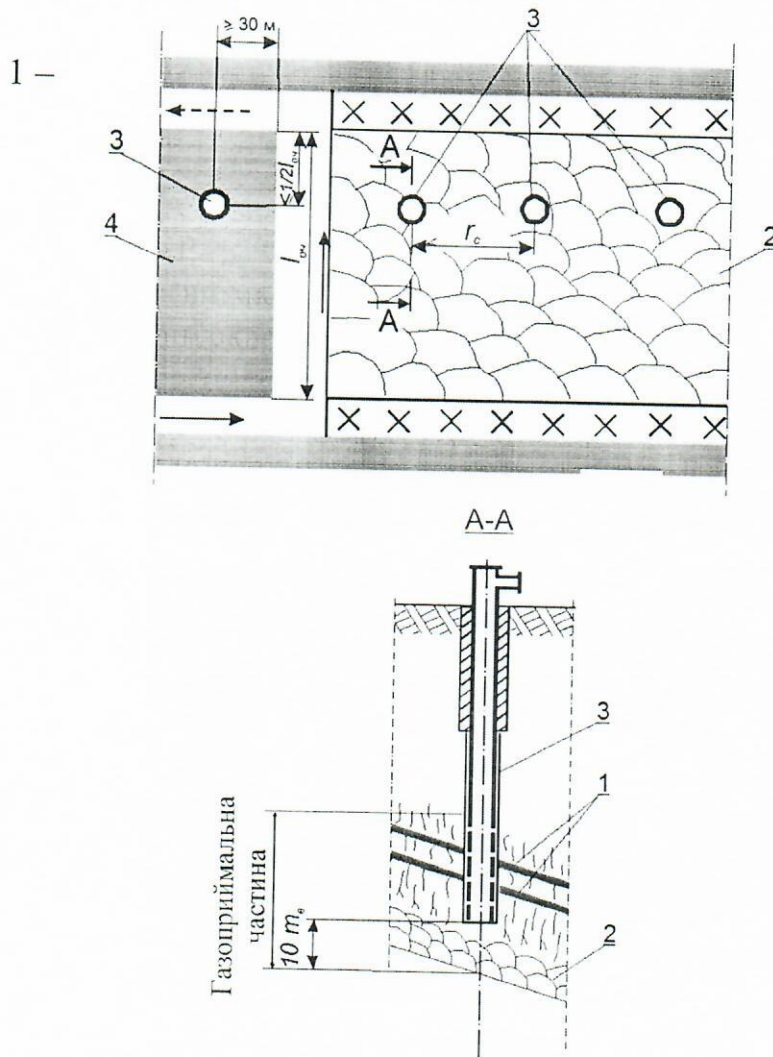
2.2. Дегазація підроблюваних пологих і похилих пластів свердловинами, пробуреними з поверхні:

дегазацію свердловинами, пробуреними з поверхні (рисунок 12), застосовують як додаткову міру щодо зниження виділення метану в гірничі

виробки за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР.

Дегазація виїмкових ділянок тільки свердловинами, пробуреними з поверхні, не допускається.

Рисунок 12 - Схема дегазації підроблюваних пластів свердловинами, пробуреними з поверхні



- 1 - підроблювані пласти
- 2 - вироблений простір
- 3 - дегазаційна свердловина
- 4 - пласт, що розробляється

місце закладання свердловини на поверхні повинно забезпечувати розташування проекції її вибою на дегазуючий пласт, не менше 30 м попереду

очисного вибою і на віддаленні від вентиляційної виробки не більше половини довжини лави.

Першу свердловину розташовують на відстані від 30 м до 50 м від монтажного ходка;

відстань між вибоєм свердловини і покрівлею пласта має бути не більше  $10 \times m_g$ . Свердловину обсаджують трубами на всю глибину.

Газоприймальну частину свердловини перфорують двадцятьма отворами на 1 м труби. Діаметр отворів - від 15 мм до 20 мм. Газоприймальна частина свердловини повинна перетинати вугільні пласти, які є основними джерелами надходження метану в гірничі виробки. Довжина її визначається методом прогнозу метановості згідно з НПАОП 10.0-7.08-93 і повинна бути не менше  $60 \times m_g$ .

після закінчення буріння свердловину необхідно промити водою для видалення з неї шламу;

кінцевий діаметр свердловин і відстань між ними визначають згідно з додатком 3 до цих Правил.

### 2.3. Дегазація надроблюваних пологих і похилих пластів:

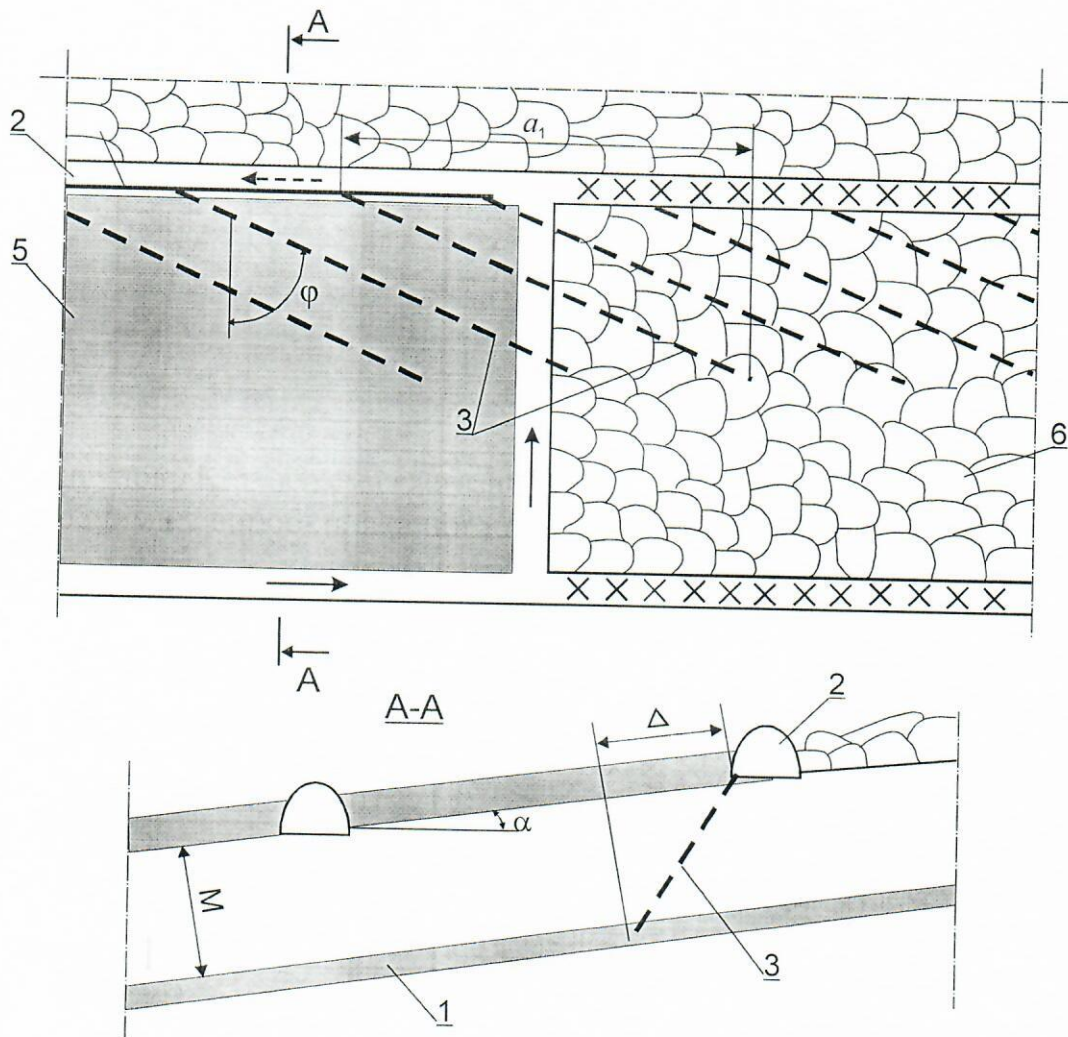
дегазацію надроблюваних пологих і похилих пластів свердловинами здійснюють, якщо частка виділення метану з них в газовому балансі виїмкової ділянки перевищує 25%. Свердловини повинні перебурювати всі вугільні пласти, що залягають в ґрунті пласта на відстані до 40 м;

дегазацію надроблюваних пологих і похилих пластів здійснюють свердловинами, пробуреними з виробок пласта за схемами, наведеними в таблиці 4.

Таблиця 4 - Схеми дегазації пологих і похилих надроблюваних пластів

Схема дегазації	Максимальний коефіцієнт дегазації, $k_{deg.n}$ , частки од.	Розрахункове розрідження в гирлі свердловини	
		$10^3$ Па	мм рт.ст.
Схема №1 Свердловини, пробурені з виробки, яка погашається за лавою (рисунок 13)	0,3	6,7	50
Схема №2 Свердловини, пробурені з виробки, яка підтримується за лавою (рисунок 14)	0,4	6,7	50

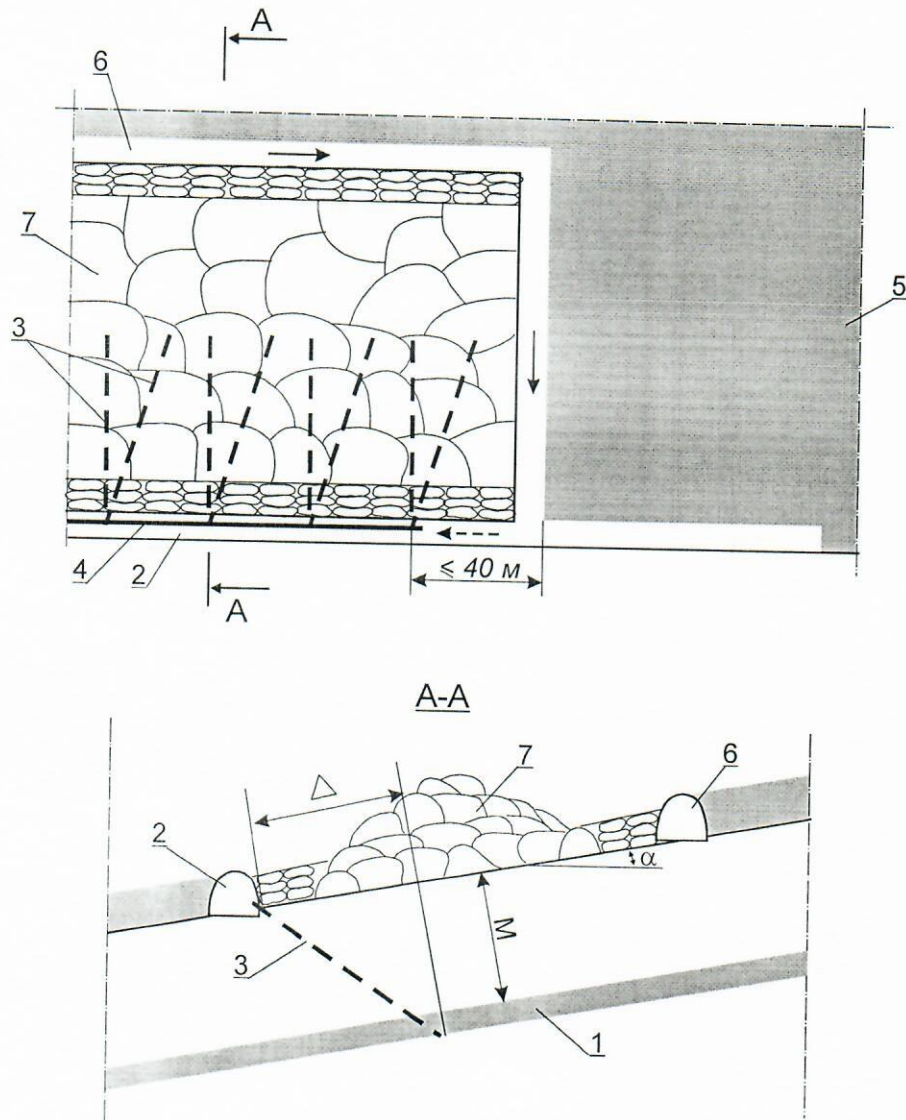
Рисунок 13 - Схема дегазації надроблюваного пласта свердловинами, пробуреними з виробки, яка погашається за лавою



- 1 - надроблюваний пласт
- 2 - вентиляційний штрек
- 3 - дегазаційна свердловина
- 4 - газопровід
- 5 - розроблюваний пласт
- 6 - вироблений простір
- $\Delta$  - проекція свердловини на вугільний пласт
- $a_1$  - довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки
- $\varphi$  - кут повороту свердловини
- $\alpha$  - кут залягання пласта
- $M$  - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину.



Рисунок 14 - Схема дегазації надроблюваного пласта свердловинами, пробуреними з виробки, яка підтримується за лавою



- 1 - надроблюваний пласт
- 2 - відкатний штрек
- 3 - дегазаційна свердловина
- 4 - газопровід
- 5 - розроблюваний пласт
- 6 - конвеєрний штрек
- 7 - вироблений простір
- $\Delta$  - проекція свердловини на вугільний пласт
- $\alpha$  - кут залягання пласта
- $M$  - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину.

при стовповій системі розробки, коли вентиляційна виробка за лавою не підтримується, застосовують схему 1 відповідно до таблиці 4 і рисунку 13.

При суцільній і стовповій системах розробки, коли вентиляційна виробка за лавою підтримується, дегазацію здійснюють за схемою 2 відповідно до таблиці 4 і рисунку 14. Буріння свердловин проводять позаду очисного вибою.

Герметизація гирл свердловин повинна здійснюватися на довжину не менше 6 м;

дегазацію геологічних порушень здійснюють за схемою, наведеною на рисунку 15. Свердловини повинні випереджати підготовчий вибій не менше ніж на 10 м.

Параметри буріння свердловин в ґрунт визначаються шляхом досліджень. При відсутності досвіду параметри розраховують згідно з додатком 4 до цих Правил.

### 3. Дегазація виробленого простору.

#### 3.1. Дегазація відведенням метану відгалуженнями від газопроводу:

спосіб відведення метану відгалуженнями від газопроводу «свічками» застосовують при стовповій системі розробки і зворотноструменному провітрюванні виїмкових ділянок, коли вентиляційна виробка за очисним вибоєм охороняється, але не контролюється;

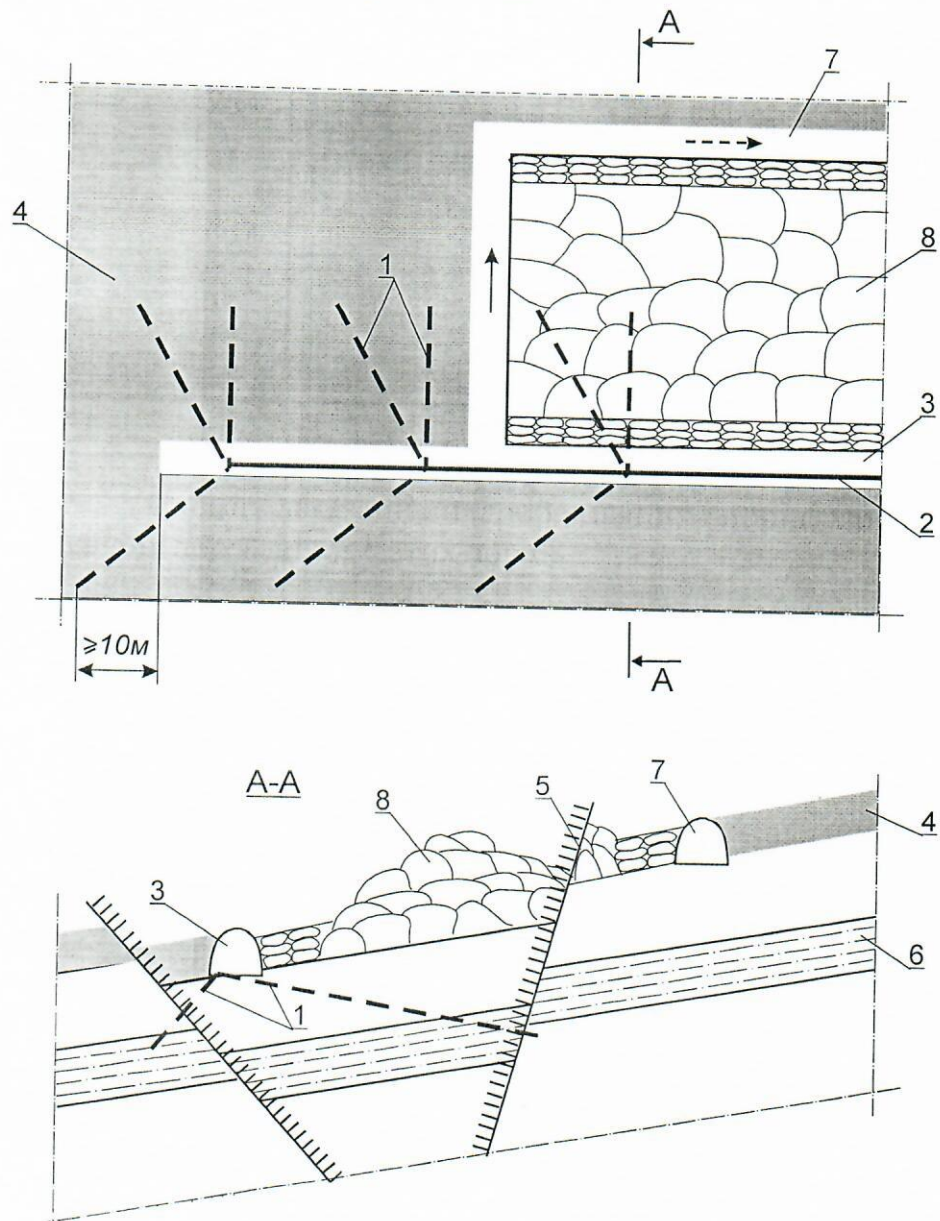
ефективність способу залежить від частки витоку повітря через вироблений простір витягуваною системою дегазації, збереження неконтрольованої частини вентиляційної виробки і способів її охорони від руйнування (рисунок 11). Максимальна ефективність  $k_{дег.в.п} = 0,6$  досягається в умовах порід покрівлі, що добре обвалюються і ущільнюються в межах  $8 \times m_e$ ;

дегазація виробленого простору «свічками» здійснюється наступним чином. У вентиляційній виробці прокладають газопровід з трійниками, встановленими на відстані 10-50 м один від одного для приєднання додаткових відростків «свічок». У районі монтажного ходка на газопроводі встановлюють вертикальний відросток «Г» - подібної форми такого ж діаметру, щоб всмоктуючий отвір знаходився у верхній половині перерізу виробки. Всмоктуючий отвір закривають металевими ґратами з розміром комірок  $30 \times 30$  мм, що запобігає засмоктуванню сторонніх предметів. Кріплення виробки підсилюють кострами і ремонтінами 5 м в обидва боки від всмоктуючого кінця труби (рисунок 16).

У міру посування очисного вибою посилюють частину вентиляційної виробки, яка не контролюється (рисунок 11).

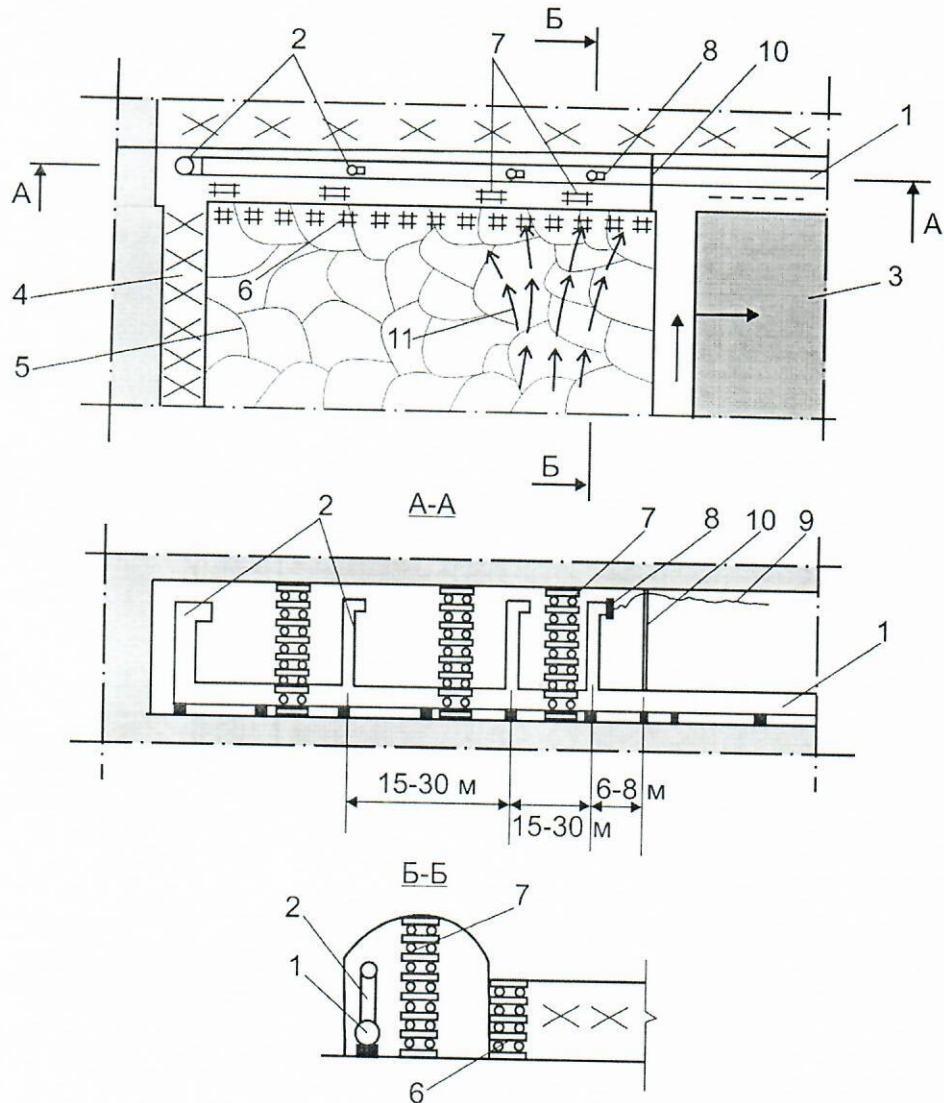
Дегазація виробленого простору проводиться по окремому дільничному газопроводу, обладнаному вогнеперепинювачем і пунктом контролю витрат метаноповітряної суміші і вмісту в ній метану;

Рисунок 15 - Схема дегазації надроблюваних порід при наявності геологічних порушень або тріщинуватих зон



- 1 - дегазаційна свердловина
- 2 - газопровід
- 3 - конвеєрний штрек
- 4 - розроблюваний пласт
- 5 - геологічне порушення або тріщинувата зона
- 6 - порода, яка містить метан
- 7 - вентиляційний штрек
- 8 - вироблений простір.

Рисунок 16 - Відведення метану вертикальними металевими відгалуженнями від газопроводу «свічками», які встановлюють в міру посування очисного вибою



- 1 - газопровід
- 2 - металевий відросток від газопроводу «свічка»
- 3 - розроблюваний пласт
- 4 - монтажний ходок
- 5 - вироблений простір
- 6 - охоронна смуга
- 7 - костри в неконтрольованій частині вентиляційної виробки
- 8 - гумова пробка
- 9 - тросик
- 10 - ізолююча перемичка
- 11 - витік повітря через вироблений простір.

додатковий відросток встановлюється через 10-30 м залежно від кроку посадки покрівлі та являє собою вертикальний відросток металевої труби діаметром 159-325 мм «Г» - подібної форми. Всмоктуючий отвір повинен знаходитися у верхній половині перерізу виробки і закрито гумовою пробкою, виготовленої з транспортерної стрічки (рисунок 17) прикріпленою до металевого тросика діаметром 3-4 мм довжиною 12-14 м. Пробка витягується, коли відросток буде перебувати на відстані 6-8 м від задніх стійок механізованого кріплення при черговому перенесенні ізолюючої перемички.

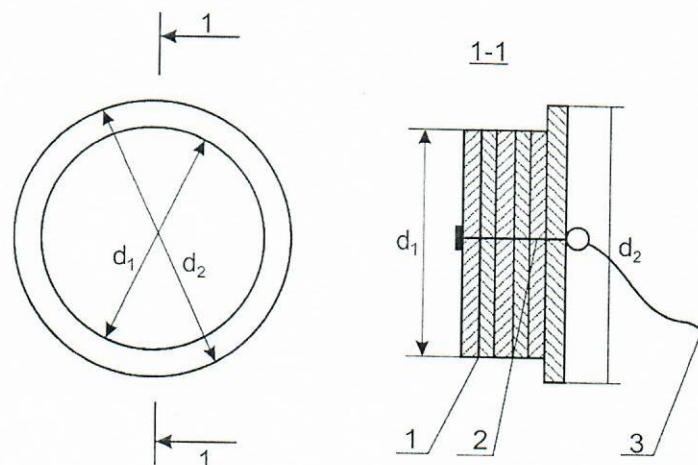
У якості періодично встановлюваних відростків може використовуватися гофрована гума труба довжиною не менше 6 м, діаметром не менше 159 мм, всмоктувальний отвір якої заздалегідь підвішують у покрівлі виробки в місці максимальної концентрації метану (рисунок 18). Трубу приєднують до газопровода, коли всмоктувальний отвір буде перебувати на відстані 6 м від задніх стійок механізованого кріплення при черговому перенесенні ізолюючої перемички.

Можна застосовувати й інші схеми дегазації виробленого простору за рекомендаціями фахової наукової установи;

проектні параметри і коефіцієнти ефективності дегазації виробленого простору приймають на підставі визначення фактичної ефективності дегазації в аналогічних геологічних і гірничотехнічних умовах.

При відсутності дослідних даних розрахунок параметрів дегазації виробленого простору відгалуженнями від газопроводу, які встановлюють у міру руху очисного вибою, виробляють згідно з пунктом 1 додатку 5 до цих Правил.

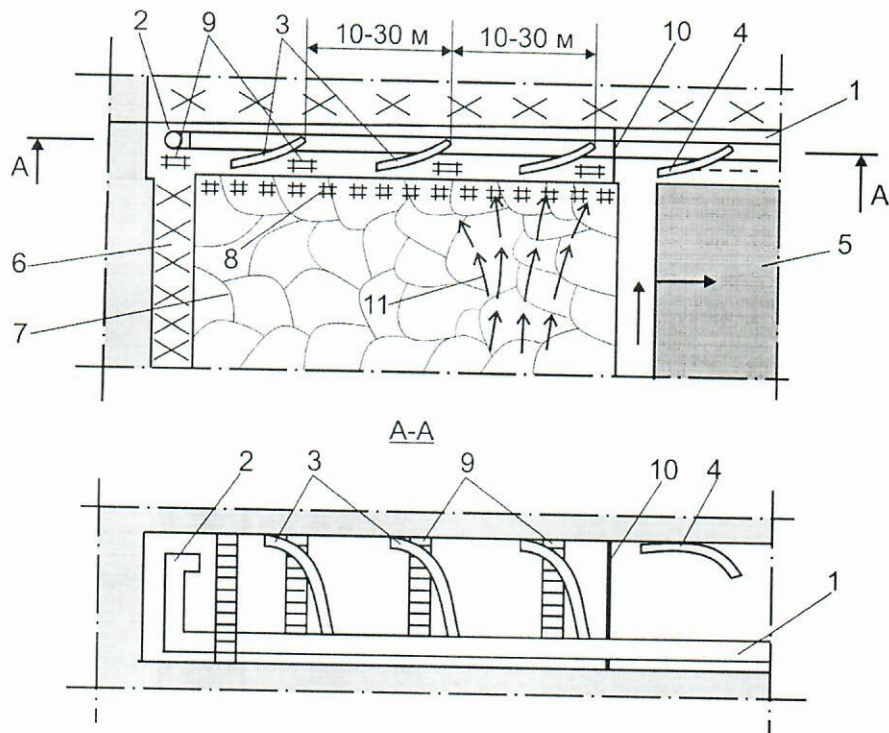
Рисунок 17 - Конструкція гумової заглушки



- 1 – п'ять шарів склеєної або зшитою транспортерної стрічки
- 2 - болт з гайкою і кільцем

- 3 - тросик діаметром 3-4 мм, довжиною 10-12 м  
 $d_1$  - пробки - дорівнює внутрішньому діаметру «свічки»  
 $d_2 = d_1 + 40$  мм.

Рисунок 18 - Відведення метану відгалуженнями від газопроводу «свічками» з гофрованих гумових труб, які встановлюють в міру посування очисного вибою



- 1 - газопровід  
 2 - металевий відросток від газопроводу «свічка»  
 3 - гофрована гумова робоча «свічка»  
 4 - гофрована гумова «свічка», що не підключена до газопроводу  
 5 - розроблюваний пласт  
 6 - монтажний ходок  
 7 - вироблений простір  
 8 - охоронна смуга  
 9 - костри в неконтрольованій частині вентиляційної виробки  
 10 - ізолююча перемичка  
 11 - витік повітря через вироблений простір.

3.2. Дегазація свердловинами, пробуреними над куполом обвалення порід покрівлі:

дегазація виробленого простору свердловинами, пробуреними над куполом обвалення порід, застосовується при заляганні вугільних пластів і газоносних порід в покрівлі на відстані до  $15 \times m_g$ . Максимальна ефективність  $k_{дег.в.п} = 0,5$ .

початкові параметри буріння свердловин встановлюють дослідним шляхом на підставі визначення фактичної ефективності дегазації в аналогічних геологічних і гірничотехнічних умовах.

У процесі відпрацювання лави параметри буріння свердловин можна змінювати, досягаючи максимального ефекту.

Свердловини підключаються до газопровода, який використовується для дегазації відгалуженнями від газопроводу або окремому;

при відсутності дослідних даних початкові параметри буріння свердловин повинні бути попередньо розраховані згідно з пунктом 2 додатку 5 до цих Правил.

#### IV. Запобігання і ліквідація суфлярних виділень метану

1. Для запобігання суфлярного виділення метану в підготовчу виробку застосовують дегазацію навколишнього масиву свердловинами. Свердловини залишають з'єднаними з газопроводом до припинення суфлярного виділення.

2. Для запобігання суфлярного виділення метану в очисну виробку здійснюють дегазацію розроблюваного, підроблюваного і надроблюваного вугільних пластів.

3. Дегазацію джерела суфляра здійснюють шляхом підвищення вакууму в свердловинах або бурінням поблизу суфляру додаткових свердловин, призначених для відводу метану в дегазаційну систему шахти.

4. Відведення метану здійснюють за допомогою каптажних ковпаків або інших пристроїв, що перекривають суфлярні тріщини:

4.1. Ковпаки виготовляють з рештаків, металевих вентиляційних труб або листового заліза. Розміри ковпаків повинні перевищувати площу прояви суфляру, яку необхідно перекрити;

4.2. Перед установкою ковпаків по всій площі виділення метану знімають пласт вугілля або породи на глибину 0,3-0,4 м. Для створення герметичності навколо ковпаків встановлюють бетонну подушку. На ковпаках передбачають патрубки, за допомогою яких їх з'єднують з газопроводом. Якщо разом з метаном виділяється вода, то поблизу ковпаків монтують водороздільники;

4.3. При відсутності прямого доступу до тріщин, необхідно бурити свердловини в передбачувану зону суфлярних тріщин із застосуванням пристроїв ГУБС. Після закінчення буріння і герметизації гирла свердловини їх підключають до газопровода;

4.4. При неможливості застосувати зазначені в підпунктах 4.1 – 4.3 пункту 4 цього розділу способи, виробку з суфляру необхідно ізолювати перемичкою. Метан з ізолюваної виробки відводять в газопровід або у вихідний струмінь з достатньою, відповідно до НПАОП 10.0-7.08-93, витратою повітря;

4.5. На шахтах, небезпечних за суфлярними виділеннями метану, які не мають стаціонарних дегазаційних систем, необхідно передбачати використання ПДУ;

4.6. Раптовим проривам метану з ґрунту запобігають відповідно до НПАОП «Інструкція щодо прогнозу і попередження раптових проривів метану із ґрунту гірничих виробок», затверджена Мінвуглепромом УРСР 12.08.1987.

## **V. Вимоги до спорудження дегазаційних систем**

### **1. Дегазаційні свердловини.**

1.1. Розділ «Дегазація» паспорта виїмкової ділянки або підготовчої виробки повинен містити паспорт ведення бурових і дегазаційних робіт.

Паспорти складаються працівниками технічної служби шахти і затверджуються головним технічним керівником шахти;

1.2. Паспорт буріння підземних дегазаційних свердловин повинен містити: вкопійовання з плану гірничих виробок, структурну колонку пласта і порід покрівлі (ґрунту), кріплення камер (ніш), схеми розташування транспортних засобів в гірничій виробці, бурового і електричного обладнання, способів кріплення бурового верстата, параметри свердловин і відстань між ними.

Паспорт буріння вертикальних свердловин із земної поверхні повинен містити: вкопійовання з плану гірничих виробок, поєднане з планом поверхні, геологічний розріз, параметри свердловин, конструкцію обсадної колони із зазначенням ділянок тампонажу і перфорації;

1.3. Для буріння підземних дегазаційних свердловин застосовують шарошечні долота та бурові коронки високого тиску діаметром 76, 93, 112, 114 та 132 мм.

Видалення бурового шламу здійснюють за допомогою води, глинистих розчинів або стисненим повітрям.

Стиснене повітря дозволяється застосовувати за погодженням з спеціалізованим галузевим інститутом при бурінні свердловин діаметром не більше 93 мм у вугільному і породному масиві, не розвантаженому від гірничого тиску;

1.4. Дегазаційні свердловини бурять безпосередньо з виробок або камер. Камери повинні бути без дверей. Ширина входу в камеру повинна дорівнювати ширині камери. Камери повинні провітрюватися за рахунок загальношахтної депресії за допомогою перегородки або вентиляторів місцевого провітрювання. Пускову апаратуру бурового верстата потрібно



зблокувати з вентилятором, щоб не допустити подавання електроенергії до верстата за вимкненого вентилятора.

Заборонено провітрювати камери за рахунок дифузії.

Заборонено використовувати дегазаційні камери для влаштування в них дільничних підстанцій або розподільних пунктів;

1.5. При бурінні дегазаційних свердловин здійснюють безперервний автоматичний контроль концентрації метану у виробці на відстані не більше 1 м від гирла буримої свердловини у напрямку руху вентиляційного струменя повітря на відстані не більше 0,2 м від покрівлі виробки.

У разі виділення метану зі свердловини і підвищення його концентрації у виробці буріння припиняють і приєднують свердловину до газопровода.

Буріння свердловин до проектної глибини здійснюють за умови відведення метану в газопровід за допомогою спеціального пристрою ГУБС.

Буріння свердловин по пластах, небезпечних за раптовими викидами вугілля і газу, виробляється з виконанням заходів безпеки, передбачених СОУ 10.1.00174088.011-2005;

1.6. Буріння дегазаційних свердловин у розвантаженому від гірничого тиску масиві треба проводити у такому порядку: буріння під обсадну трубу, обсадка свердловини, герметизація простору між обсадною трубою і свердловиною, установка пристрою ГУБС, буріння на проектну глибину;

1.7. Гирла свердловин повинні бути загерметизовані. Герметизація забезпечується заповненням простору між обсадною трубою і свердловиною цементним розчином, розчином, фосфогіпсом або іншим швидкотверднучим розчином (піна), допущеним до застосування у шахті в установленому порядку. Секції обсадної труби з'єднуються між собою муфтами. Діаметр свердловини на довжині герметизації повинен перевищувати діаметр обсадної труби на величину, що забезпечує надійне заповнення пустот (таблиця 7).

Таблиця 7 - Діаметри свердловин і обсадних труб

Кінцевий діаметр свердловини, мм	Діаметр обсадної труби, мм	Діаметр свердловини під обсадження, мм
76	89	112-132
93	108	132-151
112 та 114	127	151-165
132	141-159	165-190,5

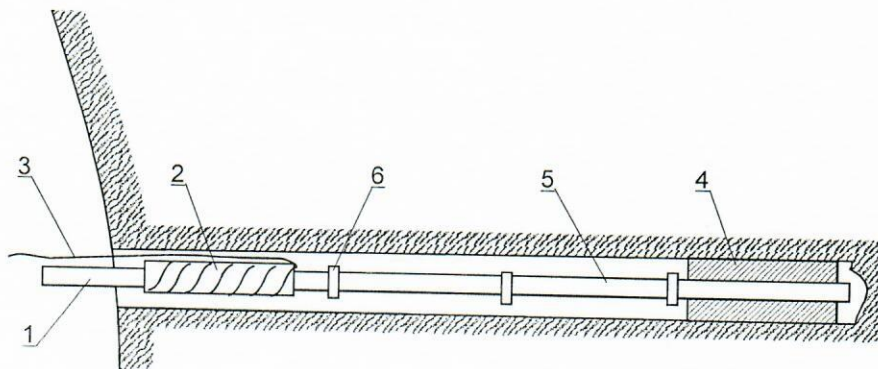
У висхідних свердловинах нижню частину зазору між свердловиною і трубою перекривають і затрубний простір заповнюють швидкотверднучим розчином. Розчин подають шляхом видавлювання з обсадної труби дерев'яним поршнем за допомогою бурового верстата або по трубці діаметром

20 мм видавлюванням зі спеціального бачка стисненим повітрям. Для рівномірного розподілу розчину в затрубному просторі обсадна труба повинна бути попередньо відцентрована за допомогою металевих сегментів, які встановлюються на її кінцях.

У шахтах з високою швидкістю посування очисних вибоїв необхідно застосовувати механічні герметизатори ГДПМ.

ГДПМ - секції з металевих або пластмасових труб довжиною 1,2-1,5 м та більше з ущільнювальними поролоновими манжетами довжиною не менше 1 м, попередньо стиснутими і закріпленими поліетиленовою плівкою (рисунок 19, таблиця 8).

Рисунок 19 - Герметизатор дегазаційний з поролоновими манжетами (ГДПМ)



- 1 - опорна секція
- 2 - ущільнювальна манжета (стиснута)
- 3 - тросик
- 4 - ущільнювальна секція (розкрита)
- 5 - проміжна секція
- 6 - з'єднувальна муфта.

Таблиця 8 - Характеристика герметизаторів ГДПМ

Діаметр свердловини під обсаджування, $d_c$ , мм	Діаметр обсадної труби, $d_T$ , мм	Діаметр манжети, мм		Ступінь стиснення розкритої манжети <sup>1)</sup> , $P_{ст}$
		стиснутої, $d_{мс}$	повністю розкритою, $d_{мп}$	
93	60	80	140	4,0
112	76	91	136	4,2
112	89	99	129	4,0
132	89	106	149	3,5
132	108	125	168	3,5

1) Ступінь стиснення розкритої манжети розраховують за формулою

$$P_{ст} = \frac{d_{mp} - d_T}{d_{mc} - d_T} \quad (1)$$

Спорудження дегазаційних свердловин проводять у такому порядку: бурять під кондуктор, встановлюють кондуктор, герметизують простір між свердловиною і кондуктором, бурять свердловину одним діаметром на проектну глибину, встановлюють герметизатор, послідовно розкривають манжети, розрізаючи плівку тросом. Поролон, стислий в 3-4 рази, має низьку повітропроникність і добре ущільнює затрубний простір.

Кількість ущільнювальних манжет при глибині герметизації 6 м повинна бути не менше двох. При більшій глибині герметизації кількість ущільнювальних манжет має бути не менше трьох;

1.8. Після закінчення спорудження підземної свердловини особа, призначена технічним керівником шахти, перевіряє якість герметизації у присутності виконавця робіт. Перевірку здійснюють відповідно до додатка 6 до цих Правил і оформлюють актом, у якому відображають: номер свердловини, відстань свердловини від очисного вибою на момент перевірки, параметри свердловини, глибину і спосіб герметизації, результати вимірювання притоків повітря.

Акт підписує особа, яка проводила перевірку, виконавець роботи і затверджує технічний керівник шахти;

1.9. Буріння дегазації свердловини з поверхні повинно проводитися попереду очисного вибою з таким розрахунком, щоб відстань від проекції свердловини на пласт до вибою дегазуємої лави до момента підключення свердловини до газопровода була не менше 30 м.

Приймання дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні, проводить комісія, яку призначає технічний керівник шахти. Якість герметизації оцінюють за результатами опресування під тиском, рівним гідростатичному на глибині вибою свердловини.

Акт приймання кожної свердловини повинен бути підписаний комісією та організацією - виконавцем робіт;

1.10. Дегазаційні свердловини після закінчення буріння необхідно з'єднати з газопроводом або герметично закрити.

З'єднання дегазаційних свердловин з газопроводом здійснюють за допомогою гнучкого гофрованого рукава.

На кожній діючій системі дегазації свердловини необхідно встановити засувку, пристрій для вимірювання витрати метаноповітряної суміші, розрідження і змісту в ній метану і, в разі надходження зі свердловини води - водовіддільник.

Зі свердловин, які будуть працювати в неконтрольованій частині

вентиляційної виробки запірну і вимірювальну апаратуру допускається знімати при розташуванні гирла свердловини на відстані не більше 4 м від очисного вибою.

Дозволено встановлювати одну засувку і один замірний пристрій для групи свердловин.

Гирла використаних і відключених від газопроводу свердловин повинні бути перекриті металевими заглушками з прокладками з важкогорючого матеріалу.

Використані та відключені від газопроводу свердловини, пробурені з поверхні, з яких припинилося виділення метану, повинні бути затамповані;

1.11. Пластову свердловину, відключену від дегазаційного газопроводу на час використання її для зволоження вугілля в масиві, необхідно знову підключити до газопровода.

## 2. Газопроводи.

2.1. Газопроводи поділяються на дільничні і магістральні. Дільничним вважається газопровід, прокладений в межах виїмкової дільниці або окремої виробки. Решта газопроводів - магістральні. У всіх відгалуженнях газопроводу повинні бути встановлені засувки;

2.2. Дільничні газопроводи монтують зі сталевих труб з товщиною стінки не менше 3,0 мм, магістральні з товщиною стінки не менше 5,0 мм.

Допускається використання труб з інших сертифікованих матеріалів, допущених до застосування в підземних виробках за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР;

2.3. Відведення метану зі свердловин, які дегазують вугільні пласти, і з відгалужень від газопроводу і свердловин, пробурених над куполом обвалення порід, які дегазують вироблений простір, мусить проводитися за окремими газопроводами. Дозволено використовувати загальний магістральний газопровід за умови забезпечення необхідної ефективності дегазації виїмкової дільниці;

2.4. Магістральні газопроводи дегазаційних систем прокладають по стовбурах з вихідним струменем повітря. Як газопроводи дозволено використовувати спеціально обсажені свердловини.

Прокладати магістральні газопроводи по стовбурах зі свіжим струменем повітря та похилих виробках зі свіжим струменем повітря, за якими здійснюють доставку вантажів і механізоване перевезення людей в вагонетках, допускається за рекомендаціями фахової наукової установи відповідно до проведених НДР та погодження в установленому порядку з територіальним органом Держпраці;

2.5. У дільничних газопроводах біля місця з'єднання їх з магістральними, а також на всіх відгалуженнях від дільничного газопроводу повинні бути

встановлені засувки.

У дільничних газопроводах біля місця з'єднання їх з магістральними перед засувкою і в магістральних газопроводах перед ВНС і ПДУ повинні бути встановлені вогнеперепинювачі;

2.6. Газопроводи підвішують до кріплення виробок так, щоб уникати накопичення води і виключити пошкодження засобами транспорту. Дозволена прокладка дільничних газопроводів на опорах, встановлених на ґрунт в виробках з породами ґрунту, не схильними до здуття, за умови забезпечення вільного доступу до труб на всій їх довжині;

2.7. Секції дегазаційних труб з'єднують в шахті за допомогою фланців, що вільно обертаються на привареному кільці. При прокладанні газопроводу в горизонтальних і похилих виробках використовують фланці на умовний тиск 0,6 МПа і 1,6 МПа при прокладанні у вертикальних виробках.

При діаметрі газопроводу до 159 мм допускається з'єднання секцій труб за допомогою муфт, які забезпечують герметичність стиків.

Для ущільнення фланцевих з'єднань застосовують гумові, гумовотканинні, паронітові або прокладки з інших сертифікованих важкогорючих матеріалів, допущених до застосування в шахті і таких, які забезпечують надійну герметизацію стиків. Внутрішній діаметр прокладки повинен бути на 2-3 мм більше внутрішнього діаметра труби. Дозволено додаткове ущільнення фланцевих з'єднань синтетичними смолами, дозволеними до застосування в гірничих виробках;

2.8. Труби газопроводу, прокладені в магістральних свердловинах, з'єднують встик зварюванням. Для збільшення міцності на зварні шви накладаються пластини або бандажі довжиною 150-200 мм;

2.9. Контроль стану газопроводу виконують шляхом огляду його не рідше одного разу в тиждень для виявлення місць притоків повітря і вигинів газопроводу, де можливе скупчення води. Виявлені недоліки необхідно негайно усунути.

При недостатній ефективності дегазації або низькому (менше 25%) вмісті метану в метаноповітряній суміші, яка видається з шахти, стан газопроводу оцінюють за результатами газовакуумної зйомки згідно з додатком 7 до цих Правил;

2.10. У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюють водороздільники з ємністю збірного бака від 0,2 м<sup>3</sup> до 1,5 м<sup>3</sup> в залежності від добового припливу води. Якщо з дегазаційних свердловин виділяється вода, то на свердловині або групі свердловин встановлюється водовіддільник. Конструкція водовіддільника повинна виключати вихід метану через нього у виробку згідно з додатком 8 до цих Правил;

2.11. Розрахунок діаметра газопроводу виконують для найбільш важкого періоду експлуатації системи дегазації згідно з додатком 9 до цих Правил;

2.12. Перед здачею в експлуатацію газопроводи підлягають випробуванню

на герметичність під надлишковим тиском повітря 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>). Газопровід вважається таким, що витримав випробування, якщо падіння тиску в ньому протягом перших 30 хвилин не перевищує 0,015 МПа (0,15 кгс/см<sup>2</sup>). Герметичність нагнітального газопроводу повинна контролюватися не рідше одного разу на рік;

2.13. Заборонено засипати газопроводи, прокладені в діючих виробках, породою, завалювати їх лісоматеріалами, використовувати в якості опорних конструкцій або заземлювачів;

2.14. Роботи по ремонту і демонтажу газопроводу проводять тільки після відключення його від джерела метану і попередньої продувки повітрям.

### 3. Вакуум-насосні станції.

#### 3.1. Стационарна вакуум-насосна станція (ВНС):

стационарну ВНС розміщують на поверхні в окремій будівлі, яка не повинна містити приміщень, що не відносяться до функціонування ВНС. Будівля ВНС має бути розташована від промислових і житлових об'єктів на відстані, не менше наведених у таблиці 9.

Територія ВНС повинна бути обнесена огорожею, виготовленою з негорючого матеріалу. Відстань від огорожі до стін приміщення або зовнішніх установок ВНС має бути не менше 5 м.

Будинки й споруди ВНС повинні бути забезпечені блискавкозахистом;

Таблиця 9 - Відстань від будівлі ВНС до промислових і житлових об'єктів

Найменування об'єкта	Відстань, м
1. Технічні та житлові споруди, автомобільні дороги загального користування, залізниці	20
2. Лінії високовольтних передач, відкрито встановлені трансформатори і електророзподільні пристрої	30
3. Дегазаційні свердловини	15
4. Породні відвали, що горять	300
5. Породні відвали, що не горять	За межами механічної захисної зони

категорію приміщень ВНС і надвірних споруд по вибухопожежній і пожежній небезпеці і класи вибухонебезпечності приймають відповідно до таблиці 10.

Приміщення стационарних і пересувних поверхневих ВНС повинні належати до класу 1 вибухонебезпечності за ДНАОП 0.00-1.32-01;

машинний зал, приміщення апаратури газопідготовки, приміщення насосів і баків гідросистеми дозволено сполучати між собою.

У машинному залі необхідно передбачити місце для ремонту вакуум-насоса. Над кожним вакуум-насосом по його осі повинні бути встановлені монорельси з ручними пересувними телями необхідної вантажопідйомності.

Перед воротами машинного залу з надвірної сторони будівлі ВНС встановлюють розвантажувальну балку;

зливний колодязь відпрацьованої води і оглядові колодязі повинні розташовуватися поза будівлею ВНС в межах огорожі і мати перекриття з люком для доступу до обладнання колодязя. Верх перекриття повинен бути на висоті 0,5 м від планувальної позначки землі. Колодязі повинні мати витягну трубу з внутрішнім діаметром не менше 150 мм, виведену на 3 м вище перекриття.

Резервуар для води, яка надходить з вакуум-насосів, повинен мати перекриття з витяжною трубою, виведеною вище перекриття на 3 м, а в разі розміщення резервуара в приміщенні - вище верхнього рівня даху ВНС на 2 м;

Таблиця 10 - Категорія будівель і надвірних споруд ВНС по вибухопожежній та пожежній небезпеці за ДСТУ Б В.1.1-36:2016 і клас вибухонебезпеки за ДНАОП 0.00-1.32-01

Назва	Категорія приміщень за ДСТУ Б В.1.1-36:2016	Клас вибухонебезпеки за ДНАОП 0.00-1.32-01
1	2	3
1. Машинний зал	А	2
2. РП до 1 кВ та вище 1кВ	Г	-
3. Пункт оператора	Г	-
4. Приміщення вогнеперепинювачів	А	2
5. Приміщення насосів і баків гідросистем	А	2
6. Приміщення апаратури газопідготовки	А	2
7. Приміщення приймачів газоаналізаторів	А	2
8. Зливний колодязь відпрацьованої води	А	1
9. Приймальний колодязь градирні	А	2
10. Оглядові колодязі	А	2
11. Тамбур між машинним залом і приміщенням приймачів газоаналізаторів	А	2

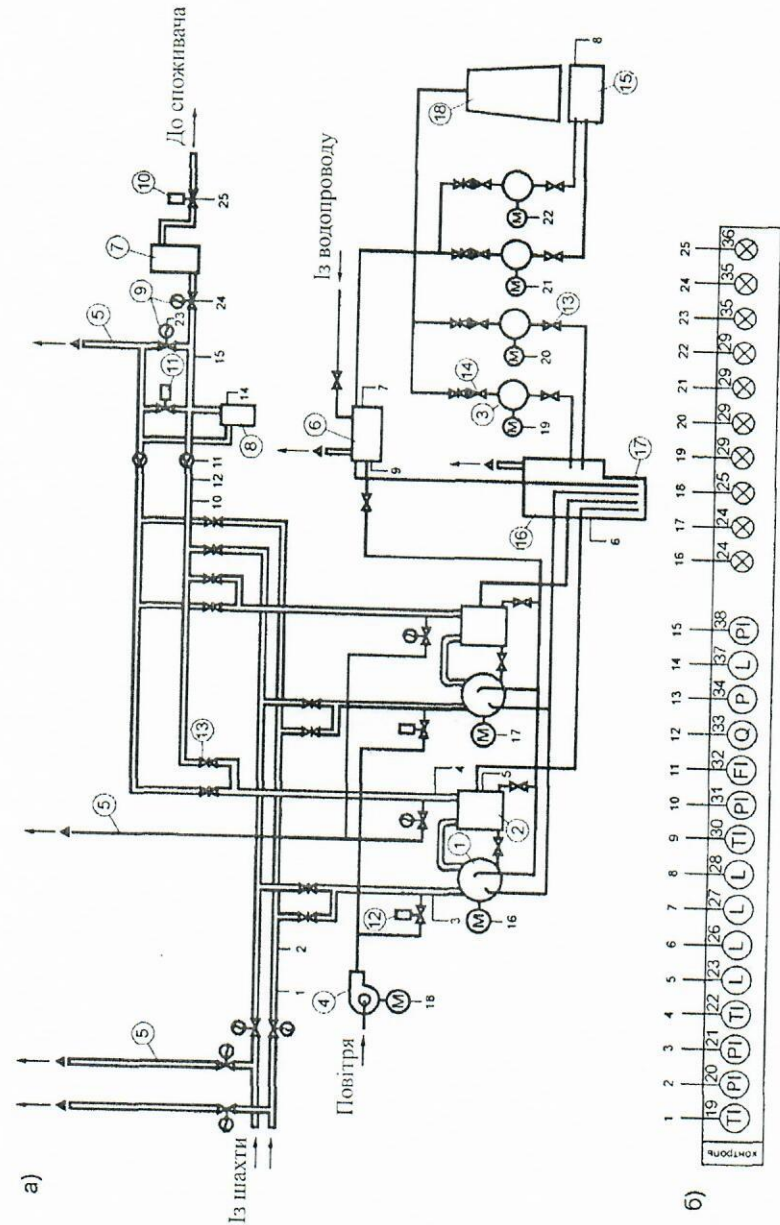
технологічна схема ВНС (рисунок 20) містить обладнання:

- вакуум-насос (1);
- водовіддільник (2);

- насоси гідросистеми (3);
- вентилятор продувки (4);
- свічка (відвідна труба) (5);
- напірний бак (6);
- водовіддільник (7);
- клапан надлишкового тиску (8);
- засувка з електроприводом (9);
- клапан-відсікач з електромагнітним приводом (10);
- регулятор тиску (11);
- клапан продувочний (12);
- засувка ручна (13);
- клапан зворотний насоса гідросистеми (14);
- колодязь градирні (15);
- зливний колодязь відпрацьованої води (16);
- приямок для гідрозатвора (17);
- градирня (18).



Рисунок 20 - Технологічна схема ВНС і апаратура контролю її роботи



а - технологічна схема; б - апаратура контролю

Примітка - На всах вакуум-насосів необхідно встановлювати вогнеперепинючани;

на ВНС встановлюють вимірювальну апаратуру, яка контролює наступні параметри (умовні позначення надані з ДСТУ Б.А.2.4-16:2008):

- температуру метаноповітряної суміші у всмоктувальному газопроводі (19);
- розрідження у всмоктувальному газопроводі (20);
- розрідження у всмоктувальному патрубку вакуум-насоса (21);
- температуру в нагнітальному патрубку насоса (22);
- рівень води у водовіддільнику (23);
- включення резервного вакуум-насоса (24);
- включення вентилятора продувки (25);
- рівень води в зливному колодязі, напірному баку, резервуарі градирні (26, 27, 28);
- включення насосів гідросистеми (29);
- температуру води в напірному баку (30);
- тиск в нагнітальному газопроводі (31);
- витрату метаноповітряної суміші (32);
- концентрацію метану в нагнітальному газопроводі (33);
- падіння тиску в нагнітальному газопроводі (34);
- положення засувки і клапана-відсікача (35, 36);
- рівень води в клапані надлишкового тиску (37);
- тиск в нагнітальному колекторі (38).

Примітка - Вимірювальна апаратура умовно показана для одного колектора і вакуум-насоса.

Для відводу в атмосферу метаноповітряної суміші, що вилучається з шахти, на нагнітальному газопроводі кожного колектора необхідно встановлювати трубу («вихлопну свічку»), виведену не менше ніж на 2 м вище найбільш виступаючої частини даху будівлі ВНС.

Така ж труба встановлюється на магістральному всмоктувальному газопроводі до введення в будівлю ВНС для відводу в атмосферу метаноповітряної суміші, що надходить по газопроводу при припиненні роботи вакуум-насоса або його зупинці для зливу води з труб;

як джерело тяги в ВНС використовують водокільцеві вакуум-насоси з максимальною подачею 50 м<sup>3</sup>/хв і 150 м<sup>3</sup>/хв (рисунки 21, 22 та таблиця 11), а також інші допущені до застосування в установленому порядку.

Таблиця 11 - Технічна характеристика вакуум-насосів (див. Оборудование и аппаратура для дегазационных работ на шахтах. Каталог./ЦНИЭИ уголь. - Москва, 1989. -48с.)

Марка насоса	Максимальна подача, м <sup>3</sup> /хв	Початковий тиск, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Кінцевий тиск, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Витрати води, л/с	Споживана потужність, кВт	Частота обертання валу, об/хв	Габарити, мм			Маса, кг
							довжина	ширина	висота	
ВВН-50	52,5	0,02 (0,204)	0,1013 (1,033)	1,17	70,8	600	1750	850	900	1350
ВВН 2-150	150,0	0,02 (0,204)	0,1013 (1,033)	6,1	187,5	300	2560	1300	1400	5850
НВ-50	50,0	0,02	0,1	1,0	110,0	740	1710	960	945	1600

Тиск у всмоктувальних патрубках вакуум-насосів  $P_e$  в мм рт.ст. розраховують за формулами:

$$\text{для ВВН-50 та НВ-50} \quad P_e = 38 + \frac{14,4 \cdot Q_c}{n_n}; \quad (2)$$

$$\text{для ВВН 2-150} \quad P_e = 10 + \frac{5,0 \cdot Q_c}{n_n}; \quad (3)$$

де  $Q_c$  - витрата метаноповітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв;

$n_n$  - кількість паралельно працюючих вакуум-насосів, шт;

на один, два або три одночасно працюючих вакуум-насоса продуктивністю 50 м<sup>3</sup>/хв, або на один чи два одночасно працюючих вакуум-насоса продуктивністю 150 м<sup>3</sup>/хв і більше треба мати один резервний вакуум-насос відповідної продуктивності. Термін експлуатації водокільцевих вакуум-насосів без капітального ремонту не повинен перевищувати п'яти років;

проектування, будівництва, транспортування та експлуатація систем утилізації, що споживають (утилізують) метан дегазаційних систем в установках прямого спалювання (котельні, сушильні та обігрів стволів), газопоршневих двигунів, турбінах електротеплоагрегатів, автомобільних газонаповнювальних станціях та систем підготовки до утилізації некондиційних метаноповітряних сумішей повинно здійснюватися у відповідності до вимог СОУ-П 10.1.00174088.015:2008;

газопроводи та їх фасонні частини (відводи, переходи, трійники, сідловини, заглушки) повинні бути сталевими. З'єднання газопроводів і їх фасонних частин - звареними. З'єднання фланців газопроводів і їх фасонних частин дозволено тільки з фланцями арматури та обладнання.

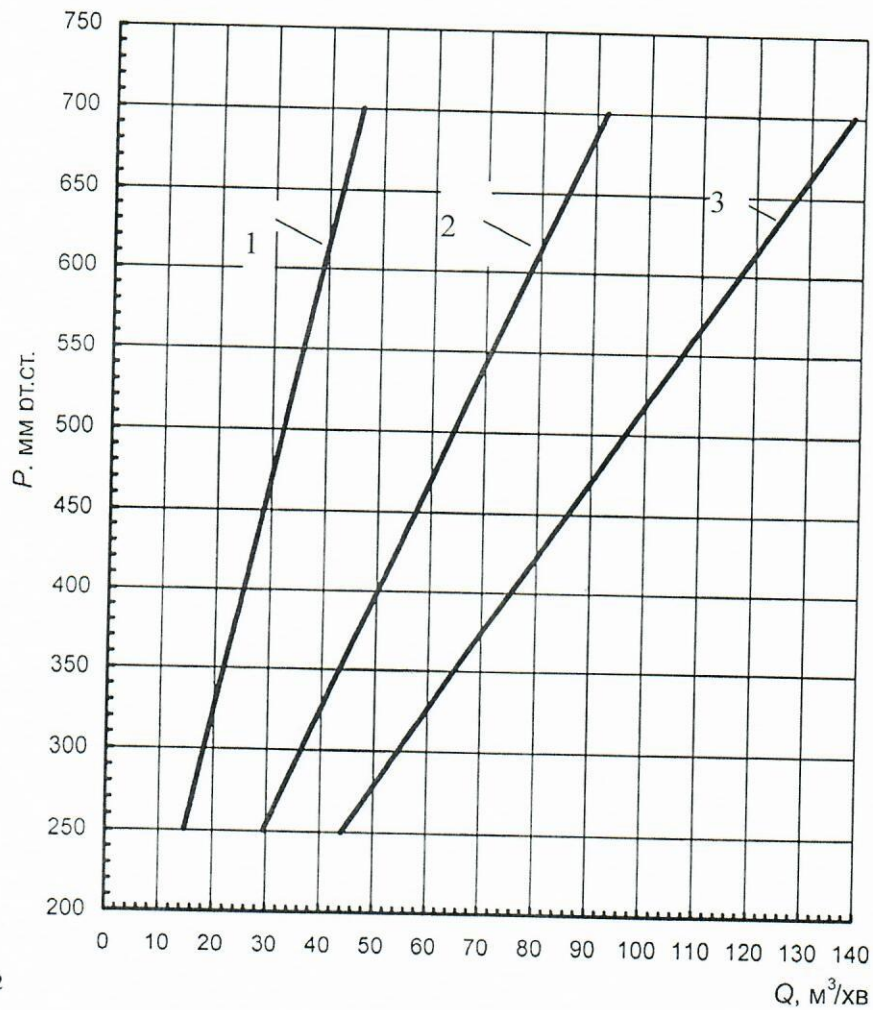
Арматура та регулюючі пристрої, які застосовують на ВНС, повинні бути

призначені для відповідного середовища відповідно до НПАОП 10.0-1.01-10.

Газопроводи, їх фасонні частини, фланцеві з'єднання, арматура і регулюючі пристрої повинні бути розраховані на тиск не менше 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>).

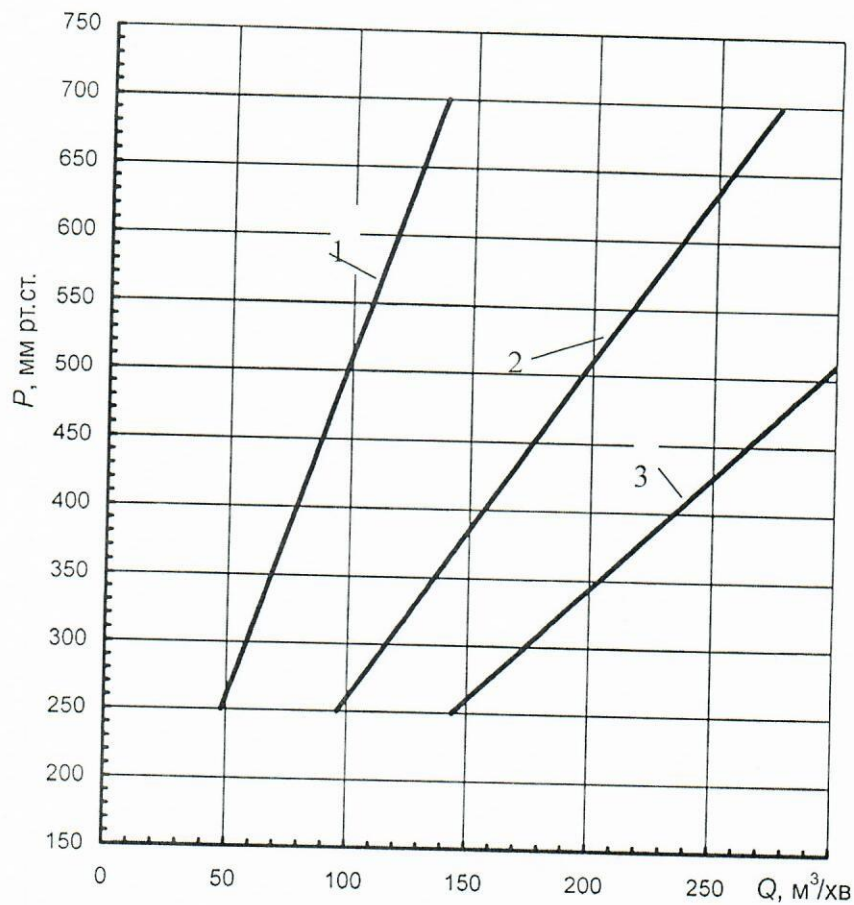
На всіх газопроводах, призначених для викиду в атмосферу метаноповітряної суміші, треба передбачати захисні парасольки;

Рисунок 21 - Характеристики вакуум-насосів ВВН-50, що працюють в режимі всмоктування



- 1 - окремо працюючий насос
- 2 - два паралельно працюючих насоса
- 3 - три паралельно працюючих насоса.

Рисунок 22 - Характеристики вакуум-насосів ВВН 2-150, що працюють в режимі всмоктування



- 1 - окремо працюючий насос
- 2 - два паралельно працюючих насоса
- 3 - три паралельно працюючих насоса;

устаткування, арматура і газопроводи повинні мати розпізнавальне фарбування наступним кольором:

- газопроводи - жовтим;
- арматура газопроводів - помаранчевим;
- трубопроводи гідросистеми - світло-зеленим;
- арматура гідросистеми, бак напірний - темно-зеленим;
- повітропровід - блакитним;
- арматура воздухопровода напірного - синім.

Розпізнавальне фарбування виконувати суцільним;

за безперебійністю забезпечення електроенергією ВНС відноситься до споживачів I категорії.

Світильники, електрообладнання, вимірювальні прилади, а також пристрій кабельних ліній, заземлень повинні відповідати класам вибухонебезпечності приміщень відповідно до вимог ДСТУ Б В.1.1-36:2016.

Режим нейтралі ВНС визначається проектом. У мережах змінного струму

до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю повинен виконуватися автоматичний контроль ізоляції з впливом на відключення.

Територія ВНС і все її приміщення повинні бути забезпечені електричним освітленням;

зварювальні та автогенні роботи у всіх приміщеннях будівлі ВНС і на території ВНС допускаються з дозволу керівника підприємства відповідно до Інструкції з ведення вогневих робіт у підземних виробках і надшахтних будівлях, затвердженої наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 18.01.1996 № 7.

У машинному залі ВНС зварювальні та автогенні роботи повинні проводитися при виконанні додаткових заходів безпеки:

1) вакуум-насоси повинні бути зупинені після того, як вони пропрацюють не менше 5 хв по відсмоктуванню повітря;

2) повинна бути включена примусова вентиляція.

У приміщенні, де проводяться зварювальні та автогенні роботи, має безперервно контролюватися вміст метану за допомогою переносних або стаціонарних автоматичних приладів. При підвищенні вмісту метану в приміщенні до 0,5% зварювальні та автогенні роботи повинні бути припинені;

забороняється куріння і застосування відкритого вогню в будівлі ВНС і на її території. Всередині будівлі повинні бути первинні засоби пожежогасіння: вогнегасники - по 2 шт в кожному приміщенні; пісок - 0,2 м<sup>3</sup> в машинному залі. Зовні будівлі ВНС і на огорожі повинні бути вивішені попереджувальні плакати:

«Небезпечно: метан!»

«Стороннім вхід заборонено!»

«Палити суворо забороняється!»;

опалення будівлі ВНС може бути паровим, водяним або електричним із застосуванням нагрівальних приладів у вибухозахищеному виконанні;

ВНС повинна бути забезпечена телефонним зв'язком. При використанні витягнутого метану між ВНС і споживачем газу повинен бути прямий телефонний зв'язок;

у машинному залі ВНС необхідно вивісити схеми електропостачання агрегатів, комунікацій газопроводів і водопроводів на ВНС, інструкції з пуску, зупинці вакуум-насосів і з безпечного обслуговування ВНС, виписку з плану ліквідації аварій, затверджені технічним керівником шахти.

### 3.2. Пересувна поверхнева вакуум-насосна станція (ППВНС):

ППВНС використовують для дегазації свердловинами, пробуреними з поверхні.

Територія ППВНС повинна бути обнесена огорожею, виготовленою з негорючого матеріалу. Відстань від огорожі до стін приміщення повинна бути не менше 5 м;

ППВНС повинна бути виконана з вогнестійкого матеріалу і мати такі приміщення:

- машинне відділення;

- розподільний пункт;
- приміщення машиніста.

Розподільний пункт повинен бути ізольований від інших приміщень глухою перегородкою. Перегородки приміщення машиніста ППВНС повинні бути шумопоглинаючими.

Машинне відділення повинне мати не менше двох виходів на протилежні сторони.

Дозволяється спорудження окремого приміщення для чергового машиніста на відстані не більше 10 м від ППВНС;

при застосуванні для електропостачання ППВНС пересувних підстанцій в рудниковому виконанні їх можна встановлювати в межах огорожі ППВНС;

необхідність установки резервного вакуум-насоса на ППВНС при дегазації однієї лави або підготовчої виробки визначається проектом;

провітрювання машинного відділення і приміщень машиніста повинно здійснюватися за рахунок природної вентиляції за допомогою дефлекторів, які забезпечують триразовий обмін повітря за годину;

ППВНС необхідно забезпечити такими вимірювальними приладами:

- вакуумметром на всмоктувальному газопроводі;
- термометром на напірному газопроводі між вакуум-насосом і водовіддільником;
- U-подібним манометром або тягонапорометром;
- переносними метанометрами для контролю вмісту метану в газопроводі і приміщеннях;
- вимірювачем витрати метаноповітряної суміші;

приміщення машиніста повинно опалюватися нагрівальними пристроями у вибухозахищеному виконанні;

ППВНС повинна бути забезпечена телефонним зв'язком.

### 3.3. Підземна дегазаційна установка (ПДУ):

підземну дегазаційну установку необхідно розміщувати у виробках (камерах), які провітрюються свіжим струменем повітря за рахунок загальношахтної депресії. Витрату повітря для провітрювання камери розраховують відповідно до НПАОП 10.0-7.08-93 за формулою для електромашинних камер;

контроль вмісту метану в камері ПДУ з електродвигуном повинен здійснюватися стаціонарним автоматичним приладом контролю метану, що відключає електроенергію в камері, у вентиляційному штреку і в очисній виробці виїмкової дільниці, що обслуговується цією насосною установкою, при вмісті метану біля двигуна понад 1%.

Дозволено випускати метан, який отримують ПДУ, в виробку з вихідним струменем через змішувальну камеру, виконану відповідно до НПАОП 10.0-7.08-93. Вміст метану в атмосфері виробки за межами камери змішувача не повинен перевищувати допустимого відповідно до НПАОП 10.0-1.01-10.

Метан, що вилучається, допускається відводити на поверхню по

свердловині і випускати в атмосферу через трубу висотою не менше 5 м від рівня землі, розташовану далі 15 м від промислових і житлових об'єктів;

на підземних дегазаційних установках, що не мають закритої замкнутої системи водопостачання, воду треба відводити в каналізацію за місцем установки вакуум-насоса у напрямку руху вентиляційного струменя;

ПДУ оснащують приладами для контролю концентрації метану, розрідження, тиску, температури, витрати метаноповітряної суміші та рівня води в водовіддільниках.

За погодженням з фаховою науковою установою та відповідним дозволом територіального органу Держпраці допускається тимчасово застосовувати підземні дегазаційні установки, які працюють послідовно з ВНС на поверхні.

Будівництво та експлуатацію таких установок здійснюють за спеціальними проектами;

всмоктуючий і нагнітальний газопроводи ПДУ повинні з'єднуватися газопроводом із засувкою для забезпечення транзитного відведення метаноповітряної суміші при зупинці вакуум-насосів.

#### 3.4. Модульні дегазаційні ротаційні станції (МДРС):

для дегазації шахт можуть використовуватися модульні дегазаційні ротаційні станції, допущені до застосування в установленому порядку;

територія МДРС повинна бути обнесена огорожею, виготовленою з негорючих матеріалів. Відстань від МДРС до огорожі повинна бути не менше 5 м;

МДРС повинна розміщуватися від промислових і житлових об'єктів на відстані, не менше наведених у таблиці 9.

## VI. Вимоги до безпечної експлуатації дегазаційних систем

### 1. Загальні вимоги:

1.1. Прийом в експлуатацію нових дегазаційних систем проводить комісія, яку призначає технічний керівник шахти;

1.2. Концентрація метану в дегазаційних газопроводах повинна бути не менше 25%. В окремих випадках дозволено транспортувати метаноповітряну суміш з концентрацією метану менше 25% за умови виконання заходів щодо забезпечення вибухобезпеки з урахуванням рекомендацій фахової наукової установи.

Для дегазації шахт застосовують водокільцеві і ротаційні вакуум-насоси, допущені до застосування в установленому порядку. Вакуум-насоси повинні експлуатуватися в умовах і режимах, які забезпечують їх вибухобезпечність;

1.3. Заборонено використовувати видобуту дегазацією метаноповітряну суміш шляхом прямого спалювання з вмістом метану нижче 25% як паливо для промислових установок (котелень, газогенераторів) та з вмістом метану нижче 50% – для побутових потреб;



1.4. Вакуум-насосні станції (стаціонарні та пересувні) і МДРС розташовують на поверхні. Тимчасові підземні дегазаційні установки застосовують з дозволу технічного керівника шахти. Термін експлуатації ПДУ визначають проектом;

1.5. Керувати роботами по дегазації шахт мають право особи зі стажем роботи в газових шахтах не менше одного року, які пройшли навчання за спеціальною програмою;

1.6. Робота системи дегазації на шахті в аварійній ситуації повинна здійснюватися відповідно до плану ліквідації аварій;

1.7. Дегазацію шахти, виїмкової ділянки або окремої гірничої виробки можна припинити, якщо фактична метановість менше проектної та засоби вентиляції забезпечують розбавлення метану, що виділяється, до безпечного його змісту відповідно до НПАОП 10.0-1.01-10.

Ця умова не поширюється на випадки застосування дегазації для розширення зони захисту викидонебезпечних пластів, для запобігання проривів метану з ґрунту і суфлярних виділень;

1.8. Рішення про припинення дегазації діючої виїмкової ділянки (у формі протоколу) приймає технічний керівник шахти (головний інженер) на підставі висновку фахової наукової установи та відповідного узгодження з територіальним органом Держпраці;

1.9. Дегазацію відпрацьованої виїмкової ділянки допускається відключати після зниження витрати метану, що витягується, більш ніж на 50% і якщо засоби вентиляції забезпечують розбавлення метану, що виділяється, до безпечного його вмісту відповідно до НПАОП 10.0-1.01-10.

## 2. Контроль режиму дегазації:

2.1. Контроль виконують для визначення фактичної ефективності застосовуваних способів дегазації і розробки заходів щодо підвищення її ефективності.

2.2. Контролю підлягають такі параметри:

тиск (розрідження) метаноповітряної суміші в газопроводі;

витрата метаноповітряної суміші;

концентрація метану у виймаємій метаноповітряній суміші;

температура метаноповітряної суміші на ВНС, ПДУ и МДРС.

2.3. Контроль виконують в наступних пунктах системи дегазації:

в трубах, що з'єднують кожну свердловину з дільничним газопроводом (дозволено при малих дебітах свердловин виконувати контроль в трубах, які об'єднують кілька свердловин);

в дільничних газопроводах;

в магістральних газопроводах за місцем надходження в нього метаноповітряної суміші з декількох виїмкових ділянок або виробок;

на виході з кожного вакуум-насоса;

в газопроводі, який подає метаноповітряну суміш споживачеві.

2.4. Пункти контролю необхідно розміщувати на прямолінійних ділянках

труб. Відстань від місцевих опорів (поворотів, звужень, засувок тощо) до місця вимірювання витрати (швидкості) метаноповітряної суміші має бути не менше 20 діаметрів труби, за місцем вимірювання - не менше 5 діаметрів. При наявності води в газопроводі перед пунктом контролю необхідно встановлювати водовіддільники.

2.5. Контроль концентрації метану та витрату метаноповітряної суміші в дільничних газопроводах необхідно здійснювати датчиками безперервного контролю концентрації метану та витрати метаноповітряної суміші з виведенням інформації на поверхню. До впровадження датчиків вимірювання концентрації метану і параметрів дегазації дозволено проводити переносними приладами, допущеними в установленому порядку для застосування в шахтах згідно з додатком 10 до цих Правил.

2.6. Контроль режиму роботи підземних свердловин, пробурених назустріч очисному вибою, повинен проводитися не рідше одного разу на добу, в інших свердловинах і пунктах контролю - не рідше одного разу на тиждень.

Контроль здійснюється переносними приладами шляхом вимірювання розрідження, метаноповітряної суміші, що витягується, та концентрації метану.

Результати вимірювань записують у Книгу обліку роботи дегазаційних свердловин згідно з додатком 11 до цих Правил. До книги повинне бути додане вкопійовання, що регулярно поповнюється, з плану гірничих виробок з нанесенням свердловин, їх параметрів, індексу пласта, до якого вони пробурені.

2.7. За результатами контролю визначають фактичну загальну ефективність дегазації і ефективність дегазації окремих джерел виділення метану (додаток 1). Якщо фактична ефективність дегазації або показники режиму дегазації нижче проектних, визначають і усувають причини (додатки 7 та 8).

2.8. ВНС повинні бути обладнані стаціонарними приладами для виміру розрідження й тиску, витрати метаноповітряної суміші, що витягується, вмісту в ній метану і температури.

Контроль вмісту метану в метаноповітряній суміші, що витягується стаціонарними ВНС, необхідно здійснювати безперервно автоматичним газоаналізатором, який видає команду на включення аварійної сигналізації і припинення подачі метаноповітряної суміші споживачеві при утриманні метану менш 25 %.

Кожна ВНС повинна мати газоаналізатори: робочий та резервний.

У ППВНС, що застосовуються для дегазації шахт через пробурені з поверхні свердловини, дозволено контролювати витрату метаноповітряної суміші і вміст метану переносними приладами.

2.9. У машинному залі ВНС і приміщенні контрольно вимірювальних приладів повинні бути встановлені автоматичні прилади контролю вмісту метану, що видають команду на включення примусової вентиляції, звукової та світлової сигналізації машиністу ВНС за вмісту метану 1 %.

### 3. Організація служби дегазації:

3.1. Роботи з дегазації шахт виконуються самостійною спеціалізованою службою. Дозволено, щоб вона входила до складу дільниці вентиляції і техніки безпеки (ВТБ).

3.2. Основним завданням служби є організація і здійснення робіт по дегазації, забезпечення її ефективності відповідно до розділу «Дегація» паспорта виїмкової дільниці і підготовчої виробки.

Для виконання зазначеного завдання служба:

виконує ремонт і заміну вакуум-насосів, прокладає газопроводи власними силами або із залученням спеціалізованих організацій;

розробляє графік виконання робіт по дегазації, бере участь в розробці паспортів на буріння дегазаційних свердловин, інструкцій з пуску і зупинці вакуум-насосів, безпечного обслуговування дегазаційних установок, несе відповідальність за їх виконання;

уточнює розрахункові параметри дегазаційних свердловин, організовує роботи з підготовки до буріння свердловин;

бурить і оснащує дегазаційні свердловини і газопроводи вимірювальними пунктами і водовіддільниками;

контролює роботи зі спорудження свердловин і прокладання газопроводів, що виконуються підрядними організаціями;

забезпечує справність і безперервну роботу дегазаційних установок, контрольно-вимірювальної апаратури, здійснює ремонт і заміну обладнання;

забезпечує систематичний контроль за концентрацією, витратою метану і його розрідженням в свердловинах і газопроводах;

веде технічну документацію по контролю роботи дегазаційних установок, свердловин, огляду і ремонту газопроводів.

3.3. Керівник служби несе відповідальність за своєчасність і якість виконання всіх перерахованих вище робіт.

### 4. Обслуговування дегазаційних систем:

4.1. Дегазаційні установки, за винятком автоматизованих, повинен обслуговувати черговий машиніст.

Заборонено використовувати чергового машиніста на інших роботах.

4.2. Показання контрольно-вимірювальних приладів ВНС і ПДУ слід записувати не рідше 3 разів на зміну в Журнал контролю роботи ВНС (додаток 11).

4.3. Дегазація виробленого простору відгалуженнями від газопроводу повинна здійснюватися безперервно. При будь-якій зупинці вакуум-насосів (аварійній або для зливу води) електроенергія на обслуговуваній дільниці повинна відключатися. Відновлювати подачу електроенергії допускається не раніше, ніж через 15 хвилин після включення вакуум-насосів за умови, що концентрація метану у виробках не перевищуватиме допустимі норми.

При дегазації свердловинами дозволено встановлювати технологічні перерви

тривалістю не більше 30 хвилин для зливу води, передбачені графіком роботи ВНС. Графік роботи ВНС і заходи безпеки під час припинення її роботи затверджує технічний керівник шахти (головний інженер).

4.4. Заборонено зупинку вакуум-насосів більше, ніж на 30 хвилин без дозволу технічного керівника шахти.

У разі аварійної зупинки вакуум-насосів на ВНС і під час зливу води необхідно відводити метаноповітряну суміш, яка надходить по газопроводу, в атмосферу по відповідній трубі. У ПДУ потрібно перемкнути всмоктуючий газопровід на нагнітальний і повідомити про зупинку вакуум-насоса гірничому диспетчеру та керівнику служби ВТБ.

У всіх випадках зупинки вакуум-насосів слід робити запис у Журналі контролю роботи ВНС.

4.5. При пожежі у виробці, в яку відводиться метаноповітряна суміш, що витягується ПДУ, роботу вакуум-насосів необхідно припинити.

4.6. У разі займання метаноповітряної суміші в атмосферу, що викидається, необхідно перекрити засувку на всмоктувальному газопроводі і зупинити вакуум-насос.

Перед пуском вакуум-насоса необхідно продути водовіддільник і вакуум-насос повітрям протягом не менше 5 хвилин.

Подачу метану, що відбирається, споживачам проводить черговий машиніст ВНС після попереднього попередження споживачів.

4.7. При монтажних і ремонтних роботах, пов'язаних із роз'єднанням дільничного газопроводу, дегазаційні свердловини на цій дільниці необхідно закрити. При роз'єднанні магістрального газопроводу необхідно закрити засувки на дільничних газопроводах.

4.8. Гідророзрив і гідророзчленування пластів здійснюються за спеціальними проектами, затвердженими технічним керівником шахти.

**Начальник Управління  
охорони праці, промислової безпеки  
та цивільного захисту**



**Ігор ЯЩЕНКО**

### Метод розрахунку фактичної ефективності дегазації

1. Фактичну абсолютну метановість виїмкової дільниці  $\bar{I}_{дiл.ф}$  в м<sup>3</sup>/хв розраховують за формулою:

$$\bar{I}_{дiл.ф} = \bar{I}'_{дiл.ф} + \bar{I}_{д.с} + 0,3\bar{I}_{д.п} + \bar{I}_{д.в.п} + \bar{I}_{д.пл} + \bar{I}_{i.ом} ,$$

де 0,3 - коефіцієнт, що враховує вплив вакууму на збільшення витрат метану, що витягується свердловинами, пробуреними з поверхні;

$\bar{I}'_{дiл.ф}$  - середнє фактичне виділення метану в виробку виїмкової дільниці в м<sup>3</sup>/хв, визначається відповідно до НПАОП 10.0-7.08-93.

$\bar{I}_{д.с}$ ,  $\bar{I}_{д.п}$ ,  $\bar{I}_{д.в.п}$ ,  $I_{д.пл}$  - середні фактичні витрати метану, що витягується дегазаційною системою зі зближених пластів підземними ( $\bar{I}_{д.с}$ ) і поверхневими ( $\bar{I}_{д.п}$ ) свердловинами, з виробленого простору ( $\bar{I}_{д.в.п}$ ) і розроблюваного пласта ( $I_{д.пл}$ ) в м<sup>3</sup>/хв; визначаються відповідно до додатка 9;

$\bar{I}_{i.ом}$  - середня фактична витрата метану, що відводиться ізольовано за межі виїмкової дільниці в м<sup>3</sup>/хв, визначається відповідно до НПАОП 10.0-7.08-93.

2. Середнє фактичне виділення метану в очисній виробці  $\bar{I}_{оч.ф}$  в м<sup>3</sup>/хв розраховують за формулою:

$$\bar{I}_{оч.ф} = \bar{I}'_{оч.ф} - \bar{I}_{оч.п} , \quad (1)$$

де  $\bar{I}'_{оч.ф}$  - середня витрата метану в очисній виробці на відстані 10-15 м від виходу з неї, м<sup>3</sup>/хв;

$\bar{I}_{оч.п}$  - середня витрата метану, що надходить в очисну виробку зі свіжим струменем повітря, м<sup>3</sup>/хв

$$\bar{I}_{оч.п} = 0,01\bar{Q}_{оч} \cdot \bar{C}_о , \quad (2)$$

$\bar{Q}_{оч}$  - середня витрата повітря в очисній виробці на відстані 10-15 м від виходу з неї, м<sup>3</sup>/хв;

$\bar{C}_o$  - середня концентрація метану, що надходить на виїмкову ділянку зі свіжим струменем повітря, %.

3. Фактичний середній коефіцієнт ефективності дегазації пластів-супутників підземними свердловинами, частки одиниці, розраховують за формулою:

$$k_{\partial.c} = \frac{\bar{I}_{\partial.c}}{\bar{I}_{\partial.il.\phi} - \bar{I}_{\partial.o.\phi}}, \quad (3)$$

4. Фактичний середній коефіцієнт ефективності дегазації свердловинами, пробуреними з поверхні  $k_{\partial.n}$ , частки одиниці, розраховують за формулою:

$$k_{\partial.n} = \frac{0,3 \cdot \bar{I}_{\partial.n}}{\bar{I}_{\partial.il.\phi} - \bar{I}_{\partial.o.\phi} - \bar{I}_{\partial.c}}, \quad (4)$$

5. Фактичний середній коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору  $k_{\partial.v.n}$ , частки одиниці, розраховують за формулою:

$$k_{\partial.v.n} = \frac{\bar{I}_{\partial.v.n}}{\bar{I}_{\partial.il.\phi} - \bar{I}_{\partial.o.\phi} - \bar{I}_{\partial.c} - 0,3 \cdot \bar{I}_{\partial.n}}, \quad (5)$$

6. Фактичний середній загальний коефіцієнт ефективності комплексної дегазації виїмкової ділянки  $k_{\partial.zaг.\partial.il}$ , частки одиниці, розраховують за формулою:

$$k_{\partial.zaг.\partial.il} = \frac{\bar{I}_{\partial.c} + 0,3 \cdot \bar{I}_{\partial.n} + \bar{I}_{\partial.v.n}}{\bar{I}_{\partial.il.\phi}}. \quad (6)$$


---

## Методи розрахунку параметрів дегазації розроблюваних вугільних пластів

### 1. Метод розрахунку параметрів спорудження пластових свердловин

Відстань в метрах між паралельними до очисного вибою висхідними або горизонтальними свердловинами розраховують за формулою:

$$r_c = \frac{k_e \cdot Z \cdot l_c^1 \cdot m_\partial \cdot \frac{\partial_o}{a_3} \cdot \ln(a_3 \cdot t + 1)}{h_n \cdot m_n \cdot \gamma_{\text{вуг}} \cdot k_{\partial, \text{нл}}^1 \cdot q_{\text{нл}}}, \quad (1)$$

де  $k_e$  - коефіцієнт впливу розрідження,  $k_e=1,0$  - при дегазації нерозвантажених пластів та  $k_e = 1,2$  - при дегазації в умовах часткової під- або надробки (при розрідженні не менше 100 мм рт.ст.);

$Z$  - коефіцієнт, що враховує нерівномірність метановиділення з пласта в свердловини,  $Z = 0,75$ ;

$l_c^1$  - корисна довжина свердловини, м;

$m_\partial$  - дегазована свердловинами потужність вугільних пачок пласта, що не розділені породним прошарком, м;

$\partial_o$  - початкове питоме метановиділення в свердловину (початковий дебіт свердловини, поділений на довжину свердловини і потужність пласта),  $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{доб.})$ ;

$a_3$  - коефіцієнт, що характеризує зниження виділення метану з пласта у свердловини в часі, 1/доб;

$t$  - тривалість дегазації пласта свердловинами, доб;

$h_n$  - висота поверху (підповерху), дегазована свердловинами, м;

$m_n$  - загальна потужність вугільних пачок пласта, м;

$\gamma_{\text{вуг}}$  - щільність вугілля,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$q_{\text{нл}}$  - метановиділення з пласта,  $\text{м}^3/\text{т}$ . Приймається за прогнозом (без дегазації);

$k_{\partial, \text{нл}}^1$  - коефіцієнт ефективності дегазації пласта, частки одиниці.

Показники  $\partial_o$  та  $a_3$  визначає фахова наукова установа шляхом дослідження.

### 2. Метод розрахунку параметрів спорудження екрануючих свердловин:

1) Довжину свердловин  $l_c$  в метрах, пробурених паралельно до очисного вибою, визначають за формулою:

$$l_c = l_{оч} - 2 \cdot \epsilon_{з.д}, \quad (2)$$

де  $l_{оч}$  - довжина очисного вибою, м;

$\epsilon_{з.д}$  - ширина зони дренування метану підготовчими виробками, м (таблиця 2).

Таблиця 2 - Значення  $\epsilon_{з.д}$  в залежності від виходу летких речовин  $V^{daf}$

$V^{daf}$ , %	до 8	8-12	12-18	18-26	26-35	більше 35
$\epsilon_{з.д}$ , м	8	11	14	18	14	11

2) Глибину герметизації свердловин  $l_2$  в метрах розраховують за формулою:

$$l_2 = 6 \cdot m_g, \quad (3)$$

де  $m_g$  - виймана потужність пласта, м.

3) Інтервал  $r_c$  в метрах між гирлами свердловин розраховують за формулою:

$$r_c = 5,15 m_{вуг}^{0,5} \cdot \cos \alpha_{nl} \left( \frac{13,2 H^{0,1}}{(V^{daf})^{0,4}} - \frac{22}{(V^{daf})^{0,45}} \right), \quad (4)$$

де  $m_{вуг}$  - сумарна потужність вугільних пачок пласта, м;

$\alpha_{nl}$  - кут падіння пласта, град.;

$H$  - глибина робіт, м;

$V^{daf}$  - вихід летючих речовин, %.

Приймають  $r_c$  не більше 20 м.

4) Діаметр свердловин  $d$  в метрах розраховують за формулою:

$$d = \left( \frac{9,5 \cdot 10^{-9} \cdot l_c \cdot Q_c^2}{B_2} \right)^{0,188}, \quad (5)$$



де  $l_c$  - довжина свердловин, м;

$B_2$  - розрідження в гирлі свердловини, мм рт.ст.

$Q_c$  - витрата метаноповітряної суміші, виймаємої свердловинами, м<sup>3</sup>/хв, розраховують за формулою:

$$Q_c = I_{c.заг} + Q_{n.заг}, \quad (6)$$

$I_{c.заг}$  - загальний дебіт метану в свердловинах, м<sup>3</sup>/хв,  $I_{c.заг}$  розраховують за формулою:

$$I_{c.заг} = \frac{A \cdot (X - X_{зал}) \cdot k_{нл} \cdot k_{дег}}{1440}, \quad (7)$$

$A$  - плановий видобуток вугілля, т/доб;

$X$  та  $X_{зал}$  - природна і залишкова метаносності вугілля, визначається з урахуванням зольності і вологості вугілля, м<sup>3</sup>/т;

$k_{нл}$  - коефіцієнт, що враховує зміну системи розробки. Визначається згідно з НПАОП 10.0-7.08-93.

Для стовпової системи розробки:

$$k_{нл} = \frac{l_{оч} - 2e_{з.д}}{l_{оч}}, \quad (8)$$

$k_{дег}$  - коефіцієнт ефективності дегазації пласта, визначають не більше 0,40.

$Q_{n.заг}$  - загальні підсоси повітря в свердловини, м<sup>3</sup>/хв, розраховують за формулою:

$$Q_{n.заг} = 0,25 \cdot B_2^{0,5}. \quad (9)$$

$B_2$  - вакуум в гирлі свердловини, визначається 50 мм рт.ст.

Приймають найближчий стандартний діаметр буріння свердловин.

5) При розрахунку діаметра газопроводу, що зв'язує свердловини з вакуум-насосом, визначають величину вакуума в гирлах свердловин - 50 мм рт.ст., витрату метаноповітряної суміші визначають відповідно до (8), а вміст метану  $C_y$  у відсотках до суміші, розраховують за формулою:

$$C_y = \frac{100 \cdot I_{c.заг}}{Q_c}. \quad (10)$$

### Методи розрахунку параметрів і режимів дегазації зближених підроблюваних пластів

Викладені методи розрахунків параметрів і режимів роботи дегазаційних свердловин використовують на стадії проектування дегазації при відсутності даних досліджень.

У процесі відпрацювання лави параметри і режим роботи дегазаційних свердловин необхідно скоригувати на основі даних досліджень.

При відсутності даних досліджень розрахунки виконують у такому порядку.

1. Свердловини пробурено попереду очисного вибою (таблиця 3, схема 2, рисунок 8):

1) Вибирають  $\varphi$  кут розвороту свердловин в діапазоні  $60 \leq \varphi \leq 70^\circ$ , керуючись зручністю розташування бурового верстата у виробці.

Кут  $\varphi$  тут і далі відраховують від лінії підйому пласта на дільницях, які відпрацьовуються лавами по простяганню, або від лінії простягання пласта - в лавах по підйому (падінню).

2) Приймають кінцевий діаметр свердловин  $d_c = 0,093$  м, глибину герметизації  $l_z = 10$  м, відстань між свердловинами  $r_c = 15$  м.

3) Виходячи з відстані між розроблюваним пластом і найбільш потужним з підроблюваних пластів, який залягає не ближче  $15 \cdot m_e$  та не далі  $30 \cdot m_e$ , вибирають по таблиці 1 довжину свердловин такою, щоб одночасно працювали дві-три свердловини, враховуючи, що зі збільшенням довжини зростає тривалість ефективної роботи свердловини.

Таблиця 1 - Кількість одночасно працюючих свердловин  $n_c$ , пробурених назустріч очисному вибою

Відстань до зближеного пласта, м	Кількість одночасно працюючих свердловин $n_c$ при довжині свердловин $l_c$ в метрах				
	80	100	120	140	160
20	2	3	3	-	-
30	2	3	3	4	-
40	2	2	3	4	5
50	2	2	3	4	5

4) Кут нахилу свердловин до горизонту  $\beta$  в градусах розраховують за формулою:

$$\beta = 2 \arctg \frac{\pm l_c \mu \sqrt{l_c^2 \cdot (1 + r^2 \cdot tg^2 \alpha) - \frac{M^2}{\cos^2 \alpha}}}{\pm \frac{M}{\cos \alpha} - l_c \cdot r \cdot tg \alpha}, \quad (1)$$

де  $l_c$  - довжина свердловини, м;

$r = \cos \varphi$  - при бурінні свердловин з виробки, пройденої по простяганню пласта;

$r = \sin \varphi$  - при бурінні свердловин з виробки, пройденої за підйомом (падінням) пласта;

$\alpha$  - кут залягання пласта, град.;

$M$  - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину, м.

Тут і далі верхній знак «+» або «-» визначається при бурінні свердловини в сторону підйому пласта, нижній - в бік падіння пласта.

5) Середню відстань  $h_{cep}$  в метрах від кінців непорушених частин свердловин до покрівлі розроблюваного пласта (непорушеною частиною свердловини в умовах буріння назустріч очисному вибою є її частина від гирла до перетину з площиною розвантаження порід над виробленим простором з боку очисного вибою) розраховують за формулою:

$$h_{cep} = 3 \cdot m_g + 0,5 \cdot M, \quad (2)$$

де  $m_g$  - виймана потужність пласта, м.

б) Середній опір руху метану до свердловин  $R_{cep}$  в мм.рт.ст.·хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> розраховують за формулою:

$$R_{cep} = 24,8 \cdot 10^4 \cdot I_{dc}^{-1,5} \cdot n_c^{0,82} \left( \frac{h_{cep}}{m_g} \right)^{-1,43} \cdot \exp(-20 \cdot d_c), \quad (3)$$

де  $I_{dc}$  - метановиділення з підроблюваних пластів і порід, що залягають на відстані більше  $h_{cep}$  від розроблюваного пласта (розраховується за плановим

навантаженням на очисний вибій і відносною газовістю, визначеною за прогнозом), м<sup>3</sup>/хв;

$n_c$  - кількість одночасно працюючих свердловин, визначається по таблиці

$d_c$  - кінцевий діаметр свердловин, м.

Застосування формули 3 обмежено умовами:

$$10 \text{ м} \leq h_{сер} \leq 30 \text{ м}; \quad 2 \leq n_c \leq 4; \quad 0,093 \text{ м} \leq d_c \leq 0,114 \text{ м}$$

Примітка - У разі застосування параметрів, які виходять за зазначені межі, розрахунок визначають за рекомендаціями спеціалізованого галузевого інституту.

7) Загальний опір руху метану до свердловин  $R_{с.заг}$  в мм рт.ст.·хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> розраховують за формулою:

$$R_{с.заг} = \frac{R_{сер}}{n_c^2}, \quad (4)$$

8) Середньозважену відстань  $M_{сер}$  в метрах до зближених пластів розраховують за формулою:

$$M_{сер} = \frac{\sum_1^k M_i \cdot m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}{\sum_1^k m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}, \quad (5)$$

де  $M_i$  та  $m_i$  - відповідно відстань від підроблюваного пласта та його потужність, м;

$M_p$  - відстань по нормалі між розроблюваним та зближеним пластами, при якій виділення метану з останнього дорівнює нулю, м. Визначають за методикою прогнозу метановості згідно з НПАОП 10.0-7.08-93;

$k$  - кількість підроблюваних пластів, які залягають в інтервалі від розроблюваного пласта до  $M_p$ .

9) Граничну відстань від очисного вибою  $L_{зр}$  в метрах, на якій спостерігається виділення метану зі зближених пластів розраховують за формулою:

$$L_{zp} = 67,6 \exp(0,165 \cdot V_{оч} + 0,007 \cdot M_{сер}), \quad (6)$$

де  $V_{оч}$  - швидкість посування очисного вибою, м/доб.

При  $L_{zp} > 200$  м приймаємо рівним 200 м.

10) питомий опір рухові метану до гірничих виробок  $R_{num}$  в мм рт.ст.·хв/м<sup>4</sup> в залежності від складу порід, які залягають в інтервалі від розроблюваного пласта до  $h_{сер}$  визначають якщо:

а) у складі порід в цьому інтервалі більше 80% глинистих сланців:

$$R_{num} = \frac{3,8 \left( \frac{h_{сер}}{m_в} \right)^{2,5}}{L_{оч} \cdot L_{zp}}. \quad (7)$$

б) у складі порід менше 80% глинистих сланців:

$$R_{num} = \frac{12,5 \left( \frac{h_{сер}}{m_в} \right)^{1,18}}{L_{оч} \cdot L_{zp}}, \quad (8)$$

де  $L_{оч}$  - довжина очисного вибою, м.

11) Коефіцієнт  $k_{в.д}$ , який враховує збільшення метановиділення з підроблюваних пластів і порід при їх дегазації розраховують за формулою:

$$k_{в.д} = 1 + 0,01 \cdot \sqrt{\frac{h_{сер} \cdot B_2}{m_в \sqrt{R_{сер}}}}, \quad (9)$$

де  $B_2$  - розрідження в свердловинах, мм рт.ст.  $B_2$  слід приймати рівним 50 мм рт.ст.

12) Витрату метану  $I_{с.заг.номр}$  в м<sup>3</sup> за хвилину, який треба витягувати свердловинами для досягнення необхідної ефективності дегазації розраховують за формулою:

$$I_{с.заг.номр} = I_{дс} \cdot k_{в.д} \cdot k_{дег.покр}, \quad (10)$$

де  $k_{дег.покр}$  - коефіцієнт ефективності дегазації, який вибирається по таблиці 3 відповідно до прийнятої схеми дегазації.

13) Витрата метану  $I_{с.заг}$  в м<sup>3</sup> за хвилину, який може бути витягнутий дегазаційними свердловинами, розраховують за формулою:

$$I_{с.заг} = \frac{-R_{num} \cdot h_{сер}}{2R_{с.заг}} + \frac{\sqrt{(R_{num} \cdot h_{сер})^2 + 4R_{с.заг} (B_г + R_{num} \cdot h_{н.с} \cdot I_{н.с} + R_{num} \cdot h_{сер} \cdot I_{ос}^1)}}{2R_{с.заг}}, \quad (11)$$

де  $h_{н.с}$  - відстань по нормалі від розроблюваного пласта до зближеного, який залягає на відстані менш ніж  $h_{сер}$ . Якщо є кілька таких пластів, то визначають середнє значення, м;

$I_{н.с}$  - метановиділення з підроблюваних пластів, які залягають на відстані від розроблюваного пласта по нормалі меншій за  $h_{сер}$ , м<sup>3</sup>/хв.

14) Порівнюють витрату метану, який необхідно брати свердловинами для досягнення проектної ефективності ( $I_{с.заг.номр}$ ) з витратою метану, який можна витягати в даних умовах ( $I_{с.заг}$ ).

Якщо  $I_{с.заг.номр} \leq I_{с.заг}$ , то обрана кількість і діаметр свердловин забезпечать необхідну ефективність дегазації. Продовжують подальші розрахунки.

У разі  $I_{с.заг.номр} \geq I_{с.заг}$ , то треба по таблиці 1 прийняти більшу довжину свердловин, щоб збільшилася кількість одночасно діючих свердловин, і повторити розрахунок метановидобувності.

Якщо умова  $I_{с.заг} \geq I_{с.заг.номр}$  не виконується при максимально можливій для даних умов довжині свердловин, збільшують їх діаметр і знову повторюють розрахунок  $I_{с.заг}$ , починаючи з мінімальної кількості і поступово збільшуючи її, домагаючись  $I_{с.заг.номр} \leq I_{с.заг}$ .

Якщо цей захід виявиться недостатнім, застосовують додатковий спосіб дегазації.

15) Підсоси повітря в свердловини  $Q_{н.заг}$  в м<sup>3</sup> за хвилину розраховують за формулою:

$$Q_{н.заг} = n_c \cdot A \cdot \exp\left(-v \cdot \frac{h_{сер}}{m_e}\right) \cdot B^n, \quad (12)$$

де  $n_c$  - кількість одночасно працюючих свердловин;

$A, v, n$  - емпіричні коефіцієнти, вибирають по таблиці 2.

Таблиця 2 - Значення коефіцієнтів в рівнянні (12)

Спосіб охорони свердловин	Значення коефіцієнтів		
	<i>A</i>	<i>в</i>	<i>n</i>
Костри, бутокостри, з.б. тумби	0,73	0,2	0,56
Бутові смуги	0,22	0,11	0,56
Вугільний масив або цілики вугілля	0,075	0,03	0,67

16) Загальну витрату метаноповітряної суміші в свердловинах  $Q_{c.заг}$  в метрах кубічних за хвилину і вміст у ній метану  $C_c$  у відсотках розраховують за формулами:

$$Q_{c.заг} = I_{c.заг} + Q_{n.заг}, \quad (13)$$

$$C_c = \frac{100 \cdot I_{c.заг}}{Q_{c.заг}}. \quad (14)$$

2. Свердловини пробурено позаду очисного вибою (таблиця 3, схеми 1, 3, рисунки 7, 9):

1) Вибирають відстань від очисного вибою до місця установки бурового верстата  $a_1$  в метрах. При бурінні свердловин з розворотом вона не повинна перевищувати 50 м. При бурінні свердловин паралельно очисному вибою має виконуватися вимога:

$$a_1 \leq M \cdot \operatorname{ctg} \psi, \quad (15)$$

де  $\psi$  - кут розвантаження підроблюваних порід, який відраховується від площини нашарування (для пологих і похилих підроблюваних пластів визначають за таблицею 3), або розраховують за формулою:

$$\psi = 114,57 - 28,57 \ln \bar{f}_m,$$

$\bar{f}_m$  - середньозважений коефіцієнт міцності порід міжпластя (визначають не більше 9). Визначають згідно з НПАОП 10.0-7.08-93.

Якщо цю умову неможливо виконати, бурять свердловини з розворотом у сторону очисного вибою.

Таблиця 3 - Кути розвантаження підроблюваних порід  $\psi$  в градусах

Склад порід міжпласта на відстані $8 \cdot m_{\sigma}$ від покрівлі розроблюваного пласта	Частка порід у міжпласті, %	Кут розвантаження $\psi$ , град.
Пісковики, вапняки, алевроліти ( $f \geq 5$ )	Більше за 80	50 – 55
Те ж	50	60 – 65
"-	40	65 – 70
Аргиліти ( $f \leq 5$ )	Більше за 80	70 – 80
Те ж	60	65 – 70
"-	50	60 – 65

2) Протяжність зони  $v_1$  в метрах, яка перешкоджає зсуванню порід, у яких пробурені свердловини, і захищає їх від руйнування, визначають відповідно до таблиці 4.

Таблиця 4 - Протяжність зони  $v_1$ , в якій свердловини захищені від руйнування

Спосіб охорони виробки, з якої пробурені свердловини	$v_1$ , м
Залишення ціликів	$v_1 = l_y + 5$ , $l_y$ – ширина цілика, м
Зведення литої смуги з швидко тверднучого матеріалу, органного ряду, кострів, бутокострів, бутових смуг, завширшки менше ніж 10 м	5 м
Зведення бутових смуг завширшки більше ніж 10 м	$v_1 = 0,5 \cdot l_{\sigma}$ , $l_{\sigma}$ – ширина бутової смуги, м

3) Кути повороту  $\varphi$ , нахилу  $\beta$  в градусах і довжину свердловин  $l_c$  у метрах розраховують за формулами, наведеними в таблицях 5 та 6.



Таблиця 5 - Параметри свердловин, які бурять без повороту з підтримуваних за лавою виробок (рисунок 9)

Місце закладення свердловин	Свердловини буряться в площині, паралельній очисному вибою	
	кут нахилу свердловини до горизонту, $\beta$ , град.	довжина свердловини, $l_c$ , м
Пластова виробка, проведена по простяганню пласта	$\operatorname{tg}(\beta \mu \alpha) = \frac{M}{e_1 + M \operatorname{ctg} \psi};$	$l_c = \frac{M}{\sin(\beta \mu \alpha)};$
Пластова виробка, проведена за падінням або підняттям пласта	$\operatorname{tg} \beta = \frac{M}{(e_1 + M \operatorname{ctg} \psi) \cos \alpha};$	$l_c = \frac{M}{\sin \beta \cdot \cos \alpha}.$

Таблиця 6 - Параметри свердловин, що буряться з поворотом із підтримуваних за лавою виробок

Місце закладення свердловин	Свердловини буряться з поворотом від лінії падіння або простягання пласту		
	кут повороту свердловин $\varphi$ , град	кут нахилу свердловин до горизонту, $\beta$ , град	довжина свердловин, $l_c$ , м
Пластова виробка, що проведена по простяганню пласта	$tg\varphi = a_1 / [(e_1 + M \cdot ctg\psi) \times \cos\alpha + M \sin\alpha];$	$tg\beta = [M \pm (e_1 + M \cdot ctg\psi) \times tg\alpha] \frac{\sin\varphi \cdot \cos\alpha}{a_1};$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi \cdot \cos\beta};$
Пластова виробка, що проведена по падінню або підняттю пласта	$tg\varphi = \frac{a_1}{(e_1 + M \cdot ctg\psi)};$	$tg\beta = \frac{(M \pm a_1 \sin\alpha) \sin\varphi}{a_1 \cdot \cos\alpha};$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi \cdot \cos\beta}$

Умовні позначення:

$a_1$  - довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки, м;

$e_1$  - протяжність зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м;

$M$  - мінімальна відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину, м;

$\alpha$  - кут залягання пласта, град.

Примітка - Тут і далі верхній знак («+» або «-») визначається при бурінні свердловин у бік підняття, нижній - у бік падіння пласта.

4) Глибину обсадки свердловин  $l_2$  визначають в метрах:  
при бурінні з виробок, що охороняються ціликами,  $l_2 = 10$  м;  
при бурінні з виробок, що охороняються бутовими смугами або кострами.

$$l_2 \geq \frac{6 \cdot \sin \beta^1 \cdot m_6}{\sin \beta \cdot \sin(\beta^1 \mu \alpha)}, \quad (16)$$

де  $\beta^1$  - проекція кута нахилу свердловини на вертикальну площину, що проходить перпендикулярно виробці, з якої вона пробурена, град.

При  $\varphi = 0$   $\beta^1 = \beta$ .

При відпрацюванні пластів по простяганню і  $\varphi \neq 0$

$$\beta^1 = \arctg\left(\frac{tg\beta}{\cos\varphi}\right). \quad (17)$$

При відпрацюванні пластів за підняттям (падінням) і  $\varphi \neq 0$

$$\beta^1 = \arctg\left(\frac{tg\beta}{\sin\varphi}\right). \quad (18)$$

5) Визначають відстань від покрівлі пласта до кінців непорушених частин свердловин  $h_{cep}$  в метрах.

При бурінні свердловин з виробок, що охороняються кострами, бутовими смугами завширшки менше 10 м, непорушеною вважається частина свердловини, закріплена трубою. Для цих умов:

$$h_{cep} = l_2 \cdot \sin(\beta \mu \alpha). \quad (19)$$

При бурінні з виробок, що охороняються ціликами або бутовими смугами завширшки 10 м і більше:

$$h_{cep} = v_1 \cdot tg(\beta' \mu \alpha), \quad (20)$$

де  $v_1$  - ширина зони захисту свердловини від руйнування (таблицю 4), м.

6) Використовуючи необхідний для даних умов коефіцієнт ефективності дегазації (з урахуванням рекомендованих в таблиці 3), визначають орієнтовну кількість свердловин,  $n_c$ , яка забезпечує задану ефективність за формулою:

$$n_c = \frac{38,1 \cdot k_{дез}^{1,7} \cdot I_{dc}^{0,42}}{\left(\frac{h_{сеп}}{m_г}\right)^{0,93}}. \quad (21)$$

7) Відстань між свердловинами  $r_c$  в метрах розраховують за формулою:

$$r_c = \frac{L_{zp} - 30}{1,3 \cdot n_c - 1}, \quad (22)$$

де  $L_{zp}$  - гранична відстань від очисного вибою, на якому спостерігається виділення метану зі зближених пластів, м.  $L_{zp}$  визначають згідно з (6);

1,3 - коефіцієнт, який враховує втрати свердловин, викликані їх руйнуванням.

Якщо  $r_c \leq 10$  м, визначають кількість одночасно працюючих свердловин, приймають  $r_c = 10$  м і перераховують  $n_c$  за формулою:

$$n_c = 0,077 \cdot (L_{zp} - 20). \quad (23)$$

Результат розрахунку за формулою (23) округлюють до більшого цілого числа. У подальших розрахунках для цього випадку приймають тільки ціле число.

8) Середній опір шляхів руху метану до свердловини  $R_{сеп}$  в мм рт.ст.·хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> і загальний опір шляхів руху метану до свердловин  $R_{с.заг}$  в мм рт.ст.·хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> розраховують за формулами:

$$R_{сеп} = 5,0 \cdot 10^4 \cdot I_{dc}^{-1,5} \cdot n_c^{0,82} \left(\frac{h_{сеп}}{m_г}\right)^{-1,1} \exp(-30 \cdot d_c), \quad (24)$$

$$R_{с.заг} = \frac{R_{сеп}}{n_c^2}. \quad (25)$$

Застосування формули В.24 обмежено умовами:

$$5 \text{ м} \leq h_{сеп} \leq 15 \text{ м}; \quad 0,076 \text{ м} \leq d_c \leq 0,114 \text{ м}.$$

9) Визначають послідовно  $R_{nut}$ ;  $k_{в.д}$ ;  $I_{с.заг.номр}$ ;  $I_{с.заг}$  за формулами (7) - (10).

10) Порівнюють значення  $I_{с.заг}$  та  $I_{с.заг.номр}$ .

При  $I_{с.заг} \geq I_{с.заг.номр}$  вибрану кількість свердловин забезпечить задану ефективність дегазації.

При  $I_{с.заг} < I_{с.заг.номр}$  та  $r_c > 10$  м збільшують кількість свердловин, дотримуючись умови  $r_c \geq 10$  м, і повторюють розрахунок метановидобувності. Якщо необхідна метановидобувність не досягається при  $r_c = 10$  м, збільшують кінцевий діаметр свердловин і зменшують їх кількість так, щоб коефіцієнт ефективності дегазації не перевищував граничного значення (таблиця 3).

11) Підсоси повітря в свердловини визначають за формулою (12). При цьому в разі зведення під свердловинами литої смуги з швидкотверднучих матеріалів, кострів, бутокострів і бутових смуг незалежно від їх ширини значення  $h_{сер}$  визначають за формулою (В.19), а при залишенні ціликів вугілля приймають значення  $h_{сер}$ , більше з отриманих, - розраховують за формулами (19) і (20).

### 3. Свердловини пробурено з поверхні:

1) Визначають кількість метану  $V$  в  $m^3$ , яка може виділитися з вуглепородного масиву в процесі його підроблення:

$$V = r_c \cdot l_{оч} \cdot \gamma_{вуг} \sum_{i=1}^k m_i (X_i - X_{зал}), \quad (26)$$

де  $r_c$  - прийнята відстань між свердловинами, м;

$l_{оч}$  - довжина очисного вибою, м;

$\gamma_{вуг}$  - об'ємна маса вугілля, т/ $m^3$ ;

$k$  - кількість підроблюваних пластів, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першої, рахуючи від поверхні, перфорованої ділянки обсадної труби;

$m_i$  - потужність  $i$ -го підроблюваного пласта, м;

$X_i$ ,  $X_{зал}$  - відповідно природна і залишкова метаносності  $i$ -го підроблюваного пласта,  $m^3/t$ .

Для пластів, метаносність яких не визначена при геологічній розвідці, значення  $X_i$  та  $X_o$  розраховують за формулами (27) та (33):

$$X_i = \frac{30,3}{K^{0,63} \cdot \exp(0,012 \cdot t_{H_o})} + \frac{(H - H_o) \cdot K_t}{\left[ a \cdot (H - H_o) + v \cdot K^3 + C \right] \cdot \left[ 1 + \frac{1100 \cdot \alpha_{nl}}{\alpha_{nl} \cdot (H - H_o) + 5 \cdot 10^4} \right]}, \quad (27)$$

де  $K$  - показник ступеня метаморфізму.

Для антрацитів  $K = \lg \rho$ ;  $\lg \rho$  - логарифм питомого електроопору.

Для кам'яного вугілля  $K = V^{daf}$ ;

$V^{daf}$  - вихід летючих речовин, %;

$t_{H_o}$  - температура вугільного пласта на глибині межі метанової зони, °С;

$H$  - глибина залягання пласта, для якого розраховується метаноносність, м;

$H_o$  - глибина зони газового вивітрювання, м;

$$a = \frac{1}{39,8 - 0,49 \cdot K}; \quad (28)$$

$$v = 6,26 \cdot 10^{-4} + 4,2 \cdot 10^{-7} \cdot K + 1,15 \cdot 10^{-6} (H - H_o)^{0,8} - 2,47 \cdot 10^{-7} \cdot K^2. \quad (29)$$

$$\text{Якщо } V^{daf} < 45\%, \quad C = 3,225 - 0,0716 \cdot K, \quad (30)$$

$$\text{при } V^{daf} > 45\%, \quad C = 0.$$

$\alpha_{nl}$  - середній кут залягання пласта в інтервалі глибин  $H - H_o$ ;

$K_t$  - коефіцієнт, який враховує вплив температури, визначають за формулою:

$$K_t = \frac{1,15 + 0,0007 \cdot H}{1 + 0,02 \cdot t_n}, \quad (31)$$

$t_n$  - температура порід на глибині  $H$ , °С, розраховують за формулою:

$$t_n = 9,5 + \frac{H - H_o}{33}. \quad (32)$$

Розрахункова метаноносність пластів множиться на відношення:

$$\frac{X_{\phi}}{X_p} \cdot (1 - A_3 - W)$$

де  $X_p$  - метаноносність пласта робочої потужності, обумовлена розрахунком за формулою (27), для якого відомо  $X_{\phi}$ ;

$X_{\phi}$  - фактичне значення метаноносності, визначене при геологічній розвідці для пластів робочої потужності;

$A_3$  - зольність пласта з відомою метаноносністю, частки одиниці;

$W$  - вологість вугілля, частки одиниці.

При наявності в розрізі декількох пластів робочої потужності поправка вводитьься для пластів-супутників по метаноносності найближчого робочого пласта:

$$X_{зал} = 18,3 \cdot (V^{daf})^{-0,6} \cdot (1 - A_3 - W). \quad (33)$$

2) Тривалість  $t_{ci}$  в добах роботи  $i$ -ої свердловини на момент, коли відстань між очисним вибоєм і найближчою до нього діючою свердловиною буде найбільшою, розраховують за формулою:

$$t_{ci} = \frac{i \cdot r_c + 20}{V_{оч}}, \quad (34)$$

де  $i$  - порядковий номер свердловини;

$r_c$  - прийнята відстань між свердловинами, м;

$V_{оч}$  - швидкість руху очисного вибою, м/добу.

Свердловина, для якої величина  $t_{ci} \geq 300$  діб., вважається останньою діючою свердловиною.

Дебіт метану  $I_{ci}$  в м<sup>3</sup> за хвилину з  $i$ -ої свердловини розраховують за формулою:

$$I_{ci} = \left( \frac{150 - a_i}{D_i} \right)^{\frac{1}{n_i}}, \quad (35)$$

де  $a_i$ ,  $n_i$ ,  $D_i$  - коефіцієнти, які визначають з виразів:

$$a_i = 0,011 \cdot t_{ci}^2 - 1,7 \cdot t_{ci} + 40,6 \quad \text{при } t_{ci} \leq 140 \text{ діб.} \quad (36)$$

$$a_i = 1,5\sqrt{t_{ci} - 140} + 12 \quad \text{при } t_{ci} > 140 \text{ діб.}$$

$$n_i = 1 + 0,12 \cdot t_{ci}^{0,58} \cdot \exp(-6 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci}), \quad (37)$$

$$D_i = 1,717 \cdot 10^5 \cdot d^{-1,75} \cdot V^{-0,68} \cdot t_{ci}^{-1,66} \cdot \exp(0,022 \cdot t_{ci}), \quad (38)$$

$d$  - кінцевий діаметр свердловин, м.

Корисний дебіт метану  $I_{кор}$  в метрах кубічних за хвилину, який отримують свердловинами, при  $\frac{M_c}{M_p} > 0,4$ , розраховують за формулою:

$$I_{кор} = \sum_1^{n_c} I_{ci} \left[ 1,67 \cdot \left( 1 - \frac{M_c}{M_p} \right) - 2 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci} \right]. \quad (39)$$

При  $\frac{M_c}{M_p} \leq 0,4$  величину  $I_{кор}$  розраховують за формулою:

$$I_{кор} = \sum_1^{n_c} I_{ci} \left( 1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci} \right). \quad (40)$$

У формулах (39) і (40) прийняті такі позначення:

$M_c$  - середньозважена за потужністю відстань від розроблюваного пласта до підроблюваних пластів, що залягають нижче обсадної труби (початку перфорації), м;

$$M_c = \frac{\sum_{i=1}^k M_i \cdot m_i}{\sum_{i=1}^k m_i}, \quad (41)$$

$M_i$  - найменша відстань від розроблюваного пласта до  $i$ -го підроблюваного пласта, м;

$M_p$  - відстань по нормалі між розроблюваним і зближеними пластами, при якій виділення метану з останнього дорівнює нулю, м. Визначають за методикою прогнозу метановості згідно НПАОП 10.0-7.08-93;

$n_c$  - кількість діючих свердловин;

$k$  - кількість підроблюваних пластів, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першої, рахуючи від поверхні, перфорованої ділянки обсадної труби.



Порівнюють корисний дебіт метану, який вилучається, з дебітом метану, на величину якого необхідно зменшити газовиділення у виробці.

$$\text{Якщо } I_{кор} \geq k_{дег.покр} \cdot I_{покр}, \quad (42)$$

де  $k_{дег.покр}$  - коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі;

$I_{покр}$  - дебіт метану з покрівлі, м<sup>3</sup>/хв;

потрібно прийнятий діаметр свердловин і відстань між ними вважати задовільними.

Якщо  $I_{кор} \leq k_{дег.покр} \cdot I_{покр}$ , потрібно збільшити діаметр або зменшити відстань між свердловинами і повторити розрахунки.

Якщо  $I_{кор} \geq k_{дег.покр} \cdot I_{покр}$ , потрібно з подальших розрахунків виключити свердловини з малою корисною витратою метану, не допускаючи при цьому порушення умови (43).

Розрідження  $B_{ei}$  в міліметрах ртутного стовпчика у вибої  $i$ -ої свердловини розраховують за формулою:

$$B_{ei} = 760 - \sqrt{3,72 \cdot 10^5 + 0,5 \cdot R_{num.c} \cdot l_{nc} \cdot I_{ci}^2}, \quad (43)$$

де  $R_{num.c}$  - питомий опір необсадженої частини свердловини, мм рт.ст.·хв/м<sup>4</sup>,  $R_{num.c}$  розраховують за формулою:

$$R_{num.c} = \frac{4,9 \cdot 10^{-4}}{d_c^{5,33}}, \quad (44)$$

$d_c$  - діаметр необсадженої частини свердловини, м;

$l_{nc}$  - довжина необсадженої або перфорованої частини свердловини, м;

$I_{ci}$  - витрата метану в даній свердловині, м<sup>3</sup>/хв.

Від'ємне значення  $B_{ei}$  свідчить про наявність у свердловині надлишкового тиску та відсутність притоку повітря до неї з виробленого простору. При  $B_{ei} \leq 0$  визначають  $Q_{ni} = 0$ .

Визначають величину підсосів повітря в м<sup>3</sup>/хв. (для свердловин з позитивним значенням  $B_{ei}$ ).

$$Q_{ni} = \frac{2 \cdot 10^3 R_{ni}}{2 \cdot (R_{ni}^2 - R_{num.c} \cdot l_{nc}) - \frac{\sqrt{4 \cdot 10^6 \cdot R_{ni}^2 - 4 \cdot (R_{ni}^2 - R_{num.c} \cdot l_{nc}) \cdot (2,78 \cdot 10^5 - 0,5 \cdot R_{num.c} \cdot l_{nc} \cdot I_{ci}^2)}}{2 \cdot (R_{ni}^2 - R_{num.c} \cdot l_{nc})}} \quad (45)$$

де  $R_{ni}$  - опір підсосам повітря в  $i$ -у свердловину, мм рт.ст.·хв/м<sup>3</sup>,  $R_{ni}$  розраховують за формулою:

$$R_{ni} = 0,18 \cdot t_{ci}^{0,67} + 5,9 \cdot 10^{-4} \left( \frac{h_{в.покр}}{m_{\epsilon}} \right)^3, \quad (46)$$

$h_{в.покр}$  - відстань від вибою вертикальної свердловини до покрівлі розроблюваного пласта, м;

$m_{\epsilon}$  - виймана потужність пласта, м.

Витрату метаноповітряної суміші  $Q_{ci}$  в м<sup>3</sup>/хв. і вміст метану  $C_{ci}$  у відсотках у кожній свердловині розраховують за формулами:

$$Q_{ci} = I_{ci} + Q_{ni}, \quad (47)$$

$$C_{ci} = 100 \frac{I_{ci}}{Q_{ci}}. \quad (48)$$

Сумарний дебіт метаноповітряної суміші  $Q_c$  в м<sup>3</sup>/хв. з усіх свердловин розраховують за формулою:

$$Q_c = \sum_1^{n_c} Q_{ci}. \quad (49)$$

Вибирають по характеристикам вакуум-насосів тип і кількість паралельно працюючих насосів, які забезпечують необхідну подачу при тиску у всмоктувальному патрубку не менше 250 мм рт.ст. Величину цього тиску  $P_n$  в міліметрах ртутного стовпчика розраховують за формулами (2) або (3).

Визначають тиск у гирлі свердловини  $P_2$  в мм рт.ст., найвіддаленішої від вакуум-насоса:

$$P_2 = \sqrt{P_{ко}^2 - R_{num.m} \cdot \gamma_c \cdot l_{om} \cdot Q_c^2}, \quad (50)$$

де  $P_{ко}$  - тиск метаноповітряної суміші в кінці обсадної труби, мм рт.ст.,  $P_{ко}$  розраховують за формулою:

$$P_{ко} = 760 \cdot \left( 1 + 1,56 \cdot 10^{-4} \cdot l_{om} \right) - 150, \quad (51)$$

$\gamma_c$  - щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>.  $\gamma_c$  визначають за формулою (56);

$l_{om}$  - довжина обсадної труби, м;

$R_{num.m}$  - питомий опір обсадної труби, мм рт.ст·хв<sup>2</sup>/м<sup>7</sup>.  $R_{num.m}$  визначають за формулою:

$$R_{num.m} = \frac{1,7 \cdot 10^{-4}}{d_{om}^{5,33}}, \quad (52)$$

$d_{om}$  - діаметр обсадної труби, м.

Діаметр газопроводу  $d_2$  в метрах, що з'єднує послідовно включені свердловини з вакуум-насосом розраховують за формулою:

$$d_2 = 0,154 \cdot \left( \frac{Q_{сep}^2 \cdot \gamma_{сep} \cdot l_2}{P_2^2 - P_6^2} \right)^{0,188}, \quad (53)$$

де  $Q_{сep}$  - середньозважена по довжині газопроводу витрата метаноповітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв.  $Q_{сep}$  розраховують за формулою:

$$Q_{сep} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{zi} \cdot l_{zi}}{l_2}, \quad (54)$$

$Q_{zi}$  - витрата метаноповітряної суміші на даній ділянці газопроводу між двома сусідніми діючими свердловинами, м<sup>3</sup>/хв;

$l_{zi}$  - довжина ділянки газопроводу між сусідніми свердловинами, м;

$l_2$  - загальна довжина газопроводу від найвіддаленішої діючої свердловини до вакуум-насоса, м;

$\gamma_{сep}$  - середньозважена по довжині газопроводу щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>.  $\gamma_{сep}$  розраховують за формулою:

$$\gamma_{сep} = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot l_{zi}}{l_2}, \quad (55)$$

$\gamma_i$  - щільність метаноповітряної суміші на даній ділянці газопроводу між двома сусідніми свердловинами, кг/м<sup>3</sup>.  $\gamma_i$  розраховують за формулою:

$$\gamma_i = 5,37 \cdot 10^{-3}(224 - C_i), \quad (56)$$

$C_i$  - вміст метану в метаноповітряній суміші на даній ділянці газопроводу, %.

$P_2, P_6$  - тиск метаноповітряної суміші в гирлі свердловини і у всмоктувальному патрубку вакуум-насоса, відповідно, мм рт.ст.

4. Свердловини пробурені попереду очисного вибою із вентиляційної виробки, яка охороняється за лавою, але не контролюється (таблиця 3, схема 4, рисунки 10 та 11):

1) Розраховують кути повороту  $\varphi$ , нахилу  $\beta$  у градусах та довжину свердловин  $l_c$  у метрах за формулами, що наведені у таблицях 7 та 8.

Таблиця 7 - Параметри свердловин, які бурять вздовж виробки назустріч очисному вибою

Місце закладення свердловин	Свердловини буряться вздовж виробки назустріч очисному вибою (кут повороту $\varphi = 90^\circ$ )	
	кут нахилу свердловин до горизонту $\beta$ , град.	довжина свердловин, $l_c$ , м
Пластова виробка, яка проведена по простяганню пласта	45	$l_c = \frac{M}{0,707 \cdot \cos \alpha}$ ;
Пластова виробка, яка проведена за падінням або підняттям пласта	$45 \pm \alpha$	$l_c = \frac{M}{0,707}$ .

Примітка - Тут і далі верхній знак «+» або «-» приймають в разі буріння у бік підняття, нижній - у бік падіння.

Таблиця 8 - Параметри свердловин, які бурять з поворотом

Місце закладення свердловин	Свердловини буряться з поворотом від лінії падіння або простягання пласта		
	кут повороту свердловин, $\varphi$ , град	кут нахилу свердловин до горизонту, $\beta$ , град	довжина свердловин, $l_c$ , м
Пластова виробка, яка проведена за простяганням пласта	$tg \varphi = 20 / [(e_1 + M ctg \psi) \times \cos \alpha \mu M \sin \alpha];$	$tg \beta = [M \pm (e_1 + M \cdot ctg \psi) \times tg \alpha] \frac{\sin \varphi \cdot \cos \alpha}{20};$	$l_c = \frac{20}{\sin \varphi \cdot \cos \beta};$
Пластова виробка, яка проведена за падінням або підйомом пласта	$tg \varphi = \frac{20}{(e_1 + M ctg \psi)};$	$tg \beta = \frac{(M \pm 20 \sin \alpha) \sin \varphi}{20 \cdot \cos \alpha};$	$l_c = \frac{20}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}.$

Умовні позначення:

$\psi$  - кут розвантаження порід, що підроблені;

$M$  - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину, м;

$e_1$  - фактична ширина охоронної зони, м;

$\alpha$  - кут залягання пласта, град.

2) Відстань від покрівлі підробленого пласта до кінців непорушених частин свердловин  $h_{cep}$  у метрах, для свердловин з розворотом розраховують за формулою:

$$h_{cep} = l_z \cdot \sin(\beta' \mu \alpha), \quad (57)$$

де  $l_z$  - глибина обсадки свердловин, м,  $l_z$  приймається рівною 10 м;

$\beta^1$  - проекція кута нахилу свердловини на вертикальну площину, яка проходить перпендикулярно до виробки, з якої вона пробурена, град. визначають згідно (17) - (18).

3) Приймаючи потрібний для даних умов коефіцієнт ефективності дегазації (з урахуванням рекомендованих у таблиці 3), розраховують орієнтовну кількість свердловин,  $n_c$ , яка забезпечує задану ефективність згідно до (21).

4) Відстань між кустами свердловин  $r_c$  у метрах розраховують за формулою:

$$r_c = \frac{2 \cdot (L_{zp} - 30)}{1,3 \cdot n_c - 1}, \quad (58)$$

де  $L_{zp}$  - гранична відстань від очисного вибою у метрах, на якій спостерігається метановиділення зі зближених пластів,  $L_{zp}$  розраховують згідно (6);

1,3 - коефіцієнт, який враховує втрати свердловин, що викликані їх руйнуванням.

Якщо  $r_c \leq 20$  м, визначають кількість одночасно працюючих свердловин, приймаючи  $r_c = 20$  м та перераховують  $n_c$  згідно (23).

Результат розрахунку за формулою (23) заокруглюють до більшого цілого числа. До подальших розрахунків у цьому випадку приймають тільки ціле число.

5) Середній опір шляхів руху метану до свердловини  $R_{cep}$  у мм рт.ст. · хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> та загальний опір шляхів руху метану до свердловин  $R_{c.заг}$  у мм рт.ст. · хв<sup>2</sup>/м<sup>6</sup> розраховують за формулами:

$$R_{cep} = 5,0 \cdot 10^4 \cdot I_{\partial c}^{-1,5} \cdot n_c^{0,82} \left( \frac{h_{cep}}{m_g} \right)^{-1,1} \exp(-30 \cdot d_c), \quad (59)$$

$$R_{c.заг} = \frac{R_{cep}}{n_c^2}. \quad (60)$$

Використання формули (59) обмежене умовами:

$$5 \text{ м} \leq h_{\text{сер}} \leq 15 \text{ м}; \quad 0,093 \text{ м} \leq d_c \leq 0,132 \text{ м}.$$

б) Послідовно  $R_{\text{нит}}$ ;  $k_{\text{в.д}}$ ;  $I_{\text{с.заг.номр}}$  розраховують за формулами (7) - (10).

7) Витрату метану  $I_{\text{с.заг}}$  у м<sup>3</sup>/хв., який може бути вилучено дегазаційними свердловинами, розраховують за формулою:

$$I_{\text{с.заг}} = \frac{A \cdot \sqrt{R_{\text{с.заг}} \cdot B_2}}{R_{\text{с.заг}}}, \quad (61)$$

де  $A$  - коефіцієнт, що враховує спосіб охорони неконтрольованої виробки, приймається згідно таблиці 9.

Таблиця 9 - Значення коефіцієнту, що враховує спосіб охорони неконтрольованої виробки

Спосіб охорони неконтрольованої виробки	Значення коефіцієнту $A$
Виробку за лавою охороняють двома рядами органного кріплення, дерев'яними кострами та підсилюють стояками під верхняки рам (рисунок 14 б, варіант а)	1,0
Виробку за лавою охороняють двома рядами органного кріплення, смугою з матеріалу, що швидко твердіє, або заповнюють ним дерев'яні костри та підсилюють стояками під верхняки рам (рисунок 14 б, варіант б)	1,15
Виробку за лавою охороняють двома рядами органного кріплення, смугою з матеріалу, що швидко твердіє, або заповнюють ним дерев'яні костри та підсилюють стояками під верхняки рам. Під кожним другим кустом свердловин викладають дерев'яні костри з ізолюючою перемичкою або чурбачковими перемичками (рисунок 14 б, варіант в)	1,22

8) Порівнюють значення  $I_{\text{с.заг}}$  та  $I_{\text{с.заг.номр}}$ .

Якщо  $I_{\text{с.заг}} \geq I_{\text{с.заг.номр}}$ , вибрана кількість свердловин забезпечить задану ефективність дегазації. За  $I_{\text{с.заг}} < I_{\text{с.заг.номр}}$  та  $r_c > 20$  м збільшують кількість свердловин, дотримуючись умови  $r_c \geq 20$  м, і повторюють розрахунок  $I_{\text{с.заг}}$ .

Якщо  $I_{c.заг.номр}$  не досягається за  $r_c = 20$  м, збільшують кінцевий діаметр свердловин і зменшують їх кількість так, щоб коефіцієнт ефективності дегазації не перевищував граничного значення (таблицю 3).

9) Підсоси повітря у свердловини  $Q_{n.заг}$  у м<sup>3</sup>/хв. розраховують за формулою:

$$Q_{n.заг} = 0,73n_c \cdot \exp\left(-0,2 \cdot \frac{h_{сеп}}{m_8}\right) \cdot B^{0,56}, \quad (62)$$

де  $n_c$  - кількість одночасно працюючих свердловин.

10) Загальну витрату метаноповітряної суміші у свердловинах  $Q_{c.заг}$  і вміст у ньому метану  $C_2$  розраховують за формулами (13) - (14).

---



Метод розрахунку параметрів дегазації надроблюваних  
пологих і похилих пластів

1. Параметри дегазації надроблюваних пологих і похилих пластів визначають шляхом досліджень. При відсутності даних параметри розраховують за формулами (таблиці 1, 2) з урахуванням системи розробки пласта і прийнятої схеми дегазації (таблиця 3).

2. Відстань по розроблюваному пласту від проекції вибою свердловини на пласт до кордону розвантаженої зони біля виробки ( $\Delta$ ) визначають не більше 40 м.

3. Витрата метану  $I_{\partial.n}$  в м<sup>3</sup>/хв., каптованого свердловинами, розраховують за формулою:

$$I_{\partial.n} = I_n \cdot k_{\partial.n}, \quad (1)$$

де  $I_n$  - виділення метану з ґрунту, м<sup>3</sup>/хв;

$k_{\partial.n}$  - коефіцієнт ефективності дегазації ґрунту (таблиця 4).

4. Вміст метану в свердловинах визначають 50%.

Витрата метаноповітряної суміші  $Q_{c.n}$  в м<sup>3</sup>/хв., розраховують за формулою:

$$Q_{c.n} = 2 \cdot I_{\partial.n}. \quad (2)$$

Таблиця 1 - Параметри свердловин під час дегазації надроблюваних пологих і похилих пластів, що буряться без розвороту

Розташування виробки, з якої бурять свердловини	Свердловини бурять в площині, паралельній до вибою лави ( $a_1 = 0; \varphi = 0$ )	
	кут нахилу свердловин до горизонту $\beta$ , град	довжина свердловин, $l_c$ , м
За простяганням пласта	$tg(\beta \pm \alpha) = \frac{M}{e_1 + \Delta}$	$l_c = \frac{M}{\sin(\beta \pm \alpha)}$
У ґрунті розроблюваного пласта	$tg(\beta \pm \alpha) = \frac{M - h}{e_1 + \Delta}$	$l_c = \frac{M - h}{\sin(\beta \pm \alpha)}$
За падінням або підняттям пласта	$tg\beta = -\frac{M}{(e_1 + \Delta) \cdot \cos\alpha}$	$l_c = \frac{M}{\sin\beta \cdot \cos\alpha}$

Таблиця 2 - Параметри свердловин при дегазації надроблених пологих і похилих пластів, що буряться з розворотом

Проведення виробки	Свердловини буряться з розворотом від лінії падіння (підняття)		
	кут розвороту свердловин, $\varphi$ , град	кут нахилу свердловин до горизонту, $\beta$ , град	довжина свердловин, $l_c$ , м
За простяганням пласта	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{(\epsilon_1 + \Delta) \cos \alpha \pm M \cdot \sin \alpha}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{[M \mu (\Delta + \epsilon_1) \cdot \operatorname{tg} \alpha]}{a_1} \sin \varphi \cdot \cos \alpha$	$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}$
В підшві розроблюваного пласта	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{(\epsilon_1 + \Delta) \cos \alpha \pm (M - h) \cdot \sin \alpha}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{[(M - h) \mu (\Delta + \epsilon_1) \cdot \operatorname{tg} \alpha]}{a_1} \sin \varphi \cdot \cos \alpha$	$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}$
За падінням або підняттям пласта	$\operatorname{tg} \varphi = -\frac{a_1}{\epsilon_1 + \Delta}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{(M \mu a_1 \cdot \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cdot \cos \alpha}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}$

Умовні позначення:

$a_1$  - довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки, м;

$\epsilon_1$  - протяжність зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м;

$M$  - мінімальна відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину, м;

$h$  - мінімальна відстань від польової виробки, з якої бурять свердловини, до покрівлі розроблюваного пласта, м;

$\Delta$  - проекція свердловини на вугільний пласт, м;

$\alpha$  - кут залягання пласта, град.

Таблиця 3 - Відстань між свердловинами і величина проекції свердловин на горизонтальну проекцію осі виробки

Система розробки і схема дегазації	Відстань до зближеного пласта, на який бурять свердловини, $M$ , м	Відстань між вибоями свердловин, м	Величина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки ( $a_1$ )
Загальна чи комбінована			
а) свердловини бурять з нижнього штреку (рисунок 17)	до 10	15 - 20	0 - 50
	10 - 20	20 - 25	
	20 - 30	25 - 30	
б) свердловини бурять з верхнього штреку	до 10	10 - 15	0 - 50
	10 - 20	15 - 20	
	20 - 30	20 - 25	
Стовпова система			
а) свердловини бурять назустріч очисному вибою (рисунок 16)	до 10	10 - 15	30 - 50
	10 - 20	15 - 20	
	20 - 30	20 - 25	
б) свердловини бурять назустріч очисному вибою з залишенням газопроводу в виробці, яку погашають	до 10	10 - 15	20 - 40
	10 - 20	15 - 20	
	20 - 30	20 - 25	
в) свердловини бурять з виробки, що проведена по пласту, що залягає нижче	до 10	15 - 20	0 - 30
	10 - 20	20 - 25	
	20 - 30	25 - 30	

## Методи розрахунку параметрів і режимів дегазації вироблених просторів

Викладені методи розрахунків параметрів і режимів роботи дегазації вироблених просторів використовують на стадії проектування при відсутності даних досліджень.

У процесі відпрацювання лави параметри і режим роботи відгалужень від газопроводу необхідно скоригувати на основі дослідних даних.

При відсутності даних досліджень розрахунки виконують у такому порядку.

1. Розрахунок параметрів і режиму дегазації відгалуженнями від газопроводу, які встановлюють у міру посування очисного вибою:

1) Витрату метану  $I_{необх}$  в м<sup>3</sup>/хв., яку необхідно використовувати для досягнення проектної ефективності дегазації виробленого простору розраховують за формулою:

$$I_{необх} = I_{в.н} \cdot k_{дег.в.н}, \quad (1)$$

де  $k_{дег.в.н}$  - проектний коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору відгалуженнями від газопроводу;

$I_{в.н}$  - витрата метану, що надходить у вироблений простір зі зближених пластів і порід після дегазації покрівлі і ґрунту свердловинами, м<sup>3</sup>/хв.  $I_{вн}$  розраховують за формулою:

$$I_{вн} = I_{покр} \cdot (1 - k_{дег.покр}) + I_n \cdot (1 - k_{дег.н}), \quad (2)$$

де  $I_{покр}$  та  $I_n$  - очікуване виділення метану з покрівлі і ґрунту, визначене згідно з НПАОП 10.0-7.08-93, м<sup>3</sup>/хв;

$k_{дег.покр}$  та  $k_{дег.н}$  - коефіцієнти ефективності дегазації покрівлі і ґрунту свердловинами (приймають згідно з таблицями 3, 4 або додатком 1).

2) Відстань  $X$  в метрах від очисного вибою до місця у виробленому просторі, де виконується умова  $I_{необх} = I_x$  розраховують за формулою:

$$I_x = I_{вн} \left( \frac{X}{L} + 1 \right) \cdot \exp\left( -\frac{X}{L} \right), \quad (3)$$

де  $L$  - відстань від очисного вибою, на якому спостерігається максимальне виділення метану зі зближених пластів, м.  $L$  розраховують за формулою:

$$L = 9 + 0,81 \cdot M_{сер}, \quad (4)$$

$M_{сер}$  - середньозважена відстань до підроблюваних пластів, які залягають не далі  $M_p$  від розроблюваного визначають за формулою 5 додатку 3.

3) Витрату метаноповітряної суміші  $Q_c$  в м<sup>3</sup>/хв., яку необхідно замінити, і вміст у ній метану  $C_x$  у відсотках розраховують за формулами:

$$Q_c = I_x + Q_{вит.x}, \quad (5)$$

де  $Q_{вит.x}$  - витрата повітря у виробленому просторі на відстані  $X$  від очисного вибою, м<sup>3</sup>/хв, який розраховують за формулою:

$$Q_{вит.x} = \left(1 - \frac{1}{k_{вит.n}}\right) \cdot Q_{дил} \cdot \exp\left(\left(0,3 \cdot \bar{f} - 4\right) \cdot 10^{-2} \cdot X\right), \quad (6)$$

$k_{вит.n}$  - коефіцієнт, що враховує витіки повітря через вироблений простір в межах виїмкової дільниці. Визначається експериментально або розраховується згідно з НПАОП; 10.0-7.08-93;

$Q_{дил}$  - витрата повітря, що подається на виїмкову дільницю, м<sup>3</sup>/хв;

$\bar{f}$  - середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі в межах восьми потужностей виймаемого пласта (визначається згідно з НПАОП 10.0-7.08-93);

$$C_x = \frac{100 \cdot I_x}{Q_c}. \quad (7)$$

4) Необхідну подачу метаноповітряної суміші  $Q_n$  в м<sup>3</sup>/хв вакуум-насосами з урахуванням підсосів повітря в газопровід, тип і кількість насосів ( $n_n$ ) розраховують за формулами:

$$Q_n = Q_c + 10^{-3} \cdot l_2, \quad (8)$$

де  $l_2$  - довжина газопроводу, м

$$n_n = \frac{K_1 + K_2 \cdot Q_n}{350}. \quad (9)$$

Для насосів ВВН-50  $K_1 = 38$ ;  $K_2 = 14,4$ .

Для насосів ВВН 2-150  $K_1 = 10$ ;  $K_2 = 5,0$ .

Визначають найближче ціле число вакуум-насосів  $n_H$ .

5) Тиск у всмоктувальному патрубку вакуум-насоса  $P_6$  в міліметрах ртутного стовпчика уточнюють за формулою:

$$P_6 = K_1 + \frac{K_2 \cdot Q_H}{n_H}. \quad (10)$$

6) Питомі втрати тиску в газопроводі  $\Delta P_{num}$  в міліметрах ртутного стовпчика розраховують за формулою:

$$\Delta P_{num} = \frac{760 - P_6}{1,1 \cdot l_2}. \quad (11)$$

7) Діаметр труб  $d_2$  в метрах розраховують за формулою:

$$d_2 = 0,04 \cdot \left( \frac{Q_H^2}{\Delta P_{num}} \right)^{0,188}. \quad (12)$$

8) Тиск метаноповітряної суміші в газопроводі  $P_2$  в міліметрах ртутного стовпчика біля місця установки відгалуження, найближчого до очисного вибою, розраховують за формулою:

$$P_2 = \sqrt{P_6^2 + \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot l_2 \cdot Q_H^2}{d_2^{5,33}}}. \quad (13)$$

9) Еквівалентний діаметр  $d_e$  в метрах сукупності відгалужень, з'єднаних з газопроводом, при якому забезпечується необхідна витрата метаноповітряної суміші розраховують за формулою:

$$d_e = \left( \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot l_{e,2} \cdot Q_c^2}{P_{6,n}^2 - P_2^2} \right)^{0,188}, \quad (14)$$

де  $l_{e,2}$  - довжина газопроводу, з яким пов'язані відгалуження, м;

$P_{6,n}$  - тиск метаноповітряної суміші у виробленому просторі на глибині вентиляційної виробки ( $H$ ), мм рт.ст.  $P_{6,n}$  розраховують за формулою:

$$P_{e.n} = 760 \cdot (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot H). \quad (15)$$

10) Газопровід з приєднаними до нього відгалуженнями являє собою систему відрізків труб, з'єднаних послідовно і паралельно (рисунок 1).

Діаметр відгалужень від газопроводу підбирають так, щоб еквівалентний діаметр системи труб дорівнював визначеному за формулою 14, шляхом розрахунку еквівалентних діаметрів послідовно і паралельно з'єднаних труб.

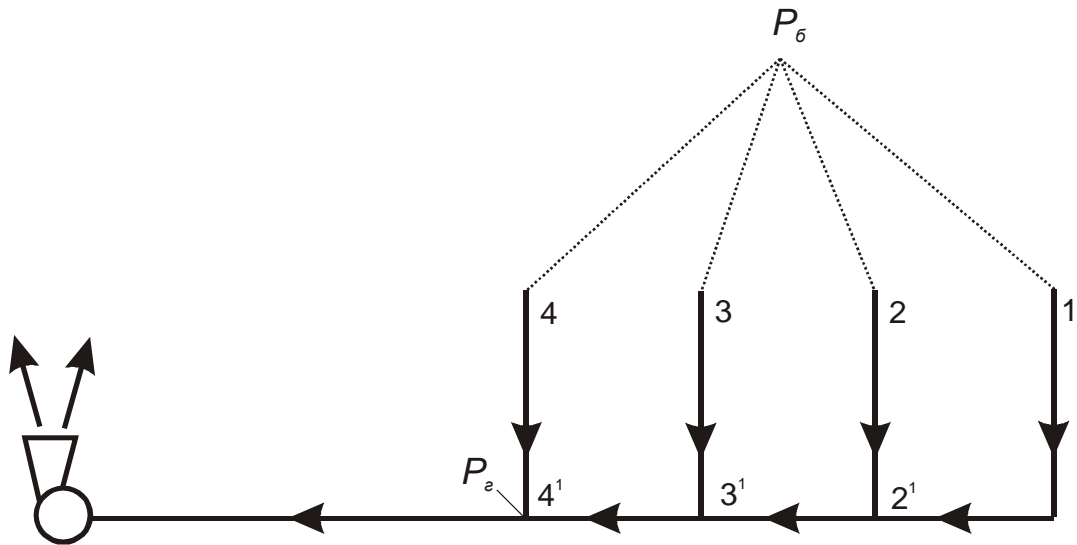


Рисунок 1 - Схема з'єднання відгалужень газопроводу

При послідовному з'єднанні еквівалентний діаметр  $d_{e.n}$  в метрах розраховують за формулою:

$$d_{e.n} = \left( \frac{(d_{np.k-1} \cdot d_z)^{5,33} \cdot (l_{k-1} + l_k)}{l_{k-1} \cdot d_z^{5,33} + l_k \cdot d_{np.k-1}^{5,33}} \right)^{0,188}, \quad (16)$$

де  $k$  - порядковий номер відгалуження газопроводу;

$d_{np.k-1}$  - еквівалентний діаметр паралельного з'єднання на ділянці труби, що передуює ділянці, для якої визначається еквівалентний діаметр, м;

$d_z$  - діаметр газопроводу, м;

$l_{k-1}$  - довжина газопроводу перед (за ходом метаноповітряного потоку) ділянкою, для якої розраховують еквівалентний діаметр, м;

$l_k$  - довжина ділянки газопроводу, з'єднаної послідовно з системою труб, для якого раніше визначено еквівалентний діаметр (відстань між відгалуженнями газопроводу), м.

Еквівалентний діаметр паралельно з'єднаних труб  $d_{e,np}$  в метрах розраховують за формулою:

$$d_{e,np} = \frac{(d_{nc,k-1}^{2,665} \cdot l_{e,z}^{0,5} + d_{e,z}^{2,665} \cdot l_{k-1}^{0,5})^{0,3752} \cdot l_{k-1}^{0,188}}{(l_{e,z} \cdot l_{k-1})^{0,188}}, \quad (17)$$

де  $d_{nc,k-1}$  - еквівалентний діаметр попереднього послідовного з'єднання труб, м;

$l_{e,z}$  - довжина відгалуження, м;

$d_{e,z}$  - діаметр відгалуження, м.

Розрахунок проводять для діаметра відгалужень ( $d_{e,z}$ ) і інтервалу газопроводу між ними ( $l_k$ ) згідно з таблицею 1. При цьому за еквівалентну довжину газопроводу ( $l_{e,z}$ ) приймають  $X$ , знайдене з рівняння 3, а кількість відгалужень  $n_{e,z}$  розраховують за рівнянням:

$$n_{e,z} = \frac{X}{l_k}. \quad (18)$$

Таблиця 1 - початкові значення  $d_{e,z}$  и  $l_k$

Середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі, $\bar{f}$ [4]	$d_{e,z}$ , м	$l_k$ , м
До 4	0,1	10
$4 < \bar{f} < 6$	0,15	15
Більше 6	0,2	20

11) Еквівалентний діаметр останнього паралельного з'єднання порівнюють з необхідним (підпункт 9). Якщо він менше необхідного, повторюють розрахунок, збільшуючи діаметр відгалужень до наступного стандартного. Якщо він дорівнює необхідному або більше нього, але не перевищує наступного стандартного діаметра труб, то використовують діаметр, використаний при розрахунку.

2. Розрахунок параметрів і режиму дегазації свердловинами, пробуреними над куполом обвалення порід покрівлі:



1) Початкові параметри буріння свердловин за формулами, наведеними в таблицях 5 і 8 додатку 3, при цьому величину  $M$  використовують рівною  $15 \cdot m_g$ .

2) Витрату метану  $I_{c.v.n}$  в метрах кубічних за хвилину, що необхідно використовувати для досягнення проектної ефективності дегазації виробленого простору розраховують за формулою:

$$I_{c.v.n} = I_{v.n} \cdot k_{deg.v.n}, \quad (18)$$

де  $k_{deg.v.n}$  - проектний коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору свердловинами;

$I_{v.n}$  - витрата метану, що надходить у вироблений простір зі зближених пластів і порід після дегазації покрівлі і ґрунту свердловинами, м<sup>3</sup>/хв.  $I_{v.n}$  розраховують за формулою 2.

3) Витрату метаноповітряної суміші, що витягується свердловинами, розраховують за формулою:

$$Q_{c.v.n} = 4 \cdot I_{c.v.n}.$$

---

## Перевірки якості герметизації гирла свердловин

1. Перевірку якості герметизації дегазаційних свердловин проводять за участю представника дільниці ВТБ або іншої особи, призначеної для цього головним інженером шахти, якщо концентрація метану в дільничному газопроводі нижче проектної.

2. Перевірку проводять безпосередньо після завершення робіт зі спорудження свердловини шляхом вимірювання розрідження в її гирлі, дебіту метаноповітряної суміші та вмісту в ній метану. Підсоси повітря в свердловину, що дорівнюють різниці між витратою метаноповітряної суміші ( $Q_c$ ) та дебітом метану ( $I_c$ )  $Q_{n.n} = Q_c - I_c$ , не повинні перевищувати величини  $Q_{n.заг}$ , певної для даних умов за проектом для однієї свердловини. Якщо фактична величина підсосів повітря перевищує розрахункову, покращують якість герметизації і повторюють перевірку.

3. Якщо причини великих підсосів повітря не очевидні, їх визначають методом зондування свердловини. Метод полягає у вимірюванні вмісту метану в обсадній трубі і декількох точках по довжині свердловини при наявності в ній розрідження.

4. Відбір проб метаноповітряної суміші зі свердловини проводять за допомогою спеціального зонда (рисунок 1). У його комплект входить трійник 1 з патрубками 2, 3 і фланцем 4. Патрубок 2 служить для введення в свердловину штанг 8, а патрубок 3 - для з'єднання свердловини з газопроводом 6.

На кінці патрубка 2 є ущільнюваний елемент 7, який перешкоджає підсосу повітря в свердловину при переміщенні штанг. Штанги 8 з'єднуються муфтами. На першій штанзі встановлено газозабірний пристрій 9. Для відбору проб метаноповітряної суміші в комплекті зонда є гнучка трубка 10, намотана на котушку 11, двохклапанний насос 12 і гумова камера 13.

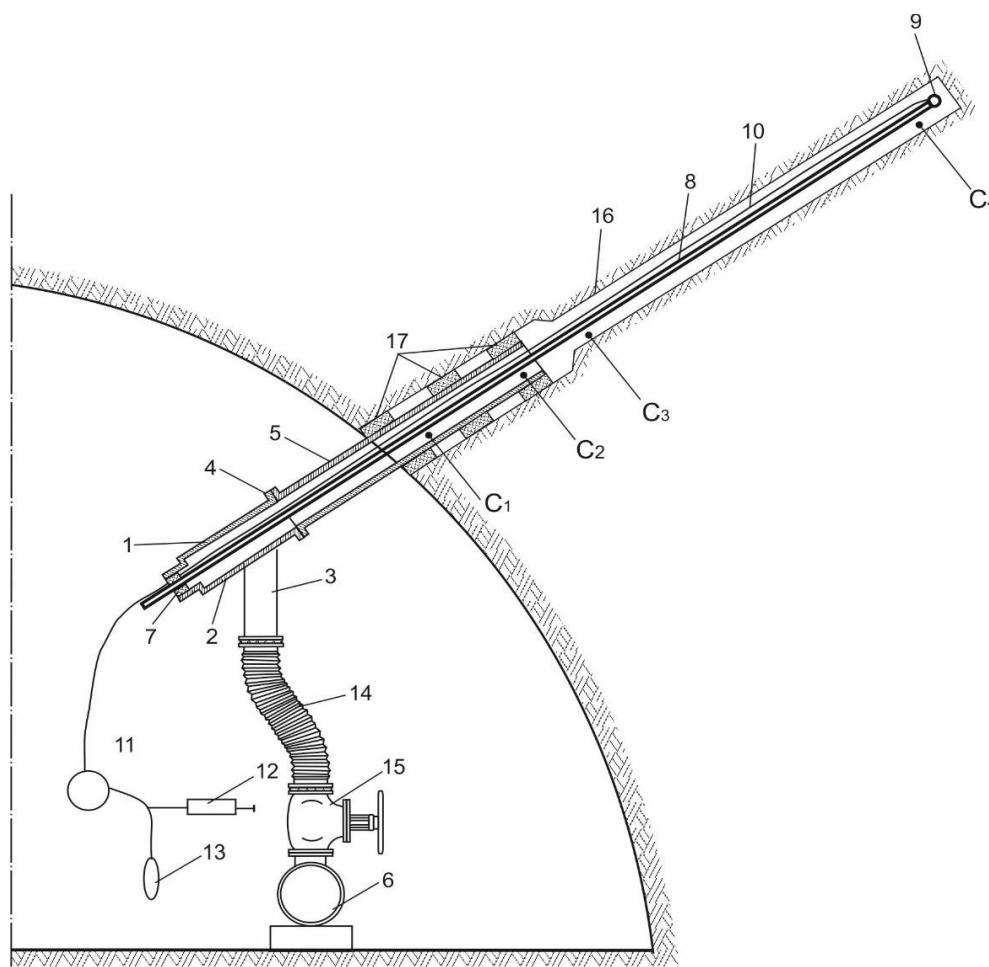
5. Роботи по зондуванню свердловин виконують у такому порядку. За допомогою діафрагми, встановленої на обсадній трубі, вимірюють витрату метаноповітряної суміші, вміст у ній метану і розрідження. Потім відключають свердловину від газопроводу, знімають патрубок з діафрагмою і на його місце кріплять до обсадної труби 5 трійник 1. Патрубок 3 за допомогою гофрованого шланга 14 з'єднують з газопроводом 6. Через ущільнюваний елемент 7 вводять першу штангу з газовідбірним пристроєм 9. Гнучку трубку 10 з'єднують з газовідбірним пристроєм і кріплять до штанг.

Всмоктувальний патрубок насоса 12 з'єднують з вільним кінцем гнучкої трубки 10, а нагнітальний - з камерою 13. Зонд готовий до роботи.

Відкривають засувку 15 і відбирають проби метаноповітряної суміші з характерних точок свердловини  $C_1, C_2, C_3, C_4$  (рисунок 1), переміщують

газовідбірний пристрій по свердловині і нарощують штанги. Проба, набрана в камеру, аналізується за допомогою інтерферометра Ш-12 та іншого переносного метанометра. У кожному пункті відбирається не менше двох проб. Якщо вони відрізняються не більше ніж на 4%, то результати усереднюють. При більшій різниці вимірювання повторюють.

Рисунок 1 - Схема будови зонда для вимірювання вмісту метану в характерних точках системи дегазації свердловини



1 - трійник; 2, 3 - патрубки; 4 - фланець; 5 - обсадна труба; 6 - газопровід; 7 - ущільнюваний елемент; 8 - направляючі штанги; 9 - газовідбірний пристрій; 10 - гнучка трубка; 11 - котушка; 12 - двоклапаний насос; 13 - гумова камера; 14 - гофрований шланг; 15 - засувка; 16 - свердловина; 17 - поролонові манжети.

$C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  та  $C_4$  - вміст метану в характерних точках свердловини

Точки  $C_1$  та  $C_2$  розташовують у нижній і верхній частинах обсадної труби, точку  $C_3$  - на відстані 0,5-1,0 м від верхнього кінця обсадної труби, точку  $C_4$  - на відстані 35-40 м від гирла свердловини.

6. За результатами вимірювань розраховують  $\Delta Q_i$  у відсотках - частку притоків повітря в свердловину на кожному інтервалі вимірювань, враховуючи при цьому, що результати, що відрізняються на величину, яка не перевищує похибки вимірювань вмісту метану, слід вважати однаковими. Для інтерферометра Ш-12 похибка дорівнює 4%,

$$\Delta Q_i = \frac{(C_{i+1} - C_i) \cdot C_1}{C_{i+1} C_i (1 - C_1)} 100, \quad (1)$$

де  $C_1, C_i$  - вміст метану в точках  $C_1$  та  $C_i$ , частки одиниці;

$i$  - порядковий номер точки відбору проб.

Результати вимірювань і розрахунки записують за формою таблиці 1.

Таблиця 1 - Результати визначення місця і величини підсосів повітря у свердловини

Лава \_\_\_\_\_, ділянка \_\_\_\_\_, пласт \_\_\_\_\_.

Параметри	№№ скважин			
	1	2	3	4
Витрата метаноповітряної суміші, м <sup>3</sup> /хв				
Розрідження, мм рт.ст.				
Вміст метану, %				
у точках $C_1$				
$C_2$				
$C_3$				
$C_4$				
Загальні підсоси повітря у свердловину, м <sup>3</sup> /хв				
Частка підсосів повітря, %, між точками				
$C_1 - C_2$				
$C_2 - C_3$				
$C_3 - C_4$				
далі від $C_4$				

7. Зіставляючи результати, отримані в окремих свердловинах, виявляють характерні для даної ділянки місця підсосів повітря, визначають їх причини і вибирають заходи, що підвищують вміст метану в свердловинах, керуючись таблицею 2.

Таблиця 2 - Причини підсосів повітря в свердловини та заходи по їх зниженню

Інтервали між точками відбирання проб	Причини підсосів повітря	Заходи скорочення підсосів повітря
1	2	3
$C_1 - C_2$	Порушення цілості обсадної труби, часто в місцях з'єднання її секцій	Підвищити міцність обсадних труб, підвищити якість з'єднання секцій муфтовими. Поліпшити охорону свердловин зведенням під ними менш піддатливого кріплення
$C_2 - C_3$	Неякісне ущільнення простору між свердловиною і обсадною трубою	Посилити контроль за якістю цементациї свердловин або застосувати механічні герметизатори ГДПМ
$C_3 - C_4$	Недостатня глибина обсадки свердловин або малий кут підйому свердловин, пробурених на підроблювані пласти	Збільшити глибину обсадки свердловин до 15 м. Якщо при цьому не забезпечується вміст метану $C_4 \geq 50\%$ , збільшити кут підйому свердловин, пробурених на підроблювані пласти при контролі витрат метану, що відбирається, щоб не допустити його зменшення. Якщо збільшення кута підйому свердловин до $60^\circ$ не забезпечить вміст метану $C_4 \geq 50\%$ , то це свідчить про низьке виділення метану з дегазованих джерел. Слід зменшити розрідження або розглянути питання про доцільність проведення дегазації покрівлі
За точкою $C_4$	Недостатній кут підйому свердловин, пробурених на підроблювані пласти	Збільшити кут підйому свердловин при контролі витрат метану, що відбирається, щоб не допустити його зменшення. Якщо збільшення кута підйому свердловин до $60^\circ$ не забезпечить вміст метану $C_4 \geq 50\%$ , то це свідчить про низьке виділення метану з дегазованих джерел. Слід зменшити розрідження або розглянути питання про доцільність проведення дегазації покрівлі.

### Методика газовакуумної зйомки дегазаційного газопроводу

1. Газовакуумну зйомку в дегазаційному газопроводі проводять у випадках, коли не забезпечується задана ефективність дегазації або вміст метану в метаноповітряній суміші, що відсмоктується нижче проектної.

2. Метою зйомки є визначення ділянок газопроводу з аномально високим аеродинамічним опором та місць притоку повітря в газопровід.

3. Зйомка полягає у вимірюванні втрат тиску метаноповітряної суміші на окремих ділянках газопроводу та витрат метаноповітряної суміші на початку та в кінці кожної ділянки.

4. Перед виконанням зйомки складають схему газопроводу та намічають пункти вимірювань. Для цього газопровід ділять на ділянки так, щоб між пунктами вимірювань не було відгалужень газопроводу та змін його діаметру. Пункти вимірювань повинні бути перед кожним відгалуженням газопроводу та за ним. У газопроводах всіх об'єктів дегазації (виїмкових дільниць, підготовчих виробок) та вакуум-насосних станцій встановлюють стандартні діафрагми. В інших пунктах контролю свердлять у трубах отвори діаметром 6-8 мм для вимірювання тиску метаноповітряної суміші та вмісту в ній метану.

5. Одночасно на всіх об'єктах дегазації та у вакуум-насосних станціях вимірюють витрати метаноповітряної суміші та вміст у ній метану. Витрати визначають за втратами тиску на діафрагмі (додаток 10). Зміст метану вимірюють інтерферометром ШІ-12 або іншими переносними метанометрами.

Втрати тиску на діафрагмі та розрідження в газопроводі за діафрагмою (у напрямку потоку) вимірюють двотрубним рідинним (водяним або ртутним) манометром.

6. Тиск метаноповітряної суміші в газопроводі  $P_i$  в мм рт. ст. розраховують за формулою:

$$P_i = P_0 - B_2, \quad (1)$$

де  $P_0$  - атмосферний тиск у виробці, виміряний барометром, мм рт.ст.;

$B_2$  - розрідження в газопроводі, мм рт.ст.;

Витрату метаноповітряної суміші, наведену до нормального атмосферного тиску  $Q_{in}$  в м<sup>3</sup>/хв розраховують за формулою:

$$Q_{in} = Q_i \cdot \frac{P_i}{760}. \quad (2)$$

7. Загальні притоки повітря в газопровід  $\Delta Q_\phi$  у м<sup>3</sup>/хв, рівні різниці між загальною подачею вакуум-насосів та сумарною витратою метаноповітряної суміші на об'єктах дегазації розраховують за формулою:

$$\Delta Q_\phi = \sum_1^{n_n} Q_{ВНС} - \sum_1^{n_d} Q_{in}, \quad (3)$$

де  $n_n$  - загальна кількість працюючих вакуум-насосів;

$n_d$  - загальна кількість об'єктів дегазації.

Усі витрати мають бути приведені до нормального атмосферного тиску.

8. Порівняння фактичних притоків повітря  $\Delta Q_\phi$  з нормативними  $\Delta Q_n$ , розраховують за формулою:

$$\Delta Q_n = k_{n,n} \cdot l_z, \quad (4)$$

де  $k_{n,n}$  - коефіцієнт, який враховує норму притоків повітря на 1 м газопроводу,  $k_{n,n} = \frac{1}{10^3}$ , (м<sup>3</sup>/хв)/м;

$l_z$  - загальна довжина всіх труб, що з'єднують об'єкти дегазації з ВНС, м.

Якщо  $\Delta Q_\phi > \Delta Q_n$ , герметичність газопроводу визнається незадовільною, проводять вимірювання витрат на окремих ділянках для визначення місць порушення герметичності.

9. Вимірювання на ділянках газопроводу починають з об'єкта дегазації. Одночасно вимірюють тиск і витрату метаноповітряної суміші в початковому та кінцевому пунктах ділянки газопроводу. У початковому пункті вимірюють витрату метаноповітряної суміші за втратами тиску на діафрагмі та вміст метану. Дебіт метану  $I_{почат}$  в м<sup>3</sup>/хв розраховують за формулою:

$$I_{почат} = 0,01 \cdot Q_i \cdot C_i, \quad (5)$$

де  $C_i$  - вміст метану в даному пункті, %.

На всій довжині газопроводу до наступного відгалуження дебіт метану не змінюється, тому в наступних пунктах вимірюють тільки тиск (пункт б) та вміст метану.

Витрату метаноповітряної суміші, приведену до нормального атмосферного тиску  $Q_i$  в м<sup>3</sup>/хв, розраховують за формулою:

$$Q_i = \frac{100 \cdot I_{\text{почат}} \cdot P_i}{C_i \cdot 760} \quad (6)$$

10. Витрату метаноповітряної суміші на ділянках газопроводу, загальних для декількох об'єктів дегазації, розраховують за формулою (6), приймаючи  $I_{\text{почат}}$ , що дорівнює сумі дебетів метану, виміряних на цих об'єктах.

11. Притоки повітря  $\Delta Q_i$  в м<sup>3</sup>/хв в дану ділянку газопроводу розраховують за формулою:

$$\Delta Q_i = Q_{\text{початі}} - Q_{\text{к.і}} \quad (7)$$

12. Фактичні втрати тиску на даній ділянці газопроводу  $\Delta P_\phi$  у мм рт. ст. розраховують за формулою:

$$\Delta P_\phi = P_{\text{початі}} - P_{\text{к.і}} \quad (8)$$

Порівняння фактичних втрат тиску  $\Delta P_\phi$  з розрахунковими для чистих труб  $\Delta P_{p.i}$  розраховують за формулою:

$$\Delta P_{p.i} = P_{\text{початі}} - \sqrt{P_{\text{початі}}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot l_i \cdot Q_i^2 \cdot \gamma_i}{d_i^{5,33}}}, \quad (9)$$

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

$l_i$  - довжина труб, м;

$Q_i$  - середня витрата метаноповітряної суміші на даній ділянці газопроводу, м<sup>3</sup>/хв;

$\gamma_i$  - щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>.

$\gamma_i$  розраховують за формулою:

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

$d_i$  - внутрішній діаметр труб, м.

Ділянки газопроводу, у яких фактичні втрати тиску перевищують розрахункові понад 30 %, підлягають ревізії. Підвищений опір труб може бути спричинений накопиченням води або твердими відкладеннями.



Результати, за яких фактичні втрати тиску виявляються меншими за розрахункові, визнають помилковими. Вимірювання на цих ділянках треба повторити.

---

## Запобігання забруднень дегазаційних газопроводів і вакуум-насосів

### 1. Джерела і причини забруднення дегазаційних газопроводів.

Причиною забруднення дегазаційних газопроводів є тверді відкладення і вода в кількості, що суттєво впливає на пропускну здатність. Тверді відкладення поділяються на розподілені і місцеві.

Розподілені відкладення утворюються по всій внутрішній поверхні газопроводів і складаються переважно з продуктів корозії і частинок породи. Товщина відкладень в залежності від умов і термінів експлуатації газопроводів може бути від 2 мм до 6 мм.

Місцеві відкладення утворюються в місцях зміни швидкості та напрямку потоку метаноповітряної суміші (арматура, коліна і т.п.). Втрати перерізу можуть досягати 30%. Основними джерелами виділення пилу і шламу є дегазаційні свердловини.

Накопичення води відбувається в понижених місцях газопроводу, а також в місцях сполучення його з похилими і вертикальними ділянками, за якими метаноповітряна суміш рухається вгору. При високій швидкості метаноповітряної суміші можливе накопичення води безпосередньо в вертикальних і похилих ділянках газопроводу з висхідним рухом метаноповітряної суміші. Втрати пропускну здатності при накопиченні в газопроводах води можуть досягати 50% розрідження, створюваного вакуум-насосами. При цьому може виникнути нестійкий коливальний режим руху метаноповітряної суміші.

### 2. Вимоги до засобів, що запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів.

Для запобігання забрудненню дегазаційних газопроводів рекомендується: проводити очищення метаноповітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин в газопроводи, від води і шламу, відводити воду з ділянок труб, де можливе її накопичення; проводити періодичну очистку від твердих відкладень запірної арматури, вимірювальних діафрагм, а також колін, трійників і розширень газопроводів:

1) Очищення метаноповітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин, від води і шламу повинне здійснюватися на всіх свердловинах, які виділяють пластову воду, незалежно від величини її притоку.

Конструкція пристрою для очищення суміші повинна забезпечувати ефективне (80...85%) відділення води і шламу, які рухаються в потоці метаноповітряної суміші і по стінках газопроводу.

Працездатність пристрою і відсутність підсосів повітря повинні забезпечуватися при розрідженні до 100 мм рт.ст., а відсутність витоків метаноповітряної суміші - при надлишковому тиску 15 мм рт.ст.

Конструкція пристрою для уловлювання і відведення води з газопроводів не повинна допускати підсосів повітря при розрідженні 500 мм рт.ст. і відсутність витоків метаноповітряної суміші - при надлишковому тиску 15 мм рт.ст.

2) Пристрої для очищення метаноповітряної суміші і уловлювання води повинні проходити випробування на щільність зварних швів. Для цього в пристроях створюється тиск 3 кгс/см<sup>2</sup> і всі зварні шви, фланцеві та різьбові з'єднання перевіряють мильним розчином. При відсутності витоків повітря пристрої вважаються такими, що витримали випробування.

3) Очищення вимірювальних діафрагм, запірної арматури та пристроїв для очищення метаноповітряної суміші, які встановлюють на обсадних трубах дегазаційних свердловин, потрібно здійснювати при кожному їх перенесенні на чергову свердловину.

4) Необхідність очищення колін, трійників і пристроїв для уловлювання води визначається за результатами газовакуумної зйомки газопроводу.

3. Рекомендовані засоби, які запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів і вакуум-насосів:

1) Пристрій для очищення метаноповітряної суміші на виході зі свердловин.

Пристрій для очищення метаноповітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин, являє собою відцентровий сепаратор циліндричного типу, обладнаний дренажною трубою з гідравлічним затвором.

На рисунку 1 показаний загальний вигляд пристрою.

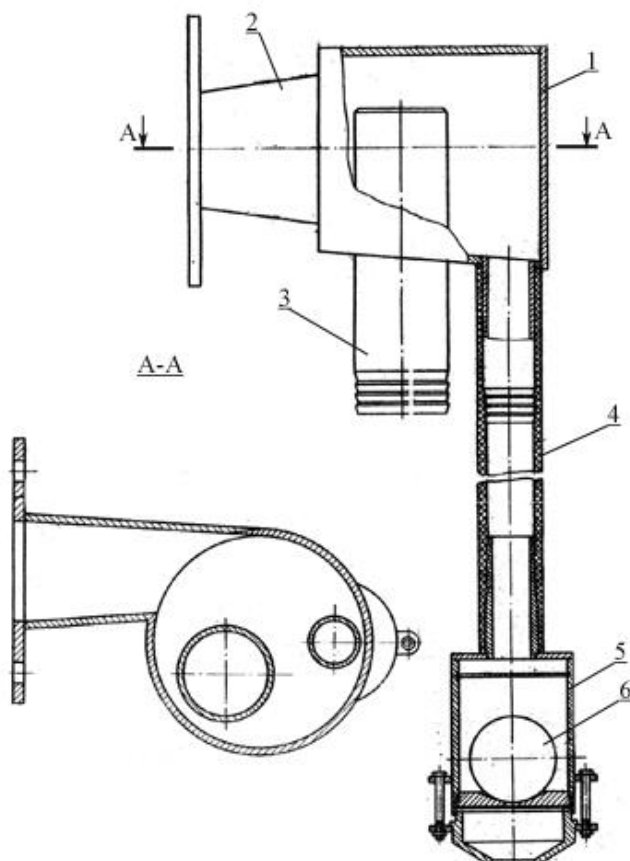
Він складається з наступних основних елементів:

- 1 - циліндричного корпусу, закритого верхньою і нижньою кришками;
- 2 - конічного вводу, з'єданого з циліндричним корпусом;
- 3 - вихідної труби, що проходить ексцентрично через нижню кришку корпусу, а також призначена для відведення очищеної метаноповітряної суміші;
- 4 - дренажної труби, яка служить одночасно елементом гідравлічного затвору;
- 5 - клапанної коробки;
- 6 - прямого і зворотного клапанів.

Корпус (1) і вихідна труба (3) утворюють спіральний простір циклону, в який тангенціально через вхідний патрубок (2) входить метаноповітряна суміш, яка містить краплі води і шлам. Метаноповітряна суміш набуває в спіральному просторі обертальний рух, під час якого з суміші відокремлюються частинки твердої і рідкої механічної суспензії. Відокремлена від суміші суспензія по

стінках і дну корпусу стікає в дренажну трубу (4). Звільнена від суспензії метаноповітряна суміш втрачає швидкість, змінює напрямок і надходить у вихідний патрубок (3).

Рисунок 1 - Пристрій для очищення метаноповітряної суміші на виході зі свердловин



- 1 - корпус;
- 2 - вхідний патрубок;
- 3 - вихідна труба;
- 4 - дренажна труба;
- 5 - клапанна коробка;
- 6 - прямий та зворотний клапан.

Рівень води в гідравлічному затворі визначається величиною розрідження в корпусі пристрою, тому приплив додаткової рідини порушує рівновагу гідравлічного затвора і надлишок води зливається назовні.

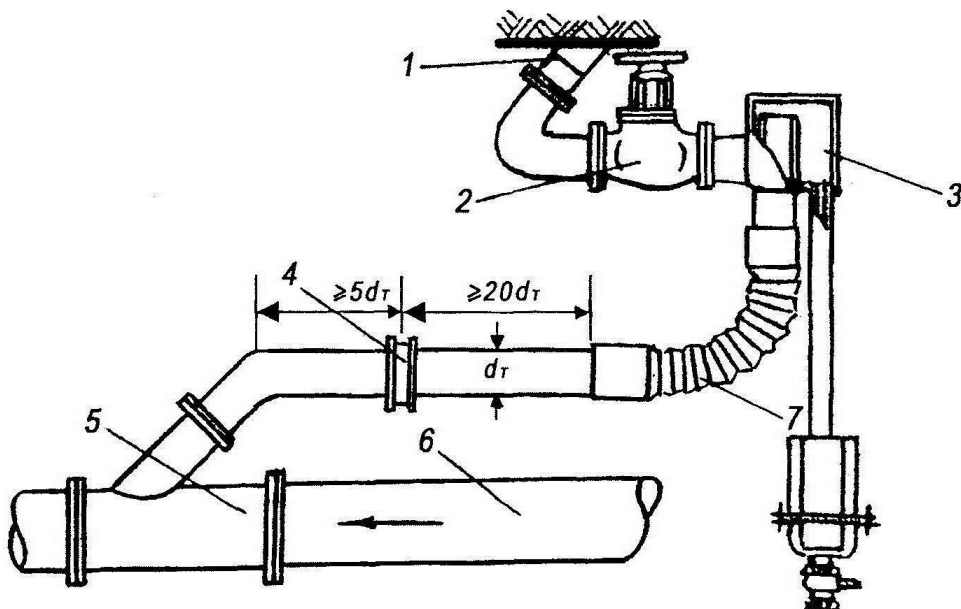
На кінець дренажної труби одягають кільцевий гумовий клапан, який перешкоджає підсосу повітря при включенні вакуум-насоса, коли в дренажній трубі немає води.

Якщо при цьому метаноповітряна суміш виходить під надлишковим тиском, порожниста гумова куля опускається і перекриває вихідний отвір.

Пристрій для очищення метаноповітряної суміші монтують за допомогою коліна на кінці обсадної труби системи дегазації свердловини. Вихідний патрубок за допомогою гнучкого шланга з'єднують з вимірювальним пристроєм і трійником на дільничному газопроводі (рисунок 2).

Обслуговування пристрою полягає в заповненні гідрозатвору водою після монтажу і періодичного очищення клапанної коробки від шламу.

Рисунок 2 - Схема підключення пристрою для очищення метаноповітряної суміші до системи дегазації свердловини та газопроводу

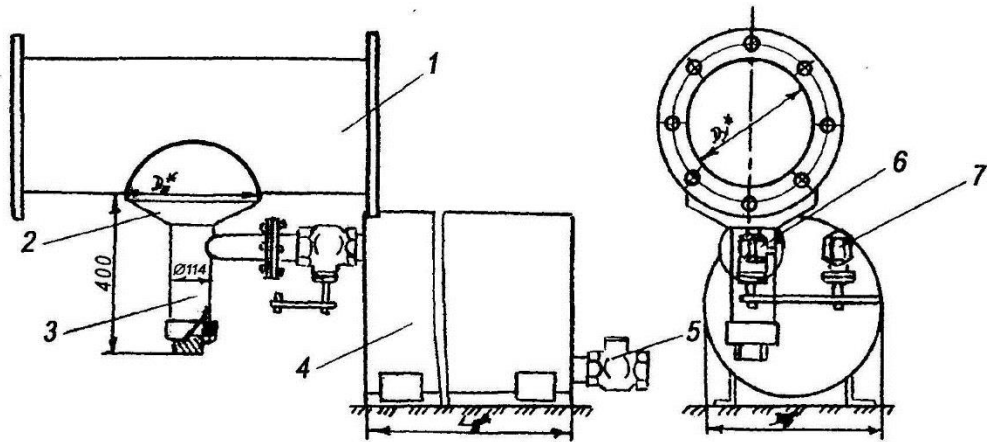


- 1 - обсадна труба;
- 2 - засувка;
- 3 - пристрій для очищення метаноповітряної суміші;
- 4 - вимірювальний пристрій;
- 5 - трійник;
- 6 - дільничний газопровід;
- 7 - гнучкий шланг.

## 2) Пристрій для уловлювання та відведення води.

Пристрій для уловлювання та відведення води являє собою водоуловлювальну камеру трубчастого типу, обладнану збірним баком (рисунок 3).

Рисунок 3 - Пристрій для уловлювання та відведення води



- 2 - воронка;
- 3 - відстійник;
- 4 - накопичувальний бак;
- 5 - випускний кран;
- 6, 7 - зблоковані комутаційні крани

Він складається з таких елементів:

- водоуловлювальної камери з фланцями для з'єднання з газопроводом;
- накопичувального бака;
- комутаційних кранів і зворотного клапана.

Вода, потрапляючи в камеру, стікає у відстійник, з якого через корковий кран прямує в накопичувальний бак. Повітря, яке витісняється з бака, по цьому ж крану виходить в камеру.

Для випуску води накопичувальний бак за допомогою крана відключають від камери і через інший кран з'єднують з атмосферою і відкривають випускний кран, встановлений у дна збірного бака. Після випуску води комутаційні крани повертаються в початкове положення. Для зручності користування і запобігання підсосів повітря до газопроводу управління кранами зблоковане.

Водоуловлювальну камеру і накопичувальний бак виготовляють зі стандартних сталевих труб. Як комутаційні крани слід застосовувати пробкові сальникові крани Ду-50.

Діаметр і довжина збірного бака визначаються за наявністю місця для його розміщення.

Обсяг накопичувального бака визначається кількістю води, що конденсується в частині газопровідної мережі, та стікає до баку.

Періодичність випускання води  $\tau$  в добах розраховують за формулою:

$$\tau = \frac{V}{1440 \cdot q}, \quad (1)$$

де  $V$  - об'єм бака, л;

$q$  - сумарний приплив води, м<sup>3</sup>/хв. Визначають експериментально.

Обслуговування пристрою полягає в щодобовому випуску води, щомісячному розбиранні, чищенні та змащенні комутаційних кранів.

3) Засоби, які запобігають утворенню накипу в вакуум-насосах і газопроводах.

Робота водокільцевих вакуум-насосів супроводжується збільшенням температури води і відкладенням на внутрішніх поверхнях солей кальцію, магнію і заліза. Забруднення поверхні накипними відкладеннями знижує ефективність роботи насоса, вимагає періодичної зупинки його для проведення трудомісткого очищення і створює небезпеку аварійної зупинки, викликані заклинюванням робочого колеса.

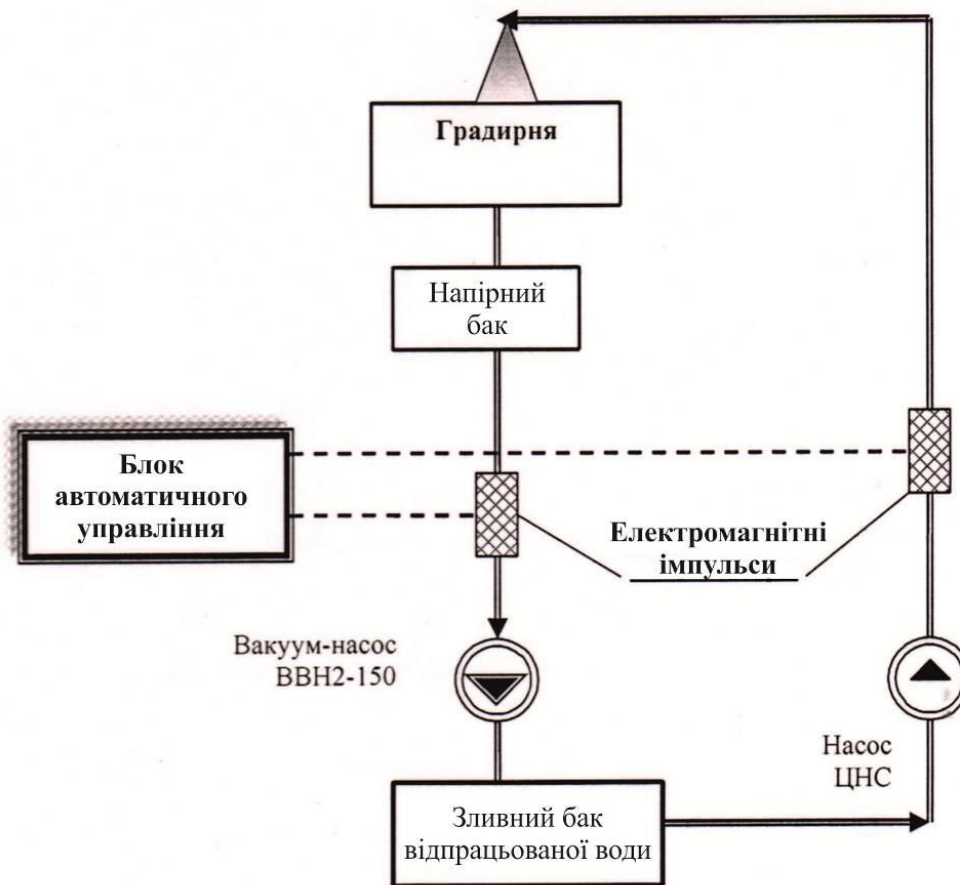
Відкладення солей може бути виключено шляхом обробки води, яка подається в насос.

Найбільш ефективним способом вирішення цієї проблеми є застосування безреагентного електромагнітного впливу, що забезпечується спеціальним пристроєм (наприклад, «ЛІОС-Т»), який включається в систему водопостачання (рисунок 4, таблиця 1).

Таблиця.1 - Технічна характеристика модуля протинакипної обробки води

Показники	Величини
Продуктивність, м <sup>3</sup> /год.	100
Живлення	220В, 50Гц
Максимальна споживана потужність, Вт/год.	до 150
Вихідна жорсткість води, мг-екв/л	до 24
Габарити (максимальні):	
імпульсатора, мм	Ø110 × 105
блоку керування, мм	120 × 210 × 300
Маса, кг (максимальна):	
імпульсатора (8 шт.)	2,0 × 8
блоку керування	2,5

Рисунок 4 - Принципова схема підключення модуля безреагентної протинакипної обробки води



Апарат складається з блоку автоматичного управління і електромагнітних імпульсаторів.

Механізм впливу на оброблювану воду має фізичний (безреагентний) характер. Кальцій, гідрокарбонатні солі у водному розчині існують у формі позитивно і негативно заряджених іонів. Це дозволяє ефективно впливати на процес кристалізації електромагнітним полем з утворенням високодисперсної суспензії в об'ємі рідини. Безреагентна електромагнітна обробка води має ряд переваг в порівнянні з хімічною обробкою: вона не вимагає зупинки або зміни режиму роботи обладнання; оброблена вода не змінює свого складу, але набуває властивостей «пом'якшеної» води, постійне застосування імпульсатора уповільнює корозію труб, так як сприяє видаленню кисню з поверхневого шару води; досягається висока ступінь очищення – 90-95% при низькій собівартості; забезпечується екологічна чистота процесу.

Основою апарату є електронний блок автоматичного управління, що генерує вихідні аперіодичні імпульсні сигнали постійного струму з заданою величиною, частотою і тривалістю, які передаються по кабелю на котушку електромагнітного імпульсатора.



Апарат має два діапазони роботи з чорними і кольоровими металами. Обробка води може проводитися в режимі запобігання утворення накипу і в режимі видалення наявних відкладень.

Електромагнітні імпульсатори представляють собою магнітні лінзи, що встановлюються накладним способом на поверхні труби за допомогою хомутів. Імпульсатори розміщують до і після вакуумного насоса на живильному і вихідному трубопроводах.

Блок автоматичного керування має нормальне виконання, його встановлюють на вертикальній поверхні в приміщенні контрольно-вимірювальної апаратури вакуум-насосної станції.

Апарати електромагнітної обробки води працюють в автоматичному режимі і не вимагають постійного обслуговування.

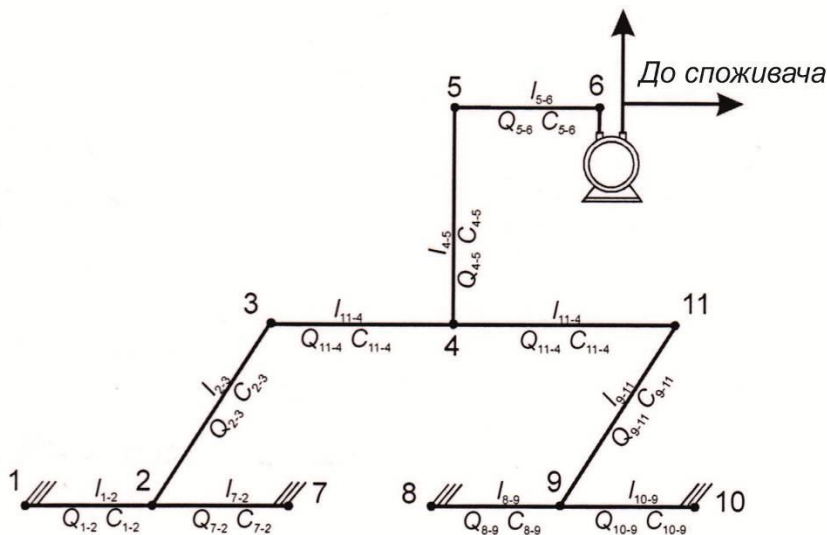
Засоби обробки води мають більшу пропускну здатність і забезпечують можливість обробки води, що живить до 12 одночасно працюючих насосів ВВН2-150, тому для обслуговування вакуум-насосної станції потрібен один комплект обладнання, змонтований на загальній схемі оборотного водопостачання.

---

### Метод розрахунку газопроводів та вибір вакуум-насосів

1. Складають розрахункову схему газопроводів (рисунок 1) з урахуванням розвитку гірничих робіт на найбільш важкий період експлуатації системи дегазації із зазначенням розрахункової довжини гілок газопроводу. Розрахункова довжина газопроводу  $l_1$  в метрах, з огляду на місцеві опори, дорівнює  $l_1 = 1,1 \cdot l_{\phi}$ , де  $l_{\phi}$  - фактична довжина гілки.

Рисунок 1 - Розрахункова схема газопроводів



2. При проектуванні нових дегазаційних систем витрата метаноповітряної суміші в гілках дільничних газопроводів  $Q_{c.dil.i}$  в метрах кубічних за хвилину розраховують за формулою:

$$Q_{c.dil.i} = k_3 \cdot (Q_{c.0i} + k_{n.нов} \cdot l_{dil.i}), \quad (1)$$

де  $k_3$  - коефіцієнт запасу, що враховує погрішність прогнозу метановиділення.

Для нових систем  $k_3 = 1,25$ , для діючих -  $k_3 = 1,1$ ;

$Q_{c.0i}$  - витрата метаноповітряної суміші,  $m^3/хв$ , в початковому пункті газопроводу.  $Q_{c.0i}$  розраховують за формулами, наведеними у відповідних розділах, згідно з прийнятим способом і схемою дегазації.

$k_{n.нов}$  - коефіцієнт, який враховує норму притоку повітря на 1 м газопроводу,  $k_{n.нов} = \frac{1}{10^3}$ , (м<sup>3</sup>/хв)/м;

$l_{дiл.i}$  - довжина газопроводу і-ої виїмкової ділянки, м.

3. Концентрацію метану  $C_{дiл.i}$  у відсотках в гілках газопроводу розраховують за формулою:

$$C_{дiл.i} = \frac{100 \cdot I_{0i}}{Q_{c.0i} + k_{n.нов} \cdot l_{дiл.i}}, \quad (2)$$

де  $I_{0i}$  - дебіт метану, що надходить в проєктований газопровід на і-ій виїмковій ділянці, м<sup>3</sup>/мин.

4. Витрату метаноповітряної суміші  $Q_{c.г.i}$  в метрах кубічних за хвилину в інших гілках газопроводу розраховують за формулою:

$$Q_{c.г.i} = 1,15 \cdot \left( k_{n.нов} \cdot l_г + \sum_{i=1}^{n_д} (Q_{c.0i}) \right), \quad (3)$$

де  $l_г$  - сумарна довжина гілок газопроводів, по яких метаноповітряна суміш транспортується від виїмкових ділянок до і-ої гілки, включаючи її довжину, м;

$n_д$  - кількість виїмкових ділянок, з яких суміш транспортується і-ою гілкою газопроводу.

5. Концентрацію метану у відсотках в гілках газопроводу розраховують за формулою:

$$C_{г.i} = \frac{100 \cdot \sum_{i=1}^{n_д} I_{0i}}{k_{n.нов} \cdot l_г + \sum_{i=1}^{n_д} (Q_{c.0i})}. \quad (4)$$

На схемі відзначають витрату метаноповітряної суміші і концентрацію в ній метану для кожної гілки газопроводу (рисунок 1).

6. Вибирають найбільш «важкий» маршрут руху метаноповітряної суміші від дегазаційних свердловин до вакуум-насосів за максимальним значенням умовної величини  $X$ .

Умовну величину  $X$  розраховують за формулою:

$$X = \sum_{i=1}^n l_i \cdot Q_{ci}^2, \quad (5)$$

де  $n$  - кількість гілок газопроводів від свердловин до вакуум-насосів по даному напрямку;

$Q_{ci}$  - витрата метаноповітряної суміші в  $i$ -ій гілці газопроводу, розраховують за формулами (1) або (3), м<sup>3</sup>/хв.

7. Тиск  $P_n$  в міліметрах ртутного стовпчика в дільничному газопроводі у свердловин розраховують за формулою:

$$P_n = P_0 \cdot (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot H) - B_z, \quad (6)$$

де  $B_z \geq 50$  мм рт.ст. - розрідження в гирлах свердловин;

$H$  - глибина виробки, м.

8. Визначають питомі допустимі втрати тиску в газопроводі  $\Delta P_{num}$  в міліметрах ртутного стовпчика для «важкого» шляху руху метаноповітряної суміші.

При реконструкції, коли є вакуум-насоси,  $\Delta P_{num}$  розраховують за формулою:

$$\Delta P_{num} = \frac{760 - P_{вс} - B_z}{L}, \quad (7)$$

де  $P_{вс}$  - тиск метаноповітряної суміші на всмоктувальному патрубку вакуум-насоса, мм рт.ст.;

$L$  - довжина газопроводу на «важкому» шляху руху метаноповітряної суміші, м.

Абсолютний тиск на всмоктувальному патрубку існуючого вакуум-насоса ( $P_{вс}$ ) визначають за характеристикою вакуум-насосів в залежності від необхідної його продуктивності ( $Q_{сум.р}$ ).

При проектуванні дегазаційних систем розраховують  $P_{вс} = 300$  мм рт.ст.

9. Діаметр кожної гілки «важкого» шляху  $d_{zi}$  в метрах розраховують за формулою:

$$d_{zi} = 0,04 \cdot \left( \frac{\bar{Q}_{сумi}^2}{\Delta P_{num}} \right)^{0,188}, \quad (8)$$

де  $\bar{Q}_{\text{сум}i}$  - витрата метаноповітряної суміші в даній гілці газопроводу, м<sup>3</sup>/хв.

Визначають довший стандартний діаметр труб.

При реконструкції системи дегазації на ділянках, де фактичний діаметр менше необхідного, проводять заміну газопроводу або прокладають паралельну гілку газопроводу, діаметр  $d_{z.d}$  якої в метрах розраховують за формулою:

$$d_{z.d} = \left( d_z^{2,665} - d_\phi^{2,665} \right)^{0,3752}, \quad (9)$$

де  $d_\phi$  - фактичний діаметр газопроводу, м.

Визначають більший стандартний діаметр труб.

10. Тиск  $P_{k.i}$  в міліметрах ртутного стовпчика у вузлових пунктах «важкого» маршруту руху метаноповітряної суміші розраховують за формулою:

$$P_{k.i} = \sqrt{ P_{n.i}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{c.k.i}^2 \cdot \gamma_i \cdot l_i}{d_{c.i}^{5,33}} \cdot k_H }, \quad (10)$$

де  $P_{k.i}$  та  $P_{n.i}$  - тиск метаноповітряної суміші в кінці і на початку і-ої ділянки газопроводу, мм рт.ст. Для початкових ділянок газопроводу  $P_{n.i}$  розраховують за формулою (6);

$Q_{c.k.i}$  - витрата метаноповітряної суміші в кінці і-ої ділянки;

$\gamma_i$  - щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>.  $\gamma_i$  розраховують за формулою:

$$\gamma_i = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_i), \quad (11)$$

$C_i$  - вміст метану, %;

$l_i$  - довжина гілки, м;

$k_H$  - коефіцієнт, що враховує різницю глибин початку і кінця гілки, враховують у разі  $\Delta H \geq 400$  м та розраховують за формулою:

$$k_H = 1 \pm \frac{\Delta H \cdot (53 - 0,273 \cdot C)}{4,65 \cdot 10^5}. \quad (12)$$

Знак «+» використовують при русі метаноповітряної суміші вниз, знак «-» - при русі вгору.

11. Витрата метаноповітряної суміші і тиск в кінці останньої гілки «важкого» маршруту обумовлюють режим роботи, який має забезпечити ВНС. За цими параметрами наносять точку на характеристику вакуум-насосів (рисунки 21, 22) і вибирають тип і кількість працюючих насосів, характеристика яких знаходиться нижче цієї точки.

12. Діаметри труб кожного відгалуження розраховують по (8), починаючи з визначення питомих втрат тиску  $\Delta P_{num}$  в міліметрах ртутного стовпчика для «важкого» маршруту даного відгалуження:

$$\Delta P_{num} = \frac{P_{n.i} - P_{к.i}}{l_i}, \quad (13)$$

де  $P_{n.i}$  - тиск в газопроводі біля гирл свердловин першої гілки «важкого» маршруту даного відгалуження (6), мм рт.ст.;

$P_{к.i}$  - тиск в кінці останньої гілки «важкого» маршруту даного відгалуження (10), мм рт.ст.;

$l_i$  - загальна довжина гілок «важкого» напрямку, м.

13. Внутрішній діаметр нагнітального газопроводу  $d_2$  в метрах визначається при відстані від вакуум-насоса до котельні до 500 м за умови спрацьовування випереджаючого захисту системи дегазації (підпункт 8 пункту 2 розділу VI) розраховують за формулою:

$$d_2 = \sqrt{\frac{\left( \frac{V_2}{Q_2} + t_2 + t_{к.в} \right) \cdot Q_{сум.с}}{47 \cdot l_n}}, \quad (14)$$

де  $V_2$  - обсяг шляху, по якому проходить метаноповітряна суміш від місця відбору проби до входу в газоаналізатор, м<sup>3</sup>;

$Q_2$  - витрата метаноповітряної суміші, що проходить через газоаналізатор, м<sup>3</sup>/с;

$t_2$  - загальна інерційність (включаючи транспорт і підготовку метаноповітряної суміші до аналізу) газоаналізатора, с;

$t_{к.в}$  - інерційність клапана-відсікача, с;

$Q_{сум.с}$  - витрата метаноповітряної суміші, яка подається споживачу, м<sup>3</sup>/хв.

Коли відстань до споживача більше 500 м і дебіт метаноповітряної суміші менший за 30,0 м<sup>3</sup>/хв діаметр нагнітального газопроводу орієнтовно визначають рівним 0,25 м, за дебіту,

більшому за 30,0 м<sup>3</sup>/хв - 0,3 м. з подальшою перевіркою за формулою (К.14), де  $t_{к.в} = 0,5$  с.

14. Тиск метаноповітряної суміші в нагнітальному патрубку насоса  $P_n$  в міліметрах ртутного стовпчика при прийнятому діаметрі газопроводу розраховують за формулою:

$$P_n = \Delta P_a + \Delta P_\partial + \Delta P_m + P_z + P_n, \quad (15)$$

де  $\Delta P_a$  - втрати тиску в захисній і регулювальній апаратурі, мм рт.ст.; визначають за характеристиками апаратури. При відсутності необхідних відомостей  $\Delta P_a$  розраховують за формулою:

$$\Delta P_a = k_a \cdot Q_c^2 \cdot \gamma_c, \quad (16)$$

$k_a$  - коефіцієнт, що дорівнює 0,011 при прохідному діаметрі труб 0,25 м та 0,007 при діаметрі 0,3 м;

$Q_c$  - витрата метаноповітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв;

$\gamma_c$  - щільність метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta P_\partial$  - втрати тиску на вимірювальній діафрагмі, визначають рівним 5 мм рт.ст. і розраховують модуль діафрагми;

$\Delta P_m$  - втрати тиску на тертя в газопроводі, мм рт. ст., розраховують за формулою:

$$\Delta P_m = \sqrt{P_z^2 + \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot l_{н.г} \cdot Q_c^2 \cdot \gamma_n}{d_{н.г}^{5,33}}} - P_z, \quad (17)$$

$P_z = 770$  мм рт.ст. - тиск метаноповітряної суміші в горілках;

$l_{н.г}$  - довжина нагнітального газопроводу, м;

$d_{н.г}$  - діаметр нагнітального газопроводу, м;

$P_n$  - втрати тиску на вогнеперекривачах, мм рт.ст., визначають не більше 10 мм рт.ст.

15. Тиск в нагнітальному патрубку вакуум-насоса може перевищувати атмосферний не більше, ніж на 180 мм рт.ст.

$$P_\partial - P_n \leq 180 \text{ мм рт.ст.} \quad (18)$$

При недотриманні умови (18) діаметр нагнітального газопроводу слід збільшити. Інакше помітно зменшується подача насоса і ускладнюється постачання його водою.

---



### Вимірювання дебіту каптованого метану

1. Для порівняння дебітів метану, виміряних на різних ділянках системи дегазації, результати вимірювань повинні бути приведені до нормальних атмосферних умов. Такими умовами вважають тиск 760 мм рт.ст. і температуру 0°C.

Дебіт метану  $I$  в метрах кубічних за хвилину дорівнює:

$$I = 0,01 \cdot Q_{c,n} \cdot C_c, \quad (1)$$

де  $Q_{c,n}$  - витрата метаноповітряної суміші при нормальних атмосферних умовах, м<sup>3</sup>/хв;

$C_c$  - вміст метану в метаноповітряній суміші, %.

Для вимірювання витрати метаноповітряної суміші використовують звужуючі пристрої (рисунки 1 та 2), встановлені на ділянці газопроводу, що не має місцевих опорів на відстані не менше  $20 \cdot d_2$  до пристрою та  $5 \cdot d_2$  за ним, у напрямку руху метаноповітряного потоку, де  $d_2$  - внутрішній діаметр газопроводу, перед вимірювальним пристроєм.

Для контролю режиму дегазації витрата метаноповітряної суміші в умовах вимірювання  $Q_\phi$  в метрах кубічних за хвилину розраховують за формулами:

$$Q_\phi = 0,209 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha \cdot d_o^2 \sqrt{\frac{\Delta P_\phi}{\rho}}, \quad (2)$$

$$\alpha = 0,61 - 0,055 \cdot m + 0,45 \cdot m^2, \quad (3)$$

де  $m$  - модуль діафрагми,  $m$  розраховують за формулою:

$$m = \frac{d_o^2}{d_2^2}, \quad (4)$$

$d_o$  - діаметр отвору діафрагми, мм;

$d_2$  - внутрішній діаметр газопроводу, мм.

Модуль діафрагми вибирають в діапазоні  $0,3 \leq m \leq 0,5$ .

$\Delta P_\phi$  - втрати тиску на діафрагмі, мм вод.ст.;

$\rho$  - об'ємна густина вимірюваної метаноповітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>,  
 $\rho$  розраховують за формулою:

$$\rho = 2,01 \cdot 10^{-3} (224 - C) \frac{P_2}{273 + t_2}, \quad (5)$$

$C$  - вміст метану в метаноповітряній суміші, %;

$P_2$  - тиск метаноповітряної суміші в газопроводі, мм рт.ст., розраховують за формулою:

$$P_2 = P_a - B_2, \quad (6)$$

$P_a$  - атмосферний тиск в місці установки діафрагми, вимірюваний барометром, мм рт.ст.;

$B_2$  - розрідження у газопроводі (різниця між тиском у газопроводі та в навколишньому середовищі), мм рт.ст.

$t_2$  - температура метаноповітряної суміші у газопроводі, °С.

Витрата метаноповітряної суміші, приведений до нормальних умов,  $Q_{с.н}$  в метрах кубічних за хвилину при  $P_2 = 760$  мм рт.ст. і  $t_2 = 0^\circ\text{C}$  розраховують за формулою:

$$Q_{с.н} = 0,36 \cdot Q_\phi \cdot \frac{P_2}{273 + t_2}, \quad (7)$$

При вимірі подачі вакуум-насосів витратомірами розраховують за формулою:

$$Q_{с.н} = Q_v \frac{6,43 \cdot 10^{-3} \cdot P_2}{273 + t_2}, \quad (8)$$

де  $Q_v$  - показання витратоміра, м<sup>3</sup>/год.;

$P_2$  - тиск метаноповітряної суміші в газопроводі, мм рт.ст.

Рисунок 1 - Дискава діафрагма

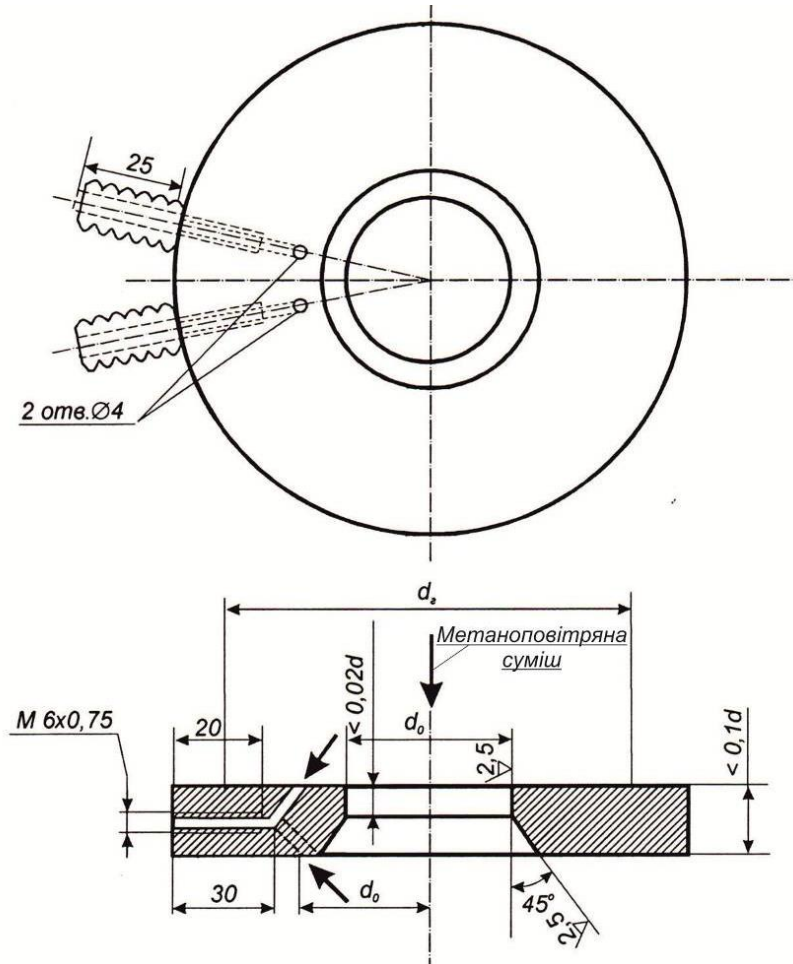
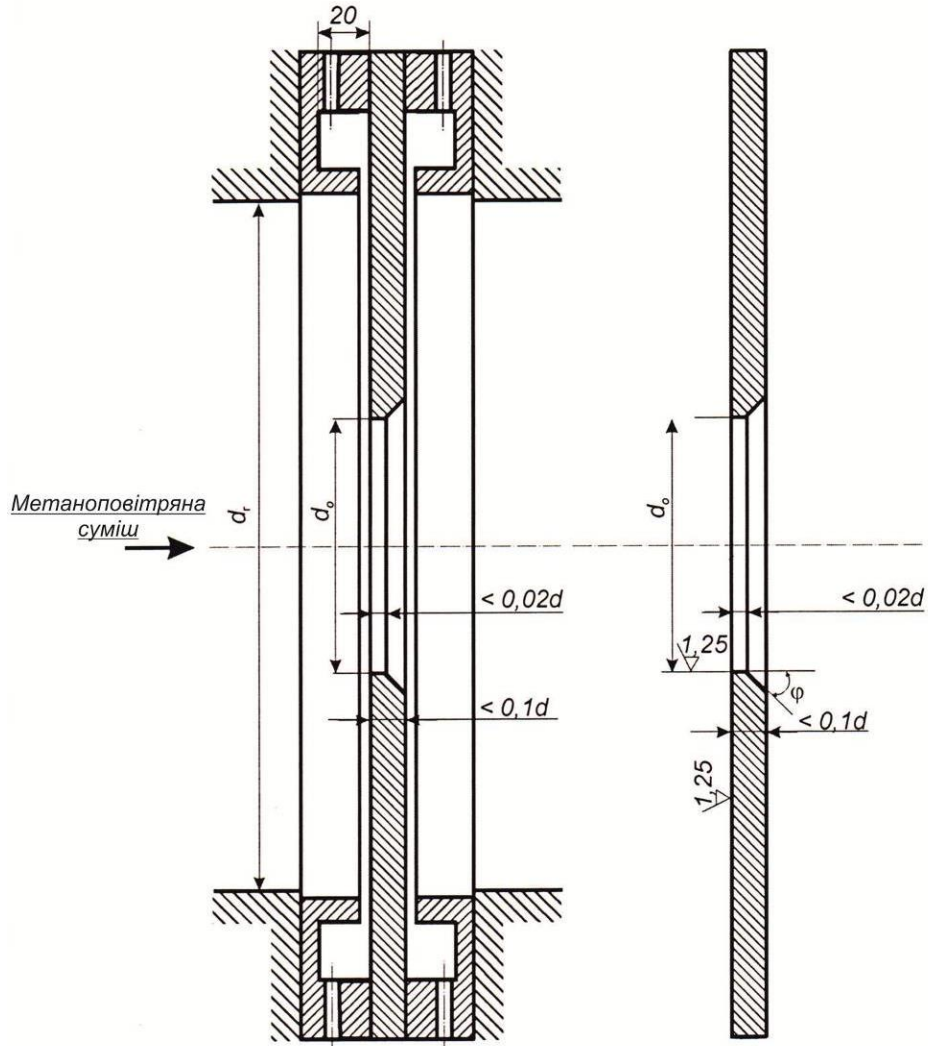


Рисунок 2 - Камерна діафрагма



Додаток 11  
до Правил проектування дегазації  
вугільних шахт і експлуатації  
дегазаційних систем  
(підпункт 2.6 пункту 2 та  
підпункт 4.2 пункту 4 розділу VI)

Форма 1

### Журнал контролю роботи ВНС

№ з/п	Дата	Зміна	Час проведення замірів	№ працюючих вакуум-насосів	Розрідження у всмоктувальних патрубках вакуум-насосів, мм рт.ст..	Тиск в нагнітальному газопроводі, кгс/см <sup>2</sup>	температура відсмоктуваної метаноповітряної суміші, °С	Концентрація метану в відсмоктуваній суміші, %	Расход смеси, отсасываемой вакуум-насосами, м <sup>3</sup> /мин	Витрата метану, що відсмоктується вакуум-насосами, м <sup>3</sup> /хв	Загальні зауваження по роботі вакуум-насосів	Підпис особи, яка провела вимір
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Форма 2

### Книга обліку роботи дегазаційних свердловин

Свердловина, № \_\_\_\_\_  
 Призначення свердловини \_\_\_\_\_  
 Місце закладання \_\_\_\_\_  
 Параметри: напрям \_\_\_\_\_  
                   довжина \_\_\_\_\_  
                   діаметр \_\_\_\_\_  
                   довжина герметизації гирла \_\_\_\_\_  
 Дата початку та закінчення буріння свердловини \_\_\_\_\_  
 Дата початку виділення метаноповітряної суміші в свердловину \_\_\_\_\_  
 Дата відключення свердловини \_\_\_\_\_

## Продовження додатка 11

1	№ з/п
2	Час проведення виміру
3	Розрідження або тиск в газопроводі біля свердловини, мм рт.ст.
4	Концентрація метану, %
5	Перепад тиску на діафрагмі, мм рт.ст.
6	Витрата метаноповітряної суміші, м <sup>3</sup> /хв
7	Витрата метану, м <sup>3</sup> /хв.
8	Примітка
9	Підпис особи, що здійснивала заміри