

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Виконання робіт по дегазації обов'язкове, коли вентиляцією неможливо забезпечити вміст вибухонебезпечних газів (метану) в рудничній атмосфері діючих гірничих виробок шахти в розмірі до 1%.

Дегазація вугільного пласта обов'язкова, коли природна метаноносності пласта перевищує $13 \text{ м}^3/\text{т}$ сухої беззольної маси (далі - с.б.м.) і роботами по вентиляції неможливо забезпечити вміст метану у вихідному струмені очисної гірничої виробки в розмірі менше 1%.

Дегазація виробленого простору обов'язкова, коли концентрація метану в газопроводах і газодренажних виробках перевищує 3,5%.

Природна газоносність вугільних пластів, що розробляються та/або планується розробляти, у межах шахт приймається за даними геологорозвідувальних робіт, для діючих шахт уточнюється за даними фактичного газовиділення в гірничі виробки згідно з діючими нормативними документами.

Дегазація застосовується у всіх випадках, коли видобування і

утилізація шахтного метану економічно вигідні.

Роботи, пов'язані з проектуванням дегазації, будівництвом дегазаційних систем, здійсненням дегазації на шахтах і контролем її проведення, проводяться відповідно до діючих нормативних документів.

Проектування дегазації, будівництва та експлуатації дегазаційних систем шахт, нових горизонтів, блоків тощо має здійснюватися на підставі технічного завдання, затвердженого технічним керівником організації-замовника.

Нові схеми дегазації застосовуються за проектом, виконаним організацією, яка розробила нову схему дегазації відповідно до вимог, що пред'являються до впровадження нових технологій і технічних умов на небезпечних виробничих об'єктах.

Параметри і режими здійснення робіт по дегазації і утилізації шахтного метану визначаються проектами будівництва шахт, розкриття і підготовки виїмкових полів, горизонтів, блоків, панелей (далі - проект будівництва).

Обґрунтування параметрів проведення дегазації, визначення

необхідних коефіцієнтів дегазації джерел газовиділення і вибір способів дегазації представляються в самотійному розділі «Дегазація» проекту будівництва.

Вибір способу і засобів утилізації метану представляється в самотійному розділі «Утилізація шахтного метану» проекту будівництва.

Монтаж і експлуатація дегазаційних систем виконується по самотійним проектам дегазації вугільних шахт (далі - проект дегазації).

Проектування дегазаційних установок проводиться в рамках розробки проекту дегазації.

При проектуванні стаціонарних дегазаційних станцій розробляється самотійний проект будівництва системи станції дегазації.

Монтаж пересувних наземних і підземних дегазаційних установок здійснюється за паспортами виїмкових ділянок або проведення і кріплення гірничих виробок.

Експлуатація дегазаційних систем та установок здійснюється

відповідно до діючої технічної та експлуатаційної документації.

Для діючих шахт при відсутності в проектах будівництва (реконструкції) розділу «Дегазація» розробляється окремий проект дегазації, який підлягає експертизі промислової безпеки.

Проект дегазації складається з пояснювальної записки та графічного матеріалу:

а) пояснювальна записка містить:

- загальні положення;
- гірничотехнічну та гірничо-геологічну характеристику шахти;
- обґрунтування необхідності застосування дегазації пластів, що розробляється, та зближених пластів, вироблених просторів;
- вибір способів, схем і коефіцієнтів дегазації різних джерел газовиділення;
- розрахунок параметрів дегазаційних систем та вибір вакуум-насосів;
- вимоги щодо оснащення та експлуатації дегазаційних установок;
- вимоги безпеки під час виконання робіт по дегазації;
- заходи щодо запобігання можливого загоряння метану і

поширенню полум'я по дегазаційному трубопроводу при виникненні вогнищ пожежі в гірничих виробках;

б) графічний матеріал містить:

- геологічні розрізи по найближчих розвідувальних свердловин;
- вкопювання з плану гірничих робіт з нанесеними на неї схемою вентиляції, трубопроводами і дегазаційними свердловинами;
- схеми застосовуваних способів дегазації;
- схему газопроводів від виїмкової ділянки (очисний вибій) до вакуум насосів із зазначенням розташування захисної, контрольно-вимірювальної апаратури і запірно-регулюючої арматури;
- схеми буріння і герметизації дегазаційних свердловин;
- схеми підключення дегазаційних свердловин до дегазаційного газопроводу, розташованого в гірничих виробках.

При дегазації свердловинами, пробурених з поверхні, до пояснювальної записки додається:

- вкопювання з плану гірничих робіт, яке поєднано з планом поверхні;
- план поверхні з розташуванням системи дегазаційної установки і

схемами її електропостачання, заземлення та захисту від блискавки.

Графічний матеріал представляється безпосередньо в пояснювальній записці або в окремому додатку до пояснювальної записки.

Способи, схеми і обсяги робіт по дегазації, передбачені проектами дегазації, коригуються при зміні гірничо-геологічних або гірничотехнічних умов відпрацювання виїмкових ділянок і проведення гірничих виробок.

При коригуванні проекту дегазації використовуються фактичні параметри діючої системи дегазації мережі шахти.

Експлуатація системи дегазації на виїмкових ділянках або при проведенні підготовчих виробок здійснюється відповідно до розділу «Дегазація» паспорта виїмкової ділянки або паспорта проведення та кріплення гірничих виробок з урахуванням положень розділу «Дегазація» проекту будівництва (реконструкції) або проекту дегазації, затвердженого головним інженером шахти.

Способи і параметри дегазації основних джерел метановиділення (вугільних пластів, що розробляються, зближених пластів, що

підробляють, та/або пластів вугілля, що надробляють, і порід, що містять газ, вироблених просторів) обирають з урахуванням вмісту метану і газового балансу очисної виробки.

Залежно від прогнозних величин газового балансу виїмкових дільниць застосовуються один або кілька способів дегазації джерел виділення метану. Дегазаційні свердловини буряться з підземних виробок або з земної поверхні.

Види і обсяги робіт по дегазації шахт і виїмкових полів розробляються при підготовці до розгляду річних планів розвитку гірничих робіт і затверджуються головним інженером шахти.

У разі підвищення виділення газу у гірничих виробках (при проектних параметрах вентиляції та розрахунковому навантаженні на очисний вибій) коригуються параметри дегазації в розділі «Дегазація», що є складовою частиною паспорта виїмкової дільниці або паспорта проведення та кріплення підземних виробок. Коригуються в першу чергу параметри способу (способів) дегазації, що істотно впливають на зниження виділення газу у виробки. Коригування параметрів свердловин проводиться в термін не більше

одного тижня.

Параметри дегазації для нових виїмкових діляниць діючих шахт розробляються при складанні паспорта виїмкової ділянки з урахуванням фактичних параметрів дегазації раніше відпрацьованих в аналогічних гірничо-геологічних умовах виїмкових діляниць.

Аналогічними гірничо-геологічними умовами вважаються умови при глибинах розробки до 300 м нижче верхньої межі зони метанових газів при різниці глибин розробки 20 м, при веденні робіт на глибинах понад 300 м нижче верхньої межі зони метанових газів при різниці глибин розробки 75 м за умови, що на цьому інтервалі глибини природна газоносність пласта збільшується не більше ніж на 10%.

Критерії застосування дегазації, її необхідна ефективність, режими роботи і параметри свердловин визначаються відповідно до діючих нормативних документів.

Використання каптованого дегазаційною установкою шахтного метану здійснюється відповідно до проекту утилізації шахтного метану (далі - проект утилізації), який розробляється організаціями, що мають свідоцтво про відповідний допуск до таких видів робіт.

У проектах утилізації дегазаційна станція (установка) розглядається як елемент енергетичної системи зі збереженням усіх вимог її безпечної експлуатації, що передбачається діючими нормативними документами.

Проекти дегазації і утилізації підлягають експертизі промислової безпеки.

Прийом в експлуатацію дегазаційних систем проводиться комісією, яка призначається керівником організації-замовника, з участю підрядної організації, яка здійснювала буріння дегазаційних свердловин і монтаж дегазаційних газопроводів в порядку, встановленому в організації-замовника.

Здача в експлуатацію горизонтів, блоків і виїмкових полів шахт, в межах яких передбачено застосування дегазації, проводиться після виконання всіх робіт по монтажу дегазаційних систем, а приймання в експлуатацію виїмкових ділянок і підготовчих вибоїв - при функціонуючої на них дегазаційно системі.

У тому випадку, коли зниження вмісту метану в рудниковому повітрі до встановленої норми не вдається за допомогою одного

способу, застосовується комплексна дегазація.

Для зниження вмісту метану в повітрі шахт застосовуються різні способи і схеми дегазації основних джерел газовиділення (вугільних пластів, що розробляються, зближених пластів, що підробляють, та/або пластів вугілля, що надробляють, і порід, що містять газ, вироблених просторів).

Оцінка ефективності застосування дегазації визначається відповідно до діючих нормативних документів.

Способи, режими та параметри ведення дегазаційних робіт на діючих шахтах в різних гірничотехнічних умовах розробки вугільних пластів також визначаються згідно з діючими нормативними документами.

Для вилучення метану з вироблених просторів відпрацьованих виїмкових полів діючих шахт застосовуються методи дегазації, що застосовувалися при відпрацюванні даних полів, та/або дегазаційні свердловини, пробурені з земної поверхні.

Існують певні особливості дегазації ліквідованих шахт. Режими роботи свердловин при дегазації вироблених просторів ліквідованих

шахт встановлюються дослідним шляхом. Вміст метану в свердловинах повинно бути не менше 25%.

Для попередження суфлярних виділень метану в гірничі виробки шахт застосовуються схеми дегазації масиву гірських порід навколо виробки свердловинами або шпурами, які пробурені в зону суфлярних тріщин, або використовуються каптажні ковпаки, підключені до системи дегазації мережі. Способи попередження та боротьби з суфляри наведені в діючих нормативних документів.

Застосування нових способів дегазації здійснюється за проектом, який пройшов експертизу промислової безпеки.

Робота системи дегазації на шахті в аварійній ситуації здійснюється відповідно до плану ліквідації аварій.

Рішення про припинення дегазації на виїмковій ділянці або в підготовчій виробці приймається головним інженером шахти.

Це рішення не поширюється на випадки застосування дегазації для запобігання раптових викидів вугілля і газу, розширення зони захисного впливу надробки (підробки) викидонебезпечних пластів і запобігання проривів і суфлярних виділень метану з бічних порід.

Порядок визначення обсягів каптованого метану наведено в додатку № 18 до цієї Інструкції, а розрахунок газопроводів і вибір вакуум-насосів - в додатку № 19 до цієї Інструкції.

Контроль безпеки і якості виконання робіт по дегазації на шахті покладається на службу виробничого контролю і повинен включати:

- періодичність та обсяг проведення перевірок;
- заходи, що вживаються щодо усунення виявлених порушень;
- аналіз причин допущених порушень з метою їх усунення та попередження;
- оцінку ефективності дегазації;
- перевірку діяльності підрозділів шахти по забезпеченню ними умов для дотримання на робочих місцях вимог нормативних документів щодо безпеки.

2 ВИМОГИ ДО ОБЛАДНАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЕГАЗАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

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

Залежно від місця розташування, призначення і умов експлуатації дегазаційних установки підрозділяються на стаціонарні дегазаційні станції (далі - ДС) і мобільні дегазаційні установки (далі - ДК) відповідно до схеми «Дегазаційної станції та установки», що наведено на рис. 1. Дегазаційні установки яка відслужила вже більше трьох років та/або обслуговують більше одного очисного вибою або одного виїмкового поля відносяться до стаціонарних. ДС і ДУ обладнуються робочими і резервними вакуум-насосами рівної подачі.

ДС і ДУ обладнуються «Вогнезатворами» на всмоктуючому трубопроводі. Характеристика «Вогнезатворів» повинна відповідати максимальній продуктивності ДС і ДУ.



Рис. 1 – Схема «Дегазаційної станції та установки»

ДС і ДУ, призначені для дегазації вироблених просторів і зближених пластів діючих виїмкових дільниць, що оснащуються одним резервним вакуум-насосом на три одночасно працюючих вакуум-насоса подачею не більше $50 \text{ м}^3/\text{хв}$ і одним резервним вакуум-насосом на два діючих подачею понад $50 \text{ м}^3/\text{хв}$.

ДС і ДУ, призначені для попередньої пластової дегазації пластів, що розробляються і вироблених просторів раніше відпрацьованих виїмкових стовпів, експлуатуються без забезпечення 100% резервування по продуктивності і електропостачанню. Заміна обладнання, що вийшло з ладу, виконується протягом однієї доби.

ДС і ДУ, за винятком автоматизованих, обслуговуються черговим машиністом. Забороняється використовувати одного чергового машиніста для обслуговування декількох ДУ і на роботах, не пов'язаних з обслуговуванням ДУ.

ДС і ДУ працюють безперервно. Зупинка ДС і ДУ здійснюється на час профілактичних оглядів і ремонтів, а також для виконання інших заходів, за письмовим розпорядженням технічного керівника (головного інженера) шахти з повідомленням начальника дільниці

аерологічної безпеки і начальника служби (ділянки), що здійснює виконання робіт по дегазації.

При зупинці ДС або ДУ газ, що знаходиться у газопроводі, відводиться через відвідну трубу в атмосферу і забезпечується продування вакуум-насосів свіжим повітрям.

При аварійній зупинці ДС і ДУ, що забезпечують дегазацію зближених пластів та/або виробленого простору чинної виїмкової ділянки, на термін більше 30 хвилин, роботи на виїмковій ділянці припиняються, електроенергія відключається, люди виходять у виробки зі свіжим струменем повітря.

Для запобігання скупченню вибухонебезпечної газової суміші у внутрішній порожнині вакуум-насоса перед пуском і зупинкою проводиться продування насоса свіжим повітрям протягом 5 хвилин.

Температура води, яка подається до вакуум-насоса, не повинна перевищувати температуру, встановлену заводом-виробником.

ДС і ДУ розташовуються від найближчих житлових і технічних споруд, автомобільних доріг загального користування, залізниць, високовольтних ліній електропередачі, підстанцій, трансформаторів і

електророзподільних пристроїв на відстані не менше 30 м, від палаючих відвалів - не менше 300 м, від не палаючих - за межами механічної захисної зони.

Територія ДС і ДУ і територія наземних свердловин, розташованих за територією ДС і ДУ, обносять огорожею виготовленої з негорючого матеріалу. Відстань від огорожі до приміщення вакуум-насосів повинно становити не менше 10 м.

ДС розміщується в окремій будівлі і не повинна містити приміщень, що не відносяться до її функціонування.

Машинний зал і приміщення контрольно-вимірювальних приладів (далі - КВП) з'єднуються між собою тамбуром з двома протипожежними дверима вогнестійкістю не менше 45 хвилин. Кожне з цих приміщень обладнується виходом на вулицю.

У машинному залі передбачається місце для ремонту вакуум-насосів. Над кожним вакуум-насосом по його вісі встановлюються монорельси і пересувні талі.

Перед воротами машинного залу із зовнішнього боку будівлі вакуум-насосної станції (далі - ВНЗ) для розвантаження

встановлюється балка.

Зливний колодязь (водозбірник) відпрацьованої води і оглядові колодязі розташовуються поза будівлею ВНС в межах огорожі і обладнуються люками для доступу до обладнання колодязя. Верх перекриття встановлюється на висоті 0,5 м від позначки земної поверхні. У перекритті колодязів встановлюється витяжна труба внутрішнім діаметром не менше 150 мм, виведена на 3 м вище перекриття.

У перекритті резервуара для води, що надходить з вакуум-насосів, встановлюється витяжна труба, виведена вище нього на 3 м, а в разі розміщення резервуара в приміщенні - вище верхнього рівня даху на 2 м.

Для відводу з шахти газоповітряної суміші в атмосферу на дегазаційному трубопроводі передбачаються відповідні труби:

- на магістральному всмоктуючому трубопроводі до введення в будівлю ВНС;
- на нагнітальному газопроводі кожного колектора.

Труби встановлюються на відстані не менше 1 м від будівлі і

мають висоту не менше ніж на 2 м вище найбільш виступаючої частини даху будівлі.

Для районів з низькою температурою дозволяється встановлювати відвідну трубу безпосередньо в будівлі ВНС.

На всіх трубопроводах, призначених для викидів в атмосферу газоповітряної суміші, слід передбачати захисні споруди.

Провітрювання приміщень ДС і ДУ здійснюється за рахунок примусової вентиляції, що забезпечує триразовий повітрообмін в приміщеннях протягом 1 години.

Приміщення ДС і ДУ оснащуються системами протипожежної захисту, а також первинними засобами пожежогасіння відповідно до проектних рішень. Зовні приміщення і на огорожі вивішуються попереджувальні знаки.

Опалення будинків ДС і ДУ здійснюється паровими, водяними або електричними приладами у вибухозахищеному виконанні.

У машинному залі ДС і ДУ повинні бути вивішені затверджені технічним керівництвом (головним інженером) шахти схеми електропостачання агрегатів, комутації газопроводів і водопроводів,

інструкції з пуску, зупинці вакуум-насосів і з безпечного обслуговування, виписка з плану ліквідації аварії.

ВНС обладнуються санітарно-побутовими приміщеннями, що забезпечують нормальну роботу персоналу в будь-який час року.

У приміщеннях і на території ДС і ДУ забороняється куріння і застосування відкритого вогню.

Вогневі, в тому числі зварювальні та автогенні роботи в приміщеннях і на території ДС і НДУ проводяться відповідно до вимог до ведення вогневих робіт на небезпечних виробничих об'єктах з дозволу технічного керівника (головного інженера) шахти.

Додаткові заходи безпеки повинні бути вказані в наряді-допуску на виконання даних робіт:

- вогневі роботи проводяться при зупиненому дегазаційному обладнанні;
- на час вогневих робіт забезпечується примусова вентиляція;
- в приміщеннях ДС і ДУ здійснюється безперервний контроль вмісту метану за допомогою автоматичних приладів;
- при концентрації метану в приміщенні 0,5% і більш зварювальні

роботи проводити забороняється.

У приміщеннях ВНС застосовуються газопроводи і їх фасонні частини (відводи, переходи, трійники, заглушки тощо) виконані з металу (сталі). Труби і фасонні частини з'єднуються зварюванням або фланцями.

У ВНС застосовується арматура і регулюючі пристрої призначені для відповідного середовища.

Устаткування, арматура і трубопроводи фарбуються наступними кольорами:

- газопроводи - жовтий;
- арматура газопроводів - помаранчевий;
- трубопроводи гідросистеми - світло-зелений;
- арматура гідросистеми, бак напірний - темно-зелений;
- повітропровід - блакитний;
- арматура напірного проводу повітря - синій.

Всі нові дегазаційні газопроводи випробовуються на щільність з'єднання труб під розрідженням не менше 15 кПа (113 мм рт. ст.). Газопровід вважається таким, що витримав випробування, якщо

зниження розрідження в ньому за перші 30 хвилин після його перекриття не перевищує 10 мм рт. ст.

У безпосередній близькості від діючого наземного дегазаційного трубопроводу забороняється проведення постачальних, вантажно-розвантажувальних і монтажних робіт.

Наземний дегазаційний трубопровід обладнується тепловою ізоляцією, що виключає утворення льоду в ньому. Забороняється використання відкритого вогню та застосування електричних нагрівачів для ліквідації льоду в дегазаційному трубопроводі.

ДС і ДУ оснащуються вимірювальними приладами і приладами для контролю розрідження, тиску, температури, витрати і концентрації метану в газовій суміші, рівня води та її відділювачами.

Контроль розрідження, витрати, концентрації і температури газоповітряної суміші, що дегазується на ДС і ДУ, здійснюється автоматичними приладами контролю.

Система збору, передачі і реєстрації інформації про параметри роботи ДС і ДУ функціонує в межах єдиної діючої на шахті системи повітря-газового контролю із забезпеченням усіх передбачених в ній

функцій.

При технічній неможливості організації роботи системи контролю параметрів роботи ДС і ДУ в рамках єдиної шахтної системи (наприклад при значному віддаленні від поверхневого технологічного комплексу шахти) організовується автономний пункт збору і реєстрації інформації для однієї або декількох ДС і ДУ, що задовольняє всім вимогам до шахтних систем контролю.

При обслуговуванні ДС і ДУ черговим машиністом при використанні автоматичної системи для збору інформації проводиться інструментальний контроль параметрів роботи ДС і ДУ відповідно до існуючих інструкцій. При інструментальному контролі показання (КВП) знімаються з періодичністю 2 години і заносяться в журнал контролю роботи ДС (ДУ) за рекомендованою зразком згідно з існуючими інструкціями. В автоматизованих ДС і ДУ журнал контролю роботи ДС (ДУ) повинен формуватися автоматично з часовим інтервалом вибірки інформації для зберігання не більше 1 хвилини.

У машинному залі і приміщенні КВП встановлюються автоматичні

прилади контролю вмісту метану, що видають команду на відключення електроенергії, включення аварійної сигналізації і примусового провітрювання при вмісту метану 1% і більше.

ДУ відноситься до споживачів I категорії по безперебійності забезпечення електроенергією. ДУ забезпечується резервним електропостачанням. Влаштування заземлення ДС (ДУ) виконується відповідно до проекту ДС (ДУ).

Вибухозахист електрообладнання відповідає чинним стандартам на вибухозахищене і рудникове електрообладнання.

Світильники, електрообладнання, вимірювальні прилади по виконанню, а також влаштування кабельних ліній, заземлень повинні відповідати класам вибухонебезпечності приміщень відповідно до вимог по влаштуванню електроустановок. Будинки та споруди ДС і ДУ обладнуються захистом від блискавок по 1-й категорії відповідно до існуючих вимог. Територія та приміщення ДС і ДУ повинні бути освітлені.

Для освітлення приміщень ВНС застосовується вибухозахищене електроосвітлювальне устаткування для 1-ї категорії і групи

вибухонебезпечності суміші.

ДС і ДУ забезпечуються телефонним або альтернативним зв'язком.

Пересувні підстанції в рудниковому виконанні, призначені для електропостачання ДС і ДУ, встановлюються в межах огорожі ДС і ДУ.

Пересувні наземні ДУ (далі - ПНДУ) виготовляються з вогнетривкого матеріалу і обладнуються наступними приміщеннями:

- приміщення вакуум-насосів (машинне відділення);
- приміщення для електроапаратури та чергового машиніста.

Приміщення для чергового машиніста обладнується на відстані не більше 15 м від приміщення вакуум-насосів, а приміщення вакуум-насосів - не менше ніж 15 м від дегазаційної свердловини.

Кожне приміщення ПНДУ монтується на металевих платформах з можливістю пересування на інше місце.

Провітрювання машинного відділення ПНДУ здійснюється за рахунок природної вентиляції за допомогою дефлекторів або механічно, що забезпечує триразовий обмін повітря в 1 годину.

У випадках, коли застосування дегазації носить тимчасовий характер і направлено на зниження газовиділення з тимчасового локального джерела або коли для здійснення дегазації необхідний монтаж протяжної системи дегазаційної мережі, застосовуються підземні дегазаційні установки (далі - ПДУ).

Використання секційних дегазаційних установок (далі - СДУ), що складаються з декількох однотипних установок, здійснюється згідно проекту.

ПДУ розміщуються у виробках або камерах з свіжим струменем повітря. ПДУ експлуатуються самостійно або спільно з іншими ДУ.

Для безперебійної роботи ПДУ з вакуум-насосом на випадок припинення подачі води з водопроводу передбачається резервна ємність з водою.

На ПДУ (крім установок із закритою замкнутою системою водопостачання) вода відводиться в стічну канаву, при цьому місце стоку знаходиться за вакуум-насосом у напрямку струменя повітря.

Метан, який отримує ПДУ, випускається в діючу виробку з вихідним струменем повітря через камеру змішування. Вміст метану

в атмосфері виробки, в яку випускається метан з ПДУ, за межами камери змішування не повинна перевищувати допустимих значень, передбачених Правилами безпеки (далі - ПБ) у вугільних шахтах.

У разі неможливості виконання цієї вимоги, метан примусово відводиться на поверхню і випускатися в атмосферу через трубу, яка розташовується не менше 15 м від промислових або житлових об'єктів і має висоту не менше 4 м від рівня земної поверхні.

У ПДУ передбачається можливість транзитного проходу газу по газопроводу, минаючи вакуум-насос в разі його зупинки.

Термін і порядок експлуатації пересувних підземних дегазаційних установок (далі - ППДУ) визначаються паспортом виїмкової ділянки або паспортом проведення та кріплення підземних виробок.

При зупинці ПДУ всмоктуючий газопровід перемикається на нагнітальний, про що повідомляється гірничому диспетчеру і начальнику ділянки «Вентиляції та ТБ».

При аварії у виробці, в яку відводиться газ, який вилучають ПДУ, робота вакуум-насосів припиняється.

3. ВИМОГИ ДО МОНТАЖУ, ОБЛАДНАННЮ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Транспортування метано-повітряної суміші від дегазаційних свердловин до ДС (ДУ) здійснюється по дільничним і магістральним трубопроводах.

Дегазаційні газопроводи монтуються зі сталевих труб з товщиною стінок не менше 2,5 мм або з труб інших матеріалів, допущених до застосування в підземних виробках для дегазації.

Труби підземних трубопроводів з'єднуються за допомогою фланців або муфт. Труби наземних трубопроводів з'єднуються за допомогою фланців, муфт або зварюванням.

З'єднання дегазаційних труб повинні забезпечувати надійну герметизацію і міцність стиків.

Для ущільнення фланцевих з'єднань застосовуються прокладки зі спеціального вогнетривкого матеріалу, внутрішній діаметр яких на 2-3 мм більше внутрішнього діаметра труби.

В якості магістральних газопроводів використовуються спеціально

обсажені свердловини, які пробурені з поверхні.

Труби газопроводу в свердловинах і стовбурах з'єднуються зварюванням. Для збільшення міцності на зварні шви накладаються пластини або бандажі довжиною 150-200 мм.

У горизонтальних і похилих виробках газопроводи підвішуються або монтуються на опорах. Забороняється укладати газопроводи на підшву виробки.

Магістральні газопроводи прокладаються по виробках з вихідним струменем повітря.

Прокладка магістральних газопроводів по головним виробках зі свіжим струменем повітря, в тому числі і по стовбурах, що подають повітря, проводиться відповідно до проекту дегазації і додатковими заходами щодо забезпечення збереження газопроводу в цих виробках.

Монтажні роботи, пов'язані з роз'єднання діляничного газопроводу, виконуються при закритих дегазаційних свердловинах на цій ділянці.

Роз'єднання магістрального газопроводу виконується при

закритих засувках на дільничних газопроводах, підключених до цієї ділянки магістрального трубопроводу.

При виробництві демонтажних робіт на ДУ, пов'язаних з роз'єднанням дегазаційного трубопроводу, забезпечується примусове провітрювання трубопроводу для видалення метано-повітряної суміші.

Труби в дегазаційному газопроводі випробовуються на тиск 0,6 МПа при його прокладанні по горизонтальних або похилих виробках і 1,6 МПа - при прокладанні по вертикальних виробках.

Для організації гідрозатворів при пожежах у виробках, в яких прокладено дегазаційний трубопровід, на дільничних газопроводах у місць з'єднання їх з магістральними газопроводами, а також на всіх відгалуженнях від дільничного газопроводу встановлюються засувки і врізки для під'єднання до пожежно-зрошувального трубопроводу.

У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюються водороздільники.

При виділенні води з пластових дегазаційних свердловин водороздільник встановлюється на групу свердловин.

Конструкція водороздільника повинна виключати вихід газу через нього в виробку.

Для забезпечення можливості заповнення газопроводу водою або спеціальним агентом під час пожежі в гірничій виробці, в якій прокладено газопровід, в конструкції водороздільника передбачається примусовий злив води.

Дегазаційні свердловини приєднуються до дільничного газопроводу за допомогою гнучкого гофрованого рукава. Між металевими частинами трубопроводу монтується надійне електричне з'єднання - не менше двох провідників перерізом не менше 25 мм кожен.

Розрахунок газопроводу проводиться на найбільш важкий період експлуатації системи дегазації з діючими нормативними документами.

Діаметр дільничних і магістральних газопроводів встановлюється розрахунком по витраті газоповітряної суміші.

Мінімальний діаметр дільничного трубопроводу повинна бути не менше 150 мм, мінімальний діаметр магістрального трубопроводу -

не менше 300 мм.

Для магістральних газопроводів протяжністю не більше 500 м діаметр визначається розрахунком.

Контроль параметрів газоповітряної суміші в дегазаційних дільничних і магістральних газопроводах здійснюється за допомогою вимірювальних приладів і приладів контролю параметрів каптованої суміші.

Кількість і місце встановлення вимірювальних станцій і автоматичних приладів контролю параметрів каптованої суміші визначаються проектом дегазації.

Контроль роботи дегазаційних систем викладено в діючих нормативних документів.

Для контролю герметичності та пропускної здатності дегазаційних трубопроводів один раз на рік проводиться вакуумно-газова зйомка, на підставі якої розробляються заходи щодо забезпечення проектних характеристик газопроводів.

При підключенні нових магістральних і дільничних газопроводів проводяться додаткові вакуумно-газові зйомки підключених

газопроводів. Обсяг робіт по проведенню додаткових зйомок визначається головним інженером шахти.

Вакуумно-газові зйомки в дегазаційних газопроводах проводяться відповідно до порядку проведення вакуум-газових зйомок дегазаційних трубопроводів, наведеному в діючих нормативних документів.

Огляд газопроводів проводиться один раз в тиждень. Виявлені нещільності і вигини газопроводу, де можливі скупчення води і підсосі повітря, негайно усуваються. Результати огляду газопроводів заносяться в журнал огляду та ремонту дегазаційних газопроводів за рекомендаціями діючих нормативних документів.

Забороняється засипати газопроводи, що прокладено в діючих виробках, породою, завалювати лісом, матеріалами та обладнанням, а також використовувати їх в якості опорних конструкцій.

Підземний газопровід з'єднується із загальною мережею заземлення шахти.

На газопроводах, прокладених на поверхні, і гирлах свердловин, пробурених з поверхні, виконується теплоізоляція.

4. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ЩОДО БУРІННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Буріння свердловин здійснюється відповідно до паспорту буріння свердловин.

Паспорти буріння і герметизації свердловин затверджуються головним інженером шахти.

При веденні бурових робіт сторонньою організацією паспорт буріння узгоджується з головним інженером шахти, щодо виконання бурових робіт.

Паспорт буріння підземних дегазаційних свердловин містить:

- вивіювання з плану гірничих робіт;
- структурну колонку пласта і порід покрівлі (ґрунту) з класифікацією порід по «буримості»;
- кріплення камер (ніш), схеми розташування транспортних засобів в гірничій виробці, бурового і електричного обладнання, способів кріплення бурового верстата, параметрів свердловин;
- відстань між свердловинами і спосіб герметизації затрубного простору.

Паспорт буріння вертикальних свердловин з земної поверхні містить:

- викопіювання з плану гірничих робіт, поєднаного з планом поверхні;
- геологічний розріз з відмітками відпрацьованих пластів і водоносних горизонтів;
- конструкцію обсадної колони із зазначенням ділянок перфорації і параметрів свердловин.

Паспорт гідророзриву пласта з підземних виробок містить:

- план виїмкової ділянки з нанесенням свердловин гідророзриву і схему вентиляції ділянки;
- розрахункові параметри нагнітання (обсяг рідини, що закачується, тиск нагнітання, витрата рідини в одиницю часу);
- схему розташування обладнання, напірного трубопроводу і арматури в гірничій виробці;
- місця розташування постів спостереження;
- прямий телефонний зв'язок робочого місця з диспетчером шахти.

Дегазаційні свердловини буряться з гірських виробок або з камер (ніш). Розміри камер визначаються можливістю розміщення в них бурового обладнання та забезпечення провітрювання відповідно до вимог ПБ у вугільних шахтах.

Пускова апаратура бурового верстата при бурінні свердловин в тупиковій частині виробки закріплюється з вентилятором, що провітрює виробку. Не допускається подача електроенергії до верстата при вимкненому вентиляторі.

Для буріння підземних свердловин застосовується буровий інструмент діаметром не менше 75 мм.

Параметри свердловин фіксуються в журналі обліку роботи дегазаційних свердловин оформленого за рекомендованим зразком, що наведені у діючих нормативних документах.

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

Стиснене повітря для видалення бурового шламу використовується при бурінні свердловин діаметром не більше 93 мм в вугільному і породному масиві, який ще не розвантажений від

гірського тиску, при тиску повітря в трубопроводі у бурового верстата не менше 0,5 МПа.

Устя дегазаційної свердловини обладнується обсадної трубою з тампонуванням всього затрубного простору за допомогою цементного розчину або спеціальних хімічних складів (піни, смоли).

Устя свердловин, пробурених в площині пласта, обсаджуються пластиковими трубами або гнучкими гофрованими рукавами з металевим каркасом.

Для герметизації свердловин застосовуються пристрої для герметизації (пакери), що виключають підсмоктування повітря в свердловину.

Після закінчення тампонажних робіт проводиться перевірка якості герметизації системи дегазації свердловини. При виявленні підсмоктування повітря до дегазаційної свердловини в паспорт буріння додається коригування по зміні параметрів або способів герметизації наступних дегазаційних свердловин.

Для зниження підсмоктування повітря в підземні свердловини застосовуються спеціальні покриття для герметизації, які наносяться

на стінки виробки.

Підземні пластові свердловини герметизуються на глибину не менше 6 м при куті розвороту свердловини від вісі виробки в межах 60-90° і не менше 10 м при куті розвороту до 60°.

Свердловини, пробурені на пласти, що підробляються, або над куполами обвалення, герметизуються на глибину не менше 10 м.

Свердловини, пробурені на пласти, що надробляються, герметизуються на глибину не менше 4 м.

Короткі свердловини (довжиною до 20 м), призначені для боротьби з суфляри, герметизуються на глибину не менше 6 м. При розрідженні в свердловині не менше 4,0 кПа герметизація виконується на глибину до 6 м.

Обсадка свердловин для підземного гідророзриву виконується трубами діаметром не менше 73 мм. Перші 10 м обсадки від гирла свердловин виконуються з суцільнотягнутих металевих труб, розрахованих на тиск не менше 20 МПа. Інша частина обсадної колони (20-30 м) виконується з електрозварювальних труб.

Обсадка свердловин для підземного гідророзриву, пробурених по

бічних породах в хрест простягання вугільного пласта, виконується на таку глибину, яка забезпечує після цементного тампонажу затрубного простору фільтруючу частину свердловини по вугільному масиву, але не менше 2 м.

Після закінчення буріння і обсадження на кожну дегазаційної свердловини складається акт приймання свердловини з зазначенням фактичних параметрів свердловин у відповідності з рекомендаціями та існуючих нормативно-правових документів.

Акт підписується представниками шахти і представником підрядної організації, що проводила бурові роботи.

При бурінні дегазаційних свердловин здійснюється контроль вмісту метану відповідно до вимог ПБ у вугільних шахтах. При перевищенні норми вмісту метану у виробці буріння негайно припиняється, а свердловина підключається до дегазаційному газопроводу. Подальше буріння свердловини виконується через пристрій, що забезпечує ізолюваний відвід газу зі свердловини в дегазаційний трубопровід.

Дегазаційні свердловини на зближені пласти буряться до початку

їх розвантаження від гірського тиску.

Дегазаційні свердловини в масиві, що розвантажуються від гірського тиску, споруджуються в наступному порядку:

- буріння під обсадну трубу;
- обсадка свердловини і герметизація затрубного простору;
- буріння свердловини на проектну довжину з ізолюванням відведенням газу в дегазаційний трубопровід.

При використанні в якості пристрою, що герметизує, пластикових труб з подальшим заповненням затрубного простору хімічними складами, буріння під обсадну трубу, обсадка свердловини і герметизація затрубного простору виконується після закінчення буріння свердловини на всю довжину.

Дегазаційні свердловини після закінчення їх спорудження підключаються до дегазаційного трубопроводу. Непідключені дегазаційні свердловини герметично закриваються.

На діючих дегазаційних свердловинах встановлюються:

- засувка;
- пристрій, що дозволяє вимірювати розрідження, витрати газу і

вміст у ньому метану;

- водороздільники (якщо зі свердловин надходить вода).

Для групи пластових свердловин, підключених до відведень від дільничного газопроводу довжиною не більше 300 м, встановлюються одна засувка і один вимірювальний пристрій.

Устя відпрацьованих і відключених від газопроводу свердловин перекриваються металевими заглушками з прокладками з складно займистого матеріалу.

Устя відпрацьованих свердловин, пробурених з поверхні, перед перекриттям заглушкою заливаються цементно-піщаним розчином на глибину не менше 2 м. Свердловини діаметром 200 мм і більше ліквідуються відповідно до вимог нормативних документів.

При пошаровому відпрацюванні пласта свердловини, які пробурені по нижньому шару, під час їх напрацюванні очисним вибоєм верхнього шару відключаються від газопроводу після віддалення очисного вибою від гирла свердловини на відстань не менше 30-50 м; при бурінні орієнтованих на очисний вибій свердловин в нижній шар з виробок верхнього шару - до підходу

очисного вибою до гирла свердловини.

Подальше використання пластових дегазаційних свердловин для попереднього зволоження вугілля в масиві визначається головним інженером шахти.

Дегазаційні свердловини з поверхні на пласт, що розробляється, споруджуються попереду очисного вибою. Свердловини до газопроводу підключаються при відстані від проекції свердловини на пласт до лінії очисного вибою не менше 30 м.

Свердловини з поверхні в купол обвалення гірських порід буряться позаду очисного забою.

Свердловини, пробурені з поверхні, після закінчення їх буріння підключаються до трубопроводу, що з'єднує їх з дегазаційною установкою, або обладнуються трубою висотою не менше 5 м для відведення метану в атмосферу.

Вимірні станції на підземних дегазаційних свердловинах для вилучення метану зі зближених пластів і виробленого простору розташовується між свердловиною і дільничним газопроводом.

Для свердловин попередньої дегазації пласта і бар'єрних

свердловин замірний пристрій встановлюється для групи свердловин, соруджених з камер (ніш) виробки.

Контроль режимів роботи свердловин здійснюється не рідше одного разу на тиждень шляхом вимірювання розрідження, витрати газу і вмісту метану.

Для контролю режимів роботи дегазаційних свердловин виміри виконуються на вимірювальних станціях, встановлених на дільничних газопроводах.

Результати вимірювань заносяться в спеціальний журнал обліку роботи дегазаційних свердловин. До журналу додається копія з плану гірничих робіт з нанесеними свердловинами, зазначенням їх параметрів, індексу пласта, за яким або до якого вони пробурені, а також з нанесенням місця розташування очисного вибою.

При вмісті метану газі, який каптується, менше 25% свердловини підключаються до дегазаційному трубопроводу і експлуатуються за вказівкою технічного керівника (головного інженера) шахти при виконанні заходів щодо забезпечення промислової безпеки при його транспортуванні по дегазаційному трубопроводу.