Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет»

ДЕГАЗАЦІЯ РОДОВИЩ.
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ ТА ВИКОНАННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ЗАВДАНЬ
ДЛЯ СТУДЕНТІВ УСІХ ФОРМ НАВЧАННЯ
ЗА СПЕЦІАЛЬНІСТЮ 7(8).05030101
«РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ВИДОБУВАННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН»

Рекомендовано до видання
навчально-методичним управлінням університету

Дніпропетровськ
2013

Дегазація родовищ. Методичні вказівки до самостійної роботи та виконання індивідуальних завдань для студентів усіх форм навчання за спеціальністю 7(8).05030101 «Розробка родовищ та видобування корисних копалин» / Уклад.: М.Ф. Кременчуцький, М.В. Шибка, О.А. Муха, І.І. Пугач. – Дніпропетровськ, 2013. – 32 с.

Укладачі:

М.Ф. Кременчуцький, доктор технічних наук, професор;
М.В. Шибка, кандидат технічних наук, доцент;
О.А. Муха, кандидат технічних наук, доцент;
І.І. Пугач, кандидат технічних наук, доцент

Відповідальний за випуск завідувач кафедри АОП В.І. Голінько, д-р техн. наук, проф.

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Дисципліна “Дегазація родовищ” є складовою навчального плану підготовки фахівців, що навчаються за спеціальністю 7(8).05030101 “Розробка родовищ та видобування корисних копалин” зі спеціалізацією 7(8).05030101.05 “Охорона праці в гірничому виробництві”.

Майбутні функції спеціаліста пов’язані з проектуванням, створенням, експлуатацією та контролем роботи дегазаційних систем на вугільних шахтах.

Відповідно до навчального плану дисципліни студенти очної, заочної та вечірньої форм навчання прослуховують лекції, виконують практичні заняття та індивідуальні завдання. Форма підсумкового контролю знань та вмінь – залік.

Методичні вказівки включають програму дисципліни, індивідуальні завдання та пояснення до їх виконання. Вони призначені для студентів усіх форм навчання під час вивчення ними дисципліни, опрацювання індивідуальних завдань, а також при підготовці дипломних проектів і робіт спеціалістів та магістрів.

2. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ ТА ВИКОНАННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ЗАВДАНЬ

Основна форма навчальної роботи студентів – самостійне вивчення дисципліни на базі оглядових чи настановних лекцій згідно з рекомендованою літературою і нормативними документами у послідовності, що приведена у програмі (розділ 3), а також набуття практичних навичок розрахункових обгрунтувань з дегазації шахт.

При роботі з літературою рекомендується вести конспект для систематизації і закріплення матеріалу, а також для підготовки до залікової роботи.

Індивідуальні завдання для студентів заочної та вечірньої форм навчання наведені в розділі 4. Кожне завдання складається із відповідей на питання теоретичної частини дисципліни згідно з переліком підрозділу 3.3 та вирішення задач з розрахункових обгрунтувань параметрів дегазаційних систем, вихідні дані до яких наведені в розділі 5.

Номер варіанту приймається за списком журналу групи або за узгодженням з викладачем. Завдання виконується у зошиті або на листах формату А-4.

При опрацюванні відповідей на запитання, які стосуються дегазації джерел надходження метану, необхідно накреслити схему дегазації, охарактеризувати умови її застосування, параметри дегазації, навести коефіцієнт дегазації та посилання на літературні джерела і нормативні документи. Найбільш поширені схеми дегазації наведені в стандарті [1] та документах [2, 4], а схеми ізольованого відводу метану з виробленого простору – в нормативно-правовому акті [3].

При вирішенні задач наводяться вихідні дані, необхідні схеми, формули з умовними позначеннями та результати розрахунків. Розрахункові обґрунтування до вирішення задач надані в розділі 6, кожен підрозділ якого відповідає порядковому номеру задачі.

У кінці роботи дається перелік використаної літератури, ставиться підпис і дата виконання.

Для студентів очної форми навчання обсяг та зміст вивчення дисципліни за видами занять та самостійної роботи визначається програмою дисципліни, складеною відповідно до стандарту вищого навчального закладу.

3. ПРОГРАМА ДИСЦИПЛІНИ

3.1. Мета та завдання дисципліни

Мета дисципліни – одержання систематизованих знань щодо способів і засобів дегазації джерел надходження метану у вугільних шахтах і навичок їх практичного застосування у наступній інженерній діяльності.

У результаті вивчення дисципліни студент повинен знати:

- схеми і способи дегазації пластів, що розробляються, підробляються і надробляються, виробленого простору, а також при проведенні гірничих виробок;
- методики розрахунку зазначених способів дегазації;
- технологію, організацію та заходи безпеки при проведенні дегазаційних робіт;
- схеми і способи відводу метану з виробленого простору засобами вентиляції;
- шляхи підвищення ефективності дегазації при ліквідації горіння метану в шахтах.

Вивчивши дисципліну, студент повинен уміти:

- обгрунтувати способи та схеми дегазації джерел метановиділення в шахті;
- визначати параметри дегазації при різних способах і схемах дегазації;
- скласти схему дегазаційної системи, розрахувати газопровід, вибрати вакуум-насос;
- розробити заходи щодо підвищення ефективності дегазації, запобігання суфлярним виділенням метану та використання дегазації при аварійних роботах, пов’язаних з горінням метану;
- визначити і обгрунтувати спосіб та схему відводу метану з виробленого простору засобами вентиляції.

3.2. Зміст дисципліни

Тема 1. Вступ

Дисципліна “Дегазація родовищ” і її значення в підготовці гірничих інженерів. Базові дисципліни для вивчення “Дегазації родовищ”. Стан дегазації на вугільних шахтах України і проблеми, що підлягають вирішенню. Комплексна програма дегазації вугільних пластів. Роль науки в розвитку дегазації шахт.

Тема 2. Основні положення та визначення з дегазації вугільних шахт

Основні поняття з дегазації шахт: дегазаційна система; мережа газопроводів; вакуум-насос; джерела надходження метану, що підлягають дегазації; ефективність дегазації. Класифікація способів дегазації.

Умови застосування дегазації на вугільних шахтах. Заходи з дегазації у паспортах проведення та кріплення підземних виробок і виїмкової дільниці.

Визначення коефіцієнту ефективності дегазації для привибійного простору лави, виїмкової дільниці, підготовчої виробки. Значення коефіцієнту дегазації декількох джерел метановиділення на виїмковій дільниці.

Зв'язок вентиляції і дегазації шахт.

Робота дегазаційної системи в аварійній ситуації.

Тема 3. Способи дегазації при проведенні гірничих виробок

Дегазація при проведенні вертикальних виробок свердловинами, пробуреними з поверхні або з камер.

Дегазація при проведенні квершлагів і польових виробок.

Попередня дегазація вугільного пласта до проведення пластових виробок.

Дегазація вугільного пласта бар’єрними свердловинами під час проведення виробки. Способи підвищення ефективності дегазації при використанні бар’єрних свердловин. Дегазація із застосуванням екранних свердловин.

Тема 4. Дегазація вугільних пластів, що розробляються

Дегазація пластів свердловинами, пробуреними з підземних виробок, під час підготовки та експлуатації виїмкових дільниць. Схеми розташування та параметри дегазаційних свердловин. Визначення відстані між свердловинами, що паралельні очисному вибою.

Дегазація пластів із застосуванням гідророзриву вугільної товщі. Буріння свердловин гідророзриву з польових та пластових виробок, визначення параметрів гідророзриву. Поверхнева дегазація.

Тема 5. Дегазація суміжних вугільних пластів і вміщуючих порід

Дегазація пологих та похилих пластів, що підробляються: свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою з підготовчих виробок, що погашаються за лавою, та свердловинами з виробок, що підтримуються за лавою; флангова дегазація; визначення параметрів дегазаційних свердловин. Дегазація свердловинами, що пробурені з поверхні землі: вибір місця закладення свердловин та визначення їх параметрів.

Дегазація пологих та похилих пластів, що надробляються: свердловинами, пробуреними із виробок пласта, що розробляється, та з виробок, проведених у підошві пласта; параметри дегазаційних свердловин.

Дегазація крутих пластів, що підробляються або надробляються: свердловинами, пробуреними з виробок пласта, що відробляється, з виробок суміжного пласта, з групових штреків чи проміжних квершлагів.

Тема 6. Дегазація виробленого простору

Дегазація свердловинами, пробуреними над куполами обвалення з гірничих виробок, з поверхні землі. Обґрунтування параметрів дегазаційних свердловин.

Вилучення метану через перфоровані відростки труб.

Деметанізація виробленого простору із застосуванням біотехнологій.

Тема 7. Методи застосування дегазації для запобігання газодинамічним явищам

Дегазація пластів і порід як засіб боротьби з суфлярами, раптовими викидами вугілля (породи) та газу. Способи інтенсифікації дегазації.

Відведення метану з використанням каптажних ковпаків та ізолюючих перемичок.

Тема 8. Технологія та організація дегазаційних робіт

Буріння та герметизація дегазаційних свердловин. Конструювання газопроводів. Контроль роботи дегазаційної системи. Організація служби дегазації.

Тема 9. Безпека дегазаційних робіт

Безпека при бурінні дегазаційних свердловин, при експлуатації та обслуговуванні дегазаційних систем (газопроводів, вакуум-насосних станцій тощо).

Тема 10. Проектування дегазаційних систем

Розрахунок усмоктувальних дегазаційних систем: визначення дебіту метаноповітряної суміші початкових гілок газопроводів та питомих втрат тиску на важкому маршруті газопровідної мережі; визначення та оптимізація діаметра гілок важкого маршруту; розрахунок тиску вакуум-насоса та вибір типу і кількості одночасно працюючих насосів.

Розрахунок дегазаційної системи, що працює у режимі усмоктування і нагнітання: розрахунок усмоктувальної мережі; визначення діаметра нагнітального газопроводу та надлишкового тиску вакуум-насоса; вибір вакуум-насоса за результатами розрахунку усмоктувальної та нагнітальної мережі газопроводу.

3.3. Перелік питань до індивідуальних завдань та підсумкового контролю

1. Класифікація способів дегазації за часовою ознакою та за методами деметанізації гірського масиву.
2. Коефіцієнт ефективності дегазації одного та декількох джерел надходження метану.
3. Визначення необхідного коефіцієнту ефективності дегазації для очисного вибою, виїмкової дільниці та підготовчої виробки.
4. Схема дегазації газоносного гірського масиву при проведенні вертикальних виробок.

5. Схема дегазації газоносного масиву при розкритті вугільного пласта квершлагом.
6. Схема дегазації газоносного масиву при проведенні польової виробки над та під вугільними пластами.
7. Схема дегазації бар'єрними свердловинами при проведенні одиночних і парних підготовчих виробок на пологих пластах та заходи щодо зменшення підсмоктувань повітря в дегазаційні свердловини.
8. Схема дегазації бар'єрними свердловинами при проведенні підготовчих виробок на крутих пластах.
9. Схема розташування та параметри дегазаційних свердловин при проведенні підготовчих пластових виробок.
10. Попередня дегазація пологого пласта низхідними свердловинами, що пробурені із виробок виїмкової дільниці.
11. Схема дегазації пласта одиночними свердловинами, пробуреними паралельно очисному вибою.
12. Схема дегазації пласта паралельно-одиночними свердловинами, пробуреними з розворотом на очисний вибій.
13. Схема дегазації пласта перехресними паралельно-одиночними свердловинами.
14. Схема дегазації пласта свердловинами, паралельними очисному вибою, у сполученні з розвернутими на вибій свердловинами, пробуреними з протилежної виробки.
15. Порядок використання дегазаційних свердловин для зволоження вугільних пластів.
16. Дегазація нерозвантаженого від гірничого тиску пласта із застосуванням гідророзриву (гідродинамічного впливу) через пластові свердловини.
17. Схема дегазації вугільного пласта шляхом його гідророзриву через свердловини, пробурені з польової виробки.
18. Дегазація пласта в процесі його відробки через екранні свердловини, що пробурені в підошві чи покрівлі виробки паралельно очисному вибою.
19. Дегазація вугільних пластів через пробурені з поверхні свердловини із застосуванням гідродинамічного впливу.
20. Схема дегазації пластів, що підробляються, через пробурені назустріч очисному вибою свердловини з підготовчих виробок, які погашаються за лавою.
21. Схема дегазації пластів, що підробляються, свердловинами, пробуреними з виробки, яка підтримується за очисним вибоєм.
22. Схема флангової дегазації пластів, що підробляються, свердловинами, пробуреними із флангу виїмкової дільниці.
23. Схема дегазації пластів, що надробляються, свердловинами, пробуреними із виробки, яка погашається за очисним вибоєм.
24. Дегазація пластів, що надробляються, свердловинами, пробуреними із виробки виїмкової дільниці, яка підтримується за очисним вибоєм.
25. Дегазація пласта, що надробляється, свердловинами, пробуреними із виробки, яка проведена на цьому пласті.

26. Дегазація крутих зближених пластів свердловинами, які пробурені з виробок пласта, що розробляється, при суцільній системі розробки.
27. Схема дегазації крутого пласта, що надробляється, свердловинами, які пробурені з виробок пласта, що розробляється.
28. Дегазація виробленого простору свердловинами, пробуреними над куполами обвалення.
29. Дегазація пластів, що підробляються, та виробленого простору пробуреними з поверхні землі свердловинами.
30. Запобігання суфлярним виділенням метану засобами дегазації.
31. Технологія буріння та герметизація дегазаційних свердловин.
32. Характеристика дегазаційних газопроводів та схеми їх розведення (розташування) в гірничих виробках.
33. Порядок розрахунку газопроводів.
34. Призначення та класифікація вакуум-насосних станцій.
35. Характеристики вакуум-насосів та їх вибір.
36. Заходи щодо безпечного проведення дегазаційних робіт.
37. Неприпустимі концентрації метану в дегазаційних трубопроводах та контроль роботи дегазаційної мережі.
38. Ізольований відвід метану з виробленого простору за межі виїмкових дільниць по трубопроводах чи виробках, що не підтримуються, за допомогою газовідвідних установок або загальношахтної депресії.
39. Відвід метану з виробленого простору по коротких трубопроводах за допомогою пневматичних вентиляторів або ежекторів з випуском метаноповітряної суміші в вихідний струмінь дільниці.
40. Відвід метану з виробленого простору за допомогою спеціальних газовідсмоктувальних установок типа УСМ, УВГ з випуском метаноповітряної суміші в вихідний струмінь дільниці.
41. Організація та функції служби дегазації.
42. Принципи проектування дегазаційних систем.

4. ІНДИВІДУАЛЬНІ ЗАВДАННЯ

Таблиця

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Номери задач	*1а*	*2а*	*3б*	*4б*	*5а*	*6а*	*9в*	*8д*	*12г*	*10г*	*11г*	*7д*	*13г*	*1е*	*2д*
	3а	*4а*	*8б*	*1б*	*7в*	*8г*	*11в*	*10в*	*1г*	*13в*	*8е*	*9г*	*2г*	*3г*	*4г*
	7а	*8а*	*7б*	*8в*	*9б*	*10б*	*13б*	*12б*	*3в*	*1д*	*2в*	*11д*	*11е*	*13д*	*7ж*
	13а	*11а*	*9а*	*10а*	*11б*	*12а*	*2б*	*1в*	*7г*	*3л*	*4в*	*5б*	*6б*	*7е*	*12в*
Номери питань	*1*	*2*	*3*	*15*	*30*	*31*	*32*	*33*	*42*	*35*	*36*	*37*	*41*	*42*	*2*
	10	*11*	*12*	*13*	*14*	*16*	*17*	*18*	*19*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
	20	*21*	*22*	*23*	*24*	*25*	*26*	*27*	*20*	*21*	*22*	*23*	*24*	*25*	*26*
	28	*29*	*38*	*39*	*40*	*28*	*29*	*38*	*39*	*40*	*28*	*29*	*38*	*39*	*40*

Продовження таблиці до індивідуального завдання

Варіант	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Номери задач	*9д*	*10д*	*11ж*	*12е*	*13з*	*1к*	*2к*	*1л*	*2л*	*5г*	*6е*	*4ж*	*5е*	*5ж*	*10з*
	6в	*12д*	*13ж*	*1з*	*2з*	*3ж*	*4е*	*5в*	*6д*	*13к*	*5д*	*11к*	*6ж*	*7к*	*5з*
	13е	*1ж*	*2ж*	*3е*	*9е*	*12ж*	*10е*	*7з*	*8к*	*9з*	*10к*	*5к*	*12з*	*4з*	*6к*
	2е	*3д*	*4д*	*8ж*	*6г*	*9ж*	*8з*	*9к*	*10ж*	*11з*	*12к*	*3з*	*3к*	*6з*	*4к*
Номери питань	*3*	*15*	*30*	*31*	*32*	*33*	*34*	*35*	*36*	*37*	*41*	*1*	*42*	*3*	*15*
	10	*11*	*12*	*13*	*14*	*16*	*17*	*18*	*19*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
	27	*20*	*21*	*22*	*23*	*24*	*25*	*26*	*27*	*20*	*21*	*22*	*23*	*24*	*25*
	28	*29*	*38*	*39*	*40*	*28*	*29*	*38*	*39*	*40*	*28*	*29*	*38*	*39*	*40*

5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЗАДАЧ

<u>Задача № 1</u>. Визначити необхідне значення коефіцієнта дегазації очисної виробки $K'_д$.

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

<u>Задача № 2</u>. Визначити відстань R_i між паралельними очисному вибою свердловинами, пробуреними по пласту, що розробляється.

№ з/п	$K_в$	$l'_с$, м	$m_д$, м	q_0, м^3/(м^2·добу)	$a_с$, діб$^{-1}$	t, діб	h, м	$m_п$, м	$\gamma_у$, т/м^3	$K'_{д.пл.}$	$q_{пл}$, м^3/т
а	1,0	140	0,8	0,50	0,012	200	150	0,9	1,25	0,30	10
б	1,2	150	0,9	0,51	0,013	190	160	1,0	1,26	0,40	8
в	1,0	160	1,0	0,52	0,014	180	170	1,1	1,27	0,30	7
г	1,2	170	1,1	0,53	0,014	170	180	1,2	1,28	0,25	6
д	1,0	180	0,8	0,54	0,015	160	190	0,9	1,29	0,30	5
е	1,2	140	0,9	0,55	0,016	150	150	1,0	1,30	0,35	10
ж	1,0	150	1,0	0,56	0,017	140	160	1,1	1,31	0,40	8
з	1,2	160	1,1	0,57	0,018	130	170	1,2	1,32	0,25	7
к	1,0	170	0,8	0,58	0,018	120	180	0,9	1,33	0,30	6
л	1,2	180	0,9	0,59	0,019	110	190	1,0	1,34	0,35	5

<u>Задача № 3</u>. Визначити кут нахилу свердловин до горизонту β при бурінні дегазаційних свердловин назустріч очисному вибою при дегазації пластів, що підробляються.

№ з/п	l_c, м	α, град	M, м	Розташування виробки, з якої бурять свердловини	φ, град
а	100	5	50	за простяганням пласта	65
б	80	6	40	за підняттям або падінням пласта	
в	120	7	30	за простяганням пласта	
г	140	8	30	за підняттям або падінням пласта	
д	160	9	40	за простяганням пласта	
е	140	10	30	за підняттям або падінням пласта	
ж	120	11	20	за простяганням пласта	
з	80	10	10	за підняттям або падінням пласта	
к	100	9	20	за простяганням пласта	
л	120	8	50	за підняттям або падінням пласта	

<u>Задача № 4</u>. Визначити кут розвороту φ, кут нахилу до горизонту β та довжину l_c свердловини, пробуреної для дегазації суміжного пласта з виробки, що підтримується за лавою.

№ з/п	b_1, м	c_1, м	M, м	h, м	α, град	a_1, м	ψ, град
а	10	5	40	0,8	5	20	65
б	5	4	30	0,9	6		
в	10	3	40	1,0	7		
г	10	2	50	1,1	5		
д	5	3	40	1,2	6		
е	15	4	30	1,1	7		
ж	10	5	40	1,0	5		
з	15	4	50	0,9	6		
к	10	3	40	0,8	7		
л	5	2	30	0,7	5		

<u>Задача № 5</u>. Визначити кут нахилу до горизонту β та довжину l_c свердловин, які пробурені з похилих флангових виробок для дегазації пласта, що підробляється.

№ з/п	M, м	b_1, м	α, град	h, м	ψ, град	φ, град
1	2	3	4	5	6	7
а	20	10	5	0,8	50	0
б	30	10	6	1,2		
в	40	12	7	0,9		
г	50	10	5	1,0		

Продовження таблиці до задачі № 5

1	2	3	4	5	6	7
д	20	8	6	1,1		
е	30	10	7	0,9		
ж	40	8	5	0,8		
з	50	12	6	1,0		
к	20	15	7	1,1		
л	20	16	5	1,2		

Задача № 6. Визначити кут нахилу до горизонту β та довжину l_c свердловин, пробурених із горизонтальних флангових виробок для дегазації пласта, що підробляється.

№ з/п	**M, м**	**h, м**	**ψ, град**	**α, град**	**b_1, м**	**φ, град**
а	20	0,7	60	5	10	0
б	30	0,2	50	4		
в	40	0,3	80	3		
г	50	0,5	50	5		
д	20	0,3	60	4		
е	30	0,2	50	3		
ж	40	0,3	80	2		
з	50	0,5	50	5		
к	20	0,4	70	4		
л	30	0,3	50	3		

Задача № 7. Визначити граничну в площині пласта відстань $L_{пр}$ від очисного вибою, де припиняється надходження метану зі зближених пластів у свердловини, та місце знаходження максимального дебіту газу свердловини.

№ з/п	**V^{daf}, %**	**$l_{оч}$, м**	**$K_{у.к}$**	**$m_{в.пр}$, м**	**$α_{пл}$, град**	**m_1, м**	**m_2, м**	**M_1, м**	**M_2, м**	**$V_{оч}$, м/добу**
а	20	180	1,0	0,9	5	0,1	0,2	20	30	4,0
б	25	170	0,8	1,0	6	0,2	0,1	25	30	3,2
в	30	160	0,4	1,1	7	0,3	0,2	30	40	4,0
г	32	150	1,0	1,2	8	0,4	0,3	30	50	3,2
д	20	160	0,8	0,9	9	0,1	0,2	40	50	4,0
е	15	200	0,4	1,0	5	0,2	0,1	30	45	3,2
ж	20	180	1,0	1,1	6	0,3	0,2	50	60	4,0
з	25	170	0,8	1,2	7	0,4	0,2	30	40	3,2
к	32	200	0,4	0,9	8	0,1	0,1	50	60	4,0
л	40	180	1,0	1,0	9	0,2	0,2	30	40	3,2

<u>Задача № 8</u>. Визначити дебіт метану $I_{с.о}$ із свердловин, пробурених із підготовчої виробки виїмкової дільниці, на пласт, що підробляється.

№ з/п	$m_в$, м	M, м	$n_с$	$d_с$, м	K_1	K_2	$l_{оч}$, м	α, град
а	0,9	20	2	0,073	3,8	2,79	180	5
б	1	30	3	0,093	12,5	1,18	190	6
в	1,2	40	2	0,073	3,8	2,79	200	7
г	1,1	50	3	0,093	12,5	1,18	180	2
д	0,9	60	2	0,073	3,8	2,79	190	9
е	0,8	20	3	0,093	12,5	1,18	200	2
ж	0,7	30	2	0,073	3,8	2,79	180	6
з	1,1	40	3	0,093	12,5	1,18	190	7
к	1,2	35	2	0,073	3,8	2,79	200	8
л	1	30	3	0,093	12,5	1,18	180	9

Продовження таблиці до задачі № 8

№ з/п	$l_г$, м	β, град	$l_б$, м	φ, град	$L_{пр}$, м	B, мм рт.ст	$I_{н.с}$, $м^3$/хв	$I_{д.с}$, $м^3$/хв
а	6	50	5	20	80	100	8	10
б	7	45	15	25				
в	8	50	5	30				
г	9	45	12	45				
д	10	50	5	40				
е	11	45	12	50				
ж	12	45	5	60				
з	6	50	15	65				
к	7	45	5	70				
л	6	60	15	60				

Для варіантів: *а, б, в* – охорона виробок здійснюється кострами або бутовими смугами шириною менш ніж 10 м, свердловини буряться за падінням пласта позаду очисного вибою, вироблення пласта – за простяганням; *г, д, е* – охорона виробок – бутовими смугами шириною більш ніж 10 м або ціликами, свердловини буряться за падінням пласта позаду очисного вибою, вироблення пласта – за падінням; *ж, з, к, л* – свердловини пробурені попереду очисного вибою при відпрацюванні пласта за простяганням.

<u>Задача № 9</u>. Визначити підсмоктування повітря в свердловини $Q_{п.о}$, загальний дебіт суміші $Q_{см.о}$, кількість одночасно працюючих свердловин n_c та відстань між ними r_c при підземній дегазації пологого пласта, що підробляється.

№ з/п	β, град	$m_в$, м	$l_б$, м	φ, град	$I_{с.о}$, м^3/хв	α, град	$I_{д.с}$, м^3/хв	B, мм рт. ст	$L_{пр}$, м
а	50	0,9	5	20	10	5	10	50	80
б	45	1,0	15	25					
в	50	1,2	5	30					
г	45	1,0	15	20					
д	45	1,3	5	30					
е	50	0,8	15	30					
ж	45	0,9	5	20					
з	50	0,8	15	25					
к	45	1,3	5	30					
л	60	1,1	15	20					

Спосіб охорони свердловин для варіантів: *а, г, ж, л* – бутовими смугами; *б, е, з* – кострами, бутокострами, залізобетонними тумбами; *в, д, к* – ціликами вугілля. Напрям розробки пласта для варіантів: *а, в, д, ж, к* – за підняттям або падінням; *б, г, е, з, л* – за простяганням.

<u>Задача № 10</u>. Визначити кут розвороту φ, кут нахилу до горизонту β, а також довжину l_c свердловин, пробурених для дегазації пласта, що надробляється.

Параметр	Варіанти									
	а	*б*	*в*	*г*	*д*	*е*	*ж*	*з*	*к*	*л*
α, град	5	6	7	8	9	5	6	7	8	9
M, м	20	30	35	20	25	15	20	10	20	15
Δ, м	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40

<u>Задача № 11</u>. Для поверхневої дегазації виробленого простору визначити:

– дебіт метаноповітряної суміші з однієї свердловини – Q_c;
– метановидобуток з однієї свердловини – $I_д$;
– середню концентрацію метану в суміші – C.

№ з/п	l_c, м	$l_{оч}$, м	$m_в$, м	B, мм рт. ст	$I_{в.п}$, м^3/хв	n	T, K	$d_{в.т}$, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
а	600	150	2,2	250	16,0	3	300	0,125
б	500	200	1,0	200	12,0	3		
в	400	150	1,2	230	15,0	2		

Продовження таблиці до задачі № 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
г	300	180	1,0	300	15,0	2		
д	600	170	0,9	320	10,0	3		
е	500	190	1,3	250	12,0	2		
ж	400	200	1,4	200	17,0	3		
з	300	150	1,5	250	13,0	2		
к	500	160	1,0	300	10,0	3		
л	600	170	1,8	240	18,0	2		

<u>Задача № 12</u>. Визначити параметри свердловин, що пробурені над куполами обвалення, для дегазації виробленого простору.

№ з/п	**h_1, м**	**c_1, м**	**α, град**	**a_1, м**	**ψ, град**	**h, м**
а	11	5	5	20	70	1,2
б	12	4	6	25		
в	13	3	7	30		
г	10	2	8	35		
д	11	3	9	15		
е	12	4	10	20		
ж	13	5	5	25		
з	10	4	6	30		
к	11	3	7	40		
л	12	2	8	20		

<u>Задача № 13</u>. Для поверхневої дегазації визначити видобуток метану, що вилучається свердловинами із зближених пластів.

№ з/п	**r_c, м**	**$l_{оч}$, м**	**$\gamma_у$, т/м^3**	**k**	**m_1, м**	**m_2, м**	**m_3, м**	**x_1, м^3/т**	**x_2, м^3/т**	**x_3, м^3/т**	**$V_{оч}$, м/добу**
а	60	150	1,25	2	0,4	0,5	–	5	15	–	4,0
б	70	200	1,26	3	0,5	0,6	0,4	10	10	15	3,6
в	60	150	1,27	2	0,6	0,5	–	15	15	–	4,0
г	70	180	1,28	3	0,5	0,4	0,6	5	10	10	3,6
д	60	170	1,29	2	0,4	0,3	–	10	15	–	4,0
е	70	190	1,30	3	0,3	0,4	0,5	5	10	10	3,6
ж	60	200	1,31	2	0,4	0,5	–	10	15	–	4,0
з	70	150	1,32	3	0,5	0,6	0,4	10	15	15	3,6
к	60	160	1,33	2	0,6	0,5	–	15	15	–	4,0
л	70	170	1,34	3	0,5	0,4	0,6	10	10	10	3,6

Продовження таблиці до задачі № 13

№ з/п	x_{01}, м^3/т	x_{02}, м^3/т	x_{03}, м^3/т	n_c	M_p, м	M_1, м	M_2, м	M_3, м	d, м
а	3	4	–	2	120	20	40	–	0,15
б	2	3	4	3	130	30	40	50	
в	2	3	–	2	150	40	50	–	
г	3	4	4	3	140	30	40	50	
д	2	4	–	2	120	40	50	–	
е	2	3	4	3	130	20	30	50	
ж	3	4	–	2	150	30	50	–	
з	3	3	4	3	120	20	40	50	
к	3	4	–	2	130	50	60	–	
л	2	4	4	3	150	20	30	40	

6. РОЗРАХУНКОВІ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧ

6.1. Визначення необхідного значення коефіцієнта дегазації очисної виробки

Коефіцієнт дегазації визначається за формулою

$$K_д = \frac{I - I'}{I},$$

де I – метановиділення у виробку без дегазації джерел надходження метану, м^3/хв; I′ – метановиділення у виробку при застосуванні дегазації, м^3/хв.

Необхідне значення коефіцієнту дегазації для очисної виробки складає

$$K'_д = 1 - \frac{I_в}{I_{оч} K_н},$$

де $I_в$ – припустиме за фактором вентиляції метановиділення у виробку без дегазації, м^3/хв:

$$I_в = 0{,}6VS(C - C_0),$$

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

$$K_н = 1{,}94 I_{оч}^{-0{,}14},$$

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

$$I_{оч} = \frac{A_{оч} q_{оч}}{1440},$$

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

$$A_{оч} = l_{оч} V_{оч} m_в \gamma K_и, \text{ т/добу},$$

де $l_{оч}$ – довжина очисного вибою, м; $V_{оч}$ – швидкість посування очисного вибою, м/добу; $m_в$ – потужність пласта, що виймається, м; γ – щільність вугілля, т/м^3; $K_и$ – коефіцієнт виймання вугілля, частки од.

6.2. Параметри дегазації пластів, що розробляються

При розробці тонких і середньої потужності вугільних пластів відстань між паралельними очисному вибою висхідними чи горизонтальними свердловинами (рис. 6.1) визначається за формулою

$$R_i = \frac{K_в Z l'_c m_д \frac{q_0}{a_c} \ln\left(a_c t + 1\right)}{h m_п \gamma_у K'_{д.пл.} q_{пл.}}, \text{ м},$$

де $K_в$ – коефіцієнт впливу розрідження, що дорівнює одиниці при дегазації нерозвантажених пластів і 1,2 – при дегазації в умовах часткового розвантаження пласта від гірничого тиску (при розрідженні не менш 100 мм рт. ст.); Z – коефіцієнт, що враховує нерівномірність газовиділення з пласта в свердловини, Z=0,75; l'_c – корисна довжина свердловини, м; $m_д$ – потужність вугільних пачок пласта, що дегазується свердловинами, м; q_0 – початкове питоме метановиділення в свердловину, тобто початковий дебіт свердловини, поділений на довжину свердловини і потужність пласта, $м^3/(м^2 \cdot добу)$; a_c – коефіцієнт, що характеризує зниження за часом газовиділення із пласта в свердловини, $доба^{-1}$; t – тривалість дегазації пласта свердловинами, діб; h – висота поверху, підповерху), що дегазується свердловинами, м; $m_п$ – потужність вугільних пачок пласта, м; $\gamma_у$ – щільність вугілля, $т/м^3$; $K'_{д.пл.}$ – необхідний коефіцієнт дегазації пласта, що розробляється, частки од.; $q_{пл}$ – метановиділення із пласта, $м^3/т$.

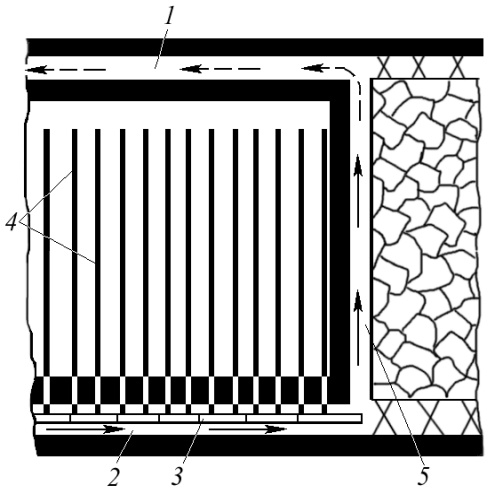

Рис. 6.1. Схема дегазації пластовими свердловинами, пробуреними із виробки виїмкової дільниці, при стовповій системі розробки:

1 – вентиляційний штрек;

2 – відкатний штрек;

3 – газопровід;

4 – дегазаційні свердловини;

5 – очисний вибій

6.3. Визначення параметрів свердловин, пробурених назустріч очисному вибою, при дегазації пластів, що підробляються

Кут φ між проекцією свердловини на горизонтальну площину та перпендикуляром до осі виробки в тій же площині рекомендується приймати 60÷70°.

Кут β між віссю свердловини і горизонтальною площиною (рис. 6.2) визначається за формулою

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

де l_c – довжина свердловини, м; $r = \cos\varphi$ або $r = \sin\varphi$ відповідно при бурінні свердловини з виробки, проведеної за простяганням або за підняттям чи падінням пласта; α – кут падіння пласта, град; M – відстань по нормалі між пластом, що розробляється і зближеним, м.

Верхній знак в знаменнику формули приймається при бурінні свердловин за падінням, а нижній – за підняттям пласта.

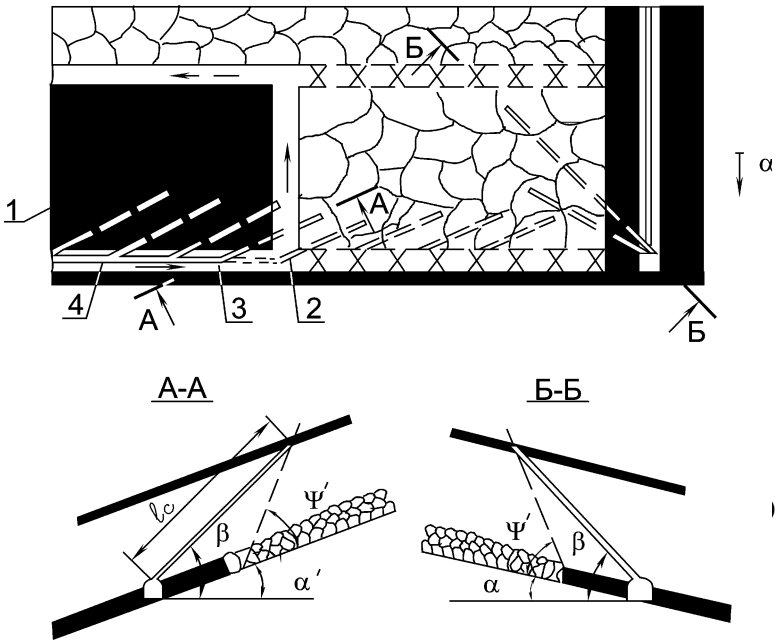

Рис. 6.2. Схема дегазації пласта, що підробляється, свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою:

1 – пласт, що розробляється;

2 – дегазаційна свердловина;

3 – виробка дільниці;

4 – газопровід

6.4. Визначення параметрів свердловин, пробурених для дегазації суміжних пластів з виробок, що підтримуються за очисним вибоєм

Розглядається схема, за якою свердловини буряться з розворотом до лінії падіння пласта (рис. 6.3).

Кут розвороту свердловин:

$$\varphi = \mathrm{arctg}\left(\frac{a_1}{\left(b_1 + c_1 + M\,ctg\psi\right)\cos\alpha \pm \left(M + h\right)\sin\alpha}\right), \text{ град;}$$

кут нахилу свердловин до горизонту:

$$\beta = \mathrm{arctg}\left(\frac{\sin\varphi \cdot \cos\alpha}{a_1}\left(M + h \mp \left(b_1 + c_1 + M\,ctg\psi\right)tg\alpha\right)\right), \text{ град.}$$

Верхній знак (плюс або мінус) в формулі приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а нижній – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Довжина свердловини:

$$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi \cdot \cos\beta}, \text{ м,}$$

де a_1 – довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки, м; b_1 – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню від гірничого тиску порід у виробці, з якої буриться свердловина, м; c_1 – резерв, що враховує можливе відхилення свердловини від заданого напрямку, м; M – відстань по нормалі між пластом, що розробляється, і зближеним пластом, м; ψ – кут розвантаження товщі порід, град; h – відстань по нормалі від устя свердловини до покрівлі пласта, що розробляється (вважається додатною, якщо устя свердловини розташовується нижче покрівлі і від'ємною – вище покрівлі пласта), м; α – кут падіння пласта, град.

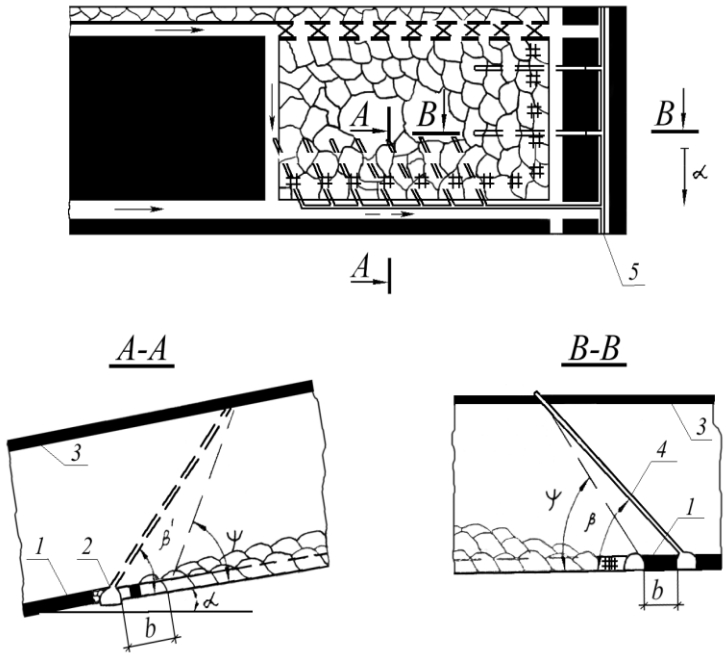

Рис. 6.3. Схема дегазації пологого пласта, що підробляється, свердловинами, пробуреними з виробки, яка підтримується за лавою:

1 – пласт, що розробляється;

2 – виробка, що підтримується за лавою;

3 – пласт, що підробляється;

4 – дегазаційна свердловина;

5 – газопровід

6.5. Визначення параметрів свердловин, пробурених з похилих флангових виробок для дегазації пласта, що підробляється

Кут нахилу свердловини до горизонту (рис. 6.3, розріз B-B)

$$\beta = \mathrm{arctg}\,\frac{\dfrac{M+h}{\cos\alpha} \mp \left(b_1 + M\mathrm{ctg}\psi\right)\mathrm{tg}\varphi\,\mathrm{tg}\alpha}{\dfrac{b_1 + M\mathrm{ctg}\psi}{\cos\varphi}}, \text{ град,}$$

де M – відстань по нормалі між пластом, що розробляється і зближеним пластом, м; h – відстань по нормалі від устя свердловини до покрівлі пласта, що розробляється (вважається додатною, якщо устя свердловини розташовується нижче покрівлі і від'ємною – вище покрівлі пласта), м; α – кут падіння пласта, град; b_1 – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню від гірничого тиску порід у виробці, з якої буриться свердловина, м; ψ – кут розвантаження товщі порід, град; φ – кут розвороту свердловин, град; знак "–" в чисельнику формули приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а "+" – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Довжина свердловини

$$l_c = \frac{b_1 + M\mathrm{ctg}\psi}{\cos\varphi \cdot \cos\beta}, \text{ м.}$$

6.6. Визначення параметрів свердловин, пробурених із горизонтальної флангової виробки для дегазації пласта, що підробляється

Кут нахилу свердловин до горизонту (рис. 6.4, розріз А–А)

$$\beta = \mathrm{arctg}\frac{\dfrac{M\sin(\psi \mp \alpha)}{\sin\psi} \mp b_1\sin\alpha + \dfrac{h}{\cos\alpha}}{\dfrac{1}{\cos\varphi}\left(\dfrac{M}{\sin\psi}\cos(\psi+\alpha) + b_1\cos\alpha\right)}, \text{ град,}$$

де M – відстань по нормалі між пластом, що розробляється і зближеним пластом, м; ψ – кут розвантаження товщі порід, град; α – кут падіння пласта, град; b_1 – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню від гірничого тиску порід у виробці, з якої буриться свердловина, м; h – відстань по нормалі від устя свердловини до покрівлі пласта, що розробляється (вважається додатною, якщо устя свердловини розташовується нижче покрівлі і від'ємною – вище покрівлі пласта), м; φ – кут розвороту свердловин, град; знак "–" в чисельнику формули приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а "+" – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Довжина свердловини

$$l_c = \frac{1}{\cos\varphi \cdot \cos\beta}\left(\frac{M\cos(\psi+\alpha)}{\sin\psi} + b_1\cos\alpha\right), \text{ м.}$$

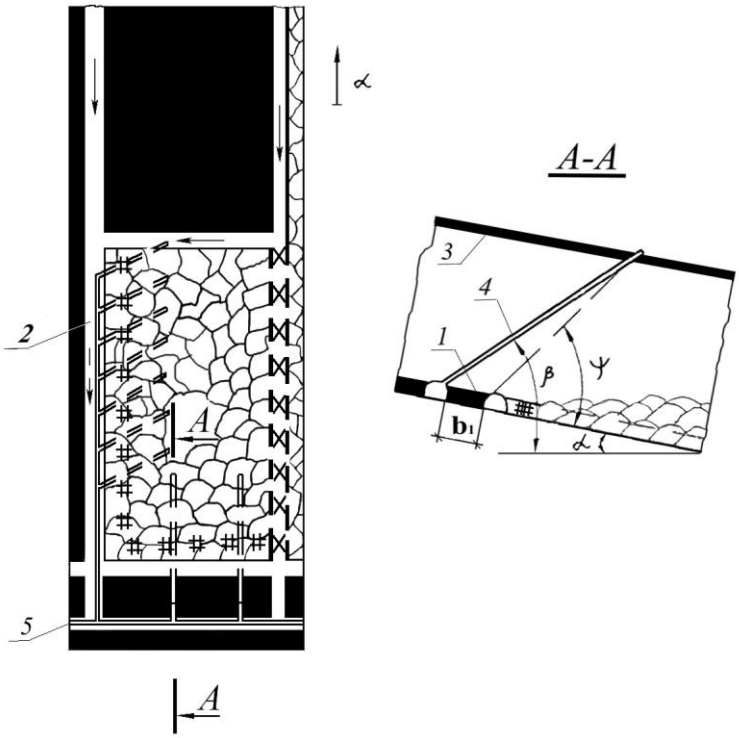

Рис. 6.4. Схема дегазації пологого пласта, що підробляється, свердловинами, пробуреними з горизонтальної флангової виробки:

1 – пласт, що розробляється;

2 – виробка, що підтримується за лавою;

3 – пласт, що підробляється;

4 – дегазаційна свердловина;

5 – газопровід

6.7. Визначення граничної відстані від очисного вибою, де припиняється надходження метану із розвантажених від гірничого тиску зближених пластів, та місця знаходження максимального дебіту газу свердловини

Розрахунки виконуються для схеми дегазації двох зближених пластів, що підробляються (рис. 6.5).

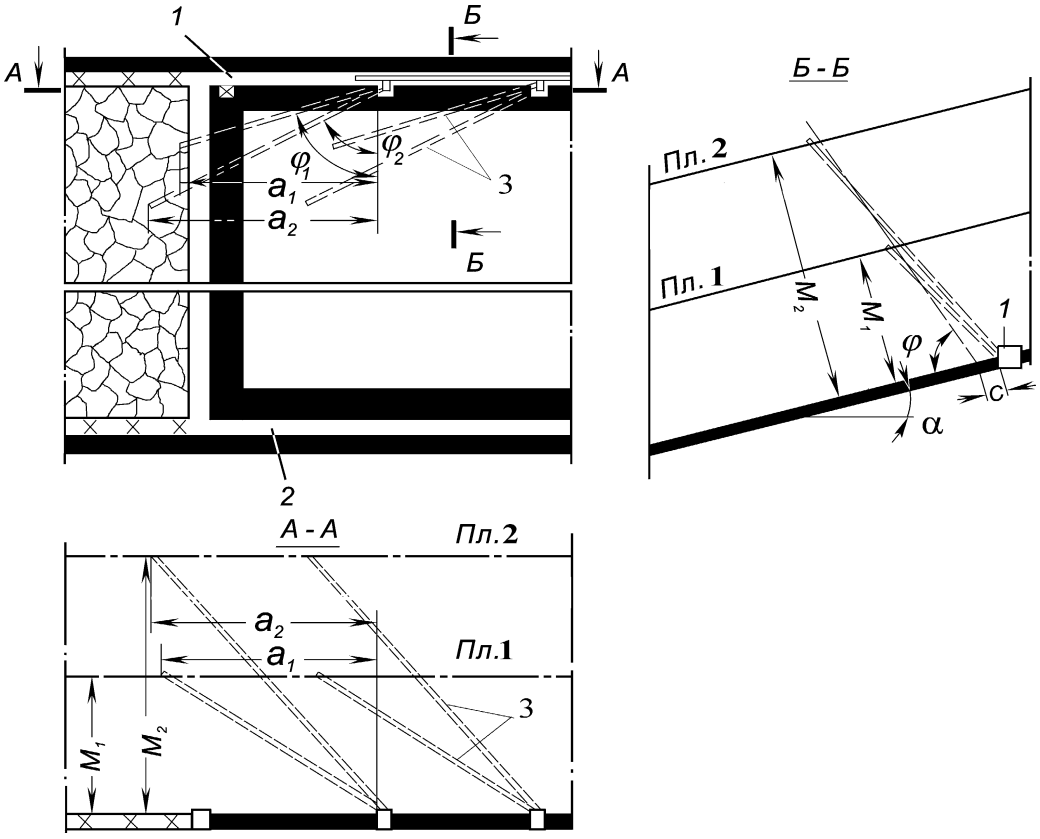

Рис. 6.5 – Схема дегазації двох зближених пластів, що підробляються: 1 – вентиляційний штрек; 2 – відкатний штрек; 3 – дегазаційні свердловини

Гранична в площині пласта відстань від очисного вибою, на якій припиняється надходження метану із зближених пластів у свердловини, розраховується за формулою

$$L_{пр} = 67{,}6\exp\left(0{,}165V_{оч} + 0{,}007M_{ср}\right), \text{ м},$$

де $V_{ср}$ – швидкість посування очисного вибою, м/добу; $M_{ср}$ – середньозважена відстань від пласта, що розробляється, до пластів, які підробляються, м.

$$M_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{k} M_i m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}{\sum_{i=1}^{k} m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)},$$

де k – кількість пластів, які залягають на відстані меншій M_p від пласта, що розробляється; M_i, m_i – відповідно відстань до і-го пласта, що підробляється, та його потужність, м; M_p – гранична відстань від пласта, що розробляється, при якій метан виділяється в гірничі виробки із зближених пластів, м.

При $L_{пр} > 200$ м приймається рівним 200 м.

При підробці пологих і похилих пластів

$$M_р = 1,3 l_{оч} K_{у.к.} K_л \sqrt{m_{в.пр}} \left(\cos\alpha_{пл} + 0,05 K_л\right), \text{ м},$$

де $l_{оч}$ – довжина очисного вибою, м; $K_{у.к}$ – коефіцієнт, що враховує спосіб керування покрівлею (при повному обваленні покрівлі – 1,0; при частковому закладанні або утриманні покрівлі пласта на кострах – 0,8; при повному закладанні – 0,4); $m_{в.пр}$ – потужність пласта, що виймається, з урахуванням породних пропластків, м; $\alpha_{пл}$ – кут падіння пласта, град; $K_л$ – коефіцієнт, що враховує вплив ступеню метаморфізму на формування зони розвантаження

$$K_л = 1,88 \exp\left(-0,018 V^{daf}\right),$$

де V^{daf} – вихід летких речовин, %.

Відстань $L_{max.i}$ від очисного вибою в напряму виробленого простору, де знаходиться максимум газовиділення в дегазаційні свердловини із і-го пласта, визначається за формулою

$$L_{max.i} = KM_i + N, \text{ м};$$

$$K = D - A\exp\left(-\varepsilon V_{оч}\right),$$

де N, D, A, ε – емпіричні коефіцієнти; при швидкості посування лави від 0,9 до 5,0 м/добу коефіцієнти відповідно дорівнюють 3,3; 2,13; 2,4 та 0,66.

6.8. Визначення дебіту метану із свердловин, пробурених з підготовчої виробки виїмкової дільниці на пласт, що підробляється

У залежності від вихідних даних задачі 8 наводиться одна із схем дегазації, зазначених на рис. 6.2, 6.3, 6.4.

При розрахунку параметрів дегазаційних свердловин спочатку визначається середня відстань ($h_{ср}$) від кінця непорушеної частини свердловини до покрівлі пласта, що розробляється. Непорушеною частиною свердловини є її частина від устя до перетинання з площиною розвантаження очисним вибоєм порід виробленого простору.

При бурінні свердловин з виробки виїмкової дільниці попереду очисного вибою (рис. 6.2)

$$h_{ср} = 3m_в + 0,5M, \text{ м},$$

де $m_в$ – потужність пласта, що виймається, з урахуванням породних пропластків, м; M – відстань по нормалі між пластом, що розробляється, і зближеним пластом, м.

При бурінні свердловин з виробки виїмкової дільниці позаду очисного вибою (рис. 6.3, 6.4):

– при охороні виробок кострами чи бутовими смугами шириною менш ніж 10 м

$$h_{ср} = l_г \sin\left(\beta' \pm \alpha\right), \text{ м},$$

– при охороні свердловин ціликами будь-якої ширини чи бутовими смугами шириною більш ніж 10 м

$$h_{ср} = l_б \operatorname{tg}\left(\beta' \pm \alpha\right), \text{ м},$$

де $l_г$ – глибина герметизації свердловин, м; $l_б$ – ширина бутової смуги чи цілика, м;

α – кут падіння пласта, град; знак “+” приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а “–” – при бурінні свердловин за підняттям пласта; β′ – кут нахилу проекції свердловини на вертикальну площину, що проходить по лінії падіння пласта до площини падіння пласта.

Кут β′ визначається в залежності від схеми вироблення пласта:

а) при виробленні пласта за простяганням (рис. 6.3)

$$\beta' = \mathrm{arctg}\left(\frac{\mathrm{tg}\beta}{\cos\varphi}\right), \text{ град;}$$

б) при виробленні пласта за падінням чи підняттям (рис. 6.4)

$$\beta' = \mathrm{arctg}\left(\frac{\mathrm{tg}\beta}{\sin\varphi}\right), \text{ град,}$$

де β – кут нахилу свердловин до горизонту, град; φ – кут розвороту свердловини, град.

Розраховується середній опір руху метану в свердловині

$$R_{ср} = 9{,}1\cdot 10^4 I_{д.с}^{-1,5} n_c^{0,82}\left(\frac{h_{ср}}{m_в}\right)^{-1,1} \exp\left(-47 d_c\right), \text{ (мм рт. ст.)/м}^6,$$

де $I_{д.с}$ – метановиділення з пластів і порід, що підробляються, та залягають на відстані більш ніж $h_{ср}$ від пласта, що розробляється, м^3/хв; n_c – кількість одночасно працюючих свердловин; d_c – діаметр свердловини, м.

Розраховується загальний опір руху метану в свердловинах

$$R_{со} = \frac{R_{ср}}{K}, \text{ (мм рт. ст.)/м}^6,$$

де $K=n_c^2$ – для свердловин, пробурених за очисним вибоєм; $K=n_c$ – для свердловин, пробурених попереду очисного вибою.

Визначається питомий опір ($r_{уд}$) руху метану до гірничих виробок в залежності від складу порід, що залягають на відстані менше ніж $h_{ср}$ від розроблюваного пласта

$$r_{уд} = \frac{K_1\left(\frac{h_{ср}}{m_в}\right)^{K_2}}{l_{оч} L_{пр}}, \text{ (мм рт. ст.)/м}^4,$$

де $l_{оч}$ – довжина очисного вибою, м; $L_{пр}$ – гранична в площині пласта відстань від очисного вибою, на якій спостерігається метановиділення зі зближених пластів у свердловини, м; K_1, K_2 – емпіричні коефіцієнти; якщо в складі порід на відстані $h_{ср}$ від розроблюваного пласта глинистих сланців більш ніж 80%, то K_1=3,80, K_2=2,79, а якщо менш ніж 80%, то K_1=12,50, K_2=1,18.

Розраховується витрата метану при даних параметрах свердловин і розрідженні:

$$I_{с.о} = \frac{-r_{уд.}h_{ср} + \sqrt{\left(r_{уд.}h_{ср}\right)^2 + 4R_{с.о}\left(B + r_{уд.}h_{н.с}I_{н.с} + r_{уд.}h_{ср}I_{д.с}\right)}}{2R_{с.о}}, \text{ м}^3\text{/хв,}$$

де $h_{н.с}$ – відстань по нормалі від розроблюваного до зближеного пласта, що залягає на відстані менш ніж $h_{ср}$; якщо є кілька таких пластів, то приймається середнє значення, м; $I_{н.с}$ – метановиділення з підроблюваних пластів, що

залягають від розроблюваного пласта на відстані менш ніж $h_{ср}$, м^3/хв; В – розрідження у свердловинах, мм рт. ст.

6.9. Визначення підсмоктувань повітря в свердловини, загального дебіту суміші, кількості одночасно працюючих свердловин і відстані між ними при підземній дегазації пологого пласта, що підробляється

В залежності від вихідних даних до задачі 9 наводиться одна із схем дегазації, зазначених на рис. 6.3 чи 6.4 і для неї виконуються розрахунки.

Підсмоктування повітря в свердловини розраховується за формулою

$$Q_{п.о} = n_c A \exp\left(-b\frac{h_{ср}}{m_в}\right) B^f, \text{ м}^3/\text{хв},$$

де A, b, f – емпіричні коефіцієнти (табл. 6.1); В – розрідження в усті свердловини, мм рт. ст; $h_{ср}$ – середня відстань від кінця непорушеної частини свердловини до покрівлі пласта, що розробляється, м; $m_в$ – потужність пласта, що виймається, м.

Таблиця 6.1

Спосіб охорони свердловин	Значення коефіцієнтів		
	A	b	f
Зведення кострів, бутокострів, залізобетонних тумб	0,63	0,15	0,56
Зведення бутових смуг	0,29	0,11	0,56
Залишення ціликів вугілля	0,075	0,03	0,67

Загальний дебіт суміші:

$$Q_{см.о} = I_{с.о} + Q_{п.о}, \text{ м}^3/\text{хв},$$

де $I_{с.о}$ – витрата метану в дегазаційних свердловинах, м^3/хв.

Концентрація метану в суміші

$$C = 100\frac{I_{с.о}}{Q_{см.о}}, \%.$$

Глибина обсадки свердловин при бурінні їх з виробок, які підтримуються за очисним вибоєм

$$l_г = \frac{6m_в}{\sin(\beta' \pm \alpha)}, \text{ м}.$$

Знак “+” приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а “–” – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Параметри β′ та $h_{ср}$ розраховуються за формулами, що наведені у пункті 6.8.

Кількість одночасно працюючих свердловин

$$n_c = \frac{38{,}1 \cdot K_{д.в}^{1,7} I_{д.с}^{0,42}}{\left(\frac{h_{ср}}{m_в}\right)^{0,92}},$$

де $K_{д.в.}$ – коефіцієнт ефективності дегазації, приймається рівним 0,5; $I_{д.с}$ – метановиділення з пластів і порід, які залягають на відстані більшій ніж $h_{ср}$ від пласта, що розробляється, $м^3$/хв.

Результат округляється до найближчого більшого цілого числа.

Відстань між свердловинами визначається за формулою

$$r_c = \frac{L_{пр} - 30}{1{,}3n_c - 1}, \text{ м},$$

де $L_{пр}$ – гранична в площині пласта відстань від очисного вибою, на якій спостерігається метановиділення зі зближених пластів у свердловини, м.

Якщо обчислене r_c<10 м, то приймається r_c=10 м, а кількість свердловин перераховується з округленням до більшого цілого числа за формулою

$$n_c = 0{,}077(L_{пр} - 20).$$

6.10. Визначення параметрів свердловин при підземній дегазації пластів, що надробляються

Дегазація пластів, що надробляються, здійснюється на відстані не більш ніж 35 м від пласта, що розробляється, з перебурюванням свердловинами усіх пластів, які залягають у цій зоні.

При розробці пласта за простяганням свердловини буряться з розворотом до очисного вибою (рис. 6.6):

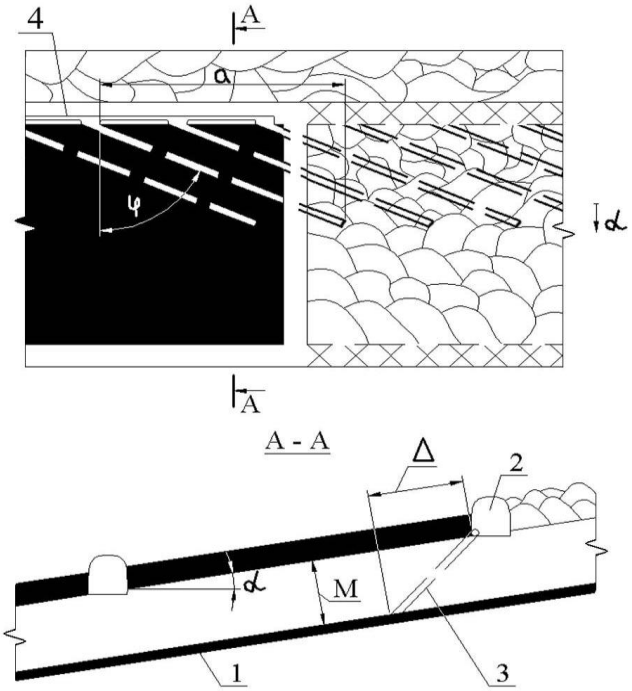

Рис. 6.6. Схема дегазації пласта, що надробляється, свердловинами, які пробурені із виробки виїмкової дільниці, що погашається за очисним вибоєм:

1 – пласт, що надробляється;

2 – вентиляційний штрек;

3 – дегазаційна свердловина;

4 – газопровід

Кут розвороту свердловини визначається за формулою

$$\varphi = \text{arctg}\left(\frac{a_1}{(b_1 + \Delta)\cdot\cos\alpha \mp M\cdot\sin\alpha}\right), \text{ град},$$

а кут нахилу свердловини до горизонту

$$\beta = \text{arctg}\left(\frac{\left[M \pm (\Delta + b_1)\cdot \text{tg}\alpha\right]}{a_1}\cdot\sin\varphi\cdot\cos\alpha\right), \text{ град},$$

де a_1 – довжина проекції осі свердловини на горизонтальну частину виробки, м (приймається рівною 40 м); b_1 – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м (для умов задачі b_1=0); α – кут падіння пласта, град; Δ – відстань від проекції вибою свердловини на пласт, що розробляється, до межі розвантаженої зони у виробці, м; М – відстань по нормалі від пласта, що розробляється, до пласта, що надробляється, м.

Верхній знак (“+” або “–”) в формулах приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а нижній – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Довжина свердловини

$$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi \cdot \cos\beta}, \text{ м.}$$

6.11. Поверхнева дегазація виробленого простору свердловинами

Кінцевий діаметр вертикальної свердловини (рис. 6.7) в залежності від дебіту метаноповітряної суміші, що нею видобувається, приймається в межах 100-200 мм.

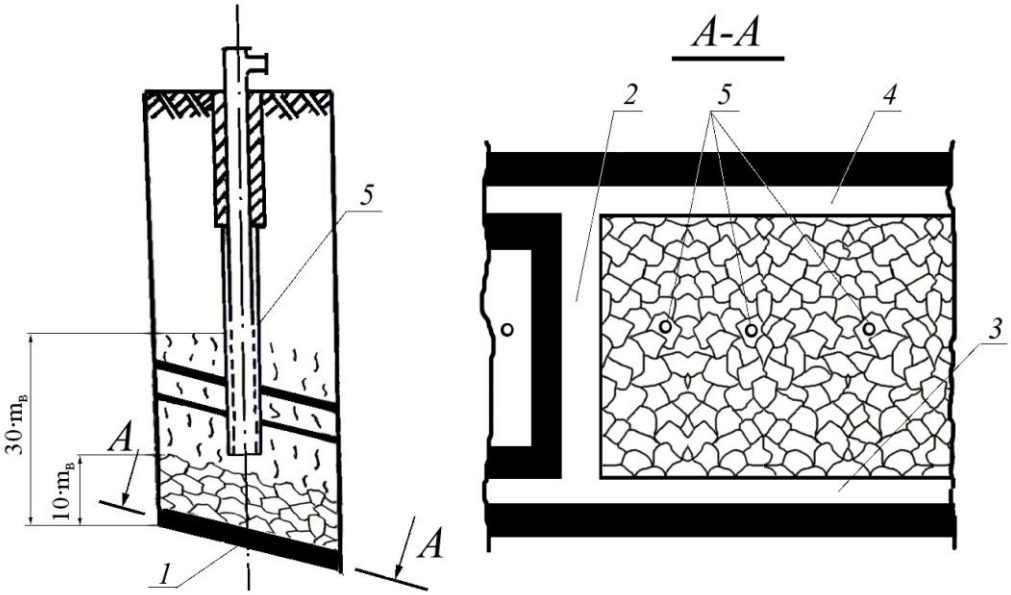

Рис. 6.7. Дегазація пластів, що підробляються, та виробленого простору свердловинами, пробуреними з поверхні:
1 – пласт, що розробляється; 2 – очисний вибій; 3 – конвеєрний штрек;
4 – вентиляційний штрек; 5 – свердловини

При заданому розрідженні в усті свердловини дебіт метаноповітряної суміші з однієї свердловини визначається за формулою

$$Q_c = \frac{\left|43{,}2A - \sqrt{A^2\left(1866 - 3{,}408 \cdot 10^{-3} F\right) + RT}\right|}{\left|R - 3{,}40B \cdot 10^{-3} A^2\right|}, \text{ м}^3\text{/хв},$$

де Т – абсолютна температура метаноповітряної суміші, К;

$$A = \frac{200\lg\left(1{,}275\frac{l_{оч}}{d_{в.т}}\right)}{m_в}, \qquad R = \frac{5{,}4\cdot 10^{-5} l_с}{d_{в.т}}, \qquad F = -23545\cdot B^2 + 42{,}832\cdot B + 547535;$$

$l_с$ – довжина свердловини, м; $l_{оч}$ – довжина лави, м; $m_в$ – потужність пласта, що виймається, м; B – розрідження в усті свердловини, мм рт. ст.; $d_{в.т}$ – еквівалентний внутрішній діаметр свердловини, м.

Метановидобуток із свердловин визначається за формулою

$$I_д = \frac{I_{в.п}}{1+\frac{r}{Q_с n}}, \text{ м}^3\text{/хв},$$

де $I_{в.п}$ – газовість виробленого простору, м^3/хв; n – кількість одночасно працюючих свердловин; r – коефіцієнт, що визначається в процесі дегазації; при проектуванні приймається рівним 19.

Середня концентрація метану в суміші, що видобувається, визначається за формулою

$$C = \frac{I_д}{Q_с n}\cdot 100, \text{ \%}.$$

6.12. Визначення параметрів свердловин, що пробурені над куполами обвалення, для дегазації виробленого простору

Розрахунки виконуються для схеми дегазації, наведеної на рис. 6.8.

Кут розвороту φ свердловини від лінії падіння пласта і кут нахилу свердловини до горизонту β (рис. 6.8) визначаються за формулами:

$$\varphi = arctg\left(\frac{a_1}{\left[b_1 + c_1 + (h_1+8)\cdot \mathrm{ctg}\,\psi\right]\cdot\cos\alpha \pm (h_1+8+h)\cdot\sin\alpha}\right),$$

$$\beta = arctg\left(\frac{\left[h_1+8+h\mp\left[b_1+c_1+(h_1+8)ctg\psi\right]tg\alpha\right]}{a_1}\sin\varphi\cdot\cos\alpha\right),$$

де a_1 – проекція свердловини на горизонтальну проекцію осі виробки, з якої буряться свердловини, м; b_1 – довжина зони, що перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м (для схеми, рис. 6.8 b_1=0); c_1 – резерв, що враховує можливе відхилення свердловини від заданого напряму, м; h – відстань по нормалі від устя свердловин до покрівлі пласта, що розробляється; вважається додатнім, якщо устя свердловини розташовується нижче покрівлі пласта і від'ємним – вище покрівлі, м; (для умов задачі h приймається зі знаком "–"); ψ – кут розвантаження порід, град; h_1 – потужність безпосередньої покрівлі, м; верхній знак ("+" або "–") в формулах приймається при бурінні свердловин за падінням пласта, а нижній – при бурінні свердловин за підняттям пласта.

Довжина свердловини

$$l_с = \frac{a_1}{\sin\varphi\cdot\cos\beta}, \text{ м}.$$

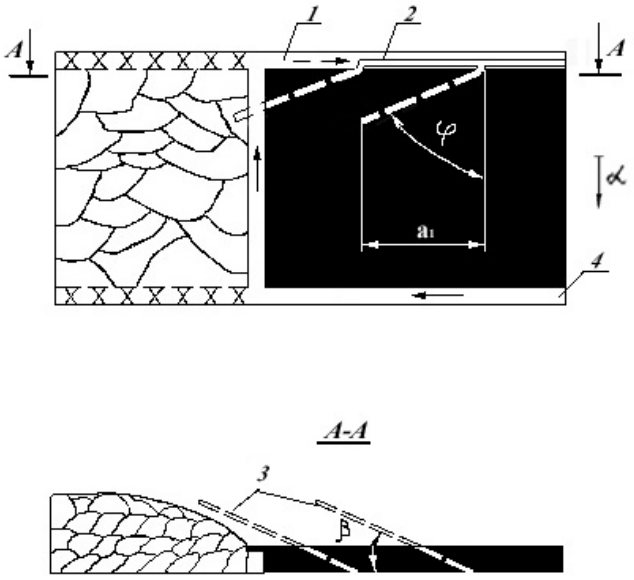

Рис. 6.8. Схема дегазації виробленого простору свердловинами, що пробурені над куполами обвалення:

1 – вентиляційний штрек;

2 – газопровід;

3 – дегазаційні свердловини;

4 – конвеєрний штрек

6.13. Поверхнева дегазація зближених пластів свердловинами

При поверхневій дегазації за схемою рис. 6.7 з недобурюванням свердловин до пласта, що розробляється, на відстань не менш ніж 10 його потужностей, параметри дегазації визначаються в такому порядку.

Розраховується метановиділення з пластів, що підробляються

$$V = r_c l_{оч} \gamma_у \sum_{i=1}^{k} m_i \left(x_i - x_{oi} \right), \text{ м}^3,$$

де r_c – відстань між свердловинами, м; $l_{оч}$ – довжина очисного вибою, м; $\gamma_у$ – щільність вугілля, т/м^3; k – кількість пластів, що залягають на перфорованій ділянці обсадної труби та нижче свердловини; x_i, x_{oi} – відповідно природна і залишкова газоносність і-го пласта, що підробляється, м^3/т; m_i – потужність і -го пласта, м.

Визначається тривалість роботи діючої і-тої свердловини після підробки її очисним вибоєм

$$t_{c.i} = \frac{ir_c + 20}{V_{оч}}, \text{ діб},$$

де і – порядковий номер свердловини, рахуючи від очисного вибою; $V_{оч}$ – швидкість посування очисного вибою, м/добу.

Останньою діючою варто вважати свердловину, для якої $t_{c.i} \geq 300$ діб.

Розраховується дебіт метану з і-тої свердловини

$$I_{c.i} = \left(\frac{150 - a_i}{D_i} \right)^{\frac{1}{n_i}}, \text{ м}^3\text{/хв},$$

де a_i, n_i, D_i – коефіцієнти, що визначаються з виражень

$$a_i = 0{,}011 t_{c.i}^2 - 1{,}7 t_{c.i} + 40{,}6 \quad \text{при} \quad t_{c.i} \leq 140 \text{ діб},$$

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

$$n_i = 1 + 0{,}12 t_{c.i}^{0{,}58} e^{-6 \cdot 10^{-3} t_{c.i}},$$

$$D_i = 1{,}717 \cdot 10^5 d^{-1{,}75} V^{-0{,}68} t_{c.i}^{-1{,}61} e^{0{,}022 t_{c.i}},$$

де d – діаметр свердловини, м.

При $\frac{M_c}{M_p} > 0{,}4$ загальний видобуток метану свердловинами визначається за формулою

$$I_{п.р} = \sum_{i=1}^{n_c} I_{c.i} \left[1{,}67 \left(1 - \frac{M_c}{M_p} \right) - 2 \cdot 10^{-3} t_{c.i} \right], \text{ м}^3/\text{хв},$$

а при $\frac{M_c}{M_p} \le 0{,}4$

$$I_{п.р} = \sum_{i=1}^{n_c} I_{c.i} \left(1 - 2 \cdot 10^{-3} t_{c.i} \right), \text{ м}^3/\text{хв},$$

де n_c – кількість діючих свердловин; M_c – середньозважена за потужністю відстань від пласта, що розробляється, до суміжних пластів, які залягають на перфорованій ділянці обсадної труби та нижче свердловини, м:

$$M_c = \frac{\sum_{i=1}^{k} M_i m_i}{\sum m_i}, \text{ м},$$

де M_i – відстань по нормалі від пласта, що розробляється, до і-го суміжного пласта, м; M_p – відстань, при якій з пластів, що підробляються, метан не надходить у гірничі виробки, м; k – кількість пластів, що підробляються.

7. ОЦІНКА ЯКОСТІ ЗАСВОЄННЯ НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Оцінка якості засвоєння навчальної дисципліни «Дегазація родовищ» включає поточний контроль успішності, модульний контроль за видами занять та підсумковий залік.

Для модульного контролю засвоєння студентами навчального матеріалу, що вивчається під час аудиторних занять і самостійної роботи, передбачено проведення модульної контрольної роботи.

Підсумковий контроль здійснюється шляхом складання заліку в письмовій формі за екзаменаційними білетами чи в формі тестів.

Комплексна оцінка за результатами контрольних заходів здійснюється при семестровому та підсумковому контролях за 100-бальною шкалою, 4-бальною національною шкалою та шкалою ECTS згідно таблиці 7.1.

Приклад реалізації оцінювання рівня засвоювання студентом навчального матеріалу за видами занять при проведенні підсумкового контролю для денної форми навчання наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.1

Сума балів	Оцінка ECTS	Оцінка за національною шкалою	
		Екзамен	Залік
90-100	A	відмінно	зараховано
82-89	B	добре	
74-81	C		
64-73	D	задовільно	
60-63	E		
35-59	FX	незадовільно	не зараховано
0-34	F		

Таблиця 7.2

Критерії оцінювання рівня засвоювання матеріалу за видами занять			Бали
Сумарна кількість балів з дисципліни			100
Максимальна кількість балів за видами занять	лекційними		66
	практичними		34
Лекційні заняття			
1. Робота студента на заняттях			12
2. Конспект лекцій з дисципліни			12
3. Модульна робота			42
Практичні заняття			
1. Робота студента на заняттях			6
2. Індивідуальне завдання			16
3. Звіт з практичних занять			12
Конспект лекцій			
1. Повнота викладення матеріалу у конспекті			4
2. Хронологія викладення матеріалу			2
3. Оформлення текстової частини			2
4. Оформлення графічної частини			2
5. Наявність та оформлення списку літератури			1
6. Наявність та оформлення змісту конспекту			1
Індивідуальне завдання	Кіл-сть завдань	Бали за 1 завд.	Загальні бали
1. Відповідь на теоретичне питання	4	2	8
2. Вирішення задачі	4	2	8

ЛІТЕРАТУРА

1. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации. СОУ 10.1.00174088.001-2004. – К.: Минтопэнерго Украины, 2004. – 162 с.
2. Руководство по дегазации угольных шахт. – М.: Недра, 1990. – 186 с.
3. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: Основа, 1994. – 312 с.
4. Технологические схемы разработки пологих пластов на шахтах Украины. Руководящий нормативный документ. КД 12.01.201 – 98. – МУП Украины, 1998. – 244 с.
5. Правила безпеки у вугільних шахтах. НПАОП 10.0-1.01-10. – К.: Держгірпромнагляд, 2010. – 432 с.
6. Збірник інструкцій до правил безпеки у вугільних шахтах. Том 1 и 2. – К.: Мінпаливенерго, 2003.
7. Справочник по рудничной вентиляции / Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Недра, 1977. – 328 с.
8. Рудничная вентиляция: Справочник / Под ред. К.З. Ушакова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 440 с.
9. Инструкция по прогнозу и предупреждению внезапных прорывов метана из почвы горных выработок. – Макеевка–Донбасс: МакНИИ, 1987. – 29 с.
10. Айруни А.Т. Теория и практика борьбы с рудничными газами на больших глубинах. – М.: Недра, 1981. – 335 с.
11. Алидзаев Е.Д. Дегазация угольных пластов. – М.: Госгортехиздат, 1960. – 47 с.
12. Колмаков В.А. Метановыделение и борьба с ним в шахтах. – М.: Недра, 1981. –134 с.
13. Малеев В.Б., Малашкина В.А. Водоотлив и дегазация угольных шахт. – М.: Недра, 1995. – 208 с.
14. Морев А.М., Евсеев И.И. Дегазация сближенных пластов. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
15. Морев А.М., Сахаров Н.М. Дегазация угольных шахт и использование метана. – Донецк: Донбасс, 1974. – 109 с.
16. Мякенький В.И., Курдиш И.К. Микробиологическое окисление метана угольных шахт. – Київ: Наукова думка, 1991. – 148 с.
17. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 48 с.
18. Оборудование и аппаратура для дегазационных работ в шахтах: Каталог / М-во угольной пром-ти СССР, ЦНИИ экономики и науч.-техн. информ. угольной пром-ти. – М., 1989. – 48 с.
19. Прогноз газообильности и управление метановыделением в угольных шахтах: Учеб. пособие / Н.Ф. Кременчуцкий, Н.К. Масленко, С.В. Балашов и др. – К.: УМК ВО, 1989. – 88 с.
20. Пудак В.В. Дегазация углепородного массива направленными скважинами, пробуренными с поверхности. – М.: ИАЦ ГН, 1993. – 111 с.
21. Пучков Л.А., Каледина Н.О. Динамика метана в выработанных

пространствах угольных шахт. – М., МГГУ, 1995. – 312 с.
22. Управление газовыделением при разработке угольных пластов / А.А. Мясников, А.С. Рябченко, В.А. Садчиков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
23. Руководство по применению дегазации при ликвидации горения метана в шахтах. – М.: Недра, 1983. – 100 с.
24. Муха О.А., Пугач І.І. Розрахунок параметрів дегазаційних систем: Монографія. – Д.: Національний гірничий університет, 2009. – 182 с.
25. Кудинов Ю.В. Совершенствование взрывозащиты шахтных дегазационных систем. Монография. – Макеевка: МакНИИ, 2006. – 115 с.

ЗМІСТ

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ 3
2. МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ ТА ВИКОНАННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ЗАВДАНЬ 3
3. ПРОГРАМА ДИСЦИПЛІНИ 4
3.1. Мета та завдання дисципліни. 4
3.2. Зміст дисципліни 5
3.3. Перелік питань до індивідуальних завдань та підсумкового контролю. 7
4. ІНДИВІДУАЛЬНІ ЗАВДАННЯ 9
5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЗАДАЧ 9
6. РОЗРАХУНКОВІ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧ 15
7. ОЦІНКА ЯКОСТІ ЗАСВОЄННЯ НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ 28
ЛІТЕРАТУРА 30

Укладачі:

Кременчуцький Микола Феофанович
Шибка Микола Васильович
Муха Олег Анатолійович
Пугач Іван Іванович

ДЕГАЗАЦІЯ РОДОВИЩ.
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ ТА ВИКОНАННЯ
ІНДИВІДУАЛЬНИХ ЗАВДАНЬ
ДЛЯ СТУДЕНТІВ УСІХ ФОРМ НАВЧАННЯ
ЗА СПЕЦІАЛЬНІСТЮ 7(8).05030101
«РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ВИДОБУВАННЯ
КОРИСНИХ КОПАЛИН»

Редакційно-видавничий комплекс

Підписано до друку 31.01.13. Формат 30х42/4.
Папір Captain. Різографія. Умовн. друк. арк. 1,6.
Обл.-вид. арк. 1,6. Тираж 50 прим. Зам. № .

Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет»
49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.