РУКОВОДСТВО
по дегазации угольных шахт

Утверждено
Министерством угольной промышленности СССР
17 июня 1974 г.

Согласовано
с Госгортехнадзором СССР
27 декабря 1973 г.
с Госстроем СССР
5 июня 1974 г.

РУКОВОДСТВО
по дегазации угольных шахт

МОСКВА «НЕДРА» 1975

УДК 622.817(083.95)

Руководство по дегазации угольных шахт. М., «Недра», 1975. 189 с.

В Руководстве приведены критерии, на основе которых определяется необходимость применения дегазации в угольных шахтах, и общие положения по выбору способов дегазации угольных пластов с учетом газообильности выработок, применяемых схем подготовки, систем разработки и нагрузок на забой. Приведены описание различных способов дегазации, их параметры, эффективность и область применения. Изложены методы расчета оптимальных параметров и эффективности дегазации угольных пластов, газоносных пород и выработанных пространств. Дано описание оборудования, устройств вакуум-насосных станций, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры, а также рассмотрены организация дегазационных работ, методы контроля работы дегазационной сети и вопросы техники безопасности.

Табл. 28, ил. 96.

В составлении Руководства принимали участие **И. В. Сергеев, А. Э. Петросян, В. С. Забурдяев, В. Г. Рыжков, Р. Г. Багдасаров, Н. И. Устинов, Ф. С. Клебанов, Е. Д. Барсукова** (ИГД) им. А. А. Скочинского), **А. М. Морев, Л. А. Скляров, Г. М. Алейникова, Ю. В. Деев, Е. Д. Алидзаев, А. М. Варакин, И. И. Евсеев, О. И. Касимов, А. И. Бобров** (МакНИИ), **А. С. Рябченко, Ю. В. Светлаков, М. К. Сирош, Ф. М. Гайбович** (ВостНИИ), **А. Ш. Талапкеров, Е. И. Преображенская, В. А. Садчиков, М. М. Левин, В. О. Кривошеев** (Карагандинское отделение ВостНИИ), **О. С. Гершун, А. А. Алейников, А. В. Чепенко, Н. И. Войтенко** (ДонУГИ), **Ю. И. Калимов, Г. М. Попов** (ПечорНИИпроект), **П. П. Дубина, В. М. Игнатенко, Ю. В. Измайлов** (ВНИИОМШС), **Г. Д. Лидин, А. Т. Айруни** (ИФЗ АН СССР), **Н. В. Ножкин, С. А. Ярунин, Ю. Ф. Васючков, В. М. Аниканов** (МГИ), **А. А. Лещинский** (Донгипрошахт), **Л. Н. Карагодин, Л. И. Гапанович** (Минуглепром СССР), **Е. В. Петренко, О. Н. Карпенко** (Госстрой СССР)

Под общей редакцией **И. В. Сергеева, В. С. Забурдяева, В. Г. Рыжкова.**

Р $\frac{30703—289}{043(01)—75}$

© Издательство «Недра», 1975

ПРЕДИСЛОВИЕ

Увеличение добычи угля и повышение производительности труда осуществляется в настоящее время в основном за счет технического перевооружения угольных шахт и концентрации горных работ. Рост глубины разработки и нагрузки на лаву сопровождается увеличением газовыделения в выработки.

Эффективным средством снижения метанообильности выработок является дегазация угольных пластов, которая находит широкое применение в угольных шахтах и является неотъемлемым технологическим процессом в добыче угля. Опыт применения дегазации подтверждает технико-экономическую эффективность этого способа борьбы с метановыделениями в выработки. Внедрение дегазации позволяет снизить метанообильность выемочных участков на 60—70%, устранить простои лав из-за их загазирования, увеличить нагрузку на лаву и скорость проведения подготовительных выработок, а также повысить безопасность работ на пластах с высокой метаноносностью.

Для проектирования дегазации и эффективного ведения дегазационных работ на шахтах составлено настоящее Руководство, в котором обобщены результаты научных исследований и опыт применения проектными и производственными организациями Временного руководства по дегазации угольных шахт («Недра», 1967).

С выходом в свет настоящего Руководства прекращается действие ранее изданного Временного руковод-

ства по дегазации угольных шахт и раздела 6 Указаний по проектированию трубопроводов в подземных выработках угольных и сланцевых шахт (1972 г.).

Руководство разработано институтами: ИГД им. А. А. Скочинского, МакНИИ, ВостНИИ, Карагандинским отделением ВостНИИ, ДонУГИ, ПечорНИИпроект, ВНИИОМШС, ИФЗ АН СССР им. О. Ю. Шмидта, МГИ.

Выполнение указаний настоящего Руководства обязательно для всех организаций и лиц, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией дегазационных систем на угольных шахтах.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

1.1. Основными источниками метана в угольных шахтах являются разрабатываемые, подрабатываемые и надрабатываемые угольные пласты и пропластки, а также вмещающие породы. Долевое участие каждого из этих источников в формировании метанообильности выработок отражается в структуре газового баланса.

Метанообильность выработок, нагрузку на лаву и газовый баланс определяют по рекомендациям Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт (1975 г.) и Основных направлений и норм технологического проектирования угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик (Центрогипрошахт, 1973 г.). В том случае, когда нагрузка на лаву, определенная по расчету, оказывается меньше планируемой, необходимо проводить мероприятия по снижению метанообильности горных выработок средствами дегазации.

Дегазация шахт — совокупность мероприятий, направленных на извлечение и улавливание метана, выделяющегося из различных источников, с изолированным отводом его на поверхность (каптаж), а также предусматривающих физическое или химическое связывание метана до поступления его в горные выработки.

1.2. Критерием, определяющим необходимость проведения дегазации, является повышение метанообильности выработок I сверх допустимой по фактору вентиляции $I_р$ (без дегазации), т. е.

$$I > I_р = \frac{0{,}6\,vSc}{k_н} \text{ м}^3/\text{мин}, \qquad (1.1)$$

где v — допустимая по ПБ максимальная скорость движения воздуха в лаве, м/с;

S — минимальная площадь сечения лавы по паспорту крепления, свободная для прохода воздуха, м^2;

c — допустимая по ПБ максимальная концентрация метана в исходящей струе воздуха, %;

$k_н$ — коэффициент неравномерности метановыделения в лаве.

Коэффициент эффективности дегазации (к. э. д.), при котором обеспечиваются нормальные по фактору метановыделения условия, должен быть

$$K'_{дег} \geqslant 1 - \frac{I_р}{I}, \qquad (1.2)$$

или

$$K'_{дег} \geqslant 1 - \frac{c}{c_ф},$$

где $c_ф$ — фактическая концентрация метана в исходящей струе, %.

Для обеспечения нормальных условий выемки угля по факторам метановыделения и дегазации необходимо добиться того, чтобы фактический коэффициент эффективности дегазации был равен требуемому его значению, определенному по формуле (1.2), или превышал его, т. е.

$$K_{дег} \geqslant K'_{дег}.$$

Коэффициент эффективности дегазации лавы или участка определяется также по относительной метанообильности

$$K_{дег} = \frac{q - q'}{q}, \qquad (1.3)$$

где q, q' — метанообильность выработок соответственно до дегазации и при проведении дегазации источников выделения метана, м³/т.

Коэфициент эффективности дегазации источника выделения метана определяется по формуле

$$k_{дег.i} = \frac{q_i - q'_i}{q_i}, \qquad (1.4)$$

где q_i, q'_i — метанообильность выработки, обусловленная выделением метана из данного источника до его дегазации и при проведении дегазации, м³/т.

При дегазации нескольких источников выделения метана коэффициент $K_{дег}$ может быть представлен в ви-

Таблица 1.1

Эффективность дегазации различных источников метановыделения

Метод воздействия на угленосную толщу	Способ дегазации	Значение коэффициента эффективности дегазации источника
	Сближенные пласты	
Подработка толщи	Скважинами, пробуренными из выработок на сближенный пласт:	
	при сохранении выработки, из которой бурятся скважины	0,4—0,8
	при погашении выработки, из которой бурятся скважины	0,2—0,5
	Скважинами с поверхности	0,4—0,7
	Газосборными выработками или скважинами	0,4—0,75
Надработка толщи	Скважинами, пробуренными из выработок	0,3—0,5
	Газосборными выработками или скважинами	0,4—0,5
	Разрабатываемые пласты	
Разгрузка пласта скважинами и выработками	Подготовительными выработками	0,2—0,3
	Скважинами по пласту, пробуренными из подготовительных выработок	0,3—0,5
	Скважинами, пробуренными из полевых выработок	0,2—0,3
	При проведении выработок	0,3—0,7
Разгрузка пласта очистным забоем	Скважинами, пробуренными из очистного забоя	0,2—0,3
	Скважинами, пробуренными из подготовительных выработок в зоне влияния очистного забоя	0,2—0,3
	Скважинами, пробуренными из подготовительных выработок вблизи очистного забоя при подработке или надработке сближенным пластом	0,3—0,4
Дегазация пластов в сочетании с гидроразрывом	Гидравлический разрыв пласта через скважины, пробуренные из выработок	0,5—0,6

Окончание табл. 1.1

Метод воздействия на угленосную толщу	Способ дегазации	Значение коэффициента эффективности дегазации источника
	Выработанное пространство	
	Отсос газа из выработанного пространства действующих участков при обратном порядке отработки с использованием:	
	газопровода	0,2—0,3
	эжекторов и вентиляторов	0,3—0,7
	при прямом порядке отработки	0,2
	Скважинами, пробуренными над куполами обрушения	0,25—0,4
	Скважинами, пробуренными с поверхности	0,4—0,6
	Отсос газа из старых выработанных пространств скважинами пробуренными из выработок	0,3—0,6

де суммы частных к. э. д. отдельных источников выделения метана:

$$K_{\text{дег}} = \sum_{1}^{i} K_{\text{дег}.i}, \tag{1.5}$$

где $K_{\text{дег}.\,i}$ — коэффициент эффективности дегазации источника метановыделения с учетом его доли в общем газовом балансе;

$$K_{\text{дег}.i} = n_i\, k_{\text{дег}.i}, \tag{1.6}$$

n_i — коэффициент, характеризующий долевое участие данного источника в общем метановыделении. Доля метановыделения из отдельного источника в общем метановыделении до дегазации рассчитывается по формуле

$$n_i = \frac{q_i}{q}. \tag{1.7}$$

Выбор способов дегазации следует производить на основе данных о структуре газового баланса и с учетом возможных в конкретных условиях коэффициентов эффективности дегазации. В первую очередь следует дегазировать источник, из которого выделяется наиболь-

шее количество метана. Конкретные значения коэффициентов эффективности дегазации для различных способов приведены в табл. 1.1 и в соответствующих разделах Руководства.

В практике дегазационных работ для оценки степени снижения метаноносности угольных пластов пользуются отношением количества извлеченного из 1 т угля метана к метаноносности пласта, называемым степенью дегазации:

$$k_д = \frac{x - x_o'}{x}, \qquad (1.8)$$

где x и x_o' — соответственно метаноносность угольного пласта до и после дегазации, м³/т.

Коэффициенты $k_{дег.\,i}$ и $k_д$ связаны соотношением

$$k_{дег.i} = \frac{k_д}{1 - \frac{x_o}{x}}, \qquad (1.9)$$

где x_o — остаточная метаноносность угля, выдаваемого из выработки, м³/т.

1.3. Эффективность различных способов дегазации приведена в табл. 1.1.

1.4. Относительная метанообильность лавы при дегазации определяется из выражения

$$q'_{оч} = (1 - K_{дег})\, q_{оч} \quad м^3/т, \qquad (1.10)$$

где $q_{оч}$ — относительная метанообильность лавы до дегазации.

С учетом коэффициентов эффективности дегазации разрабатываемого пласта $k_{дег.\,пл}$, выработанного пространства $k_{дег.\,в.\,п}$ и применяемой схемы проветривания (коэффициент $k_{в.\,п}$)

$$q'_{оч} = (1 - k_{дег.пл})\, q_{пл} + k_{в.п}\,(1 - k_{дег.в.п})\, q_{в.п} \quad м^3/т, \qquad (1.11)$$

где $q_{пл}$, $q_{в.п}$ — соответственно метанообильность лавы, обусловленная метановыделением из разрабатываемого пласта и выработанного пространства, м³/т.

Остаточная метаноносность угольного пласта после его дегазации определяется по формуле

$$x_o' = (1 - k_д)\, x \quad м^3/т. \qquad (1.12)$$

Параметры дегазации разрабатываемых и сближенных пластов должны определяться исходя из требуемого уровня снижения метанообильности лав и участков. Методы расчета параметров приведены в соответствующих разделах Руководства. В расчеты следует вводить требуемый коэффициент эффективности дегазации [формула (1.2)], который не должен превышать максимального значения, характерного для каждого способа (см. табл. 1.1).

1.5. При выборе схем подготовки и систем разработки для достижения максимальной эффективности дегазации газоносных пластов следует руководствоваться следующими положениями:

а) Отдавать предпочтение столбовой и комбинированной системам разработки, обеспечивающим наиболее благоприятные условия для дегазации разрабатываемых угольных пластов.

б) Не предусматривать проведения просека впереди очистного забоя в связи с уменьшением срока службы дегазационных скважин, особенно в зоне влияния очистных работ. Не рекомендуется также в случае дегазации разрабатываемого пласта проведение штреков широким ходом, так как при этом затрудняются процесс бурения и герметизации скважин в бутовой полосе.

в) На пластах, не склонных к самовозгоранию, применять системы разработки с поддержанием выработки (на всю длину столба или на 40—60 м от очистного забоя), из которой бурятся скважины, так как в этом случае создаются благоприятные условия для достижения максимально возможной эффективности дегазации сближенных пластов.

Повышение эффективности дегазации при столбовой системе разработки может быть достигнуто также в том случае, если подготовительная выработка очередного выемочного поля, прилегающая к выемочному полю действующей лавы, будет проведена заблаговременно. Дегазационные скважины пробуривают на сближенные пласты из этой выработки до подхода лавы.

г) Дегазацию выработанного пространства производить в случаях близкого расположения пропластков угля, попадающих в зону беспорядочного обрушения, недостаточной эффективности дегазации сближенных пластов и при выемке пластов с потерями по мощности.

При дегазации выработанного пространства с помощью центральной дегазационной установки необходимо предусматривать меры по охране устьев скважины или всасывающих патрубков газопровода. Для этого в месте расположения устья скважины или патрубков газопровода рекомендуется выкладывать костровую крепь и оставлять при погашении выработки три-четыре комплекта крепи.

Для повышения эффективности дегазации выработанного пространства при сплошной системе разработки рекомендуется применять вспенивающиеся пластические материалы, изолирующие выработанное пространство от горных выработок.

В тех случаях, когда газовоздушная смесь, отводимая из выработанного пространства, поступает в вентиляционную выработку, в схеме подготовки выемочного участка должно предусматриваться наличие выработки для подачи свежего воздуха, необходимого для разбавления отводимого метана до допустимой концентрации.

2. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Дегазация при проведении капитальных и подготовительных выработок

2.1. Дегазацию вмещающих пород и окружающего выработки массива угля в процессе проведения капитальных горных выработок необходимо применять при метановыделении из выработки 3 м³/мин и более.

2.2. При проходке вертикальных выработок (стволов, гезенков, шурфов) дегазационные скважины длиной 30—100 м и диаметром 80—100 мм бурятся с поверхности или из специальных буровых камер, устраиваемых по сторонам проходимой выработки (рис. 2.1). Защищенная зона при этом на 7—8 м превышает диаметр ствола. Метаноносный угольный пласт или слой газосодержащей породы должен перебуриваться на полную мощность.

При подходе забоя горизонтальной выработки (квершлага) к слою газосодержащей трещиноватой породы или к метаноносному угольному пласту дегазационные скважины диаметром 80—100 мм бурятся через газо-

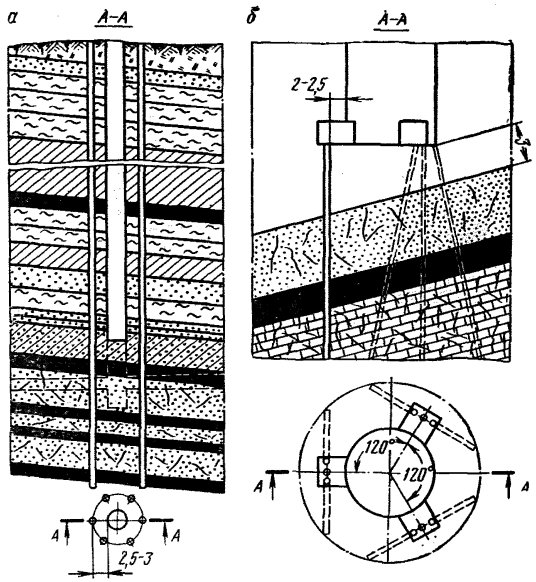


Рис 2.1. Схема дегазации газоносного массива при проходке вертикальных выработок:
а — скважины бурятся с поверхности; *б* — скважины бурятся из специальных камер

содержащий породный слой (пласт угля) до полного его пересечения из камер, проходимых в 3—5 м по нормали от этого слоя (рис. 2.2). Число скважин 5—10. Направление бурения выбирается с расчетом, чтобы скважины пересекли газоносные породы по окружности диаметром не менее полутора и не более трех диаметров проводимой выработки.

Скважины обсаживаются на глубину не менее 2—2,5 м и подсоединяются к газопроводу. Отсос газа должен производиться под разрежением 100—200 мм рт. ст.

2.3. Вскрытие пластов, опасных по выбросам угля и газа, производится аналогичным образом с обязательным бурением контрольных скважин для замера газового давления.

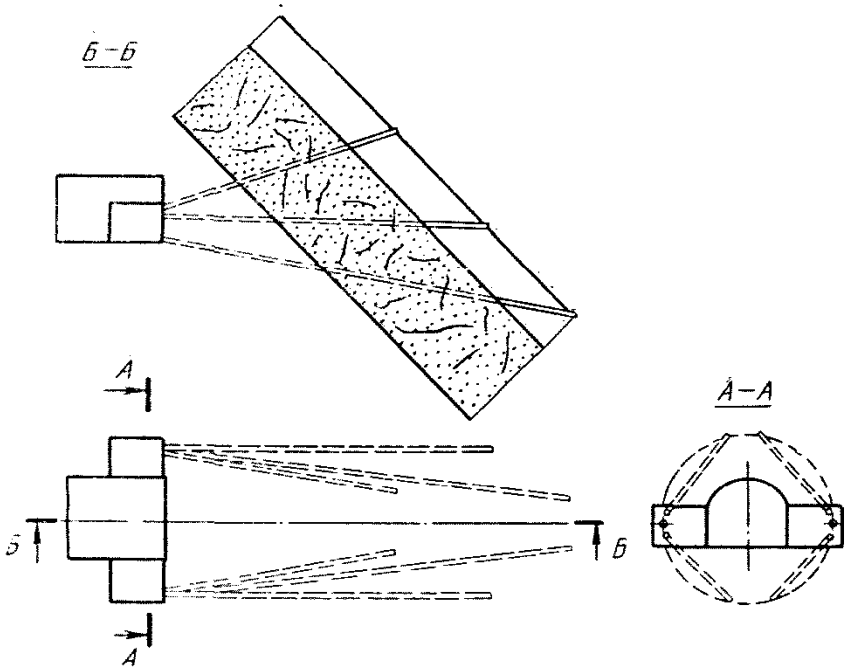


Рис. 2.2. Схема дегазации газоносного массива при пересечении его квершлагом

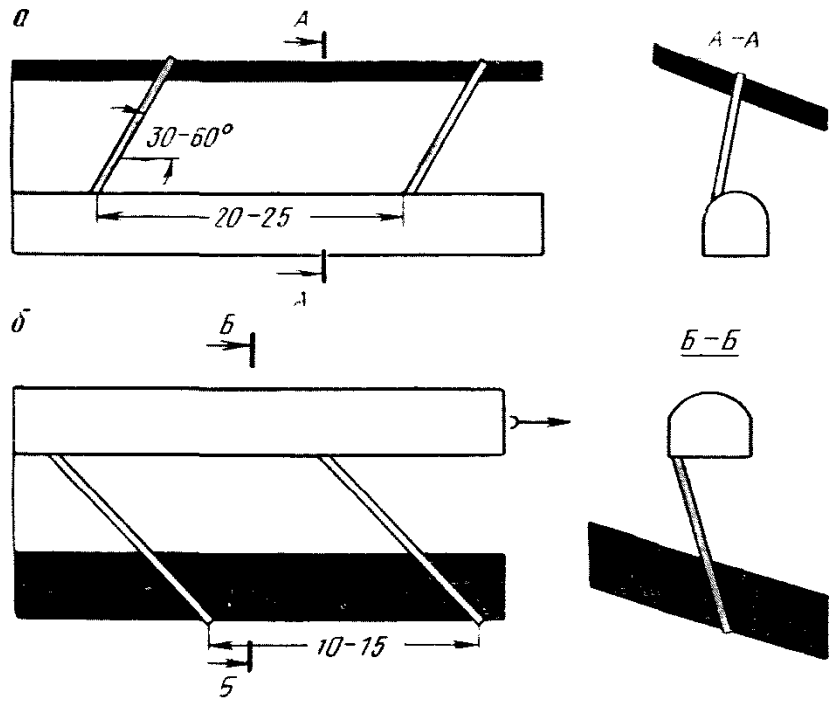


Рис. 2.3. Схема расположения скважин для дегазации пласта при проведении полевых выработок:
а — под пластом; *б* — над пластом

Число и расположение контрольных скважин выбирается в соответствии с требованиями действующих ПБ.

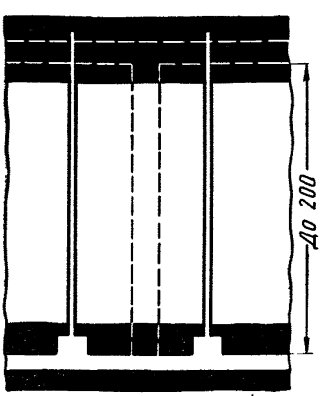
Дегазационные скважины диаметром 80—250 мм бурятся из забоя так, чтобы они выходили за контур будущей расширенной выработки на 4 м. Число скважин 8—10. Дегазация вскрываемого пласта продолжается до тех пор, пока давление метана в контрольных скважинах не снизится до 10 кгс/см^2.

2.4. При проведении полевых выработок вблизи метаноносных угольных пластов и пород дегазационные скважины располагаются по схеме, приведенной на рис. 2.3.

При наличии геологического нарушения на расстоянии 30—40 м от него из буровой ниши бурится скважина диаметром 100 мм. Бурение производится через сальниковый уплотнитель, имеющий трубу для отвода газа и патрубок для манометра. При давлении метана свыше 10 кгс/см^2 бурятся две-три дегазационные скважины, которые пересекают зону нарушения на расстоянии двух-трех диаметров выработки от ее будущего контура.

Дегазация трещиноватых газоносных пород должна производиться под разрежением не менее 100 мм рт. ст.

Дегазация при проведении горизонтальных и наклонных выработок по угольным пластам



2.5. Дегазация осуществляется при метановыделении в выработку более 3 м^3/мин.

При длине проводимых выработок до 200 м барьерные скважины бурятся на всю длину будущей выработки (рис. 2.4). Расположение их зависит от срока

Рис. 2.4. Схема дегазации газоносного угольного массива барьерными скважинами при проведении коротких выработок по углю

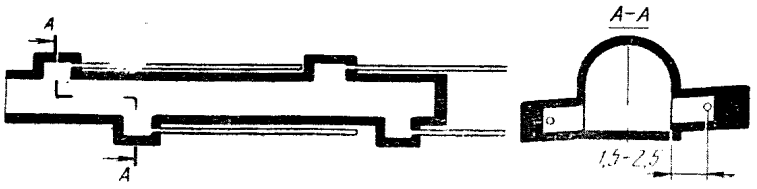


Рис. 2.5. Схема расположения барьерных скважин при проведении выработок по угольному пласту

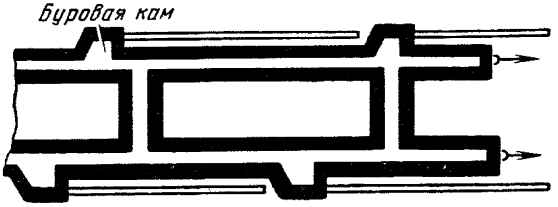


Рис. 2.6. Схема дегазации угольного массива барьерными скважинами при проведении парных выработок

дегазации и положения выработки. В случае проведения выработок по мощным пластам число и расположение скважин выбираются по табл. 2.1.

При большой длине выработок на пластах тонких и средней мощности барьерные скважины бурятся из камер по обеим сторонам выработки (рис. 2.5). На пластах мощностью до 1,5 м с каждой стороны выработки на расстоянии до 1,5—2,5 м от ее стенки бурится по одной скважине. Длина скважин до 200 м, диаметр 50—100 мм.

При проведении парных выработок по высокометаноносным угольным пластам барьерные скважины следует бурить из каждой выработки (рис. 2.6).

Бурение барьерных скважин при проведении наклонных выработок производится аналогично бурению скважин при проведении горизонтальных выработок.

Расстояние между нишами при дегазации массива барьерными скважинами принимается на 15—20 м меньше длины скважин.

При полевой подготовке пластов дегазационные скважины бурятся из полевых выработок в зону проведения подготовительной выработки по угольному пласту.

Таблица 2.1

Число и расположение дегазационных скважин при проведении выработок по мощным пластам

Мощность пласта, м	Расположение выработки в пласте	Число скважин			
		по бокам выработки	по почве выработки	в кровле выработки	всего
6—8	В верхней части пласта	4	2	—	6
6—8	В середине пласта	4	2	1	7
6—8	В нижней части пласта	4	—	2	6
4—6	В верхней части пласта	4	1	—	5
4—6	В середине пласта	4	1	1	6
4—6	В нижней части пласта	4	—	1	5
3—4	В середине пласта	4	—	—	4

При слоевой разработке мощных пологих угольных пластов дегазация выработок верхнего слоя производится скважинами, буримыми из ниш в выработках. Угольный массив в зоне проведения подготовительных выработок на нижерасположенном этаже дегазируется пластовыми нисходящими дегазационными скважинами, пробуренными из откаточного штрека вышерасположенного этажа. Параметры дегазации подготовительных выработок барьерными скважинами считаются правильно выбранными, если в результате дегазации метановыделение снизилось на 30—60%.

2.6. При проведении выработок по пластам с невыдержанной гипсометрией дегазация осуществляется с помощью шпуров, пробуренных в окружающий массив (рис. 2.7). Шпуры бурятся под углом до 30° к оси выработки. Забои шпуров должны находиться на расстоянии до 5—6 м от стенок выработки. Расстояние в вертикальной плоскости между устьями этих шпуров должно составлять 1,5 м, а между их забоями — 2 м. Шпуры бурятся через 10 м по длине выработки. Диаметр шпуров 42—50 мм.

Устье каждого шпура герметизируется на глубину 1,5 м механическим герметизатором, и шпуры подключаются к газопроводу (см. рис. 2.7). Величина вакуума должна составлять не менее 50 мм рт. ст. Метановыделение в подготовительные выработки в результате дегазации шпурами может быть снижено в 1,5—2 раза.

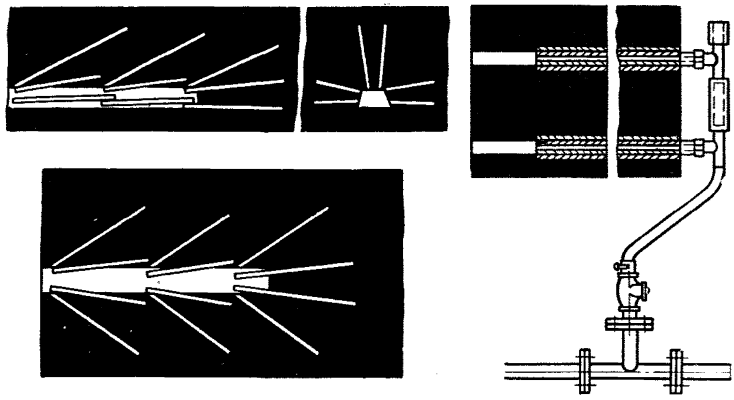


Рис. 2.7. Схема расположения газодренажных шпуров

2.7. Разрежение в дегазационных скважинах следует поддерживать в пределах 100—150 мм рт. ст. В тех случаях, когда при таком разрежении эффективность дегазации недостаточна и содержание метана в отсасываемой из скважин газовой смеси высокое (не менее 50—60%), целесообразно повысить разрежение до 200—250 мм рт. ст.

В скважинах, расположенных в непосредственной близости от забоя выработки, следует поддерживать более высокое разрежение, чем в удаленных; по мере удаления скважин от забоя и падения концентрации метана в отсасываемой смеси до 30—40% его следует понижать.

При решении вопроса об отключении скважин от сети необходимо руководствоваться условием

$$\frac{c_{\text{ф}} Q_{\text{в}} + 100 \Sigma q_{\text{м}}}{Q_{\text{в}}} \leqslant c, \qquad (2.1)$$

где $c_{\text{ф}}$, c — соответственно фактическая и допустимая концентрация метана в вентиляционной струе, %;

$Q_{\text{в}}$ — количество воздуха, проходящее по дегазируемой выработке, м³/мин;

$\Sigma q_{\text{м}}$ — суммарное метановыделение из скважин, подлежащих отключению, м³/мин.

Дегазация пласта подготовительными выработками

2.8. Дегазация разрабатываемых угольных пластов подготовительными выработками применяется при столбовых системах разработки и пластовой подготовке. При этом выработки выемочного участка (поля) после окончания проведения должны проветриваться обособленно или временно изолироваться. Данный способ дегазации может применяться на пластах любой мощности. Срок эффективной дегазации — 6—8 мес.

Длина подготовительных выработок определяется элементами принятой системы разработки. Продолжительность дренирования пласта выработками предопределяется календарным планом подготовки и выемки участка. Коэффициент эффективности дегазации пласта рассчитывается по формуле

$$k_{\text{дег.пл}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} G_i}{LHm\gamma\,(x - x_0)}, \qquad (2.2)$$

где n — число оконтуривающих выемочное поле поверхностей обнажения пласта;

G_i — количество метана, выделяющегося в каждую подготовительную выработку из поверхности обнажения пласта, м³;

$$G_i = \frac{4}{3} a_1 m v_{\text{п}} G_0 \left(t_2\sqrt{t_2} - t_1\sqrt{t_1}\right), \text{ м}^3; \qquad (2.3)$$

$a_1 = 1$ — размерный коэффициент времени, сут^{0,5};

m — мощность пласта, м;

$v_{\text{п}}$ — средняя скорость проведения подготовительной выработки, м/сут;

G_0 — интенсивность начального метановыделения с плоскости обнажения пласта в подготовительную выработку, м³/(м²·сут);

t_2 — полное время существования выработки, сут;

t_1 — время существования выработки с момента окончания ее проведения до начала очистных работ, сут;

L — длина выемочного поля, м;

H — высота этажа (подэтажа), м;

γ — объемная масса угля, т/м³;

x — метаноносность пласта к моменту проведения выработки, м³/т;

x_0 — остаточная метаноносность угля, выданного за пределы участка, м³/т.

Величина G_0 определяется экспериментально или по уравнению

$$G_0 = x\,(0{,}0004\,V^{r2} + 0{,}16)\ \text{м}^3/(\text{м}^2\cdot\text{сут}), \qquad (2.4)$$

где V^r — выход летучих веществ на горючую массу, %.

Метановыделение из разрабатываемого пласта $q_{\text{пл}}$ в призабойное пространство лавы после его дегазации подготовительными выработками с эффективностью $k_{\text{дег. пл}}$ определяется по формуле

$$q'_{\text{пл}} = (1 - k_{\text{дег.пл}})\,(x - x_0)\quad \text{м}^3/\text{т}. \qquad (2.5)$$

При дегазации угольного пласта с временной изоляцией подготовительных выработок необходимо возводить в массиве угля (пород) перемычки, через которые пропускается газопровод для вывода метано-воздушной смеси из запеременного пространства. Глубина вруба для перемычек — не менее 1 м. Для повышения воздухонепроницаемости массив угля или пород вокруг перемычки цементируется под давлением через специально пробуренный веер шпуров.

Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из выработок

2.9. Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, осуществляется при подготовке пласта к выемке. Этот способ дегазации применяется как при столбовых, так и при сплошных системах разработки, если имеется достаточное опережение подготовительной выработки относительно лавы.

Применение восстающих (пробуренных по восстанию пласта) скважин при сроке их функционирования до 12 мес на 20—50% эффективнее, чем нисходящих (пробуренных по падению пласта). Бурение пластовых скважин перпендикулярно направлению основной системы трещин кливажа увеличивает газоотдачу массива в скважины на 10—30% и сокращает длительность процесса дегазации.

Отсос газа пластовыми скважинами из не разгруженных от горного давления угольных пластов более эффективен при создании вакуума в скважинах. При любых способах дегазации создание вакуума в дегазационной системе является необходимой мерой, обеспечивающей перемещение газа по газопроводу.

2.10. Основными факторами, влияющими на выбор схем дегазации, являются схемы подготовки выемочных полей, системы разработки, требуемый к. э. д. пласта, совмещение работ по бурению и эксплуатации скважин с другими технологическими операциями по подготовке и эксплуатации участков.

Предварительная дегазация разрабатываемых пластов скважинами применяется при сплошной и столбовой системах разработки с выемкой по простиранию и падению (восстанию) пластов при пластовой и полевой подготовке выемочных участков. Передовая дегазация, т. е. каптаж метана из угольного массива разрабатываемого пласта скважинами, пробуренными впереди очистного забоя в зоне разгрузки пласта, менее эффективна, чем предварительная. Однако на высокогазоносных угольных пластах с низкой газопроницаемостью передовая дегазация может обеспечить извлечение 50—80% всего дренируемого скважинами метана.

2.11. Схемы дегазации разрабатываемых пластов скважинами из выработок делятся на две группы:

А — дегазационные скважины бурятся в плоскости пласта из пластовых подготовительных выработок по восстанию, падению, простиранию или под некоторым углом к линии простирания;

Б — дегазационные скважины бурятся из подготовительных или капитальных выработок через породную толщу вкрест простирания пласта.

Схемы дегазации группы А можно применять на пластах любой мощности и угла падения, а группы Б — преимущественно на крутых мощных пластах.

При обеих группах схем возможно параллельно-одиночное, веерное или кустовое расположение дегазационных скважин. Для схем группы А более эффективны параллельно-одиночные скважины, так как они относительно равномерно дегазируют пласт угля и могут быть использованы для нагнетания воды в пласт и ув-

лажнения угольного массива с целью предотвращения внезапных выбросов угля и газа, снижения пылеобразования и предупреждения эндогенных пожаров. При дегазации крутых угольных пластов скважинами, пробуренными вкрест простирания пласта, лучшие результаты достигаются при кустовом расположении скважин.

2.12. При выборе схемы дегазации разрабатываемого пласта скважинами в условиях наиболее распространенных столбовых и сплошных систем разработки необходимо руководствоваться следующими положениями:

а) Отдавать предпочтение восстающим параллельно-одиночным дегазационным скважинам с параллельным расположением их относительно линии очистного забоя.

Веерное расположение пластовых дегазационных скважин применять в исключительных случаях (когда невозможно бурить параллельно-одиночные скважины, пласт вскрыт квершлагом, в зонах геологических нарушений и др.).

б) В тех случаях, когда нет возможности бурить параллельно-одиночные скважины, следует применять:

на пологих и наклонных пластах в зависимости от горнотехнических условий — восстающие веерные, горизонтальные или нисходящие (до 30°) веерные скважины;

на крутых пластах — восстающие веерные или кустовые скважины, пробуренные вкрест простирания пласта через породную толщу.

в) Принимать следующие геометрические параметры параллельно-одиночных скважин, пробуренных по пласту:

диаметр — 80—150 мм;

угол наклона равным углу залегания пласта для восстающих и нисходящих скважин и 0—1° — для горизонтальных скважин;

длину устанавливать в зависимости от условий разработки: если участок пласта оконтурен подготовительными выработками, то длина скважин принимается на 10—15 м меньше длины лавы для восстающих или горизонтальных скважин и равной высоте этажа (длине лавы) — для нисходящих скважин; в последнем

случае скважины герметизируют со стороны их устья и забоя. Если участок пласта не оконтурен, имеется одна подготовительная выработка, из которой обуривается массив угля, то длина скважины принимается на 15—20 м больше длины лавы, чтобы выше- или нижележащая подготовительная выработка участка проводилась в частично дегазированной зоне.

Расстояние между параллельно-одиночными скважинами следует принимать в соответствии с расчетами в зависимости от продолжительности дегазации.

г) Длину и углы наклона веерных и кустовых скважин принимать в соответствии с расчетом, условиями залегания пласта и расположением выработок.

Расположение веерных дегазационных скважин должно обеспечивать достаточно полный дренаж дегазируемого массива угля. Расстояние между забоями скважин или между забоем короткой скважины и кратчайшим расстоянием до оси соседней не должно превышать расчетного расстояния между скважинами, определенного для параллельно-одиночных скважин.

Кустовые или веерные скважины, пробуренные вкрест простирания пласта, должны полностью перебуривать дегазируемый пласт или свиту пластов, отдающих метан в выработки участка.

д) Срок службы скважин предварительной дегазации принимать при столбовой системе разработки не менее 6 мес.

Длительность периода передовой дегазации зависит от длины опережающей части выработки, из которой бурятся скважины, и скорости подвигания очистного забоя и составляет 10—30 сут.

В течение всего срока службы скважины должны быть подключены к газопроводу и вакуумной системе.

е) Герметизация устьев скважин должна производиться специальными герметизаторами (механического, гидравлического или пневматического типа) или цементно-песчаным раствором. Пластовые скважины следует герметизировать на длину 4—10 м, а скважины, пробуренные вкрест простирания пласта через породную толщу, — 2—5 м.

При бурении нисходящих скважин в оконтуренный выработками угольный массив с выходом скважины в нижележащую выработку необходимо герметизиро-

вать устье скважины под обсадную трубу и часть скважины со стороны нижележащей выработки (глухая герметизация, обеспечивающая слив воды).

ж) Величину вакуума принимать не менее 50 мм рт. ст.

з) При предварительной дегазации скважину оставлять подключенной к дегазационному газопроводу вплоть до подхода к ней забоя лавы или появления значительных подсосов воздуха. Расстояние, при котором должны отключаться дегазационные скважины, составляет 2—5 м.

и) При использовании скважин для дегазации угольного массива с последующей обработкой пласта жидкостями (вода, вода с добавками и пр.) параметры скважин определять по факторам дегазации и нагнетания (увлажнения). Из двух значений принимать наименьшее расстояние между скважинами и наибольшую длину герметизации.

Схемы дегазации разрабатываемых угольных пластов скважинами приведены на рис. 2.8—2.20.

Возможны два варианта бурения скважин:

в процессе подготовки выемочного поля проведение выемочных штреков и бурение скважин производится одновременно;

бурение скважин из штрека производится после окончания его проведения (при столбовой системе и небольших сечениях штрека, когда трудно совместить буровые и транспортные работы).

При большой длине лавы (свыше 250 м) дегазация угольного пласта может производиться восстающими и нисходящими скважинами (см. рис. 2.14). Эффективное применение нисходящих скважин возможно только при достаточно хорошем их осушении.

При столбовых системах разработки с выемкой по восстанию или падению скважины бурятся из наклонных выработок по простиранию пласта (см. рис. 2.15).

При параллельно-одиночной схеме дегазации скважины бурятся параллельно друг другу, причем каждая из них оборудуется индивидуально. В этом случае при заданном коэффициенте эффективности дегазации разрабатываемого пласта расстояние между осями скважин определяется для каждого блока по расчетным формулам (п. 2.14). В зависимости от горнотехниче-

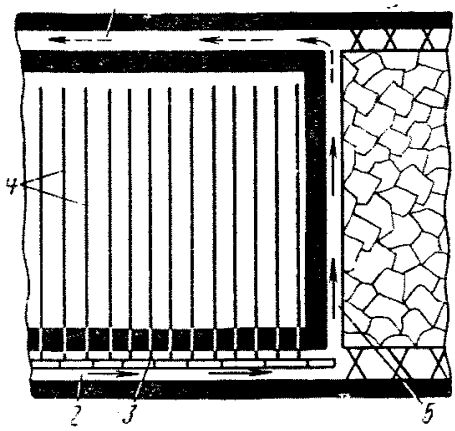


Рис. 2.8. Схема дегазации разрабатываемого пласта скважинами, пробуренными по восстанию из откаточного штрека при столбовой системе разработки:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — газопровод; *4* — дегазационые скважины; *5* — очистной забой

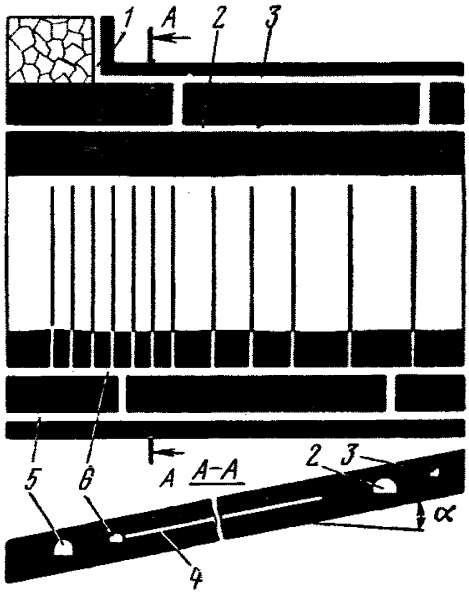


Рис. 2.9. Схема дегазации мощного пласта восстающими параллельно-одиночными пластовыми скважинами:

1 — лава; *2, 3* — соответственно откаточный и конвейерный штреки действующего горизонта; *4* — дегазационные скважины; *5, 6* — соответственно откаточный и конвейерный штреки подготавливаемого горизонта

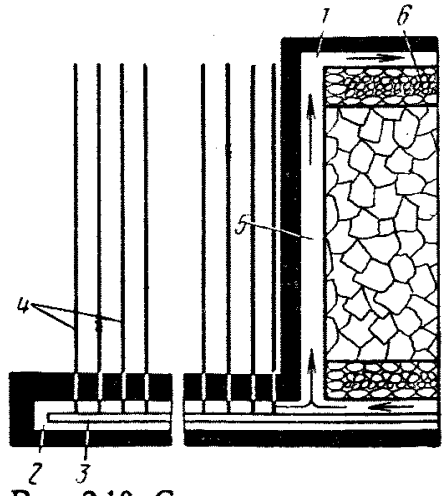


Рис. 2.10. Схема дегазации разрабатываемого пласта восстающими скважинами из опережающей части откаточного штрека при сплошной системе разработки:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — газопровод; *4* — дегазационные скважины; *5* — очистной забой; *6* — бутовая полоса

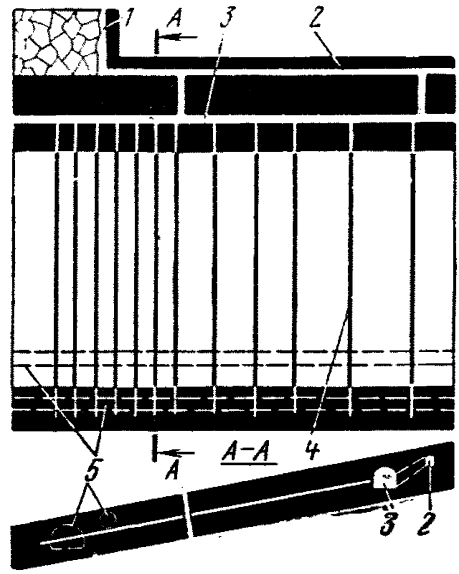


Рис. 2.11. Схема дегазации мощного пологого пласта нисходящими параллельно-одиночными пластовыми скважинами:

1 — лава; *2, 3* — соответственно конвейерный и откаточный штреки действующего горизонта; *4* — нисходящие скважины; *5* — будущие откаточный и конвейерный штреки

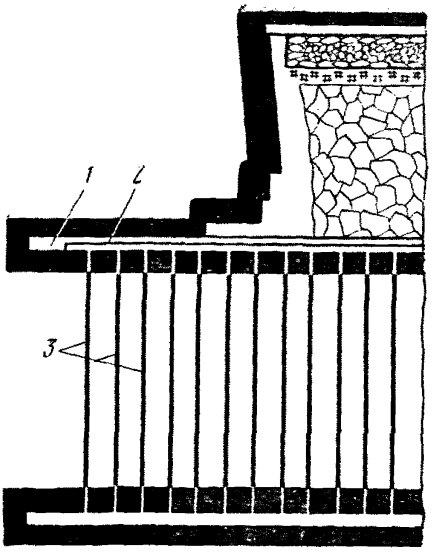


Рис. 2.12. Схема дегазации разрабатываемого крутого пласта сквозными нисходящими параллельно-одиночными скважинами, пробуренными из откаточного штрека действующего горизонта:

1 — откаточный штрек; *2* — газопровод; *3* — дегазационные скважины

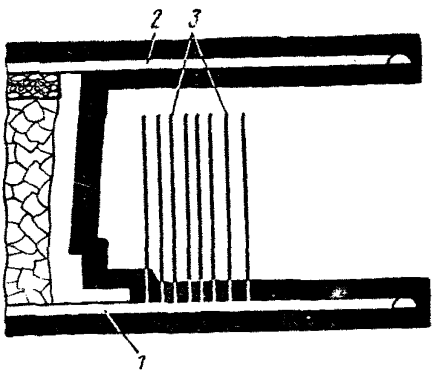


Рис. 2.13. Схема дегазации разрабатываемого крутого пласта восстающими параллельно-одиночными скважинами при столбовой системе разработки:

1 — откаточный штрек; *2* — вентиляционный штрек; *3* — восстающие скважины

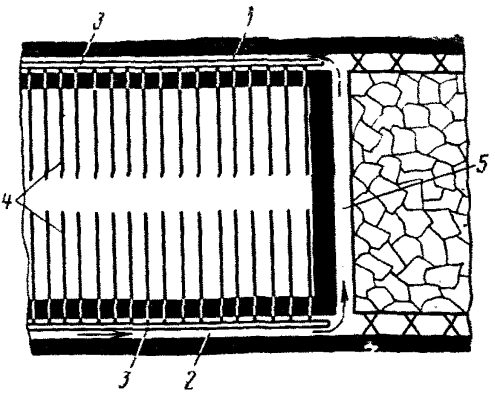


Рис. 2.14. Схема дегазации разрабатываемого пласта восстающими и нисходящими параллельно-одиночными пластовыми скважинами при столбовой системе разработки и длине лавы более 200—250 м:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — газопровод; *4* — дегазационные скважины; *5* — очистной забой

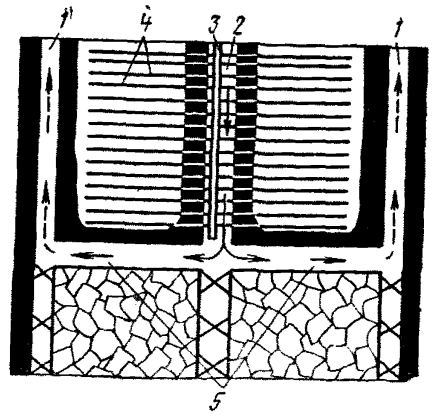


Рис. 2.15. Схема дегазации разрабатываемого пласта параллельно-одиночными горизонтальными пластовыми скважинами при столбовой системе разработки (вариант спаренные лавы по восстанию или падению):

1 — бортовые вентиляционные выработки; *2* — сборная конвейерная выработка; *3* — газопровод; *4* — дегазационные скважины; *5* — очистной забой

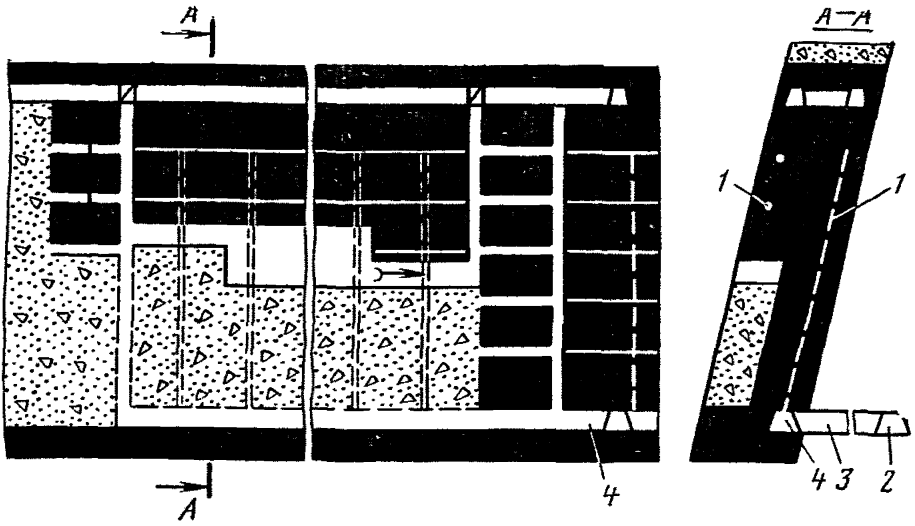


Рис. 2.16. Схема дегазации мощного крутого пласта при слоевой системе разработки:

1 — дегазационные скважины; *2* — полевой штрек; *3* — промежуточный квершлаг; *4* — откаточный штрек нижнего слоя

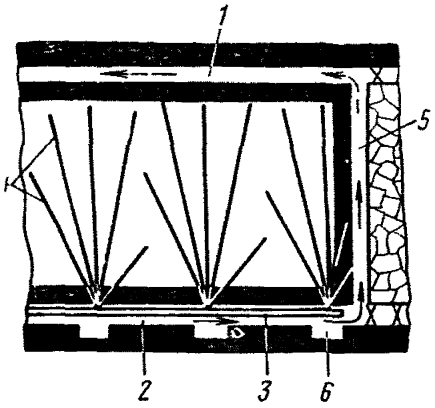


Рис. 2.17. Схема дегазации разрабатываемого пласта веерными восстающими пластовыми скважинами:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — газопровод; *4* — дегазационные скважины; *5* — очистной забой; *6* — камера

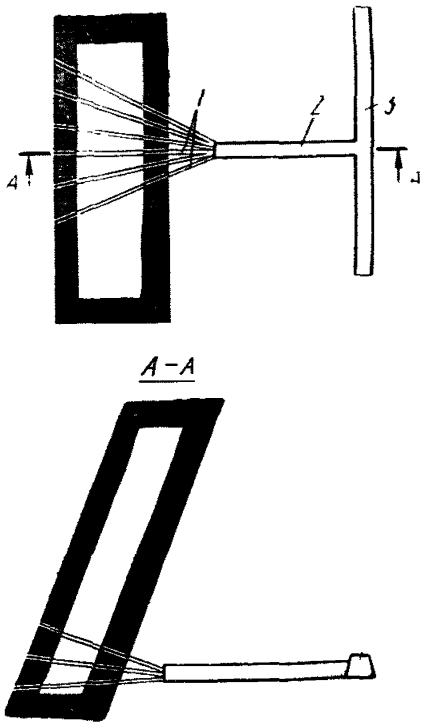


Рис. 2.18. Схема дегазации мощного крутого пласта перед его вскрытием:

1 — дегазационные скважины; *2* — промежуточный квершлаг; *3* — полевой штрек

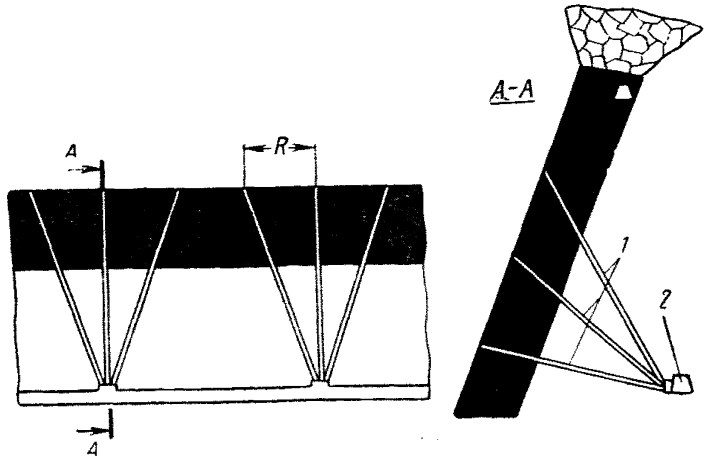


Рис. 2.19. Схема дегазации неразгруженного мощного крутого пласта скважинами, пробуренными вкрест простирания из полевого штрека:

1 — дегазационные скважины; *2* — полевой штрек

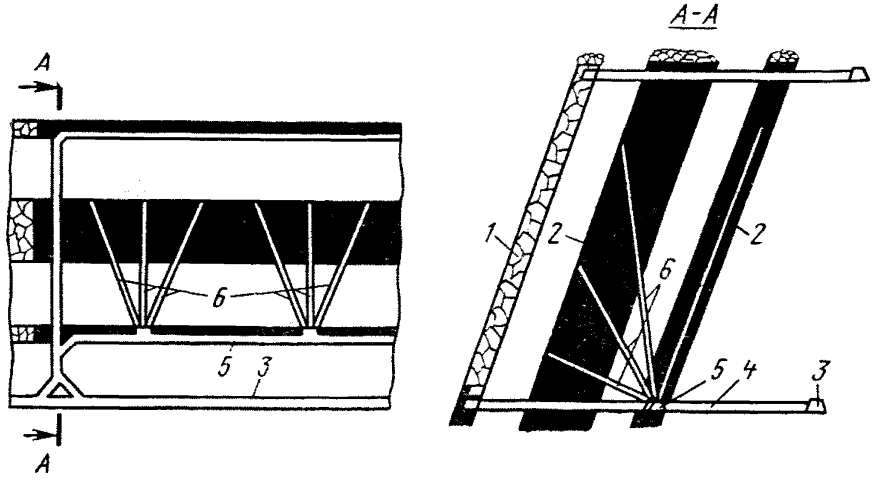


Рис. 2.20. Схема дегазации надрабатываемых крутых пластов веерно-кустовыми скважинами, пробуренными из выработок одного из пластов свиты:

1 — разрабатываемый (надрабатывающий) пласт; *2* — надрабатываемые пласты; *3* — полевой штрек; *4* — квершлаг; *5* — главный штрек; *6* — дегазационные скважины

ских условий разработки угольных пластов это расстояние изменяется от 5 до 30 м.

При параллельно-одиночной схеме пластовой дегазации применяются равномерная (см. рис. 2.8, 2.12)

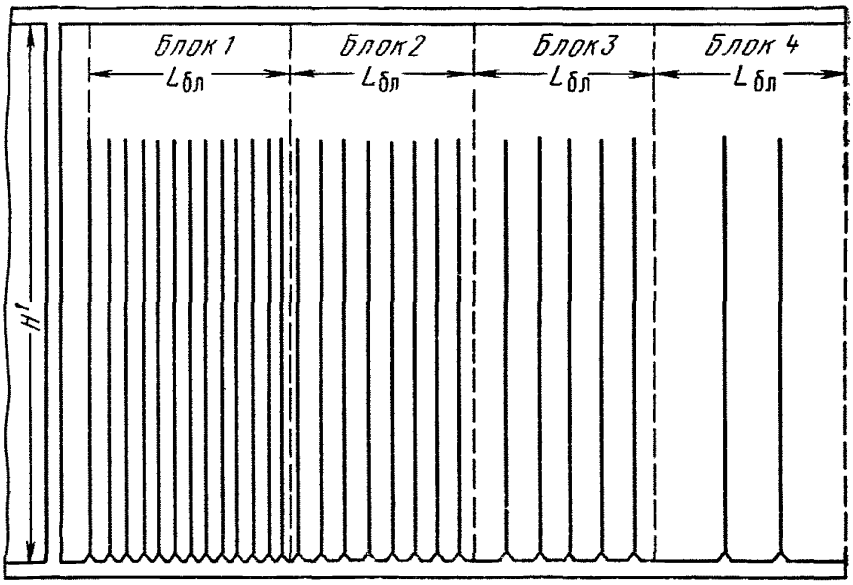


Рис. 2.21. Схема к расчету дегазационных скважин

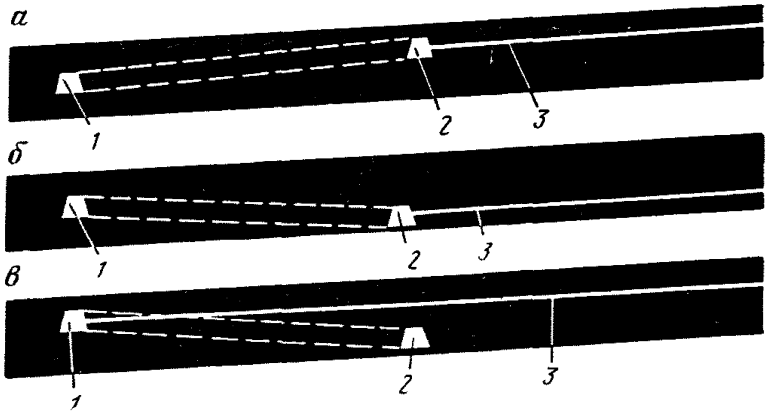


Рис. 2.22. Схема расположения дегазационных скважин при подготовке мощного пологого пласта с бурением скважин из:

а — слоевого штрека верхнего слоя; *б* — слоевого штрека нижнего слоя; *в* — откаточного штрека; *1* — откаточный штрек; *2* — слоевые конвейерные штреки; *3* — дегазационные скважины

и неравномерная (см. рис. 2.9, 2.11) сетки расположения скважин. Равномерная сетка их расположения принимается при одинаковом времени дегазации блоков. Такое положение имеет место при равных скоростях подвигания очистного забоя и движения фронта дегазационного бурения или при достаточно большом (свы-

ше 6 мес) периоде между окончанием бурения дегазационных скважин и началом очистных работ на дегазируемом участке.

Неравномерная сетка расположения скважин (рис. 2.21) применяется при неравенстве скоростей подвига-

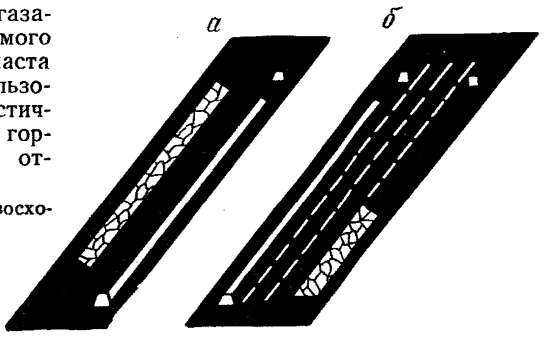


Рис. 2.23. Схема дегазации разрабатываемого мощного крутого пласта скважинами с использованием эффекта частичной разгрузки от горного давления при отработке слоев:
а — нисходящей; *б* — восходящей

ния очистного забоя и движения фронта дегазационного бурения, а также при различных сроках функционирования скважин.

2.13. Выбор схем дегазации мощных пологих, наклонных или крутых разрабатываемых пластов зависит от способа подготовки выемочных участков и системы разработки. Принципиальные схемы дегазации при слоевой разработке мощных пластов приведены на рис. 2.11, 2.22, 2.23.

Пластовые скважины располагаются по мощности пласта в один ряд. При мощности пласта более 5 м и наличии в нем значительных слабопроницаемых породных прослоев скважины располагаются в каждой пачке пласта.

При слоевой выемке угольных пластов следует использовать эффект частичной разгрузки от горного давления при выемке первого слоя. Пластовые дегазационные скважины используются для дренирования сначала неразгруженного пласта, а затем, в период частичной разгрузки массива, для дегазации слоев (см. рис. 2.16, 2.23).

Скважины располагаются веерно и бурятся в направлении восстания пласта, чтобы обеспечивались сток воды и осушение скважин. В случае низкой обводненности пласта следует бурить скважины и в направлении

падения ниже рабочего горизонта (см. рис. 2.18, 2.19). Расстояние между скважинами определяется по соответствующим расчетным формулам.

При веерно-кустовой схеме дегазации пласта расстояние между кустами скважин по длине выработки (полевого штрека) составляет 30—70 м, а между забоями скважин — 10—35 м.

При разработке крутых угольных пластов следует применять комбинированные схемы дегазации (см. рис. 2.16, 2.20).

2.14. Основными параметрами дегазации разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, являются коэффициент эффективности дегазации, продолжительность дренирования пласта и расстояние между дегазационными скважинами.

В случаях применения комплекса способов снижения метанообильности участка — дегазации сближенных пластов как первоочередного мероприятия и каптажа метана из разрабатываемого пласта — требуемый коэффициент эффективности дегазации пласта рассчитывается по формуле

$$k'_{\text{дег.пл}} = \frac{K'_{\text{дег}} - n_{\text{в.п}} k_{\text{дег.в.п}}}{n_{\text{пл}}}, \qquad (2.6)$$

где $n_{\text{в.п}}$, $n_{\text{пл}}$ — коэффициент, учитывающий долевое участие соответственно выработанного пространства и разрабатываемого пласта в метанообильности участка.

Для обеспечения требуемой эффективности дегазации необходимо выбрать соответствующие расстояния между скважинами и продолжительность дегазации. Как правило, продолжительность дегазации определяется условиями подготовки выемочных участков, бурения скважин и отработки участка. В проектных расчетах временем дегазации следует задаваться исходя из календарного плана подготовки участка, бурения скважин и выемки отдельных блоков участка, а также активного периода функционирования скважин.

Продолжительность дегазации в пределах отдельного блока определяется по формуле

$$t_i = t_0 + (i-1)\left[L_{\text{бл}}\left(\frac{1}{v_{\text{оч}}} \pm \frac{1}{v_{\text{в.б}}}\right)\right] \text{ сут}, \qquad (2.7)$$

где t_0 — время дегазации до начала очистных работ, сут;

i — порядковый номер блока; отсчет блоков производится от разрезной печи в направлении подвигания лавы;

$L_{бл}$ — длина блока, м; принимается в пределах 100—150 м; при скоростях подвигания лав более 150 м/мес длину блока рекомендуется принимать равной месячному подвиганию лавы;

$v_{оч}$ — скорость подвигания лавы, м/сут;

$v_б$ — скорость подвигания выемочного поля по бурению (скорость подвигания фронта буровых работ), м/сут.

Знак минус в формуле (2.7) принимается в случае совпадения направлений отработки участка и движения фронта дегазационного бурения, знак плюс — когда эти направления противоположны.

При бурении скважин после оконтуривания столба подготовительными выработками скорость $v_б$ должна быть не менее скорости $v_{оч}$ и направление обуривания угольного массива должно совпадать с направлением очистной выемки.

При столбовых системах разработки время t_0 должно быть не меньше 6 мес, а при сплошных время дегазации определяется делением длины условного блока $L_у$ (обуренная скважинами часть пласта) на скорость подвигания лавы:

$$t_0 = \frac{L_у}{v_{оч}} \text{ сут.} \qquad (2.8)$$

Скорость подвигания фронта буровых работ при сплошной системе разработки должна быть принята равной скорости подвигания лавы.

Расстояние R_i между восстающими, нисходящими или горизонтальными параллельно-одиночными скважинами в каждом блоке, не подверженном влиянию очистных работ, определяется по формуле

$$R_i = \frac{k_в z l_с m_д \frac{q_0}{a} \ln(at+1)}{H m_в \gamma k'_{дег.пл} q_{пл}} \text{ м}, \qquad (2.9)$$

где $k_в$ — коэффициент влияния разрежения; для условий Карагандинского и Кузнецкого бассейнов

принимается по данным табл. 2.2, для Донецкого и Печорского бассейнов $k_в = 1$;

z — коэффициент, характеризующий неравномерность газовыделения из пласта в отдельные скважины; $z = 0{,}75$;

$l_с$ — полезная длина скважины, м;

$m_д$ — дегазируемая мощность угольных пачек пласта, м;

q_0 — начальное удельное метановыделение в скважину, $м^3/(м^2 \cdot сут)$ (начальный дебит скважины, деленный на длину скважины и мощность пласта);

a — коэффициент, характеризующий способность пласта к газоотдаче в дегазационные скважины, $сут^{-1}$;

t — продолжительность дренирования пласта скважинами, сут;

H — высота этажа (подэтажа), дегазируемая скважинами, м;

$m_в$ — мощность угольных пачек (или слоя), отдающих газ в призабойное пространство лавы, м;

γ — объемная масса угля, $т/м^3$.

Таблица 2.2

Коэффициент влияния разрежения $k_в$

Пласты	Значения $k_в$ при разрежении в скважинах, мм рт. ст.		
	50	100	150
Неразгруженные	1	1,25	1,5
Надработанные	1	1,6	2,2

В том случае, когда для нисходящих пластовых скважин неизвестны параметры q_0 и a, расстояние между ними определяется (при параллельно-одиночном расположении) по формуле

$$r_i = k_с R_i, \qquad (2.10)$$

где $k_с$ — коэффициент, учитывающий снижение метановыделения из нисходящих скважин по сравне-

нию с восстающими. При сквозных нисходящих скважинах принимается $k_c = 1$, при обычных глухих нисходящих скважинах $k_c = 0{,}5 \div 0{,}7$.

2.15. Расчет и выбор параметров, входящих в формулу (2.9), производится следующим образом. Величина $q_{пл}$ принимается по фактическим данным или по прогнозу. При слоевой выемке мощных угольных пластов в расчетах параметров пластовой дегазации принимается значение $q_{пл}$ для первого вынимаемого слоя.

Начальное удельное метановыделение q_0 в скважину определяется по фактическим данным или по расчету. Для восстающих или горизонтальных скважин диаметром 0,06—0,12 м

$$q_0 = \varepsilon G_0 \quad м^3/(м^2 \cdot сут), \qquad (2.11)$$

где ε — коэффициент пропорциональности, равный для пластов тонких, средней мощности и мощных соответственно 0,089; 0,057 и 0,031;

G_0 — интенсивность начального метановыделения в подготовительную выработку, проведенную по угольному пласту, $м^3/(м^2 \cdot сут)$.

Величина q_0 для восстающих или горизонтальных скважин диаметром d до 0,15—0,2 м определяется по формуле

$$q_0 = \frac{\pi d}{2m} G_0 \quad м^3/(м^2 \cdot сут). \qquad (2.12)$$

Значение G_0 определяется экспериментально или по формуле (2.4). При экспериментальном определении G_0 следует пользоваться зависимостью

$$G_0 = \frac{I}{n a_1 v_п m \left(2\sqrt{\frac{l_п}{v_п}} - 1\right)} \quad м^3/(м^2 \cdot сут), \qquad (2.13)$$

где I — метанообильность подготовительной выработки длиной $l_п$, проводимой по угольному пласту мощностью m вне зоны влияния очистных и подготовительных выработок со средней скоростью $v_п$, $м^3$/сут.

В табл. 2.3 приведены экспериментальные значения величин q_0 и a для отдельных шахтопластов Донецкого, Карагандинского и Печорского бассейнов.

Таблица 2.3

Экспериментальные величины параметров q_0 и a

Пласт	Индекс пласта	Выход летучих, %	q_0, м³/(м³·сут)	a, сут$^{-1}$	Направление бурения скважин
		Донецкий бассейн			
Бутовский	n_1	35—40	0,98	0,019	Горизонтальное
Макеевский (Александровский)	m_3	30—40	0,50	0,014	Восстающее или горизонтальное
Берестовский (София)	l_8'	15—20	0,42	0,025	То же
Коксовый	l_4	30—33	1,0	0,015	»
Подалмазный	l_2'	4—6	1,0	0,035	Нисходящее
Семеновский	l_1	30—33	0,42	0,016	Восстающее или горизонтальное
—	k_4'	16—20	0,37	0,024	Восстающее
Дроновский	k_2	4—6	0,50	0,031	То же
Ливенский	h_{10}	27—30	0,44	0,013	Восстающее или горизонтальное
Прасковиевский	h_8	16—20	1,43	0,031	То же
Смоляниновский	h_7	16—20	0,77	0,008	»
Наталия	g_2	6—7	1,75	0,045	»

Окончание табл. 2.3

Пласт	Индекс пласта	Выход летучих, %	q_0, м³/(м²·сут)	a, сут$^{-1}$	Направление бурения скважин
Карагандинский бассейн					
Новый	k_{18}	28—32	0,27	0,007	Нисходящее
Верхняя Марианна	k_{12}	23—27	0,21	0,006/0,011*	Восстающее (на Промышленном участке)
Верхняя Марианна	k_{12}	23—27	0,60	0,013	Восстающее (на Саранском участке)
Феликс	k_{10}	23—27	0,19	0,005/0,007	Восстающее
Вышесредний	k_4	24—26	0,14	0,006/0,009	Восстающее
Печорский бассейн					
Первый	n_{14}	30—33	1,5	0,023	Восстающее
			0,8	0,015	Нисходящее
Тройной	$n_{12+13+14}$	31—32	1,2	0,012	Восстающее
			0,8	0,010	Нисходящее
Четвертый	n_{11}	30—32	0,6	0,008	Восстающее
			0,4	0,007	Нисходящее
Мощный	$n_{11+12+13+14}$	30—32	1,0	0,014	Восстающее
			0,45	0,010	Нисходящее
	J_4	32—35	1,1	0,010	Восстающее
			0,7	0,006	Нисходящее

* Числитель — для параллельно-одиночных скважин; знаменатель — для веерных скважин.

Коэффициент a для пластов с природной газопроницаемостью может быть рассчитан (для глубин до 600 м) по формуле

$$a = b\lambda + c \quad \text{сут}^{-1}, \qquad (2.14)$$

где b и c — постоянные, равные соответственно 0,1823 и 0,0026;

λ — коэффициент газопроницаемости; значения λ для отдельных угольных пластов основных бассейнов приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Газопроницаемость угольных пластов

Пласт	Индекс пласта	Выход летучих, %	Газопроницаемость, мдарси
Карагандинский бассейн			
Верхняя Марианна	k_{12}	23—27	0,01—0,06
Феликс	k_{10}	23—27	0,01—0,04
Новый	k_{18}	28—32	0,01—0,03
Шестифутовый	k_{13}	25—30	0,005—0,01
Вышесредний	k_4	24—26	0,01—0,03
Остальные пласты		24—30	0,007—0,01
Печорский бассейн			
	J_4	29—36	0,01—0,04
Первый	n_{14}	30—36	0,02—0,09
Тройной	$n_{12+13+14}$	28—35	0,01—0,05
Четвертый	n_{11}	28—35	0,01—0,03
Мощный	$n_{11+12+13+14}$	30—32	0,01—0,06
Остальные пласты		30—36	0,01—0,03
Кузнецкий бассейн			
Кемеровский	—	25—28	0,01—0,04
Волковский	—	25—28	0,01—0,04
Горелый	—	24—29	0,02—0,07
Мощный	—	23—27	0,02—0,09
IV Внутренний	—	22—27	0,02—0,07
Лутугинский	—	24—25	0,01—0,06
Остальные пласты	—	23—29	0,01—0,05
Тунгусский бассейн			
Первый	—	25—27	0,02—0,07
Второй	—	26—28	0,02—0,07
Третий	—	22—24	0,02—0,07

При неизвестных величинах q_0 и a для ориентировочных расчетов расстояние между параллельно-одиночными скважинами в блоке определяется по формулам:

для условий Донецкого бассейна

$$R_i = \frac{0{,}1\,t}{k'_{\text{дег.пл}}\,(0{,}0283\,t + 1{,}167)}\ \text{м}; \qquad (2.15)$$

для условий Карагандинского и Кузнецкого бассейнов:

— при разработке пластов тонких, средней мощности и выемке мощных пластов на всю мощность

$$R_i = \frac{k_{\text{в}}\,zl_{\text{с}}\,q'_0\,b'\,t}{H\gamma m q_{\text{пл}}\,k'_{\text{дег.пл}}}\ \text{м}, \qquad (2.16)$$

где q'_0 — значение начального удельного метановыделения для условий Карагандинского и Кузнецкого бассейнов, м³/(м·сут);

b' — коэффициент, учитывающий изменение метановыделения из скважин во времени;

— при слоевой выемке мощных пластов, а также выемке с потерями по мощности

$$R_i = \frac{k_{\text{в}}\,zl_{\text{с}}\,q'_0\,b'\,t}{H\gamma\,[m_1\,q_{\text{пл}}\,k'_{\text{дег.пл}} + x_{\text{д}}\,(m_{\text{п}} - m_1)]}\ \text{м}, \qquad (2.17)$$

где m_1 и $m_{\text{п}}$ — суммарная мощность угольных пачек со-

Таблица 2.5

Значения величины $x_{\text{д}}$

$m_{\text{п}} - m_1$, м	Значения $x_{\text{д}}$, м³/т при $k'_{\text{дег. пл}}$				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7
2	0,2	0,5	0,8	1,1	1,4
3	0,3	0,7	1,1	1,6	2,3
4	0,4	0,8	1,4	2,1	2,8
5	0,5	1,0	1,7	2,5	3,4
6	0,6	1,2	2,0	2,8	3,8

Примечание. Промежуточные значения $x_{\text{д}}$ определяются интерполяцией.

ответственно первого вынимаемого слоя и пласта, м;

$x_д$ — снижение остаточной газоносности оставляемых слоев пласта (после выемки первого слоя) за счет дегазации скважинами, м³/т (табл. 2.5).

Коэффициент $k_в$ в формуле (2.17) для условий Карагандинского бассейна принимается равным единице, для Кузнецкого бассейна значения $k_в$ берутся по данным табл. 2.2.

Значения параметров q_0' и b' для угольных пластов Карагандинского и Кузнецкого бассейнов приведены соответственно в табл. 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6

Экспериментальные значения q_0' и q_0''

Пласт	Значения q_0', м³/(м·сут) для скважин				Значения q_0'', м³/сут
	восстающих	нисходящих	горизонтальных	пробуренных вкрест простирания пласта	
Карагандинский бассейн					
Верхняя Марианна k_{12}	2,5—2,7	0,7—1,0	1,6—1,8	—	500—700
Феликс k_{10}	1,0—1,5	0,5—0,7	0,7—1,1	—	300—500
Шестифутовый k_{13}	0,2—0,4	0,2—0,4	0,2—0,4	—	200—400
Остальные пласты	0,3—0,5	0,3—0,4	0,3—0,4	—	200—400
Кузнецкий бассейн					
Горелый	0,7—1,5	—	0,7—1,2	3,5—4,0	—
Мощный	1,0—1,5	—	0,5—1,0	4,5—5,5	—
Лутугинский	0,7—1,2	—	0,7—1,2	3,5—4,0	—
Кемеровский	0,8—1,2	0,5—0,7	0,7—1,0	4,0—7,0	—
Волковский	0,8—1,2	—	0,7—1,0	1,8—2,0	—
Владимировский	1,1—1,4	—	0,9—1,3	—	—
IV Внутренний	2,9	—	—	5,0—8,0	—
III (Томусинский район)	3,6	—	—	—	—
Остальные пласты	1,0—1,3	—	0,8—0,6	2,5—3,0	—

Расстояние D между скважинами, пробуренными вкрест простирания разрабатываемого пласта, рассчитывается по формуле

Таблица 2.7

Значения коэффициентов b', $b_г$, $k_и$

Время капта-жа газа, мес	Мощные пласты							Пласты средней мощности		Тонкие пласты		Мощные пласты	Пласты средней мощности
	Восстающие скважины		Скважины, пробуренные вкрест простирания	Нисходящие скважины		Горизонтальные скважины		Восстающие скважины		Восстающие скважины		Скважины гидроразрыва	
	b'	$k_и$	b'	b'	$k_и$	b'	$k_и$	b'	$k_и$	b'	$k_и$	$b_г$	$b_г$
1	1,00	1,84	1,00	1,00	1,52	1,00	1,68	1,00	1,76	1,00	1,80	1,00	1,00
2	1,04	1,61	1,00	1,02	1,61	1,03	1,61	1,13	1,71	1,07	1,75	1,08	1,01
3	1,07	1,49	1,00	1,04	1,64	1,05	1,56	1,26	1,70	1,12	1,70	1,16	1,01
4	1,08	1,42	1,00	1,07	1,62	1,07	1,52	1,33	1,69	1,19	1,65	1,23	1,00
5	1,08	1,40	1,00	1,09	1,57	1,09	1,48	1,48	1,71	1,25	1,60	1,30	0,98
6	1,07	1,37	1,00	1,10	1,50	1,12	1,43	1,56	1,75	1,27	1,55	1,35	0,96
7	1,04	1,36	0,94	1,13	1,43	1,09	1,40	1,58	1,80	1,26	1,50	1,39	0,93
8	1,02	1,34	0,94	1,14	1,35	1,08	1,34	1,59	1,87	1,25	1,50	1,43	0,90
9	1,00	1,32	0,94	1,16	1,28	1,07	1,20	1,56	1,94	1,24	1,50	1,44	0,86
10	0,97	1,30	0,86	1,17	1,22	1,07	1,26	1,51	2,04	1,21	1,50	1,45	0,82
11	0,95	1,28	0,86	1,18	1,17	1,06	1,22	1,47	2,14	1,18	1,50	1,44	0,78
12	0,92	1,27	0,86	1,19	1,11	1,02	1,19	1,38	2,25	1,12	1,50	1,42	0,74
12—15	0,88	1,15	0,76	1,21	1,09	0,98	1,12	—	—	—	—	—	—
15—18	0,81	1,10	0,76	1,22	1,08	0,94	1,09	—	—	—	—	—	—

$$D = 0{,}8\sqrt{\psi_п m R_i}\ \text{м}, \qquad (2.18)$$

где $\Psi_п$ — коэффициент, учитывающий превышение метановыделения за время дегазации t из скважин, пробуренных вкрест простирания пласта, над метановыделением за то же время из скважин длиной m (мощность пласта), пробуренных по восстанию; значения $\Psi_п$ устанавливаются экспериментально и составляют 10—15.

Число дегазационных скважин в блоке определяется по формулам:

а) восстающих, горизонтальных или сквозных нисходящих пластовых параллельно-одиночных скважин

$$N_R = \frac{L_{бл}}{R_i}; \qquad (2.19)$$

б) нисходящих параллельно-одиночных дегазационных скважин

$$N_r = \frac{L_{бл}}{r_i}: \qquad (2.20)$$

в) дегазационных скважин, пробуренных вкрест простирания пласта через породную толщу,

$$N_D = \frac{2L_{бл}H}{\psi_п m R_i}. \qquad (2.21)$$

Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подземных выработок, с гидроразрывом пласта

2.16. Гидроразрыв угольных пластов из горных выработок производится с целью интенсификации метановыделения в скважины из разрабатываемых пластов в случаях, когда дегазация неразгруженных пластов скважинами не снижает метановыделения из разрабатываемого пласта до необходимого уровня. При гидроразрыве в пласте создается зона повышенной трещиноватости и в результате этого достигается:

сокращение срока предварительного каптажа метана до 4 мес при комплексной дегазации угольного массива скважинами гидроразрыва совместно с пластовыми скважинами;

дегазация угольного массива при полевой подготовке выемочных полей до начала проведения подготовительных выработок по углю;

дегазация угольных пластов с переменными углами падения и невыдержанной гипсометрией когда невозможно бурение дегазационных скважин по пласту достаточной длины;

дегазация угольных пластов с малой газоотдачей в пластовые скважины.

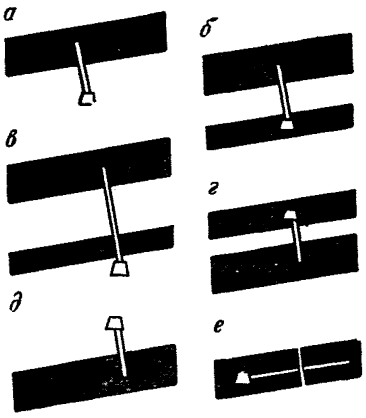


Рис. 2.24. Схема расположения скважин для гидроразрыва пласта

2.17. Эффективность дегазации пласта скважинами, пробуренными из подземных выработок, с гидроразрывом составляет:

при отсосе метана только из скважин гидроразрыва — от 10 до 20%;

при комплексном использовании для отсоса метана скважин гидроразрыва и пластовых скважин, пробуренных в зоне гидроразрыва, — от 50 до 60%.

2.18. Скважины гидроразрыва бурят по следующим схемам (рис. 2.24):

а) из полевых выработок, расположенных в почве дегазируемого пласта;

б) из пластовых выработок нижележащего пласта;

в) из полевых выработок в почве нижележащего пласта;

г) из пластовых выработок вышележащего пласта;

д) из полевых выработок, расположенных выше разрабатываемого пласта;

е) по дегазируемому пласту.

Наибольшие преимущества имеют первые три схемы (см. рис. 2.24, *а, б, в*). При бурении скважин по четвертой и пятой схемам (рис. 2.24, *г, д*) необходимо удалять воду из пласта после гидроразрыва. Гидроразрыв пласта по шестой схеме (рис. 2.24, *е*) осуществляет-

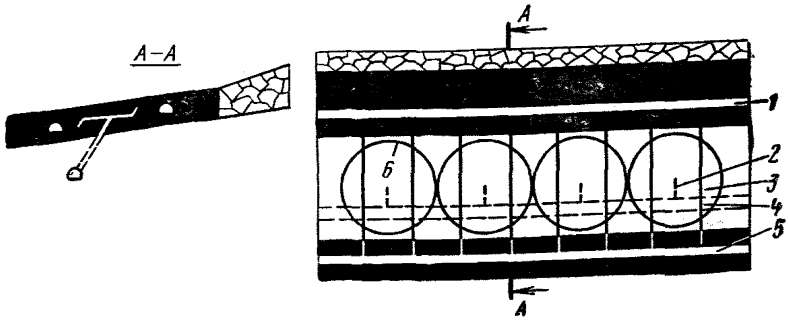


Рис. 2.25. Однорядное расположение скважин для гидроразрыва и дегазационных восстающих скважин, пробуренных по пласту:
1 — вентиляционный штрек; *2* — скважина гидроразрыва; *3* — восстающая пластовая скважина; *4* — полевой штрек; *5* — конвейерный штрек; *6* — зона влияния скважины

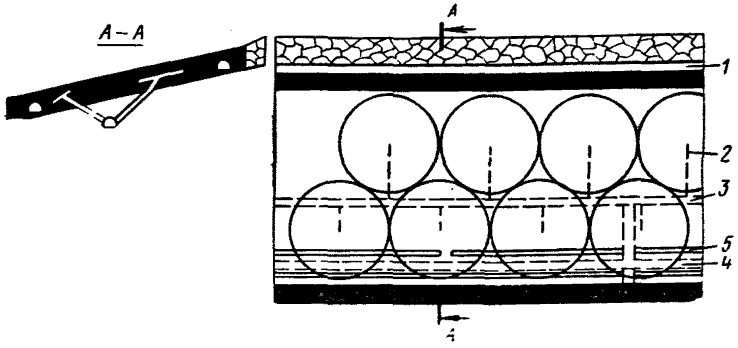


Рис. 2.26. Двухрядное расположение скважин для гидроразрыва пласта при отсутствии конвейерного штрека:
1 — вентиляционный штрек; *2* — скважина гидроразрыва; *3* — полевой штрек; *4* — будущий штрек; *5* — барьерные скважины

ся при надежной герметизации устьев скважин путем цементации обсадных труб с применением расширяющихся добавок. Герметизация должна выдерживать давление не менее 150—200 кгс/см^2. Обсадные трубы досылаются в скважину на глубину 30—40 м. При использовании данной схемы вначале бурят гидроразрывные скважины на расстоянии 40—50 м одна от другой, а затем — пластовые скважины в зоне, предварительно подвергнутой гидроразрыву.

При первых трех схемах гидроразрывные скважины используются для каптажа газа, поэтому сетка пла-

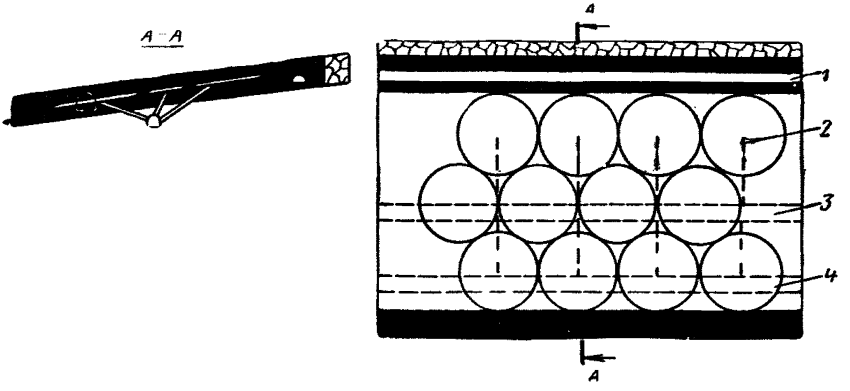


Рис. 2.27. Трехрядное расположение скважин для гидроразрыва пласта:

1 — вентиляционный штрек; *2* — скважины гидроразрыва; *3* — полевой штрек; *4* — будущий штрек

стовых скважин, пробуренных в районе влияния скважин гидроразрыва, должна рассчитываться с учетом объема газа, извлеченного посредством скважин гидроразрыва, а также с учетом повышенного газовыделения из пластовых скважин в зоне, подвергнутой гидроразрыву.

При третьей схеме бурение скважин гидроразрыва должно производиться отдельно для каждого пласта.

При четвертой и пятой схемах, когда гидроразрывные скважины являются нисходящими, они в основном служат только для гидроразрыва и создания повышенной газопроницаемости пласта. Возможность каптажа газа с помощью этих скважин должна устанавливаться опытным путем.

2.19. В зависимости от величины наклонной высоты этажа и состояния подготовки горизонта скважины должны располагаться по схемам, приведенным на рис. 2.25—2.27.

Однорядное расположение скважин применяется, когда высота этажа не превышает 100 м при наличии нижнего конвейерного штрека, проведенного по углю. Скважины гидроразрыва бурятся с полевого штрека в середину этажа (см. рис. 2.25) и служат для снижения газовыделения в очистные выработки.

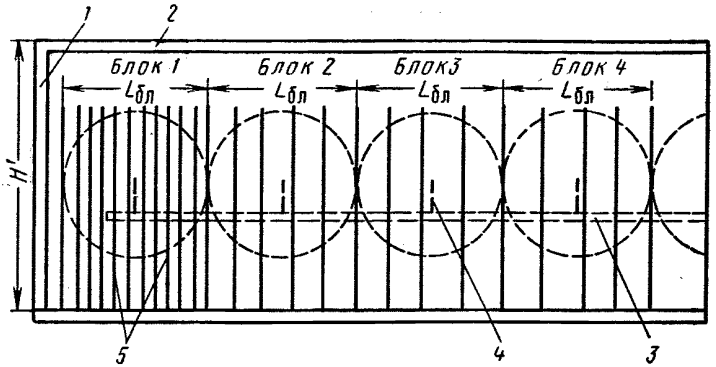


Рис. 2.28. Схема к расчету скважин для гидроразрыва пласта:
1 — разрезная печь; *2* — вентиляционный штрек; *3* — полевой штрек; *4* — скважины гидроразрыва; *5* — пластовые скважины

Двухрядное расположение скважин (см. рис. 2.26) должно применяться в следующих условиях:

при наклонной высоте этажа 100—200 м и наличии нижних конвейерных выработок, проведенных по углю;

при наклонной высоте этажа до 100 м и отсутствии проведенных по углю конвейерных штреков (просеков по углю).

В первом случае оба ряда скважин служат для снижения метанообильности очистных выработок. Во втором случае (см. рис. 2.26) верхний ряд скважин служит для снижения метанообильности очистных выработок, нижний — подготовительных.

Трехрядное расположение скважин (см. рис. 2.27) рекомендуется при наклонной высоте этажа более 200 м При этом длина скважин гидроразрыва не должна превышать 150 м.

2.20. Гидроразрыв пласта производится при помощи насоса 9МГР-61 при темпе закачки рабочей жидкости 30—40 м³/ч и общем ее объеме 100—120 м³. Радиус гидроразрыва следует принимать 40—50 м, а расстояние между забоями скважин по простиранию пласта в ряду 80—100 м. Для расчета числа скважин угольный массив по простиранию разбивается на блоки длиной, равной трех-четырехмесячному подвиганию лав и кратной двойному радиусу влияния скважин гидроразрыва

по технологическому фактору (рис. 2.28). Расстояние между рядами скважин по падению пласта — 80 м.

Проверка достаточности расстояния между скважинами гидроразрыва для получения требуемого снижения метановыделения из пласта производится по формуле

$$R_г = \frac{q_0'' b_г t}{2H\gamma [m_1 q_{пл} k'_{дег.пл} + x_д (m_п - m_1)]} \text{ м}, \quad (2.22)$$

где q_0'' — среднее метановыделение из одной скважины гидроразрыва за первый месяц каптажа, м³/сут, принимается по табл. 2.6;

$b_г$ — коэффициент, учитывающий изменение метановыделения из скважин гидроразрыва в зависимости от продолжительности дегазации; принимается по табл. 2.7.

Если $R_г$ окажется больше, например, 50 м, то проектом предусматривается бурение только скважин гидроразрыва с расстоянием между их забоями 100 м. Если $R_г$ меньше 50 м, то должна предусматриваться комплексная дегазация: скважинами гидроразрыва и пластовыми скважинами, пробуренными в зоне гидроразрыва.

Расстояние между пластовыми скважинами в зоне скважин гидроразрыва определяется для каждого блока отдельно (см. рис. 2.28) по формуле

$$R_i = \frac{l_c q_0' b' t k_и}{H\gamma [m_1 q_{пл} (k'_{дег.пл} - k_г) + x_д (m_п - m_1)]} \text{ м}, \quad (2.23)$$

где $k_и$ — коэффициент, учитывающий интенсификацию метановыделения из пластовых скважин, пробуренных в зоне гидроразрыва, принимается по табл. 2.7;

$k_г$ — коэффициент эффективности дегазации пласта скважинами гидроразрыва,

$$k_г = \frac{q_0'' b_г t}{2R_г H\gamma m_1 q_{пл}}. \quad (2.24)$$

При дегазации только пластовыми скважинами, пробуренными в зоне гидроразрыва, расстояние между ними определяется по формуле (2.23), где $k_г = 0$.

Расстояние между восстающими скважинами, бурение которых производится по угольному массиву, под-

вергнутому гидроразрыву, не должно превышать 40 м.

Направление скважин гидроразрыва должно выбираться с таким расчетом, чтобы их забои располагались в угольном массиве в соответствии со схемами, приведенными на рис. 2.25—2.27, а расстояние между ними не превышало двойного радиуса гидроразрыва (80—100 м).

2.21. Устья скважин гидроразрыва должны располагаться в боковых стенках выработки. Диаметр скважин принимается на 25% больше наружного диаметра обсадных труб. Для обнаружения контакта пласта угля с породой до подхода к пласту на расстояние 3—4 м бурение осуществляется с отбором керна. Бурение заканчивается в средней части угольного пласта.

Для обсадки скважин необходимо применять трубы диаметром не менее 75 мм, опрессованные на испытательном стенде на 200 кгс/см^2. Выступающая часть обсадной трубы должна быть не более 500 и не менее 200 мм.

Если в районе подземных скважин гидроразрыва имеются скважины, пробуренные с поверхности, то они могут быть использованы для подачи воды. В этом случае применяются агрегаты ЦА-500, ЦА-700, включающие автомашины ЯАЗ-200, на платформе которых смонтированы поршневые насосы КМ-9Т двойного действия с приводом от двигателя автомашины.

При гидроразрыве пласта через скважины, пробуренные из выработок, применяются поршневые насосы 9МГР-61 и КМ-9Т завода «Красный молот». Насос 9МГР-61 имеет клиноременную, а насос КМ-9Т карданную передачу от электродвигателя. Насосы и электродвигатели монтируются на платформах. Если для соединения насоса с электродвигателем применяются текстропные ремни серии Г, то для удобства транспортирования необходима установка электродвигателя и насоса на самостоятельных платформах. На месте гидроразрыва производится жесткая стыковка обеих платформ с установленным оборудованием. Монтаж оборудования на одной платформе допускается с использованием ремней серии В.

Для подачи рабочей жидкости от агрегата в скважины гидроразрыва следует применять высоконапорные резиновые рукава или цельнотянутые компрессорные

трубы внутренним диаметром не менее 50 мм, подсоединенные к высоконапорной задвижке, установленной на обсадной трубе. Резиновые шланги, трубы, задвижки и соединения должны выдерживать давление не менее 200 кгс/см^2.

В качестве измерительной аппаратуры устанавливаются водомеры на всасывающей стороне насоса и пружинные или самопишущие манометры на воздушном колпаке насоса.

2.22. Работы по подготовке к проведению гидроразрыва включают:

измерение метановыделения из скважин гидроразрыва при естественном истечении и при вакууме;

опробование насосов и электродвигателя до подключения к скважине (без нагрузки);

подключение высоконапорного шланга к скважине гидроразрыва;

включение насоса для опрессовки нагнетательного става насоса и высоконапорного шланга при давлении 200 кгс/см^2 (при закрытой задвижке на скважине);

включение насоса в работу;

контроль за исправностью работы агрегата;

контроль за давлением и расходом воды при гидроразрыве;

контроль за появлением воды в соседних скважинах и в прилегающих горных выработках;

отключение насоса и спуск воды из скважины;

замер метановыделения при естественном истечении и под вакуумом после гидроразрыва.

2.23. Рабочей жидкостью для гидроразрыва пласта из подземных выработок служит вода из шахтного водопровода, количество которой определяется по формуле

$$Q_в = (0{,}01 \div 0{,}02)\, m_п R_г^2 \text{ м}^3. \qquad (2.25)$$

Расчетное время работы насоса $t_{гр}$ определяется как отношение требуемого по расчету количества воды $Q_в$ к темпу закачки $q_н$, принимаемому равным производительности насоса, т. е.

$$t_{гр} = \frac{Q_в}{q_н}. \qquad (2.26)$$

Если после закачки расчетных объемов скважина продолжает принимать воду в заданном режиме, то по-

дача жидкости должна производиться до появления воды в соседних скважинах или прилегающих горных выработках. Если прорыв воды в выработки не наблюдается, то работа насоса прекращается после подачи в скважину двукратного расчетного объема жидкости.

По окончании гидроразрыва отсоединение высоконапорной магистрали от скважины допускается только после снижения давления до 5 кгс/см^2. На насосе должен быть установлен предохранительный клапан или высоконапорный трехходовой кран для снижения давления в магистрали.

После прекращения обильного выделения воды подключение скважин к вакуумной линии производится путем демонтажа высоконапорной задвижки и установки арматуры по схеме, аналогичной схеме дегазации другими способами. По окончании гидроразрыва на скважине устанавливаются задвижки, водоотделители и патрубки для замера дебита и концентрации метана. На отработанных скважинах устанавливаются заглушки, а устья скважин заливаются цементным раствором.

2.24. Организация работ по проведению гидроразрыва возлагается на ответственное лицо, назначенное приказом по шахте. Все работы по подготовке и ведению гидроразрыва должны осуществляться по проекту, утвержденному главным инженером шахты.

В соответствии с основными положениями проекта составляется паспорт на бурение и проведение гидроразрыва, в котором указываются: наименование выработки; число скважин, закладываемых из одной камеры; расстояние между скважинами или камерами по простиранию; углы наклона и диаметр скважин; диаметр и длина обсадки; схема расположения бурового оборудования и пусковой аппаратуры в выработке; крепление камеры (или выработки), в которой устанавливается агрегат гидроразрыва; схема вентиляции; схема электроснабжения и водоснабжения; способы крепления высоконапорного шланга к крепи горной выработки и к устью скважины; расстановка постов наблюдения за состоянием горных выработок и соседних скважин во время закачки рабочей жидкости в пласт. В паспорте должны быть также изложены основные мероприятия по безопасному ведению работ по гидроразрыву.

Агрегат и высоконапорная магистраль должны быть

опробованы и опрессованы на поверхности под давлением 200 кгс/см^2.

Агрегаты в шахте устанавливаются преимущественно на свежей струе воздуха. При установке агрегатов в тупиковых выработках последние должны проветриваться вентиляторами местного проветривания и концентрация метана в месте установки агрегата не должна превышать 1%.

Электрооборудование и пусковая аппаратура для агрегата при производстве гидроразрыва из тупиковых выработок должны удовлетворять требованиям Инструкции по электроснабжению и применению электрооборудования в тупиковых выработках, проветриваемых ВМП, в шахтах, опасных по газу (к § 390 и 441 ПБ).

Открытые и движущиеся части агрегата, особенно ременная и карданные передачи, должны быть снабжены ограждениями, исключающими опасность травмирования обслуживающего персонала.

Все высоконапорные резиновые шланги крепятся специальными хомутами к крепи горных выработок. При монтаже высоконапорной магистрали места соединения труб обматываются кусками вентиляционных труб или расслоенной конвейерной лентой для снижения ударного действия струи на случай прорыва воды.

При работающем агрегате запрещается: набивка сальников; устранение течи жидкости на высоконапорной магистрали; производство натяжки ремней агрегата. Запрещается также присутствие лиц, не имеющих прямого отношения к работам по проведению гидроразрыва.

Во время гидроразрыва должен осуществляться контроль за состоянием горных выработок, находящихся вблизи скважины гидроразрыва. При прорыве воды руководитель работы обязан лично осмотреть горную выработку и принять решение о дальнейшем проведении или прекращении гидроразрыва.

В месте установки агрегата, а также в прилегающих горных выработках на расстоянии до 300 м от скважины во время проведения гидроразрыва должен производиться контроль за состоянием рудничной атмосферы. При повышении концентрации метана в горной выработке выше 2,0% следует временно прекратить гидроразрыв и принять меры по разгазированию выработки.

Заблаговременная дегазация шахтных полей скважинами с гидрорасчленением угольных пластов

2.25. Гидрорасчленение пластов скважинами, пробуриваемыми с поверхности, применяется для заблаговременной дегазации шахтных полей. Гидрорасчленение осуществляется по специальному проекту, составленному с участием научно-исследовательской организации и утвержденному в установленном порядке.

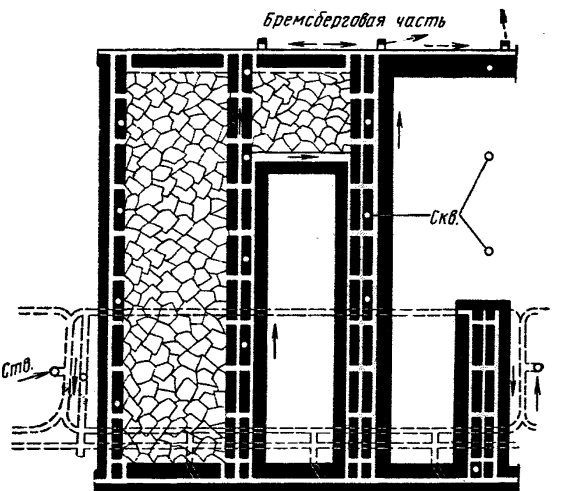


Рис. 2.29. Схема расположения скважин гидрорасчленения

Область применения этого способа определяется газовым давлением и гидропроводностью пластов. Гидрорасчленение целесообразно при газовом давлении более 15—20 кгс/см^2. При наличии высокопористых вмещающих пород нижний предел давления устанавливается в 10 кгс/см^2.

Глубина дренирования толщи и степень снижения метанообильности выработок определяется временем дегазации. При сроке дегазации менее 12—16 мес не следует закладывать скважины с поверхности. В этом случае необходимо повысить продуктивность подземных

скважин путем гидроразрыва пласта из подземных выработок.

2.26. Скважины с земной поверхности бурятся с таким расчетом, чтобы в последующем они находились в междуэтажных или межблоковых целиках (рис. 2.29). Такое расположение скважин позволяет заблаговременно дегазировать угленосную толщу перед проведением подготовительных выработок.

Расстояние между скважинами следует принимать не более 250—300 м. Скважины бурятся на 30 м глубже почвы нижнего обрабатываемого пласта в свите, внутренний диаметр обсадной колонны по условиям гидрорасчленения и освоения скважин — 125 мм.

Для гидрорасчленения следует использовать геологоразведочные скважины, которые должны буриться и оборудоваться в соответствии с требованиями способа гидрорасчленения.

Гидрорасчленению подвергаются угольные пласты мощностью более 0,3 м при газоносности свыше 10 м^3/т. При решении вопроса о применении этого способа дегазации должна учитываться требуемая эффективность дегазации.

2.27. Сущность технологии гидрорасчленения сводится к закачке жидкости в пласт через предварительно обсаженные и загерметизированные тампонажным цементом скважины. Для обеспечения закачки пласт, подлежащий расчленению, вскрывается абразивным гидравлическим перфоратором. Обсадная колонна, цементное кольцо и пласт прорезаются струей воды с песком, в результате чего образуется полость — щель радиусом 1,3—3,0 м, через которую по обсадной колонне и насосно-компрессорным трубам специальными агрегатами производится закачка жидкости.

В качестве рабочих жидкостей используются: пресная вода, водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), водные растворы кислот, вода с добавлением загустителей, воздух, азот. Вода не должна содержать примесей, которые могут снизить проницаемость пласта. Если в угольном пласте содержатся минеральные включения, то для гидрорасчленения используется 2—4%-ный водный раствор соляной кислоты. Наибольший эффект от применения водных растворов соляной кислоты может быть получен, если в минеральной части

пласта содержится кальцит или сидерит. В этом случае закачка раствора соляной кислоты увеличивает проницаемость пласта и способствует замещению метана в сорбционном объеме выделяющимся при реакции кислоты и карбоната углекислым газом. Для лучшего проникновения рабочей жидкости в узкие трещины и поры и замещения (вытеснения) метана в сорбционном объеме угля к рабочей жидкости добавляются поверхностно-активные вещества ряда МЛ или ДС-10.

Для повышения вязкости рабочей жидкости, что необходимо для раскрытия нескольких систем трещин, применяется водный раствор одного из следующих загустителей: высоковязкой карбоксилметилцеллюлозы; карбозолина С (5—7%), гликолевого эфира целлюлозы (2—3%), сульфитно-целлюлозного щелока или сульфитно-спиртовой барды (5—10%), крахмала (2—5%).

Гидравлическое расчленение свиты пластов производится в восходящем порядке — от нижнего пласта к верхнему. После вскрытия, гидродинамического испытания и гидрорасчленения нижнего пласта скважина закрывается до снижения давления до 10 кгс/см^2, а затем в скважину засыпается чистый кварцевый песок в объеме, необходимом для образования песчаной пробки на 10—15 м выше зоны вскрытия нижнего пласта. Затем производятся вскрытие, гидродинамическое испытание и гидрорасчленение вышележащего пласта, после чего вновь засыпается песок для образования песчаной пробки на 10—15 м выше вскрытия данного пласта, и процесс повторяется для обработки следующего пласта. Вода от источника подается в водогазопровод, в кольцевую разводку у скважины и к агрегатам.

Для нагнетания рабочей жидкости в пласт при расходах 100 л/с и более применяются агрегаты 4АН-700 или 2АН-500. В качестве смесителей поверхностно- и химически активных веществ используются цементировочные агрегаты ЗЦА-400, ЦА-320м, а также агрегаты АЗИНМАШ-30, АЗИНМАШ-35, АЗИНМАШ-32.

Для обогрева устья скважин и других узлов при производстве гидрорасчленения в условиях низких температур следует использовать передвижные установки типа ПНУ.

Для раскрытия трещин темп закачки воды должен составлять 60—80 л/с, а общий объем воды — до

15 тыс. м³. Темп и объем закачки, а также давление воды при гидрорасчленении устанавливаются для конкретных условий проектом на основе данных предварительных исследований, выполняемых специальными лабораториями МГИ. Это положение относится и к случаю гидрорасчленения с использованием раствора соляной кислоты.

Закачка в пласт солянокислотного раствора осуществляется совместно насосными агрегатами 4АН-700, подающими воду, и отдельным агрегатом (ЗЦА-400 или 4АН-700), подающим кислоту. Закачка соляной кислоты производится порциями по 50 м³ и чередуется с такими же порциями чистой воды.

Гидрорасчленение проводится без закрепления трещин песком. Сохранение их в раскрытом виде обеспечивается за счет остаточных деформаций, усадки угля при осушении и дегазации пласта.

2.28. Если в угольных пластах системы эндогенных и экзогенных трещин резко различаются по гидропроводности или если деформационные характеристики углей существенно различаются в зависимости от направления приложения нагрузки, для равномерного раскрытия трещин в окрестности скважин необходимо применять циклическое гидрорасчленение. В этом случае весь процесс гидрорасчленения состоит из отдельных циклов, при которых используются жидкости различной вязкости.

Первый цикл начинается с подготовительных операций, как и при обычной технологии гидрорасчленения, и заканчивается раскрытием трещин наиболее гидропроводной системы с помощью воды или воды с добавками поверхностно- и химически активных веществ. Во втором цикле в пласт закачивается вязкая слабофильтрующаяся жидкость, назначение которой — заполнить раскрытые в первом цикле трещины, с тем чтобы при последующих закачках воды увеличилась доля жидкости, идущей на раскрытие новых трещин менее гидропроводных систем.

Третий и каждый последующий нечетный цикл аналогичны первому, четвертый и каждый последующий четный цикл — второму.

Закачка вязких жидкостей в четных циклах может производиться как непрерывно, так и отдельными этапами. Непрерывная закачка осуществляется в том слу-

чае, когда имеется емкость, позволяющая приготовить нужный объем рабочей смеси на весь цикл или когда составляющие компоненты рабочей смеси закачиваются отдельными агрегатами и необходимую вязкость рабочий раствор приобретает при движении по скважине. Темп закачки жидкости во избежание создания больших давлений на устье скважины принимается не более 20—30 л/с.

При закачке вязкой жидкости отдельными этапами общий объем подаваемой жидкости равен сумме объемов закачки на отдельных этапах. Приготовление рабочей жидкости в этом случае производится в смесительной емкости агрегата ЗПА, а закачка — насосными агрегатами типа АН или ЦА при темпе 6—10 л/с.

2.29. После гидрорасчленения скважины закрывают на 3—6 мес. Затем скважины открывают для промывки песчаной пробки.

Промывка начинается по прекращении самопроизвольного выделения жидкости (длящегося 3—5 дней) и осуществляется с помощью косого хвостовика, спускаемого на насосно-компрессорных трубах. По трубам агрегатом 4АН-700 подается вода. По мере размыва песчаной пробки насосно-компрессорные трубки спускают и слегка поворачивают. По окончании размыва скважину несколько минут промывают водой, и насосно-компрессорные трубы поднимают. Рабочая жидкость участка пласта, подвергнутого гидрорасчленению, удаляется откачкой с помощью насосных установок типа ЭЦН или ЭЦНИ.

2.30. Объем метана, извлекаемого из пласта после гидрорасчленения при сроке дегазации более 400 сут, рассчитывается по формуле

$$q_{\text{дег}} = 2{,}0 + 2{,}64 \cdot 10^{-3} t_{\text{д}} \ \text{м}^3/\text{т}, \qquad (2.27)$$

где $t_{\text{д}}$ — время дегазации, сут.

2.31. В случае резкого снижения метановыделения восстанавливается гидропроводность пласта путем повторной закачки с закреплением трещин. В качестве материала для закрепления трещин используется чистый песок крупностью 1—4 мм.

В первую очередь закачивается песок мелкой фракции (1,0—1,5 мм), затем средней (1,5—2,5 мм) и далее крупной (2,5—4,0 мм). Объемное участие фракций рав-

ное. Для подачи крепящего материала служат агрегаты ЗПА, обеспечивающие каждый работу двух насосных агрегатов 4АН-700 или четырех 2АН-500.

В период подработки скважин через них можно отсасывать метан из разгружаемых пластов и из куполов над выработанным пространством.

2.32. Основные требования к безопасности ведения работ по дегазации пластов с гидрорасчленением:

— Работы по перфорации и гидрорасчленению должны проводиться в строгом соответствии с планом и паспортом, составленным на эти работы, утвержденными главным инженером шахты.

— Персонал, участвующий в работах, должен быть проинструктирован под расписку лично руководителем работ по перфорации и гидрорасчленению о задачах, порядке работы, мерах безопасности, звуковых, световых, визуальных сигналах, возможных давлениях, неполадках, способах устранения неполадок и о других особенностях работ.

— Перфорация и гидрорасчленение могут быть начаты только после проверки лично руководителем работ исправности оборудования и готовности бригады к проведению этих работ.

— Руководитель работ должен быть обеспечен телефонной связью или радиосвязью.

— Любые перестановки оборудования, персонала могут производиться только по указанию руководителя работ.

— Во время работы вблизи скважины должна быть дежурная автомашина.

— Перед проведением гидрорасчленения талевый блок с подвешенным на нем оборудованием должен быть спущен, отведен в сторону и прикреплен к ноге вышки.

— В качестве выкидных линий от агрегатов до рабочей головки должны применяться трубы или стальные шарнирные штанги, рассчитанные на давление, соответствующее рабочему давлению оборудования.

— На напорных линиях и на рабочей головке должны быть установлены обратные клапаны на давление, превышающее на 10% максимальное давление, указанное в паспорте агрегата. На напорных насосах агрегатов должны быть установлены предохранительные кла-

паны и манометры. Тарировочные диафрагмы, установленные на напорных насосах, должны быть рассчитаны на давление, которое на 25—30% ниже опрессовочного.

— Конструкция и установка предохранительного клапана на насосе должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала в случае разрыва предохранителя (путем установки кожуха и отвода жидкости под агрегат).

— На рабочей головке после ее монтажа и обвязки устья скважины должны быть установлены регистрирующие манометры таким образом, чтобы обеспечивалась видимость их показаний с помощью бинокля с расстояния не менее 25 м.

— По окончании обвязки устья скважины необходимо опрессовать выкидные (продавочные) трубопроводы на полуторное давление от ожидаемого максимального, но не свыше давления, указанного в паспорте агрегата.

— При проведении гидравлических испытаний (опрессовке) оборудования и обвязки устья скважины запрещается находиться вблизи испытываемых объектов лицам, не связанным с этой работой.

— Запрещается устанавливать агрегаты, пескосмесители, цистерны под силовыми и осветительными электролиниями, находящимися под напряжением.

— Агрегаты должны быть установлены на водоразводящем кольце на расстоянии не ближе 15 м от устья скважины кабинами от устья.

— Емкости для рабочей жидкости должны быть снабжены расходомерами дистанционного типа.

— Выхлопные трубы агрегата и других специальных машин должны иметь глушители с искрогасителями и должны быть выведены на высоту не менее 2 м от платформы агрегата.

— При закачке и продавке жидкости присутствие людей возле устья скважины запрещается.

— Пуск и ход агрегата разрешается только по команде руководителя работ после удаления людей, не связанных с непосредственным выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны.

— Рабочие места персонала должны быть защищены надежными оградительными устройствами.

— При возникновении в напорной системе давлений, выходящих за пределы красной черты манометра, работа насоса должна быть немедленно прекращена. Решение о возобновлении работы может быть принято только руководителем работ.

— При добавлении к рабочей жидкости кислот и других компонентов с повышенной химической активностью должны выполняться все правила работы с ними.

— Во время работы агрегатов запрещается производить какой-либо ремонт или крепление обвязки устья скважины и трубопроводов.

— Перед отсоединением трубопроводов от рабочей головки необходимо, закрыв кран на головке, спустить давление в трубопроводах.

— В зимнее время пуск насосов в ход после остановки разрешается только после достаточного прогревания манифольда и пробной прокачки жидкости по трубам, расположенным на поверхности. Запрещается прогрев напорных устройств открытым огнем.

— На устье скважины должен вестись контроль газопроявлений, особенно в период контрольных продувок после оттеснения жидкости, при поршневании (свабировании).

— В горных выработках должно вестись тщательное наблюдение за газопроявлениями и выходом жидкости с непрерывной информацией руководителя работ и диспетчера шахты.

3. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ПРИ ИХ ПОДРАБОТКЕ И НАДРАБОТКЕ

3.1. Интенсивная газоотдача из сближенных угольных пластов происходит в зоне частичной разгрузки, которая захватывает породы кровли и почвы на определенном расстоянии от разрабатываемого пласта. По восстанию и падению эта зона ограничивается углами разгрузки ψ, а по простиранию начинается на некотором расстоянии позади очистного забоя и продвигается вслед за ним. Угол между плоскостью напластования разрабатываемого пласта и граничной плоскостью начала разгрузки подрабатываемого массива, проведен-

ной вдоль линии очистного забоя, составляет в зависимости от крепости, мощности слоев и литологического состава пород от 50 до 85°. При подработке сближенных угольных пластов газоотдача из них происходит более интенсивно, чем при их надработке.

При мощности междупластья более 30—35 м дегазация пологих надрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из выработок вкрест пласта, практически неэффективна.

Дегазация пологих и наклонных подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов и пород скважинами

3.2. При пологом залегании пластов применяются следующие варианты способа дегазации подрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подземных выработок:

а) с сохранением выработок, из которых бурятся дегазационные скважины;

б) с погашением выработок;

в) с использованием третьей выработки (например, выработки, отделенной от выработанного пространства целиком угля) для бурения дегазационных скважин и прокладки газопровода.

При сплошной системе разработки дегазационные скважины на подрабатываемые пласты бурят из вентиляционного или откаточного штрека дегазируемой лавы параллельно линии очистного забоя (рис. 3.1) или с некоторым углом разворота к ней (рис. 3.2), либо из откаточного штрека вышерасположенного этажа (рис. 3.3). Скважину без разворота следует бурить при наличии у выработки целика угля или при полевой подготовке в случаях, когда ко времени окончания бурения забой скважины еще не будет подработан (надработан). При относительно высокой скорости подвигания очистного забоя и низкой скорости бурения дегазационные скважины рекомендуется бурить в сторону движения лавы под углом $\varphi = 20 \div 45°$.

При разработке угольных пластов столбовой системой с обратным порядком отработки выемочных полей (рис. 3.4, 3.5) скважины следует бурить с разворотом в сторону лавы. Отсос газа производится до тех пор,

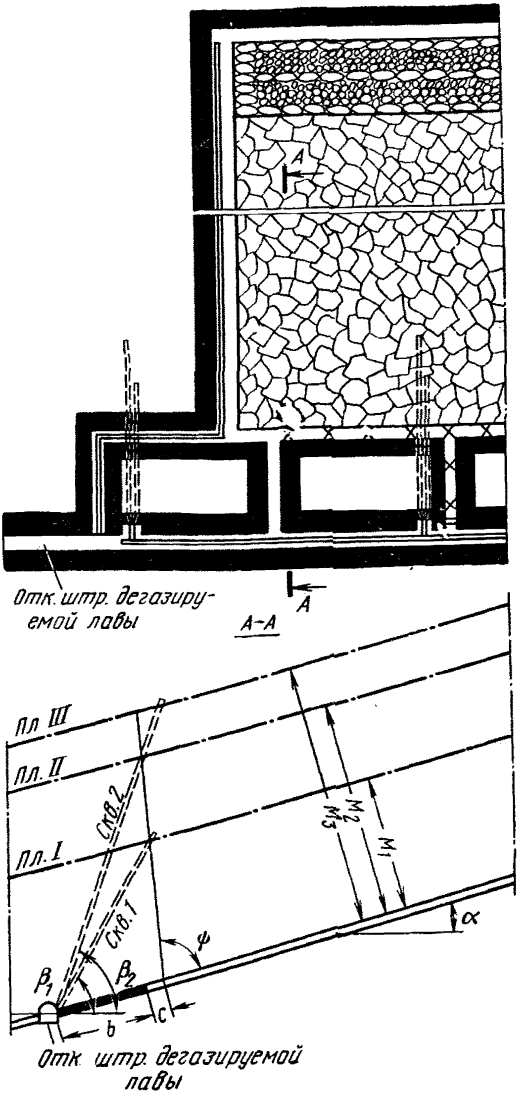


Рис. 3.1. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными без разворота из откаточного штрека дегазируемой лавы при сплошной системе разработки

пока в результате сдвижения вмещающих пород не нарушится герметизация скважин. Для увеличения срока действия скважин их следует оставлять в выработанном пространстве участка подсоединенными к участковому

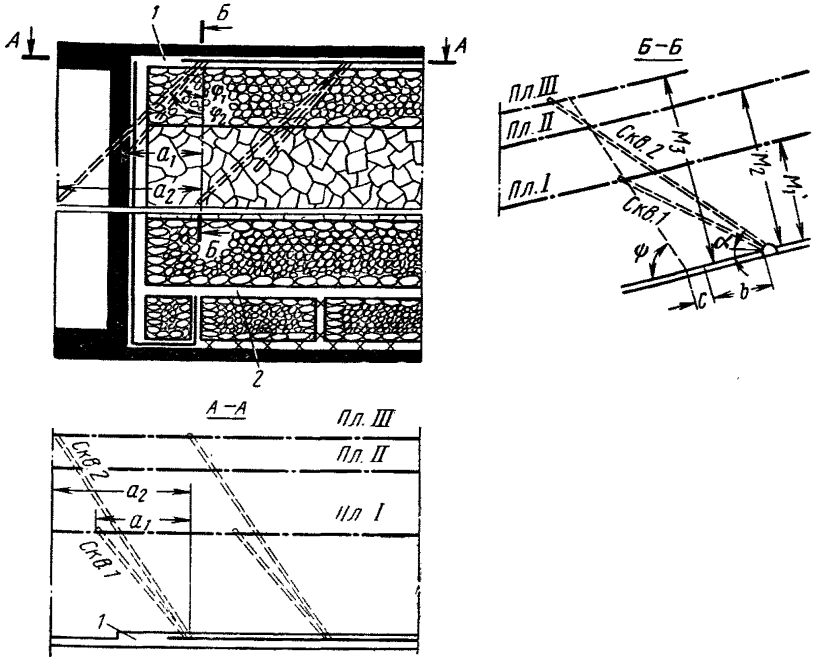


Рис. 3.2. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными с разворотом из вентиляционного штрека дегазируемой лавы, при сплошной системе разработки:

1 — вентиляционный штрек дегазируемой лавы; *2* — откаточный штрек дегазируемой лавы

газопроводу. В погашаемой выработке в районе расположения устья скважины оставляют пять-шесть рам крепи, усиленной деревянными кострами. Газопровод целесообразнее составлять из труб, бывших в употреблении, которые прокладывают по почве выработки с обкладкой их деревянными шпалами.

При полевой подготовке участка, когда по техническим причинам невозможно бурить скважины из штрека, проведенного по углю (отсутствует опережение просека, в исходящей струе воздуха содержание метана предельно допустимое и т. п.), дегазация подрабатываемых угольных пластов производится скважинами, пробуренными из полевых выработок через разрабатываемый пласт (рис. 3.6) или через выработанное пространство

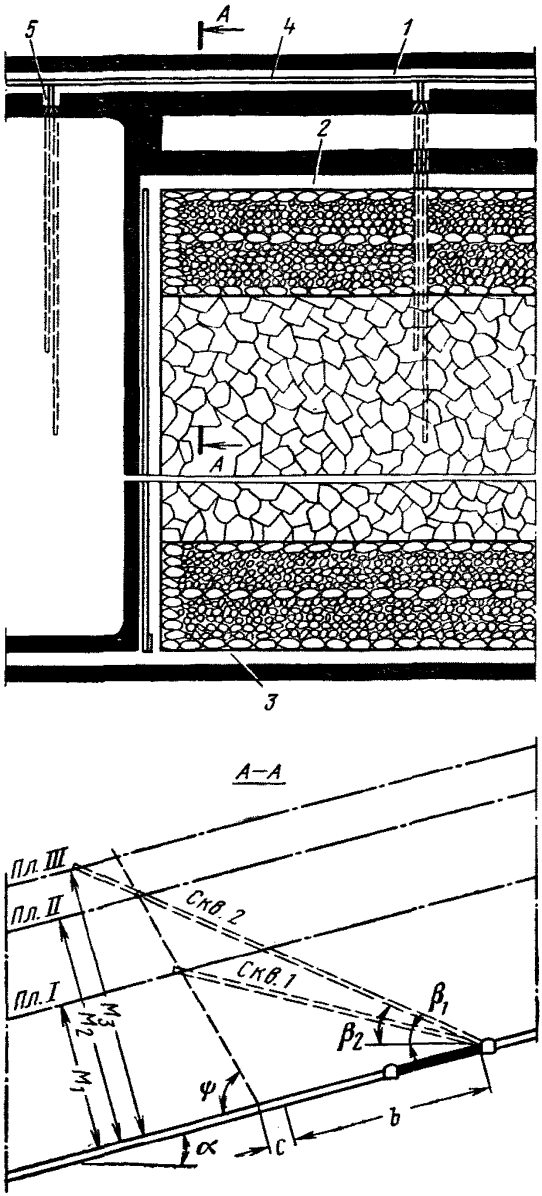


Рис. 3.3. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из откаточного штрека вышележащего горизонта:

1 — откаточный штрек вышележащего горизонта; *2* — вентиляционный штрек; *3* — откаточный штрек дегазируемой лавы; *4* — участковый газопровод; *5* — буровая камера

вышерасположенного этажа. Скважина должна быть пробурена под углом к оси штрека, близким к 90°.

Для разделения работ по добыче угля и дегазации высокогазообильных участков на пластах, не склонных к самовозгоранию, целесообразно иметь три штрека:

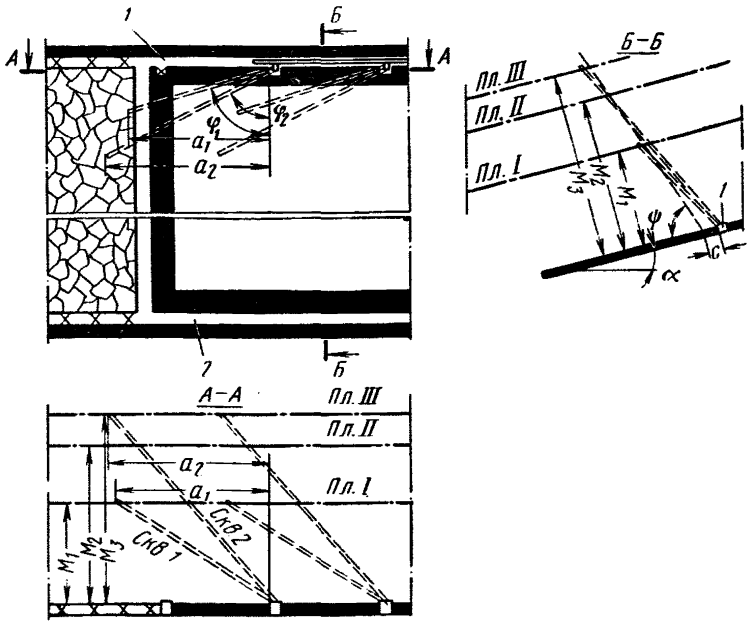


Рис. 3.4. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов при столбовой системе разработки (обратный порядок отработки):
1 — вентиляционный штрек дегазируемой лавы; *2* — откаточный штрек дегазируемой лавы

откаточный, вентиляционный и дегазационный. Из дегазационного штрека, расположенного выше вентиляционного, скважины бурятся до подрабатываемых пластов через 20—60 м. В качестве дегазационной выработки следует также использовать откаточные штреки вышерасположенного этажа.

При сплошной или столбовой системах разработки с поддержанием вентиляционной выработки целесообразно бурить скважины на близкие и удаленные пласты. Скважины бурятся позади лавы с разворотом в направлении подвигания лавы, причем на близкие пласты (при отношении мощности междупластья к мощности разрабатываемого пласта $M/m_в<30$) сразу же за лавой, а на удаленные ($M/m_в>30$) — не далее 40—50 м от лавы.

Дегазация нескольких подрабатываемых пластов одной скважиной допускается при расстоянии между ними до 10 м при $M/m_в\leqslant30$ и до 15—20 м при $M/m_в>30$.

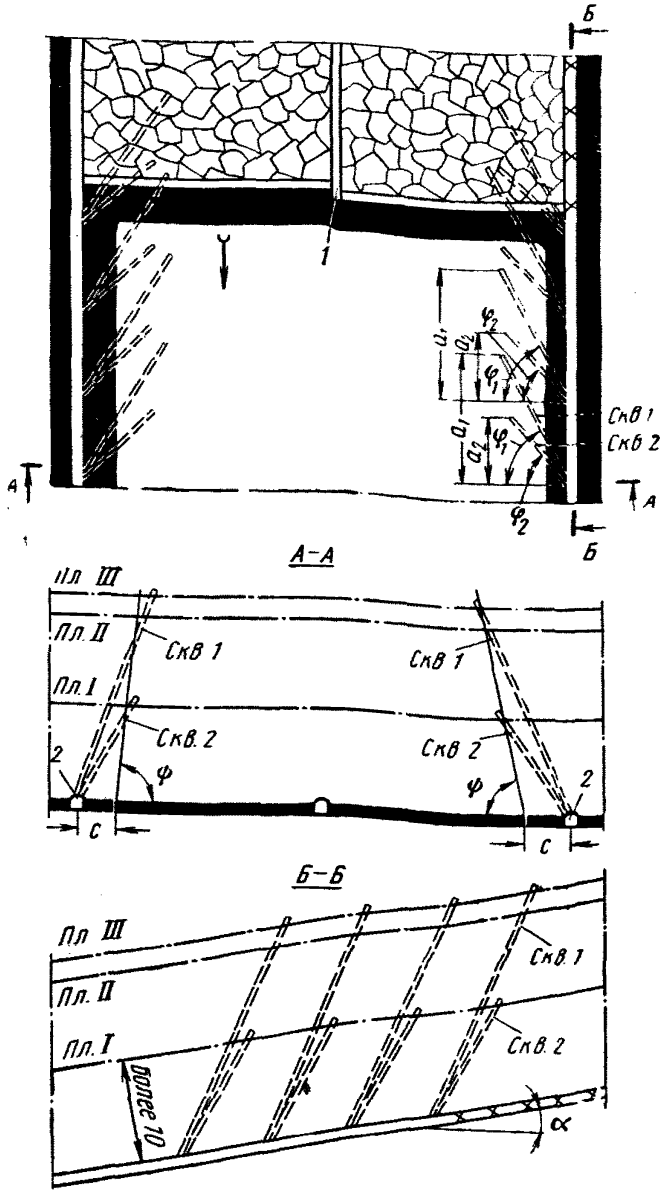


Рис. 3.5. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов при столбовой системе разработки с выемкой по падению или восстанию пласта:

1 — сборная конвейерная выработка; *2* — бортовая вентиляционная выработка

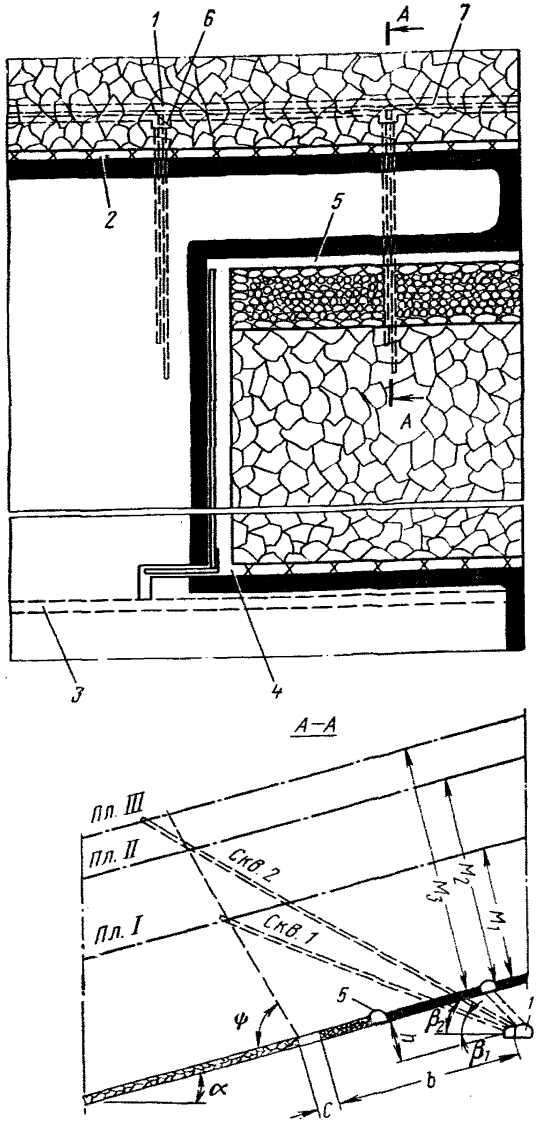


Рис. 3.6. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов при бурении скважин из полевых штреков:

1 — полевой штрек вышележащей лавы; *2* — конвейерный штрек вышележащей лавы; *3* — полевой штрек дегазируемой лавы; *4* — конвейерный штрек дегазируемой лавы; *5* — вентиляционный штрек дегазируемой лавы; *6* — буровая камера; *7* — участковый газопровод

Эффективность дегазации подрабатываемых пологих угольных пластов скважинами, пробуренными из вентиляционных штреков, обычно в 1,3—1,5 раза выше, чем скважинами, пробуренными из откаточных штреков, особенно при залегании в междупластье водоносного горизонта. При системах разработки сплошной и длинными

столбами по простиранию, падению или восстанию первые скважины на подрабатываемые пласты целесообразно бурить из выработок, охраняемых целиками, в сторону будущего выработанного пространства. Эти скважины могут предотвратить загазирование участка при первой посадке основной кровли и могут использоваться до полной отработки лавы.

3.3. Основные параметры дегазационных скважин, пробуриваемых для дегазации пологих угольных пластов, определяются в зависимости от варианта дегазации и места заложения скважины по формулам, приведенным в табл. 3.1.

3.4. Угол разгрузки подрабатываемой толщи пород принимается по табл. 3.2.

3.5. Величину a (см. табл. 3.1) при бурении скважин с разворотом вблизи очистных работ определяют по формуле

$$a = \frac{L \pm 1{,}3\, t v_{оч} \pm \dfrac{M}{\operatorname{tg}\psi}}{\cos\theta} \text{ м}, \qquad (3.1)$$

где L — расстояние от лавы до места установки станка, м;

t — время на монтаж станка, бурение, герметизацию и подключение скважины к газопроводу, сут;

$v_{оч}$ — скорость подвигания очистного забоя, м/сут;

θ — угол между осью выработки, из которой бурится скважина, и горизонтальной плоскостью, градус.

При бурении скважин в направлении, совпадающем с направлением подвигания лавы (сплошная система разработки), в формуле (3.1) второе слагаемое берется со знаком плюс, третье — со знаком минус; если скважины бурятся навстречу лаве (столбовая система разработки), то второе слагаемое принимается со знаком минус, третье — со знаком плюс.

При системе разработки длинными столбами по простиранию и заблаговременном бурении скважин рекомендуются следующие значения величины a:

при бурении скважин из горизонтальных выработок, поддерживаемых в течение всего периода отработки выемочного поля, $a=0$ (в этом случае скважины бурятся в плоскости падения или восстания пласта и имеют минимальную длину);

Таблица 3. 1

Определение параметров скважин при дегазации пологих сближенных угольных пластов и пород

Место заложения скважин	Скважины бурятся по падению (восстанию) или простиранию ($a = 0$, $\varphi = 0$)		Скважины бурятся с разворотом от линии падения или восстания		
	Угол наклона скважин к горизонту	Длина скважин	Угол разворота скважин	Угол наклона скважин к горизонту	Длина скважин
	При дегазации подрабаты		*ваемых пластов и пород*		
Пластовые выработки, проводимые по простиранию пласта	$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \dfrac{M}{b+c+M\operatorname{ctg}\psi}$	$l_c = \dfrac{M}{\sin(\beta \pm \alpha)}$	$\operatorname{tg}\varphi = a/[(b+c+ +M\operatorname{ctg}\psi)\cos\alpha \pm \pm M\sin\alpha]$	$\operatorname{tg}\beta = = [M \mp (b+c+M\operatorname{ctg}\psi)\times \times \operatorname{tg}\alpha]\dfrac{\sin\varphi\cos\alpha}{a}$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$
При выемке по простиранию и полевых выработках, проводимых: в кровле разрабатываемого пласта	$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \dfrac{M-n}{b+c+M\operatorname{ctg}\psi}$	$l_c = \dfrac{M-n}{\sin(\beta \pm \alpha)}$	$\operatorname{tg}\varphi = a/[(b+c+ +M\operatorname{ctg}\psi)\cos\alpha \pm \pm (M-n)\sin\alpha]$	$\operatorname{tg}\beta = = [M-n \mp (b+c+ +M\operatorname{ctg}\psi)\operatorname{tg}\alpha]\times \times \dfrac{\sin\varphi\cos\alpha}{a}$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$
в почве разрабатываемого пласта	$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \dfrac{M+n}{b+c+M\operatorname{ctg}\psi}$	$l_c = \dfrac{M+n}{\sin(\beta \pm \alpha)}$	$\operatorname{tg}\varphi = a/[(b+c+ +M\operatorname{ctg}\psi)\cos\alpha \pm \pm (M+n)\sin\alpha]$	$\operatorname{tg}\beta = = [M+n \mp (b+c+ +M\operatorname{ctg}\psi)\operatorname{tg}\alpha]\times \times \dfrac{\sin\varphi\cos\alpha}{a}$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$
Пластовые выработки, проводимые по падению или восстанию пласта	$\operatorname{tg}\beta = \dfrac{M}{(b+c+M\operatorname{ctg}\psi)\cos\alpha}$	$l_c = \dfrac{M}{\sin\beta\cos\alpha}$	$\operatorname{tg}\varphi = \dfrac{a}{(b+c+M\operatorname{ctg}\psi)}$	$\operatorname{tg}\beta = \dfrac{(M \mp a\sin\alpha)\sin\varphi}{a\cos\alpha}$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$
	При дегазации надрабаты		*ваемых пластов и пород*		
Пластовые выработки, проводимые по простиранию пласта	$\operatorname{tg}(\beta \mp \alpha) = \dfrac{M}{\Delta+b}$	$l_c = \dfrac{M}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$\operatorname{tg}\varphi = = \dfrac{a}{(b+\Delta)\cos\alpha \mp M\sin\alpha}$	$\operatorname{tg}\beta = = \dfrac{[M \pm (\Delta+b)\operatorname{tg}\alpha]}{a}\times \times \sin\varphi\cos\beta$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$
При выемке по простиранию, полевые выработки, проводимые в почве разрабатываемого пласта	$\operatorname{tg}(\beta \mp \alpha) = \dfrac{M-n}{b+\Delta}$	$l_c = \dfrac{M-n}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$\operatorname{tg}\varphi = a/[(b+\Delta)\times \times\cos\alpha \mp \mp (M-n)\sin\alpha$	$\operatorname{tg}\beta = = \dfrac{M-n \pm (b+\Delta)\operatorname{tg}\alpha}{a}\times \times \sin\varphi\cos\alpha$	$l_c = \dfrac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$

Место заложения скважин	Скважины бурятся по падению (восстанию) или простиранию ($a = 0$, $\varphi = 0$)	
	Угол наклона скважин к горизонту	Длина скважин
Пластовые выработки, проводимые по падению или восстанию пласта	$\operatorname{tg}\beta = \dfrac{M}{(b+\Delta)\cos\alpha}$	$l_c = \dfrac{M}{\sin\varphi\cos\alpha}$

Примечание. Верхний знак (плюс или минус) принимается при

В формулах: β — угол наклона скважины к горизонту, градус;
α — угол падения пласта, градус;
b — протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у (или породного массива при полевой подготовке) между Околоштрековые бутовые полосы шириной менее 12 м в принимается 0,5 ширины бутовой полосы;
c — резерв, учитывающий возможные отклонения скважин от
ψ — угол разгрузки подрабатываемой толщи пород, отсчитываемый пластов принимается по табл. 3.2);
φ — угол разворота скважины, отсчитываемый в горизонтальной отработки лав по падению или восстанию угол разворота
a — проекция скважины на горизонтальную проекцию оси выработ
n — расстояние по нормали от места начала бурения скважины до
Δ — величина, принимаемая в зависимости от длины лавы

при бурении скважин из наклонных выработок $a = M \sin\alpha$;

при бурении с разворотом к линии падения или простирания пласта $a \leqslant 40 \div 50$ м;

при бурении скважин из погашаемых выработок навстречу очистному забою $a \leqslant 80 \div 100$ м;

при бурении скважин из специальных выработок (например, гезенков) $a = 150 \div 200$ м.

3.6. Расчет расстояний между скважинами, режима их работы и эффективности дегазации сближенных угольных пластов производится по следующим зависимостям. Эффективность дегазации сближенного угольного пласта при расстоянии между скважинами r_c, м, и величине разрежения в забое скважины B, мм вод. ст., определяется по формуле

$$k_{\text{дег.с.п.}i} = 0{,}373\, k_{\text{ст}} \frac{(1 + 3{,}77 \cdot 10^{-3} B_i)\,(1 - 6{,}33 \cdot 10^{-3} r_{c.i})}{1 + 0{,}678 \cdot 10^{6}\ a_i'}, \qquad (3.2)$$

Окончание табл. 3.1

Скважины бурятся с разворотом от линии падения или восстания		
Угол разворота скважин	Угол наклона скважин к горизонту	Длина скважин
$\operatorname{tg}\varphi = \frac{a}{b+\Delta}$	$\operatorname{tg}\beta = \frac{(M \pm a\sin\alpha)\sin\varphi}{a\cos\alpha}$	$l_c = \frac{a}{\sin\varphi\cos\beta}$

бурении скважин в сторону падения, нижний — в сторону восстания.

выработки, из которой бурится скважина; принимается равной ширине целика выработкой, из которой бурится скважина, и выработанным пространством. величину b не включаются, при большей ширине бутовой полосы к расчету

заданного направления; рекомендуется принимать 5—10 м;
от плоскости напластования (для пологих и наклонных подрабатываемых

плоскости между проекциями скважины и линии падения пласта (в случае отсчитывается от линии простирания), градус;
ки, из которой она бурится, м;
кровли разрабатываемого пласта (см. рис. 3.6);
(см. п. 3.14).

Таблица 3.2

Определение угла разгрузки подрабатываемой толщи пород

Состав пород междупластья	Процент от всей мощности междупластья	Угол разгрузки ψ, градус
Песчаники и алевролиты . .	Более 80	50—55
То же . .	50	60—65
Аргиллиты	50	60—65
То же	60	65—70
Песчаники и алевролиты . .	40	65—70
Аргиллиты	Более 80	70—80

где a_i' — коэффициент, учитывающий метановыделение из разгруженного пласта, 1/(м·с);

$k_{ст}$ — коэффициент снижения эффективности дегаза-

ции при столбовой системе разработки.

Коэффициент a_i' для каждого дегазируемого пласта определяется по формуле

$$a_i' = \frac{I_{\text{с.п}}}{60\, x_{\max i}^2\, l_{\text{оч}}\, \Sigma m_i \left(1 - \frac{H_i}{H_{\text{р}}}\right)} \text{ 1/(м·с)}, \qquad (3.3)$$

где $I_{\text{с.п}}$ — общее метановыделение из сближенных пластов в выработки участка, м³/мин; определяется с учетом величины относительной метанообильности $q_{\text{с.п}}$, обусловленной выделением метана из сближенных угольных пластов (Руководство по проектированию вентиляции шахт, 1975 г.) и суточной нагрузки на лаву A из выражения

$$I_{\text{с.п}} = \frac{Aq_{\text{с.п}}}{1440};$$

$x_{\max.i}$ — расстояние от лавы до места максимального метановыделения из дегазируемого пласта;

$$x_{\max i} = 9 + 0{,}81\, H_i, \text{ м}; \qquad (3.4)$$

H_i — расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до дегазируемого, м;

$l_{\text{оч}}$ — длина лавы, м;

m_i — мощность дегазируемого сближенного пласта, м;

$H_{\text{р}}$ — предельное расстояние, при котором метановыделение из сближенного пласта равно нулю, м.

Значение $H_{\text{р}}$ определяется по Руководству по проектированию вентиляции шахт.

Расстояние между скважинами $r_{\text{с}}$ (при разрежении в скважине B и требуемом к.э.д. сближенных угольных пластов $k'_{\text{дег.с.п}}$) определяется по формуле

$$r_{\text{с}} = 158 - 424 \frac{k'_{\text{дег.с.п}}}{k_{\text{ст}}} \cdot \frac{(1 + 0{,}678 \cdot 10^6\, a_i')}{(1 + 3{,}77 \cdot 10^{-3} B_i)} \text{ м}. \qquad (3.5)$$

Разрежение в скважине рассчитывается по формуле

$$B = 710 \frac{k'_{\text{дег.с.п}}}{k_{\text{ст}}} \cdot \frac{(1 + 0{,}678 \cdot 10^6\, a_i')}{(1 - 6{,}33 \cdot 10^{-3}\, r_{\text{с}})} - 265 \text{ мм вод. ст.} \qquad (3.6)$$

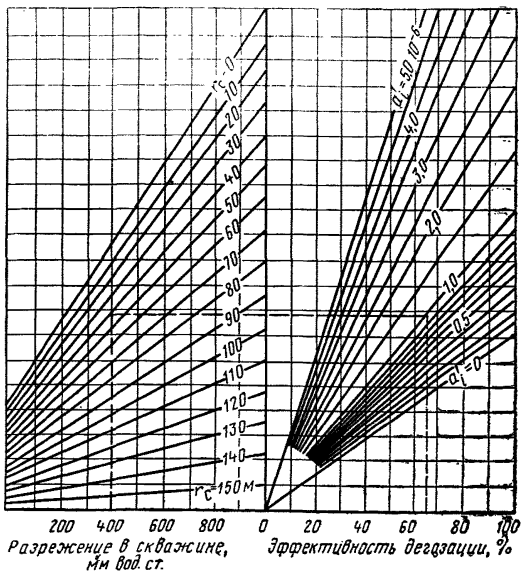


Рис. 3.7. Номограмма для определения расстояния между скважинами, режима их работы и эффективности дегазации при бурении скважин из поддерживаемых выработок на подрабатываемые угольные пласты

Для упрощения расчетов зависимость между переменными $k'_{\text{дег.с.п.}}$, r_c, B и a'_i номографирована (рис. 3.7). По номограмме определяется эффективность дегазации при известных расстояниях между скважинами и разрежении, расстояние между скважинами при заданных эффективности дегазации и разрежении, а также разрежение при заданных эффективности дегазации и расстоянии между скважинами. Во всех случаях необходимо знать значение коэффициента a'_i. Формулы (3.2), (3.5), (3.6) и номограмма справедливы при $0<B<1300$ мм вод. ст., $0<r_c<150$ м, $10^{-7}<a'_i<10^{-5}$, 1/(м·с) и $0<k_{\text{дег.с.п.}i}<0{,}85$.

Исходные данные для расчетов по формулам и номограмме при проектировании и эксплуатации дегазационных установок определяются с учетом горно-геологиче-

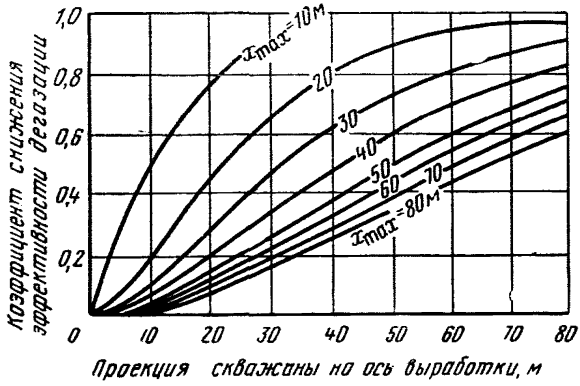


Рис. 3.8. Снижение эффективности дегазации сближенных угольных пластов при обратном порядке отработки лав по сравнению с ее эффективностью при прямом порядке отработки

ских и горнотехнических условий применения дегазации. При бурении скважин из выработок, погашаемых за лавой, вводится коэффициент снижения эффективности дегазации $k_{ст}$, определяемый по номограмме (рис. 3.8).

Общий к.э.д. нескольких сближенных пластов рассчитывается по формуле

$$k_{дег.с.п} = \frac{\Sigma k_{дег.сп.i}\, m_i \left(1 - \frac{H_i}{H_р}\right)}{\Sigma m_i \left(1 - \frac{H_i}{H_р}\right)}, \qquad (3.7)$$

где $k_{дег.с.п.i}$ — к.э.д. каждого дегазируемого пласта.

Для увеличения эффективности дегазации сближенных пластов необходимо увеличить разрежение в скважинах или уменьшить расстояние между ними. Разрежение в устье следует поддерживать около 90—100 мм рт. ст.

Максимальное метановыделение из каждого дегазируемого пласта в скважину определяется по формуле

$$I_{с.п.max} = \frac{1{,}8\, k_{дег.с.п.i}\, I_{с.п.i}}{n_i} \text{ м}^3/\text{мин}, \qquad (3.8)$$

где $I_{с.п.i}$ — метановыделение из i-го пласта в выработки участка, м³/мин; определяется по общему метановыделению из сближенных пластов $I_{с.п}$ с учетом их мощности m_i и расстояния H_i;

$$I_{\text{с.п.}i} = \frac{I_{\text{с.п}}\, m_i \left(1 - \frac{H_i}{H_{\text{р}}}\right)}{\Sigma m_i \left(1 - \frac{H_i}{H_{\text{р}}}\right)}; \qquad (3.9)$$

n_i — число одновременно действующих скважин, пробуренных на i-й дегазируемый пласт;

$$n_i = \frac{3{,}9\, x_{\max i}}{r_{\text{с}}}. \qquad (3.10)$$

3.7. Дегазация подрабатываемых газоносных пород скважинами при пологом залегании пластов эффективна в антиклинальных и куполообразных складках, в зоне геологических нарушений дизъюнктивного и пликативного характера (апофизы крупных тектонических нарушений, флексурные складки и т. д.), а также в местах, где песчаники, алевролиты или известняки обладают повышенными коллекторскими и фильтрационными свойствами.

Дегазацию вмещающих пород скважинами на выемочных участках рекомендуется применять, когда метановыделение из них составляет более 2 м³/мин, а также если дегазация сближенных угольных пластов оказывается недостаточно эффективной.

3.8. Скважины на газонасыщенные породы бурят из подземных выработок с таким расчетом, чтобы дегазируемые слои пород пересекались в их середине (по мощности) на границе разгрузки. Если газонасыщенные слои пород залегают на расстоянии от разрабатываемого пласта, равном до 30-кратной его вынимаемой мощности, и разделены слабопроницаемыми породами мощностью до 0,5 м, то на каждую 20—30-метровую толщу пород бурят отдельные скважины. При залегании газонасыщенных слоев пород на расстоянии, равном более 30-кратной мощности, отдельными скважинами дегазируется каждая 20—30-метровая толща пород при мощности слабопроницаемых пород до 10 м (рис. 3.9).

Для одновременной дегазации подрабатываемых пластов и газонасыщенных пород следует применять схемы, приведенные на рис. 3.10. Схема, приведенная на рис. 3.10, *а*, принимается при расположении газонасыщенных пород в непосредственной близости от подрабатываемых пластов. Скважины должны буриться на дега-

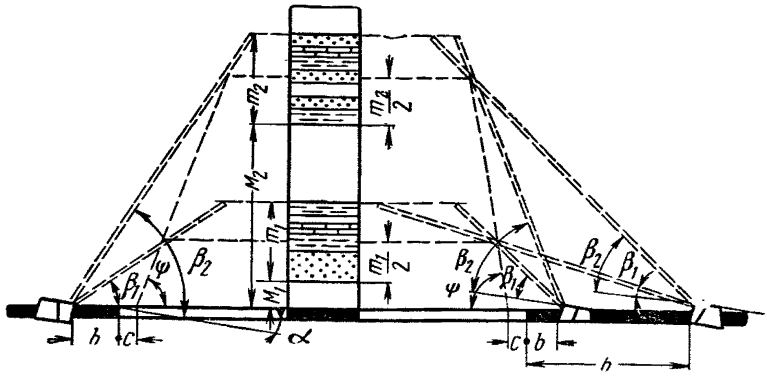


Рис. 3.9. Схема дегазации вмещающих пород

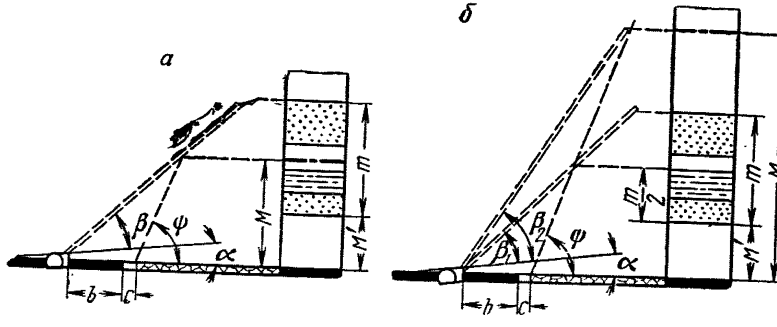


Рис. 3.10. Схемы дегазации вмещающих пород:
а — при наличии в дегазируемой толще пород сближенного угольного пласта; *б* — при разделении дегазируемой толщи пород и сближенного угольного пласта слабопроницаемыми породами

зируемый пласт угля и перебуривать всю толщу газонасыщенных пород. Схему бурения скважин, приведенную на рис. 3.10, *б*, рекомендуется применять, когда угольный пласт удален от газонасыщенной толщи пород более чем на 5 м при залегании его от разрабатываемого пласта на расстоянии до 30-кратной мощности и более чем на 10 м — при залегании его на расстоянии более 30-кратной мощности.

Бурение дегазационных скважин производится из вентиляционных штреков, из выработок, расположенных вблизи них, из откаточных штреков, а также из вентиляционных и откаточных штреков одновременно.

Схемы дегазации подрабатываемых пород скважинами и их эффективность приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Схемы и коэффициенты эффективности дегазации подрабатываемых пород

Система разработки, схема проветривания	Схема дегазации вмещающих газоносных пород	Коэффициент эффективности дегазации
Сплошная, возвратноточная	С помощью скважин, пробуренных в газонасыщенные породы из вентиляционного штрека дегазируемой лавы или выработки, проведенной выше него	0,6—0,7
Сплошная, возвратноточная или прямоточная	С помощью скважин, пробуренных в газонасыщенные породы из откаточного штрека дегазируемой лавы	0,5—0,6
Столбовая, возвратноточная или сплошная, прямоточная	С помощью скважин, пробуренных из вентиляционного штрека навстречу движению лавы	0,3—0,4
Сплошная, возвратноточная	С помощью скважин, пробуренных одновременно из вентиляционного и откаточного штреков дегазируемой лавы	0,7—0,8

3.9. Параметры скважин для дегазации газонасыщенных пород определяются по формулам, приведенным в табл. 3.1, в которых следует принимать величину a равной расстоянию между проекциями точки пересечения середины дегазируемого слоя пород по мощности и линией падения (простирания) пласта на горизонтальную плоскость, а значение M — величине $M'+m/2$, где M' — расстояние по нормали между разрабатываемыми пластами и дегазируемой толщей пород, м; m — мощность дегазируемой толщи пород, м.

Угол обрушения подрабатываемой толщи определяется по табл. 3.2. Если толща пород весьма трещиновата, угол обрушения принимается в зависимости от расстояния до разрабатываемого пласта: при залегании пород на расстоянии до 20-кратной мощности пласта — 80—85°; от 20 до 40-кратной мощности — 75—80°; более 40-кратной мощности — 65—70°.

При наличии в подрабатываемой толще пород угольного пласта или пропластка направление и длина скважин определяются из расчета, чтобы скважина пересекла угольный пласт на границе его максимальной раз-

грузки и перебурила всю газонасыщенную толщу пород.

Ввиду того, что скважина должна пересечь всю дегазируемую толщу газонасыщенных пород, длина скважины, определенная по формулам (см. табл. 3.1), умножается на коэффициент

$$k_l = \frac{2(M' + m)}{2M' + m}. \qquad (3.11)$$

3.10. Расстояние между скважинами, буримыми на газосодержащие породы, при сплошной системе разработки принимается по табл. 3.4.

Таблица 3.4

Определение расстояния между скважинами при дегазации газосодержащих пород

Расстояние до дегазируемой толщи пород, кратное вынимаемой мощности пласта ($n=M'/m_в$), м	Расстояние между скважинами, м
10—20	25—35
20—30	35—45
30—40	45—55
40—60	55—65
Более 60	65—80

При столбовой системе разработки и бурении скважин из погашаемой выработки расстояние между скважинами принимается 15—20 м при залегании пород от разрабатываемого пласта на расстоянии до 20-кратной его мощности и 25—30 м — при залегании их на расстоянии, превышающем 20-кратную мощность пласта.

3.11. Разрежение в устье скважин при дегазации пород должно составлять 30—40 мм рт. ст., а при наличии угольных пропластков — 90—100 мм рт. ст.

3.12. Дегазация надрабатываемых угольных пластов и пород при их пологом и наклонном залегании осуществляется скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта, из полевых выработок или выработок, проведенных по нижележащему пласту до пересечения дегазируемого надрабатываемого пласта. При сплошной системе разработки наиболее эффективны скважины, пробуренные из откаточных штреков дегазируемых лав. При наличии геологических нарушений, трещиноватых зон или пород с высокой газопроницаемостью эффективной является схема дегазации, предусматривающая бурение скважин вблизи забоя подготовительной выработки, опережающей другие выработки (рис. 3.11). Дегазация надрабатываемых

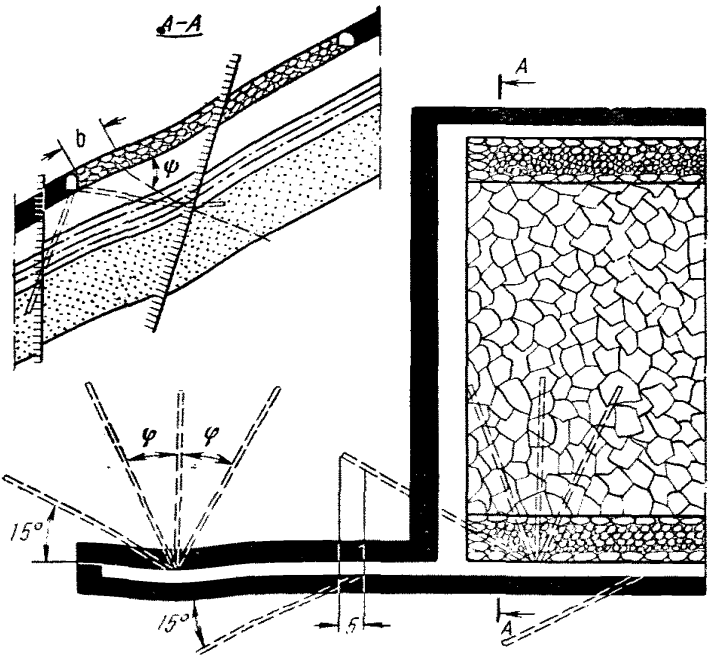


Рис. 3.11. Схема дегазации надрабатываемой толщи пород при наличии геологических нарушений и в трещиноватых зонах с высокой газопроницаемостью пород

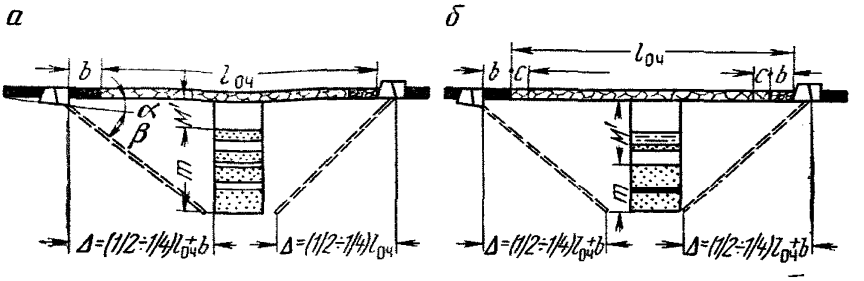


Рис. 3.12. Схемы дегазации надрабатываемых пород:

а — при отсутствии сближенного угольного пласта в дегазируемой толще пород; *б* — при наличии сближенного угольного пласта в дегазируемой толще пород

пород по данной схеме обеспечивает снижение газовыделения из пород как в подготовительные выработки, так и в выработанное пространство лав.

При нескольких слоях газонасыщенных пород, разделенных слабопроницаемыми породами мощностью более 10 м, скважины бурят на каждую газонасыщенную тол-

Таблица 3.5

Схемы и коэффициенты эффективности дегазации надрабатываемых пород

Система разработки	Схема дегазации вмещающих пород	Коэффициент эффективности дегазации
Сплошная и столбовая	С помощью скважин, пробуренных в газонасыщенные породы из откаточного штрека дегазируемой лавы	0,6—0,7
	С помощью скважин, пробуренных в газонасыщенные породы из вентиляционного штрека дегазируемой лавы или из выработки, проведенной выше него	0,2—0,4
Столбовая	С помощью скважин, пробуренных из вентиляционного или откаточного штрека навстречу движению лавы	0,2—0,4

щу пород. Если в этой толще имеется угольный пропласток, скважина должна пересечь его в разгруженной зоне и перебурить всю толщу газонасыщенных пород (рис. 3.12). При мощности толщи более 25 м перебуривать ее не обязательно.

3.13. Основные схемы дегазации надрабатываемых пород скважинами и их эффективность приведены в табл. 3.5.

3.14. Параметры дегазационных скважин, пробуренных на надрабатываемые пласты и породы, определяются по формулам, приведенным в табл. 3.1. Величина a в этих формулах не должна превышать 25 м. Величина Δ выбирается в зависимости от длины лавы: при $l_{оч}<$ <100 м $\Delta=\frac{l_{оч}}{2}+b$; при $l_{оч}>100$ м $\Delta=50$ м$+b$.

3.15. Расстояние между скважинами принимается 30—40 м. В зонах геологических нарушений рекомендуемые расстояния между скважинами необходимо уменьшить в 1,2—1,5 раза.

3.16. Разрежение в устье скважин принимается 40—70 мм рт. ст.

Графический метод определения параметров дегазационных скважин

3.17. Графическое определение параметров дегазационных скважин при пологих или наклонных угольных

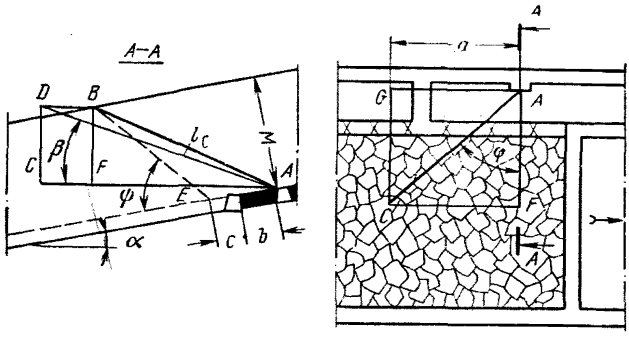


Рис. 3.13. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на подрабатываемые пласты из поддерживаемых выработок в сторону падения при отработке лавами по простиранию

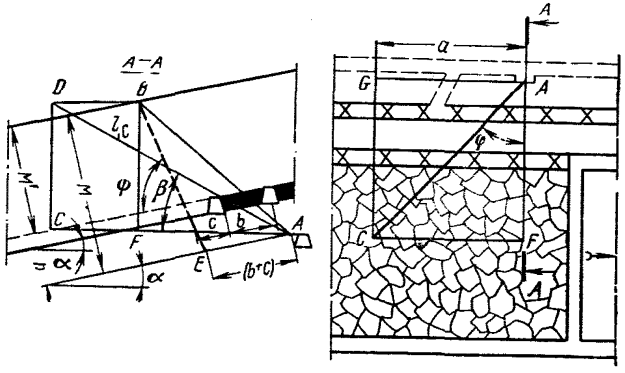


Рис. 3.14. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на подрабатываемые пласты из полевых выработок в сторону падения при отработке лавами по простиранию

пластах производится на планшетах или выкопировках с плана горных работ и вертикальных разрезах угленосной толщи на дегазируемом участке, выполненных в масштабе 1 : 1000. Примеры графического определения параметров скважин приведены на рис. 3.13—3.21.

На участках с лавами, расположенными по простиранию пласта, параметры скважин (длина, углы β и φ) определяются следующим образом.

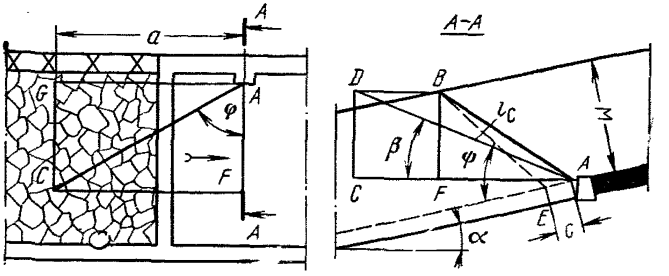


Рис. 3.15. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на подрабатываемые пласты из погашаемых вслед за лавой выработок в сторону падения при отработке лавами по простиранию

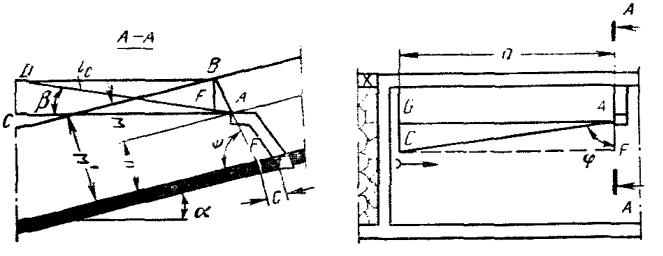


Рис. 3.16. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на подрабатываемые пласты из специально проведенных выработок в сторону падения при отработке лавами по простиранию

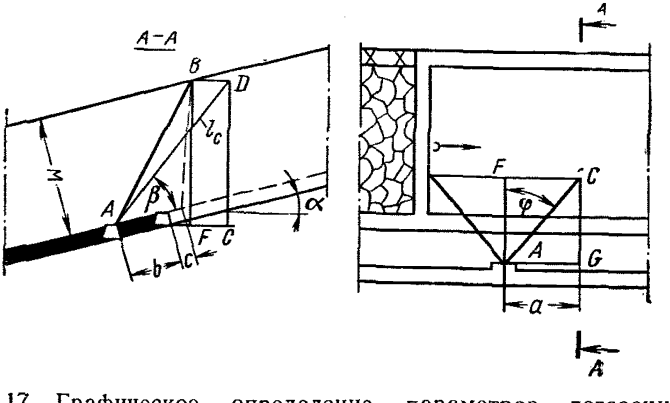


Рис. 3.17. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на подрабатываемые пласты из откаточного штрека, проведенного по пласту, в сторону восстания *при отработке лавами по простиранию*

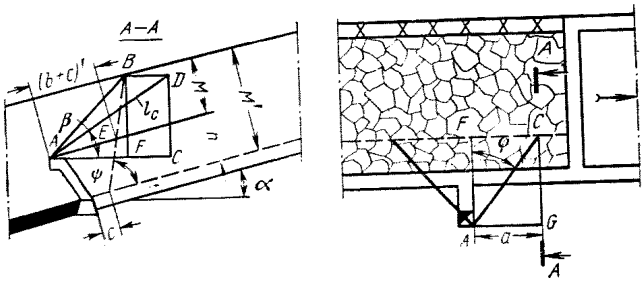


Рис. 3.18. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их из специальной выработки в сторону восстания пласта при отработке лавами по простиранию

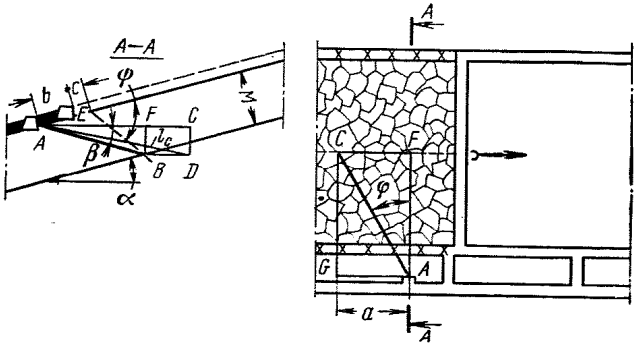


Рис. 3.19. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их на надрабатываемые пласты

На вертикальном разрезе из намеченной точки A, соответствующей устью скважины (рис. 3.13), по падению пласта откладывается отрезок $AE=b+c$. Из точки E под углом ψ к линии падения пласта проводится линия BE до дегазируемого сближенного пласта. Отрезок AB представляет собой проекцию скважины на вертикальную плоскость, проходящую через точку A по линии падения пласта. Из точки B опускается перпендикуляр BF на горизонталь AC, проведенную через точку A.

На плане горных работ (см. рис. 3.13) параллельно вентиляционному штреку (или участку вентиляционного штрека) на расстоянии AF, взятом с разреза, проводится линия FC. Из точки A по линии простирания пласта откладывается отрезок AG, равный величине a, затем из точки G восставляется перпендикуляр GC к ли-

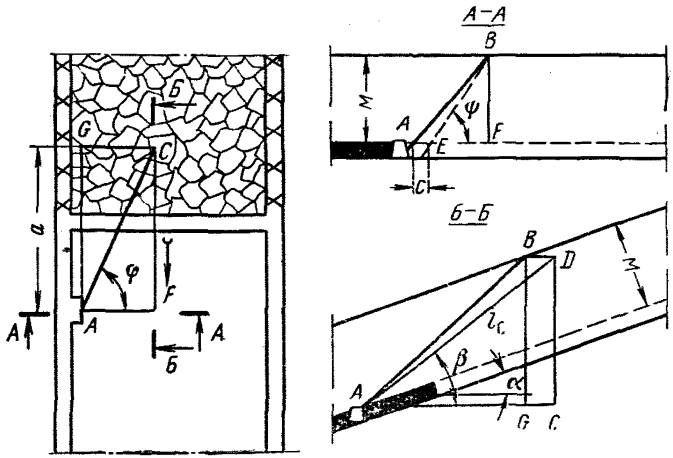


Рис. 3.20. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их из погашаемых вслед за лавой выработок в сторону восстания при отработке лавами по падению

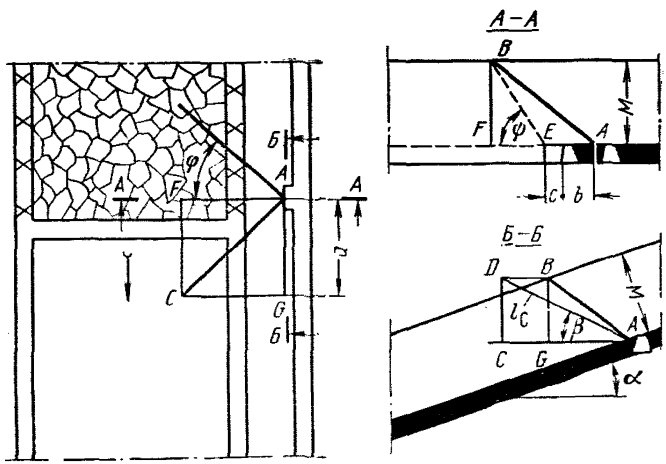


Рис. 3.21. Графическое определение параметров дегазационных скважин в случае бурения их из поддерживаемых выработок в сторону падения при отработке лавами по падению

нии AG. Отрезок AC есть проекция скважины на горизонтальную плоскость, угол FAC — искомый угол разворота скважины φ.

На вертикальном разрезе (см. рис. 3.13) из точки A на горизонтали откладывается отрезок AC, взятый с

плана горных работ. Из точки C восставляется перпендикуляр CD, равный BF. Отрезок AD есть искомая длина скважины в соответствующем масштабе, угол DAC — искомый угол наклона скважины β.

Аналогично определяются параметры скважин при других вариантах бурения их из горизонтальных выработок на подрабатываемые пласты, например из полевого штрека (см. рис. 3.14), вентиляционного штрека, погашаемого вслед за лавой (см. рис. 3.15), гезенка, пройденного из вентиляционного штрека над разрабатываемым пластом (см. рис. 3.16), откаточного штрека, проведенного по пласту угля (см. рис. 3.17), гезенка, пройденного из откаточного штрека над пластом угля (см. рис. 3.18).

Графическое определение параметров скважин, пробуренных из горизонтальных выработок в направлении линии падения (восстания) пласта ($\varphi=0$), является наиболее простым. В этом случае отрезок AB (см. рис. 3.13) есть длина скважины в соответствующем масштабе, а угол BAF — угол наклона скважины к горизонту.

Параметры дегазационных скважин, пробуренных из горизонтальных выработок на надрабатываемые угольные пласты, определяются аналогично, с соблюдением той же последовательности геометрических построений (см. рис. 3.19).

При дегазации подрабатываемых (или надрабатываемых) пород определение параметров скважин графическим методом в принципе не отличается от вышеописанного для подрабатываемых (или надрабатываемых) пластов. Разница состоит лишь в том, что точка B при дегазации пород располагается в середине газосодержащей толщи пород, а длина скважины корректируется поправочным коэффициентом k_l, определяемым по формуле (3.11).

При бурении скважин из наклонных выработок на участках с лавами, расположенными по падению или восстанию, геометрические построения для определения углов φ, β и длины скважины l_c (рис. 3.20, 3.21) принципиально не отличаются от построений, описанных для скважин на участках с лавами, расположенными по простиранию. Отличие состоит лишь в том, что геометрические построения начинаются на разрезе в плоскости, нормальной напластованию по линии простирания пласта,

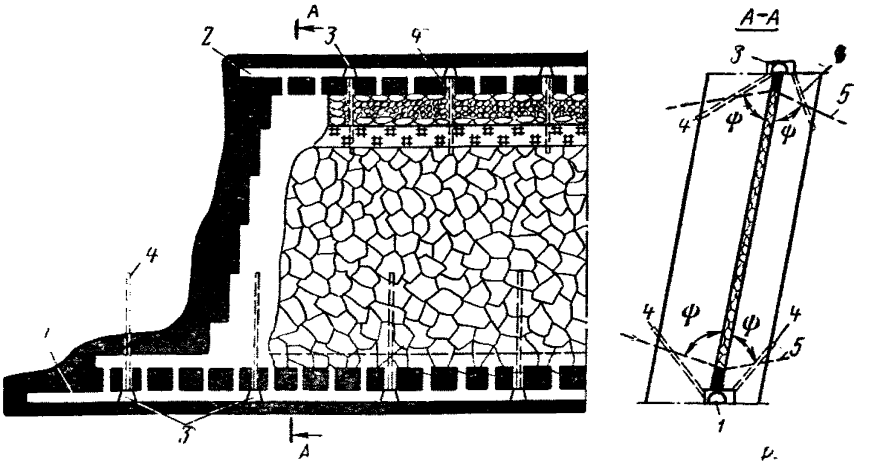


Рис. 3.22. Схема дегазации крутых сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта, при сплошной системе разработки:

1 — откаточный штрек; *2* — вентиляционный штрек; *3* — дегазационные камеры; *4* — скважины; *5* — границы разгрузки от горного давления

а заканчиваются на вертикальном разрезе по линии падения пласта, где на горизонтали откладывается отрезок $AG=a$, восставляется перпендикуляр GB, а затем определяется местоположение точки D, т. е. забоя скважины. Угол FAC есть угол разворота скважины относительно линии простирания пласта, угол CAD — угол наклона скважины к горизонту, отрезок AD — длина скважины в соответствующем масштабе.

Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых тонких крутых угольных пластов скважинами

3.18. Применяются следующие схемы дегазации сближенных крутых угольных пластов:

а) породными скважинами, пробуренными:

— из выработок разрабатываемого пласта при сплошной системе разработки;

— из выработок разрабатываемого пласта при столбовой системе разработки;

— из выработок, соседних с разрабатываемым пластом;

б) пластовыми скважинами, пробуренными:

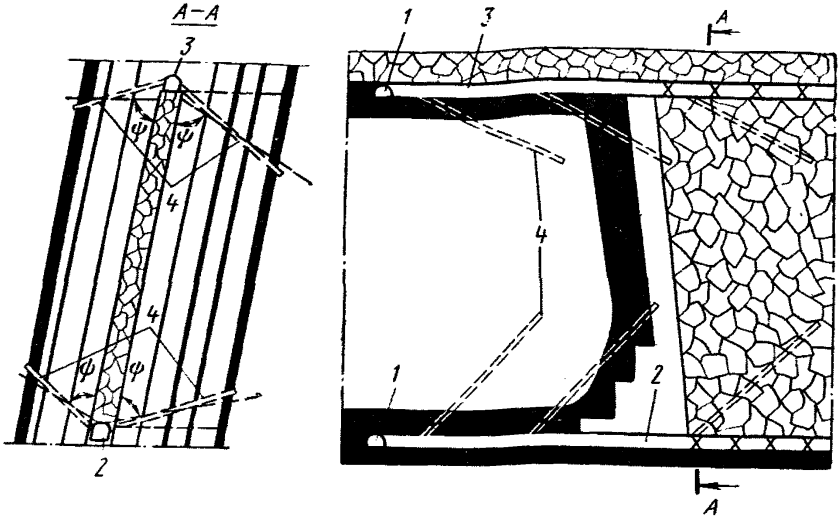


Рис. 3.23. Схема дегазации крутых сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта, при столбовой системе разработки:

1 — промежуточный квершлаг; *2* — откаточный штрек; *3* — вентиляционный штрек; *4* — дегазационные скважины

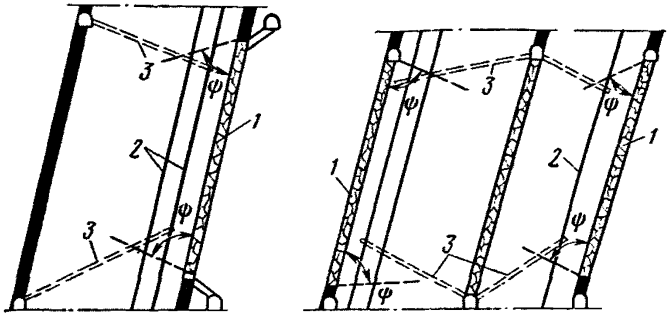


Рис. 3.24. Схема дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок пластов, соседних с разрабатываемым:

1 — разрабатываемый пласт; *2* — сближенные пласты; *3* — дегазационные скважины

— из групповых штреков;

— из промежуточных квершлагов.

Дегазационные скважины бурят непосредственно из откаточного или вентиляционного штрека разрабатываемого пласта (рис. 3.22) на сближенный пласт в зону, разгруженную от горного давления. Если размеры подготовительных выработок не позволяют разместить бу-

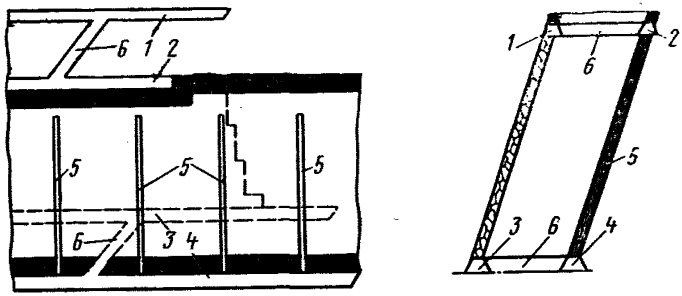


Рис. 3.25. Схема дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными из групповых штреков:

1 — вентиляционный штрек; *2* — групповой вентиляционный штрек; *3* — откаточный штрек; *4* — групповой откаточный штрек; *5* — дегазационные скважины; *6* — промежуточные квершлаги

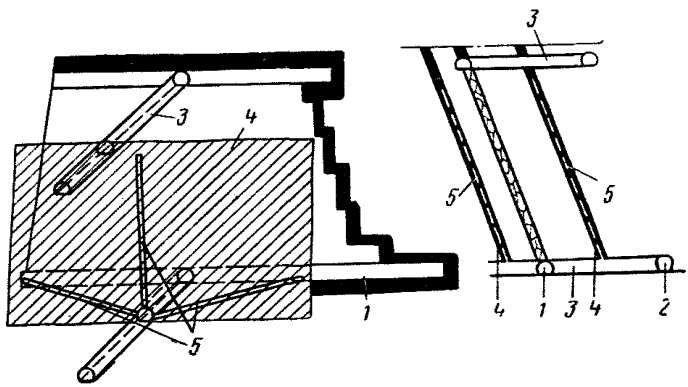


Рис. 3.26. Схема дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными из промежуточных квершлагов:

1, 2 — откаточные штреки; *3* — промежуточный квершлаг; *4* — сближенные пласты; *5* — дегазационные скважины

ровое оборудование или процесс бурения трудно совместить с другими операциями технологического цикла добычи угля на выемочном участке, то бурение скважин следует производить из дегазационных камер.

При системе разработки длинными столбами по простиранию, когда штреки после прохода лавы погашают, дегазационные скважины бурят навстречу движению лавы под некоторым углом к оси выработки (рис. 3.23). В случае бурения скважин из вентиляционного штрека рекомендуется принимать меры по охране устьев скважин для продления срока их службы.

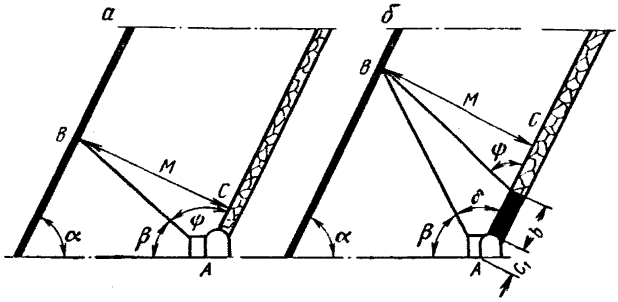


Рис. 3.27. Схема к определению направления скважины, пробуриваемой из откаточного штрека на вышележащий сближенный пласт: *а* — при отсутствии целика (бутовой полосы) над штреком; *б* — при наличии целика (бутовой полосы) над штреком

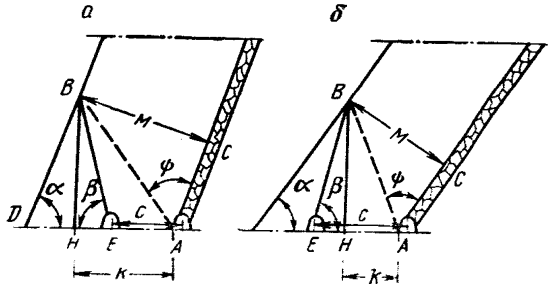


Рис. 3.28. Схема к определению направления скважины, пробуриваемой из группового откаточного штрека на вышележащий сближенный пласт, при отсутствии целика (бутовой полосы) над штреком: *а* — $k>c$; *б* — $k<c$

При полевой или групповой схемах подготовки пластов дегазация осуществляется из выработок пластов, соседних с разрабатываемым (рис. 3.24).

Бурение скважин по схеме, приведенной на рис. 3.25, рекомендуется применять при групповой подготовке пластов, когда групповой штрек проводится по одному из сближенных пластов. Дегазационные скважины бурят по восстанию сближенного пласта до начала его разгрузки. Если промежуточные квершлаги пересекают сближенные пласты, то дегазационные скважины бурят веером по сближенному пласту из места его пересечения промежуточным квершлагом (рис. 3.26).

Таблица 3.6

Определение параметров скважин при дегазации крутых сближенных пластов

Выработка, из которой бурится скважина	Положение сближенных пластов по отношению к разрабатываемому	Наличие целиков (бутовых полос), штреков	Положение скважин по отношению к линии падения пласта	Параметры скважины: Угол наклона к горизонту, градус	Параметры скважины: Угол разворота, градус	Параметры скважины: Длина, м	Примечание
Откаточный штрек	Вышележащие	Не имеется	Вкрест простирания пород	$\beta = 180° - \alpha - \psi$ (I)	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin \psi}$	
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$ (II)	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a \sin \psi}{M \cos \beta}$	$l_c = \frac{a}{\sin \varphi \cos \beta'}$	Значение угла β определяется по формуле (I)
		Имеется	Вкрест простирания пород	$\beta = 180° - \alpha - \delta$ (III) $\operatorname{tg} \delta = \frac{M}{b + c_1 + M \operatorname{ctg} \psi}$ (IV)	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin \delta}$	
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a \sin \delta}{M \cos \beta}$	$l_c = \frac{a}{\cos \beta' \sin \varphi}$	Значение угла β определяется по формуле (III), а угла δ—по формуле (IV)
	Нижележащие	Независимо от наличия целика (бутовой полосы) у штрека	Вкрест простирания пород	$\beta = 30°$	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin (\alpha - 30°)}$	Наблюдениями установлено, что самый большой дебит имеют скважины, пробуренные на нижележащие сближенные пласты под углом 30° к горизонту
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a \sin (\alpha - 30°)}{0{,}866 M}$;	$l_c = \frac{a}{\cos \beta' \sin \varphi}$	

Продолжение табл. 3.6

Выработка, из которой бурится скважина	Положение сближенных пластов по отношению к разрабатываемому	Наличие целиков (бутовых полос), штреков	Положение скважин по отношению к линии падения пласта	Параметры скважины: Угол наклона к горизонту, градус	Угол разворота, градус	Длина, м	Примечание
Откаточный штрек	Нижележащие	Не имеется	Вкрест простирания пород	$k = \frac{M \cos(180° - \alpha - \psi)}{\sin \psi}$ (V) Если $k < c$, $\operatorname{tg} \beta =$ $= M \sin(\alpha + \psi) / [c \sin \psi -$ $- M \cos(180° -$ $- \alpha - \psi)]$; (VI) если $k > c$, $\operatorname{tg} \beta =$ $= M \sin(\alpha + \psi) :$ $: [M \cos(180° - \alpha - \psi) -$ $- c \sin \psi]$; (VII) если $k = c$, $\beta = 0$ (VIII)	$\varphi = 0$	Если $k > c$ и $k < c$ $l_c = \frac{M \sin(\alpha + \psi)}{\sin \psi \sin \beta}$; если $k = c$ $l_c = \frac{M \sin(\alpha + \psi)}{\sin \psi}$	
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$	Если $k < c$, $\operatorname{tg} \varphi =$ $= a \sin \psi / [c \sin \psi -$ $- M \cos(180° -$ $- \alpha - \psi)]$; если $k > c$, $\operatorname{tg} \varphi =$ $= a \sin \psi / [M \cos(180° -$ $- \alpha - \psi) -$ $- c \sin \psi]$; если $k = c$, $\varphi = 90°$.	$l_c = \frac{a}{\cos \beta' \sin \varphi}$	Значение k определяется по формуле (V). В зависимости от значения k угол β определяется по одной из формул (VI), (VII) или (VIII)

Продолжение табл. 3.6

Выработка, из которой бурится скважина	Положение сближенных пластов по отношению к разрабатываемому	Наличие целиков (бутовых полос), штреков	Положение скважин по отношению к линии падения пласта	Параметры скважины: Угол наклона к горизонту, градус	Угол разворота, градус	Длина, м	Примечание
Групповой откаточный штрек, расположенный в кровле разрабатываемого пласта	Вышележащие	Имеется	Вкрест простирания пород	$k = \frac{M\cos(180°-\alpha-\delta)}{\sin\delta}$; (IX) если $k < c$, $\operatorname{tg}\beta =$ $= M\sin(\alpha+\delta):$ $:[c\sin\delta - M\cos(180°-$ $-\alpha-\delta)]$; (X) если $k > c$, $\operatorname{tg}\beta =$ $= M\sin(\alpha+\delta):$ $:[M\cos(180°-\alpha-\delta)-$ $-c\sin\delta]$; (XI) если $k = c$, $\beta = 90°$ (XII)	$\varphi = 0$	Если $k > c$, $k < c$, $l_c = \frac{M\sin(\alpha+\delta)}{\sin\delta\sin\beta}$; если $k = c$, $l_c = \frac{M\sin(\alpha+\delta)}{\sin\delta}$	Значение угла δ определяется по формуле (IV)
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg}\beta' = \operatorname{tg}\beta\cos\varphi$	Если $k < c$, $\operatorname{tg}\varphi =$ $= a\sin\delta/[c\sin\delta -$ $-M\cos(180°-$ $-\alpha-\delta)]$; если $k > c$, $\operatorname{tg}\varphi =$ $= a\sin\delta:$ $:[M\cos(180°-\alpha-\delta)-$ $-c\sin\delta]$; если $k = c$, $\varphi = 90°$	$l_c = \frac{a}{\cos\beta'\sin\psi}$	Значение k определяется по формуле (IX), а угла δ по формуле (IV)

Окончание табл. 3.6

Выработка, из которой бурится скважина	Положение сближенных пластов по отношению к разрабатываемому	Наличие целиков (бутовых полос), штреков	Положение скважин по отношению к линии падения пласта	Параметры скважины: Угол наклона к горизонту, градус	Угол разворота, градус	Длина, м	Примечание
Групповой откаточный штрек, расположенный в кровле разрабатываемого пласта	Вышележащие	Не имеется	Вкрест простирания пород	$\beta = \psi - \alpha$ (XIII)	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin \psi}$	
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a \sin \psi}{M \cos \beta}$	$l_c = \frac{a}{\cos \beta' \sin \varphi}$	Значение угла β определяется по формуле (XIII)
Вентиляционный штрек	Вышележащие	Имеется	Вкрест простирания пород	При $\delta > \alpha$ $\beta = \delta - \alpha$; (XIV) при $\delta < \alpha$ $\beta = \alpha - \delta$; (XV) при $\delta = \alpha$ $\beta = 0$ (XVI)	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin \delta}$	Значение угла δ определяется по формуле (IV)
			С отклонением от линии падения пласта	$\operatorname{tg} \beta' = \operatorname{tg} \beta \cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a \sin \delta}{M \cos \beta}$	$l_c = \frac{a}{\cos \beta' \sin \psi}$	Значение угла β в зависимости от величины угла δ определяется по одной из формул (XIV), (XV) или (XVI)
	Нижележащие		Применяются те же формулы, что и при бурении скважины из откаточного штрека на вышележащие сближенные пласты. Значения углов β и β' берутся со знаком минус.				

В формулах c_1 — расстояние по пласту между точками его пересечения почвой и кровлей выработки, м;
c — расстояние по линии горизонта от группового откаточного штрека, из которого производится бурение скважин до отрабатываемого пласта, м;
β' — угол наклона скважины к горизонту при бурении с разворотом от линии падения пласта, градус;
Ψ — угол разгрузки, градус; принимается по табл. 3.7;
δ — вспомогательный угол, градус.

3.19. Параметры дегазации сближенных крутых пластов определяются по формулам, приведенным в табл. 3.6.

Таблица 3.7

Определение угла разгрузки на крутых пластах

Угол падения пласта α, градус	Угол разгрузки ψ, градус	
	при подработке	при надработке
45	59	77
47	59	77
49	60	77
51	61	76
53	62	76
55	63	76
57	65	75
59	66	75
61	68	75
63	71	74
65	73	74
67	76	74
69	80	73

Примечание. Углы разгрузки при промежуточных значениях угла падения пласта α устанавливаются методом линейной интерполяции.

Таблица 3.8

Определение расстояния между скважинами

Расстояние до дегазируемого сближенного пласта, кратное вынимаемой мощности разрабатываемого пласта ($n = M/m_в$), м	Расстояние между дегазационными скважинами, м
10—20	15—25
20—30	25—35
30—40	35—45
40—60	45—60
Более 60	60—70

Исходными данными для определения параметров являются углы залегания пластов, расстояние между разрабатываемым и сближенным пластами, высота цели-

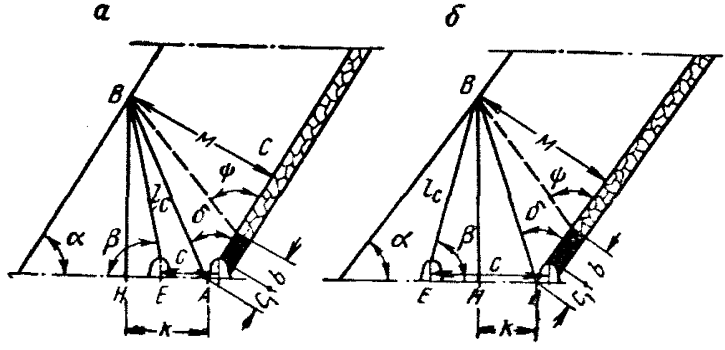


Рис. 3.29. Схема к определению параметров скважины, пробуриваемой из группового откаточного штрека на вышележащий сближенный пласт, при наличии целика (бутовой полосы) над штреком: *а* — $k>c$; *б* — $k<c$

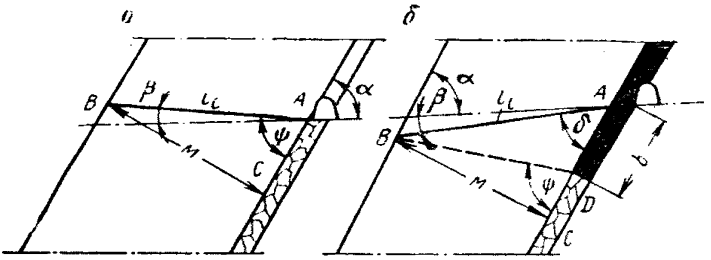


Рис. 3.30. Схема к определению направления скважины, пробуриваемой из вентиляционного штрека на вышележащий сближенный пласт:

а — при отсутствии целика (бутовой полосы) под штреком; *б* — при наличии целика (бутовой полосы) под штреком

ков (бутовых полос) у выработок, из которых производится бурение скважин, и границы зон повышенной газоотдачи на подрабатываемых и надрабатываемых сближенных пластах, определяемые углами разгрузки ψ (табл. 3.7).

Расстояние между дегазационными скважинами по простиранию определяется по табл. 3.8 и принимается не более 70 м.

3.20. При бурении скважин в плоскости, нормальной к простиранию пласта, параметры скважин могут определяться простыми построениями (рис. 3.27—3.30) аналогично тому, как они определяются на пологих пластах (см. рис. 3.13).

Таблица 3.9

Определение коэффициента эффективности дегазации в зависимости от расстояния до сближенного пласта

Место залегания сближенного пласта	Расстояние до сближенного пласта, м	Коэффициент эффективности дегазации источника
В кровле	10—20	0,2—0,3
	20—30	0,3—0,4
	30—40	0,4—0,5
	40—60	0,5—0,6
	Свыше 60	0,6—0,7
В почве	6—10	0,1—0,2
	10—20	0,2—0,3
	20—30	0,3—0,4
	Свыше 30	0,4—0,6

3.21. Эффективность дегазации определяется по данным табл. 3.9.

Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых мощных крутых угольных пластов

3.22. Дегазация надрабатываемых мощных крутых пластов должна осуществляться по схемам, приведенным на рис. 3.31—3.36.

При наличии полевого штрека, расположенного вблизи надрабатываемого мощного крутого пласта, дегаза-

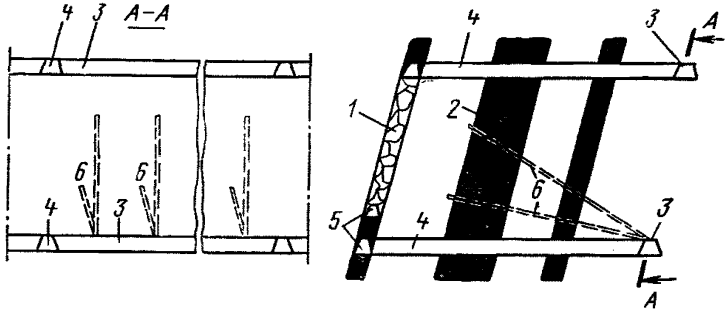


Рис. 3.31. Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта скважинами, пробуренными из полевого штрека:

1 — разрабатываемый пласт; *2* — надрабатываемый мощный пласт; *3* — полевые штреки откаточного и вентиляционного горизонтов; *4* — промежуточные квершлаги; *5* — выработки разрабатываемого пласта; *6* — дегазационные скважины

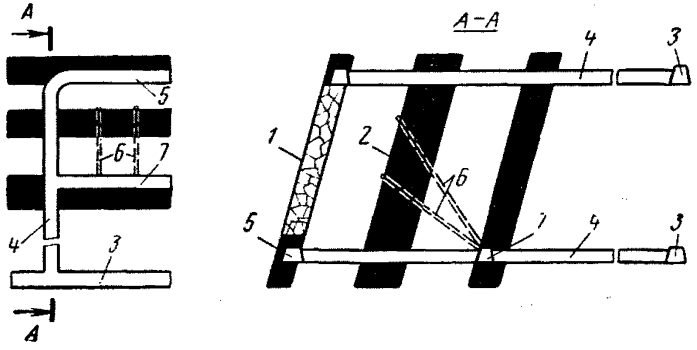


Рис. 3.32. Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта скважинами, пробуренными из выработки одного из пластов свиты:

1 — разрабатываемый пласт; *2* — надрабатываемый мощный пласт; *3* — полевые штреки откаточного и вентиляционного горизонтов; *4* — промежуточные квершлаги; *5* — выработка разрабатываемого пласта; *6* — дегазационные скважины; *7* — выработка по пласту, расположенному вблизи от надрабатываемого мощного пласта

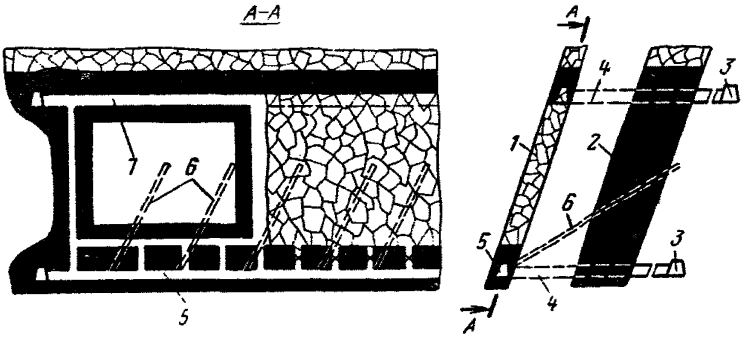


Рис. 3.33. Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта:

1 — разрабатываемый пласт; *2* — надрабатываемый мощный пласт; *3* — полевые штреки откаточного и вентиляционного горизонтов; *4* — промежуточные квершлаги; *5* — откаточный штрек; *6* — дегазационные скважины; *7* — вентиляционный штрек

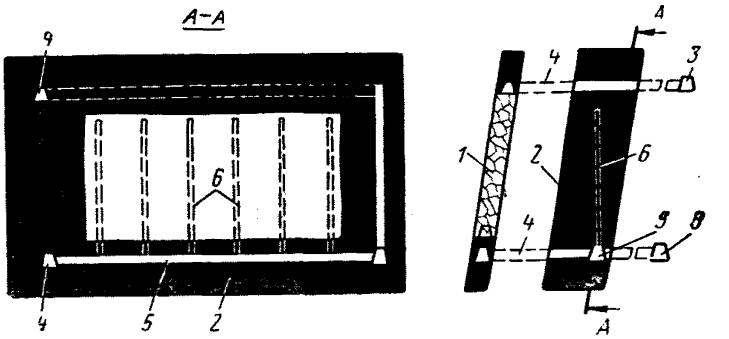


Рис. 3.34. Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта скважинами, пробуренными по надрабатываемому пласту из подготовительной выработки:

1 — разрабатываемый пласт, *2* — надрабатываемый мощный пласт; *3* — полевые штреки откаточного и вентиляционного горизонтов; *4* — промежуточные квершлаги; *5* — выработка по надрабатываемому пласту; *6* — дегазационные скважины

ция производится скважинами, пробуренными на пласт вкрест простирания из полевого штрека (см. рис. 3.31). Дегазационные скважины следует бурить веером по восстанию пласта из ниш или буровых камер, расположенных через 20—30 м по длине полевого штрека. Из одной ниши бурится веером от 2 до 4 скважин в зависимости от высоты этажа.

При большом расстоянии от полевого штрека до надрабатываемого мощного пласта дегазация последнего осуществляется скважинами, пробуренными из выработ-

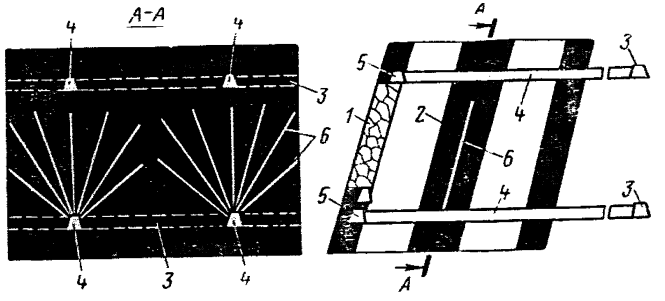


Рис. 3.35. Схема дегазации мощного крутого пласта скважинами, пробуренными по пласту из промежуточных квершлагов:

1 — разрабатываемый пласт; *2* — надрабатываемый мощный пласт; *3* — полевые штреки откаточного и вентиляционного горизонтов; *4* — промежуточные квершлаги; *5* — выработки разрабатываемого пласта; *6* — дегазационные скважины

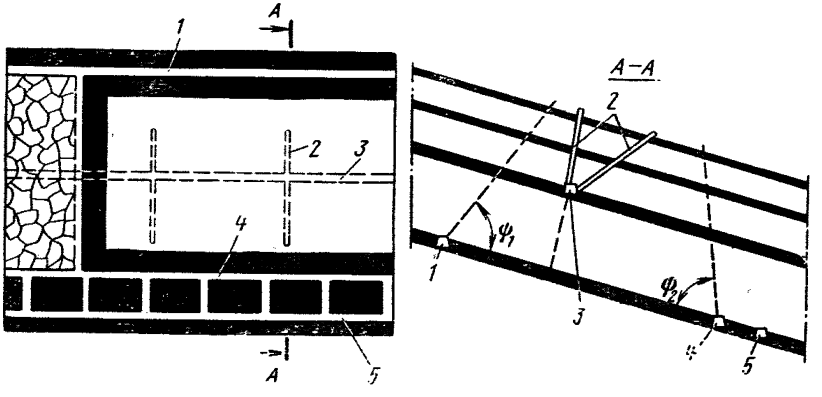


Рис. 3.36. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов при помощи газосборных выработок, проведенных по пласту:

1 — вентиляционный штрек; *2* — дегазационные скважины, пробуренные из газосборной выработки; *3* — газосборная выработка; *4* — параллельный штрек; *5* — откаточный штрек

ки, заблаговременно проведенной по одному из нижележащих пластов свиты (см. рис. 3.32). Такой выработкой обычно служит откаточный штрек, проведенный до начала отработки верхнего пласта свиты. При большой мощности свиты для дегазации надрабатываемых пластов может быть проведено несколько штреков по отдельным пластам свиты.

Если надрабатываемый мощный пласт расположен на значительном расстоянии от полевого штрека или нижележащего пласта, то дегазационные скважины следу-

ет бурить из выработок разрабатываемого пласта (см. рис. 3.33). В качестве такой выработки используется

Таблица 3.10

Определение параметров скважин при дегазации мощных крутых пластов

Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта	Угол наклона скважин, градус		Длина скважин, *м*
	к горизонту	к линии простирания пластов	
Скважинами, пробуренными из полевого штрека или выработки, проведенной по нижнему пласту (см. рис. 3.31 и 3.32)	$\operatorname{tg}\beta=\frac{H_{\text{п}}\sin\alpha}{M''-H_{\text{п}}\cos\alpha}$	0	$l_{\text{с}}=(M''+m)/[\sin(180°-\alpha-\beta)]$
Скважинами, пробуренными из выработок, проведенных по разрабатываемому пласту (см. рис. 3.33)	$\operatorname{tg}\beta=\frac{H_{\text{п}}\sin\alpha\cos\varphi}{M-H_{\text{п}}\cos\alpha}$	90—φ	$l_{\text{с}}=(M+m)/[\sin(180°-\alpha-\beta)]\times\sqrt{1+\cos^2\beta}$.
Скважинами, пробуренными по надрабатываемому пласту из промежуточных квершлагов (см. рис. 3.35)	$\beta\leqslant\alpha$	5—90°	Зависит от возможностей буровой техники
Скважинами, пробуренными по восстанию надрабатываемого пласта из откаточного штрека (см. рис. 3.34)	$\beta=\alpha$	0	На 5—10 м меньше высоты этажа по восстанию пласта

В приведенных формулах $H_{\text{п}}$ — расстояние по вертикали от уровня откаточного горизонта до места пересечения скважиной надрабатываемого пласта; принимается равным от 0,3 до 0,7 высоты этажа по вертикали, м;
M'' — расстояние по нормали от полевого штрека до надрабатываемого пласта, м;
M — мощность междупластья по нормали между разрабатываемым и дегазируемым пластами, м;

откаточный штрек, сохраняемый в выработанном пространстве в течение времени отработки участка. Если применяемая система разработки не обеспечивает этого, то откаточный штрек поддерживается только на некото-

ром участке позади очистного забоя или в погашаемой выработке оставляют газопровод с подсоединенными к нему скважинами, приняв меры по охране устьев скважин от обрушения.

Дегазацию надрабатываемого мощного пласта следует осуществлять также пластовыми скважинами по схемам дегазации разрабатываемых мощных пластов (см. раздел 2), при этом рекомендуется применять схемы с бурением скважин из штреков (см. рис. 3.34) и промежуточных квершлагов (см. рис. 3.35). Длина скважин устанавливается исходя из возможностей буровой техники.

При подработке мощных крутых угольных пластов и управлении кровлей полной закладкой выработанного пространства дегазация сближенных пластов осуществляется по схемам, приведенным в данном разделе.

3.23. Параметры скважин при дегазации мощных крутых пластов рассчитываются по формулам, приведенным в табл. 3.10. Расстояние между скважинами по простиранию надрабатываемого пласта принимается равным 20—30 м, диаметр скважин — 60—200 мм, глубина герметизации их устьев — не менее 3—5 м. Опережение бурения скважин на надрабатываемые пласты должно составлять не менее 2—3-месячного подвигания очистного забоя по простиранию разрабатываемого пласта. Отключение скважин следует производить позади очистного забоя на расстоянии от него не менее 2—3-месячного подвигания.

Для обеспечения высокой эффективности дегазации разрежение в дегазационных скважинах должно составлять 100—120 мм рт. ст.

Дегазация сближенных угольных пластов, выработанных простанств и вмещающих пород с помощью газосборных выработок и скважин

3.24. Дегазацию сближенных пластов или выработанного пространства с помощью газосборных выработок и скважин рекомендуется проводить в тех условиях, когда в качестве газосборной может быть использована выработка, проведенная для технологических целей, а также когда невозможно осуществить дегазацию скважинами, буримыми из горных выработок.

Этот способ дегазации подрабатываемых пластов применяется при обратном порядке отработки участка (поля) в условиях хорошо разведанных месторождений, характеризующихся спокойным и выдержанным залеганием и высокой газоносностью при весьма крепких породах междупластья (достаточно мощные слои известняка, конгломераты, монолитные песчаники и т. п.).

Сечение газосборной выработки при проведении ее с помощью буровзрывных работ — 3—4 м², а при механизированном проведении оно определяется типом применяемого комбайна. Проведение газосборной выработки по подрабатываемому угольному пласту должно быть завершено до начала выемки разрабатываемого пласта. На сопряжении ее с выработками шахты вне зоны влияния очистной выемки должна быть возведена фундаментальная герметизирующая каменная или бетонная перемычка с врубами глубиной 0,3—0,4 м. Через перемычку пропускается газопровод.

При залегании нескольких сближенных угольных пластов выше разрабатываемого пласта газосборные выработки проводятся по более мощному пласту. При этом следует учитывать, что оптимальное расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до газосборной выработки — 20—30 м, а по высоте этажа (лавы) — 0,2—0,3 высоты этажа от вентиляционного штрека. При мощности междупластья менее 15—20 м газосборные выработки неэффективны из-за подсосов воздуха.

Максимальный радиус эффективной дегазации пологих подрабатываемых пластов при помощи газосборных выработок на пластах мощностью до 1,3—1,5 м составляет 60—65 м, для тонких крутых пластов — 40—45 м.

В случае залегания сближенных угольных пластов выше газосборной выработки на них рекомендуется бурить скважины (см. рис. 3.36). Расстояние между скважинами по простиранию от 40 до 100 м. По мере увеличения крепости пород расстояние между скважинами увеличивается. Длина скважин до 50 м.

Дегазация надрабатываемых угольных пластов газосборными выработками рекомендуется при весьма крепких породах междупластья и достаточно мощном надрабатываемом пласте (свыше 0,7 м). Газосборная выработка проводится по нижележащему угольному пласту в зоне влияния надработки.

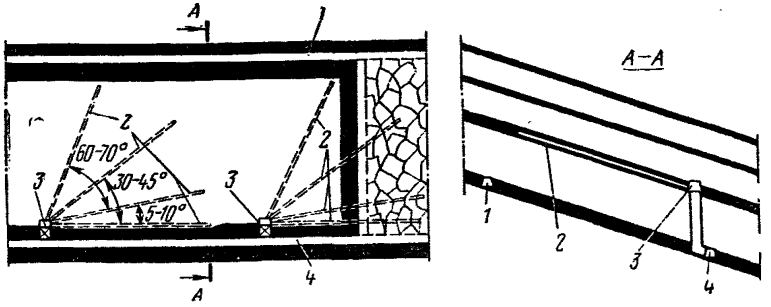


Рис. 3.37. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов при помощи газосборных угольных скважин большого диаметра: *1* — вентиляционный штрек; *2* — газосборные скважины; *3* — гезенк с буровой камерой; *4* — откаточный штрек

3.25. При дегазации сближенных угольных пластов скважинами диаметром 150—300 мм последние буряг восстающими из выработок (гезенков), проведенных с откаточного горизонта, навстречу движению лавы (рис. 3.37). Газосборные пластовые скважины можно бурить также и по подрабатываемому угольному пласту, залегающему на расстоянии 10—15 м от разрабатываемого пласта. Длина обсадки и герметизации газосборных скважин 5—8 м, длина скважин не менее 150 м.

Таблица 3.11

Схемы и коэффициенты эффективности дегазации сближенных пластов газосборными выработками и скважинами

Схема дегазации	Рекомендуемая величина разрежения, мм рт. ст.	Коэффициент эффективности дегазации источника при управлении кровлей	
		полным обрушением	частичной закладкой или частичным обрушением
Выработкой, проведенной по вышележащему угольному пласту	100—150	0,60—0,70	0,65—0,75
Выработкой, проведенной по нижележащему пласту	100—150	0,40—0,45	0,20—0,30
Скважинами, пробуренными по вышележащему пласту	100—150	0,50—0,60	0,60—0,70
Скважинами, пробуренными в подрабатываемый массив	50—100	0,30—0,40	0,40—0,50

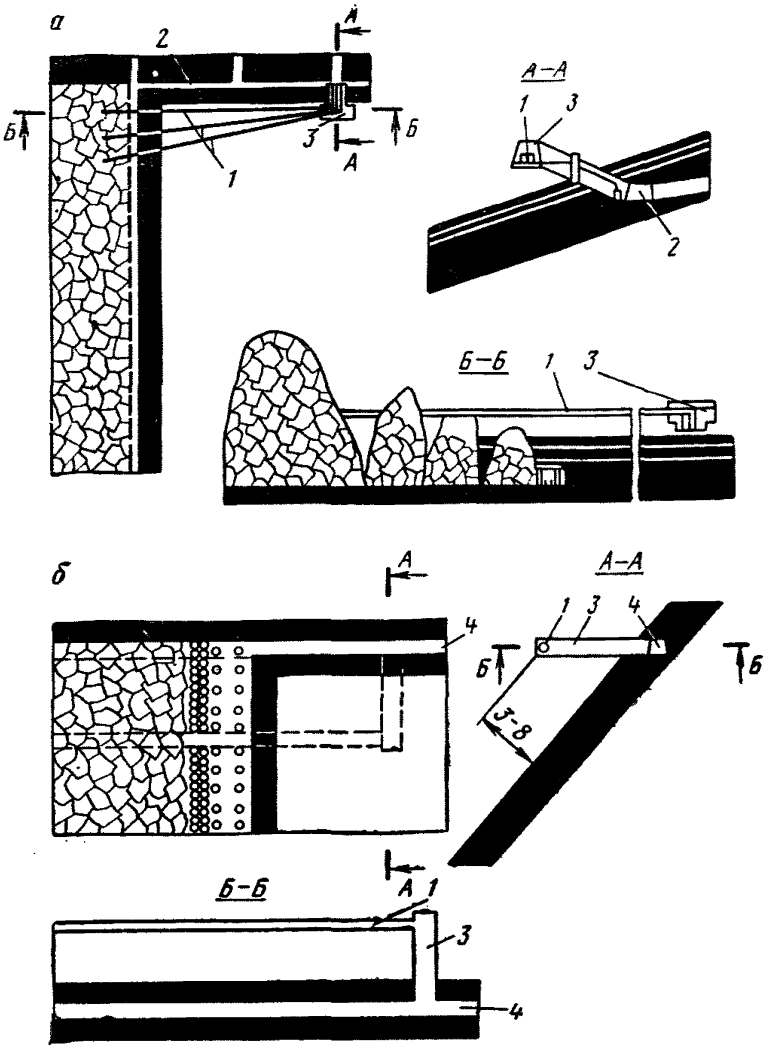


Рис. 3.38. Схема дегазации подрабатываемого массива и куполов обрушения газосборными скважинами, пробуренными в 3—8 м от мощного разрабатываемого пласта:

а — в условиях пологих пластов; *б* — в условиях крутых пластов; *1* — газосборные скважины; *2* — вентиляционный просек верхнего слоя; *3* — буровая камера; *4* — вентиляционный штрек

3.26. При отработке мощных пластов с разделением на слои и наличии в подрабатываемой толще породного слоя с повышенной трещиноватостью отсос газа, выделяющегося из невынимаемых пачек угля, вмещающих пород или сближенных пластов, рекомендуется произво-

дить при помощи скважин, пробуренных навстречу движению лавы в породах кровли в 3—8 м по нормали от кровли разрабатываемого пласта (рис. 3.38). Газосборные скважины диаметром 150—200 мм и длиной свыше 100 м (определяется техническими возможностями бурения) пробуривают из камер, пройденных из вентиляционной выработки. Расстояние между камерами принимается на 10—15 м меньше длины скважины. Из одной камеры пробуривают две-три скважины.

3.27. Эффективность дегазации сближенных пластов газосборными выработками и скважинами приведена в табл. 3.11.

3.28. Схему дегазации вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, рекомендуется применять на глубинах разработки до 400—500 м, когда дегазация сближенных угольных пластов и выработанных пространств скважинами из подземных выработок малоэффективна или трудно осуществима. На пластах, склонных к самовозгоранию, дегазация скважинами, пробуренными с поверхности, может быть применена при условии, что скорость подвигания очистного забоя будет составлять не менее 45 м/мес и будет осуществляться непрерывный контроль за температурным режимом выработанного пространства.

Место заложения скважины выбирается с таким расчетом, чтобы после окончания бурения и обсадки скважины место пересечения ее с разрабатываемым пластом находилось в угольном массиве на расстоянии свыше 30 м впереди лавы. Скважина должна пересекать разрабатываемый пласт и углубляться в породы почвы на 3—5 м. Первую вертикальную дегазационную скважину следует бурить на расстоянии 30—40 м от разрезной печи (рис. 3.39), а расстояние по простиранию пласта между последующими скважинами должно приниматься равным двум-трем шагам посадки основной кровли (80—120 м).

Расстояние от вентиляционной выработки до места заложения вертикальной скважины (см. рис. 3.39) для пологих и наклонных угольных пластов рекомендуется принимать: при залегании подрабатываемого пласта на расстоянии до 20-кратной мощности пласта — 10—25 м; от 20- до 40-кратной мощности — 15—40 м; более 40-кратной мощности — 30—70 м (наименьшие значения в

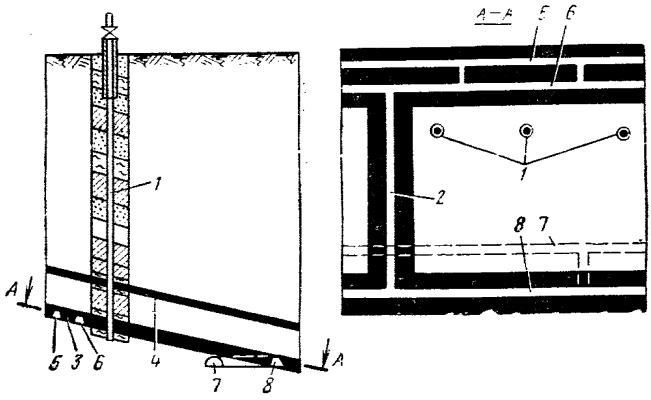


Рис. 3.39. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов и выработанного пространства участка скважинами, пробуренными с поверхности:

1 — скважина; 2 — разрезная печь; *3* — разрабатываемый пласт; *4* — дегазируемый пласт; *5* — вентиляционный штрек; *6* — вентиляционный просек; *7* — полевой откаточный штрек; *8* — конвейерный штрек

интервалах соответствуют минимальным значениям на тонких пластах, наибольшие — максимальным на мощных пластах).

После окончания бурения скважины из нее удаляется штыб путем промывки водой.

Перед обсадкой скважины необходимо производить инклинометрическую съемку.

Обсадка вертикальных скважин должна производиться стальными трубами диаметром не менее 100 мм. Нижняя часть обсадной колонны располагается в 3—5 м выше кровли пласта. В зонах пересечения сближенных вышележащих пластов обсадные трубы перфорируются отверстиями диаметром 15—20 мм. Длина перфорированной части трубы — 20 м для каждого сближенного пласта.

Устье вертикальной скважины герметизируется до первого от поверхности угольного пласта, но не менее чем на 10 м. Для защиты труб от обмерзания в зимнее время верхняя их часть должна быть утеплена. Отсос газа производится при разрежении не менее 150 мм рт. ст. Эффективность дегазации источника метановыделения при расстоянии между скважинами 60—70 м со-

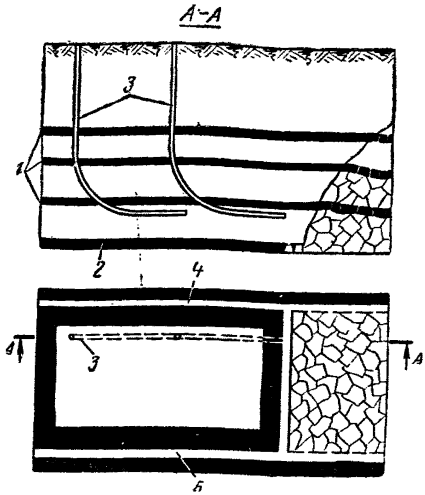


Рис. 3.40. Схема дегазации подрабатываемых угольных пластов и выработанного пространства участка изогнутыми скважинами, пробуренными с поверхности:
1 — подрабатываемые угольные пласты; *2* — разрабатываемый пласт; *3* — скважины; *4* — вентиляционный штрек; *5* — откаточный штрек

ставляет 50—70%, а при расстоянии 70—100 м — 40—50%.

3.29. На глубинах разработки более 400—500 м и в условиях, в которых невозможно осуществлять дегазацию из горных выработок, следует применять дегазацию подрабатываемых угольных пластов, выработанных пространств и вмещающих пород с помощью вертикально-горизонтальных (ВГС) или наклонно-горизонтальных скважин (НГС), буримых с поверхности. Горизонтальная часть скважины должна находиться на расстоянии 20—30 м от разрабатываемого пласта. При расположении ее ближе 10—15 м от разрабатываемого пласта дегазация малоэффективна. Применение рассматриваемой схемы дегазации экономически целесообразно, если горизонтальная часть скважины составляет не менее 400—500 м. Расстояние между точками заложения скважин равно длине их горизонтальной части. Скважины должны располагаться в 30—40 м от вентиляционного штрека (рис. 3.40). Эффективность этой схемы дегазации подрабатываемых угольных пластов и выработанных пространств составляет 50—60%.

Для размещения буровой установки и последующей эксплуатации скважины необходима свободная площадка размером 50×50 м. Бурение скважины возможно только в условиях прочных боковых пород.

Проектирование и применение схемы дегазации с помощью направленных скважин, буримых с поверхности, необходимо согласовывать с организациями, осуществляющими бурение скважин, и научно-исследовательскими институтами, занимающимися вопросами дегазации угольных пластов.

4. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

4.1. Дегазация выработанного пространства действующего участка применяется наряду с дегазацией сближенных угольных пластов, вмещающих пород и разрабатываемого пласта, а также как самостоятельный метод снижения метанообильности участков при значительном метановыделении (более 3—4 м³/мин) из выработанного пространства, когда другими способами дегазации или средствами вентиляции невозможно обеспечить снижение содержания метана до допустимых пределов. Дегазация выработанных пространств осуществляется вакуумными насосами с транспортированием извлекаемой смеси по дегазационным газопроводам на поверхность и газоотсасывающими установками с изолированным отводом метана в исходящую струю выемочного поля (крыла, шахты).

Дегазация выработанного пространства при разработке тонких и средней мощности угольных пластов

4.2. Выбор схем дегазации для пологих тонких и средней мощности пластов и их эффективность зависят от горнотехнических условий разработки (табл. 4.1).

4.3. Дегазация выработанного пространства при помощи скважин, пробуренных над куполом обрушения пород кровли (см. табл. 4.1, варианты 1а, 2б), применяется при залегании сближенного пласта в зоне обрушения и интенсивного смещения пород (до 10 вынимаемых мощностей разрабатываемого пласта) при значительном метановыделении из выработанного пространства вблизи лавы. Забой таких скважин должен располагаться выше первоначального купола обрушения пород.

Угол наклона скважины к горизонту β определяется по формуле

Таблица 4.1

Схемы и коэффициенты эффективности дегазации выработанных пространств

Схемы дегазации	Величина разрежения в устье скважины, мм рт. ст.	Коэффициент эффективности дегазации источника
1. При прямом порядке отработки участка:		
а) скважинами, пробуренными над куполом обрушения пород из вентиляционного штрека:		
при наличии в зоне обрушения сближенного пласта	20—40*	0,3—0,4
при отсутствии в зоне обрушения сближенного пласта . .	20—40*	0,25—0,3
с изоляцией выработанного пространства	50—70	0,5—0,6
2. При обратном порядке отработки участка:		
а) скважинами, пробуренными над выработанным пространством из специально проведенной в кровле разрабатываемого пласта выработки, на высоту не менее 4-, 5-кратной мощности пласта . .	50—70	0,5—0,6
б) скважинами, пробуренными из вентиляционного штрека над куполом обрушения пород при скорости подвигания очистного забоя менее 2,5 м/сут	30—40	0,2—0,3
в) вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности . . .	150—200	0,4—0,6
3. В условиях старых выработанных пространств:		
а) скважинами, пробуренными из поддерживаемых горных выработок	50—70	0,5—0,6
б) скважинами, пробуренными с поверхности	150—200	0,4—0,6
в) отростками дегазационного газопровода	10—40	0,5—0,7

* Во время работы скважины разрежение в ее устье необходимо постепенно уменьшать для обеспечения необходимого разрежения во вновь поступивших в работу скважинах.

$$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \frac{nm_{\text{в}} \cos \varphi}{b + nm_{\text{в}} \operatorname{ctg} \psi}, \qquad (4.1)$$

где α — угол падения пласта, градус; принимается со знаком плюс при бурении скважины в сторону падения, со знаком минус — в сторону восстания. При системах разработки с выемкой по падению (восстанию) угол α в формуле не учитывается;

n — кратность вынимаемой мощности пласта. При сплошной системе разработки и крепких труднообрушающихся породах кровли $n=9\div11$, при породах средней крепости $n=8\div9$, при слабых породах кровли и склонных к пучению породах почвы $n=6\div7$. При столбовой системе разработки (вариант 2б) эти величины должны уменьшаться на 1—2;

$m_{\text{в}}$ — вынимаемая мощность пласта, м;

φ — угол разворота, принимаемый равным 45—70° при сплошной и 55—75° при столбовой системах разработки;

b — зона, препятствующая разгрузке пород (ширина подштрекового целика или бутовой полосы); указания по определению величины b приведены в разделе 3;

ψ — угол обрушения, градус.

Длина скважин $l_{\text{с}}$ рассчитывается по формуле

$$l_{\text{с}} = \frac{nm_{\text{в}}}{\sin(\beta \pm \alpha)\cos\varphi} \text{ м}. \qquad (4.2)$$

Длина герметизации устья скважины определяется по формуле (4.2), при этом n принимается равным 5—6. Если сближенный пласт залегает на высоте меньше $(5\div6)\ m_{\text{в}}$, то скважина герметизируется на 0,5 м ниже залегания сближенного пласта. При такой герметизации устья скважины коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства принимается равным 0,4.

Расстояние r между скважинами следует принимать 10—20 м. Концентрация метана в отсасываемой по скважинам смеси составляет 20—30%, а при герметизации устья скважин на высоту, равную пяти—шести вынимаемым мощностям пласта, — 30—40%.

Для предупреждения скоплений метана у сопряжения лавы с вентиляционной выработкой рекомендуется бу-

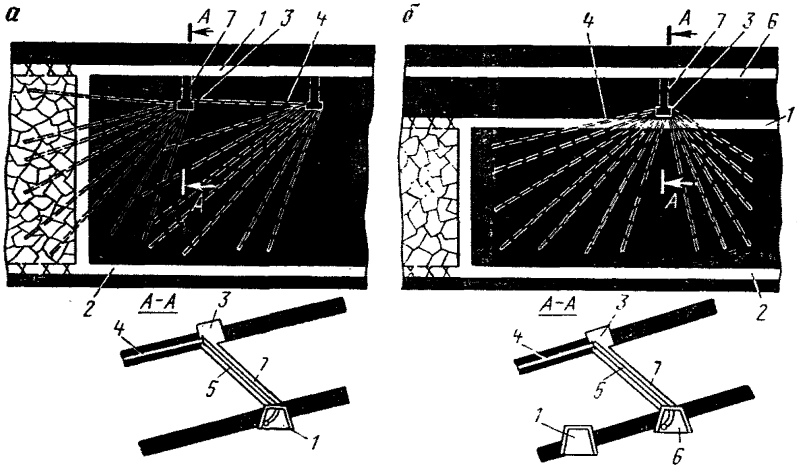


Рис. 4.1. Схема дегазации выработанного пространства скважинами из специальной выработки:

а — неохраняемой; *б* — защищенной целиком; *1* — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — буровая камера; *4* — скважины; *5* — газопровод; *6* — выработка вышележащего горизонта; *7* — гезенк

рить в сторону очистного забоя две-три скважины длиной 10—15 м под углом 15—20° к вертикали или вертикальные скважины (свечи) длиной до 10 м. В этом случае расстояние между соседними группами скважин — 30—40 м, а расстояние между вертикальными скважинами 10—15 м.

Дегазация скважинами, подключенными к оставляемому в выработанном пространстве газопроводу, может быть применена на участках, отрабатываемых лавами по простиранию или падению пласта. В лавах по восстанию этот способ дегазации применять не рекомендуется, так как газопровод может быть залит водой.

4.4. Дегазацию выработанного пространства при помощи скважин, пробуренных из специальных выработок (см. табл. 4.1, вариант 2а), целесообразно применять, если основной источник метановыделения в выработанное пространство расположен в кровле разрабатываемого пласта на высоте, равной 4,5—10 его мощностям. Специальные наклонные или горизонтальные выработки проводятся из откаточного или вентиляционного штреков.

При отсутствии защитного целика угля скважины бурят навстречу подвиганию лавы (рис. 4.1, *а*). Если под

дегазационной выработкой оставлен целик угля, то принимается двустороннее расположение скважин (рис. 4.1, *б*).

Длина и расположение скважин, пробуренных в направлении движения лавы, выбираются исходя из условия их полной подработки за 1—1,5 мес. В лавах длиной более 150 м рационально проводить дегазационные выработки с обоих штреков. Оптимальное расстояние между дегазационными выработками 100—120 м. Число скважин, пробуриваемых из одной выработки, при одностороннем расположении равно 6—7, при двустороннем — 10—14. Диаметр скважин 76—120 мм. Устье каждой скважины герметизируется на длину 3—4 м.

Минимальное расстояние l между лавой и дегазационной выработкой к началу ее проведения составляет

$$l = v_{оч}\left(\frac{L_в}{v_п} + t_m + \frac{\Sigma l_с}{v_б} + t_п\right) + a \text{ м}, \qquad (4.3)$$

где $v_{оч}$ — скорость подвигания лавы, м/сут;
$L_в$ — длина дегазационной выработки, м;
$v_п$ — скорость проведения выработки, м/сут;
$v_б$ — скорость бурения скважин, м/сут;
t_m — время на рассечку камеры, доставку, монтаж и демонтаж бурового станка, сут;
$\Sigma l_с$ — общая длина скважин, пробуриваемых из одной выработки, м;
$t_п$ — время на подключение скважин к газопроводу и возведение перемычки в выработке, сут;
a — максимальная величина проекции скважины на ось выработки, м.

Рассматриваемый способ дегазации может применяться и при сплошной системе разработки, если подготовительная выработка опережает очистной забой на величину l_1, которая не меньше

$$l_1 = l + l_ш \text{ м}, \qquad (4.4)$$

где $l_ш$ — расстояние от забоя штрека до дегазационной выработки, допускаемое технологией и организацией работ по проведению штрека, м.

Концентрация метана в смеси при этом способе дегазации и высоте заложения скважин над выработанным пространством (4,5÷5,5) $m_в$ составляет 25—30%, а при высоте более 7,0 $m_в$ — 55—60%. Повышение концентра-

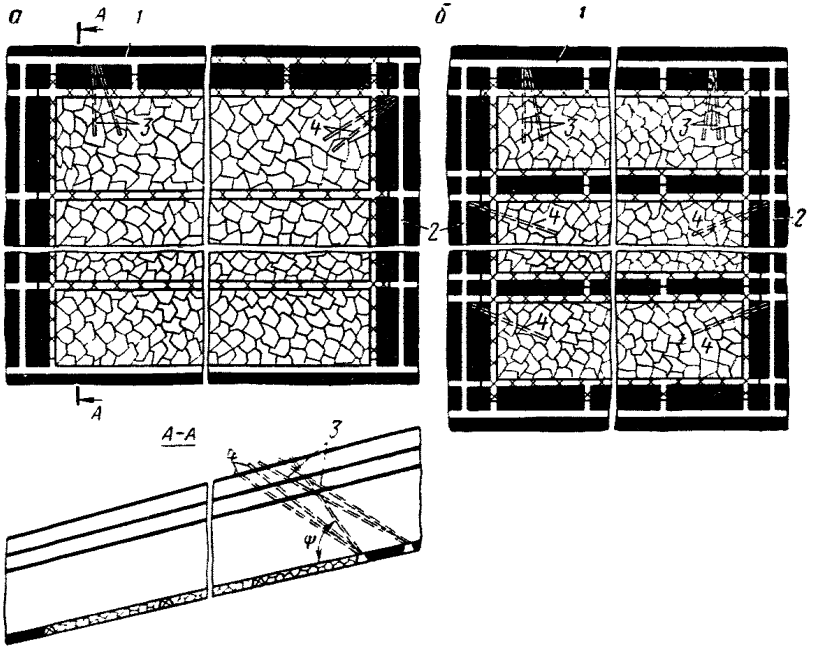


Рис. 4.2. Схема дегазации ранее отработанных бремсберговых полей при выемке:

а — без оставления межлавных целиков; *б* — с оставлением целиков; *1* — горизонтальные выработки; *2* — наклонные выработки; *3* — скважины, пробуренные из горизонтальных выработок; *4* — скважины, пробуренные из наклонных выработок

ции метана в отсасываемой смеси и эффективности дегазации может быть достигнуто путем изоляции выработанного пространства с помощью вспенивающихся пластических материалов.

4.5. Схема дегазации старых выработанных пространств при помощи скважин, пробуренных из поддерживаемых горных выработок (см. табл. 4.1, вариант 3а), и расстояние между скважинами определяются в зависимости от размеров выемочных полей и схем проветривания. При управлении кровлей полным обрушением расстояние между скважинами по простиранию составляет 300—400 м (в отдельных случаях, в частности в Печорском бассейне, 900—1000 м), а при частичной закладке выработанного пространства 150—200 м. При отработке полей без оставления межлавных целиков и управлении кровлей полным обрушением (рис. 4.2, *а*) расстояние между скважинами по падению не должно

превышать 500 м. При отработке выемочных полей с оставлением межлавных целиков (рис. 4.2, *б*), а также при управлении кровлей частичной закладкой выработанного пространства это расстояние не должно превышать длину лавы. Дегазационные скважины могут буриться из наклонных и горизонтальных выработок разрабатываемого пласта, из выработок нижележащего пласта и полевых.

Если основное метановыделение в старое выработанное пространство происходит из удаленных вышележащих ($M/m_в > 20$) или нижележащих пластов, то параметры скважин находятся по формулам раздела 3. В остальных случаях скважины следует бурить выше купола первоначального обрушения пород, как при дегазации выработанного пространства действующих участков. При дегазации подработанных угольных пластов оптимальное разрежение в газопроводе у скважин должно составлять не менее 30 мм рт. ст., а при дегазации куполов обрушения — 20—25 мм рт. ст.

Дегазация при помощи скважин, пробуренных с поверхности (см. табл. 4.1, вариант 3*б*), применяется, когда невозможно бурить скважины на сближенные пласты над отработанным участком из подземных выработок и при глубине разработки до 500 м. Целесообразно повторное использование вертикальных скважин, ранее предназначавшихся для дегазации действующих участков. Время работы одной скважины обычно не менее 1 года.

При дегазации отработанных выемочных полей при помощи отростков дегазационного газопровода (см. табл. 4.1, вариант 3в) место заложения отростков и их число устанавливаются с учетом направления движения утечек воздуха через дегазируемое выработанное пространство. Отросток следует прокладывать через перемычку, изолирующую отработанный участок от вентиляционной струи. При рассредоточенном метановыделении из старого выработанного пространства расстояние между отростками принимается около 100 м.

Дегазация выработанного пространства при разработке мощных угольных пластов

4.6. При разработке мощных пологих угольных пластов дегазация выработанного пространства осуществля-

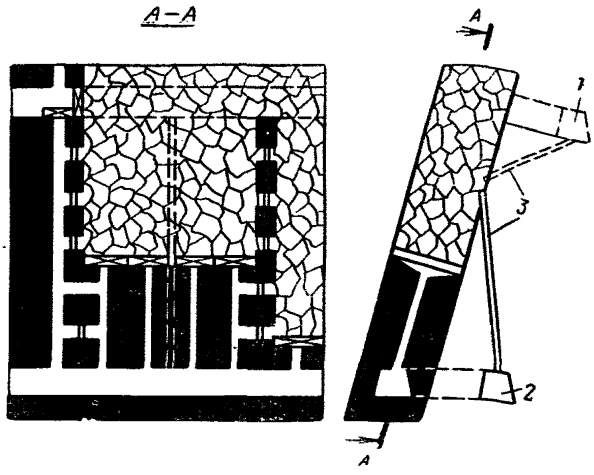


Рис. 4.3. Схема дегазации выработанных пространств мощных крутых пластов скважинами, пробуренными в выработанное пространство из полевых выработок:

1 — полевой штрек вентиляционного горизонта; *2* — полевой штрек откаточного горизонта; *3* — скважины

ется в соответствии с положениями, изложенными в пп. 4.1—4.5. Углы наклона и длина скважин, пробуренных из выработок, определяются по формулам (4.1) и (4.2), при этом высота забоя скважины $n\,m_в$ принимается равной $z_к + z_{кс} + z_у$, где $z_к$ — высота первоначального купола обрушения пород кровли, равная 4—10 м; $z_{кс}$ — расстояние от вершины купола обрушения до забоя скважины, равное 6—10 м; $z_у$ — расстояние от устья скважины до кровли пласта, м. Расстояние между скважинами принимается равным 15—20 м. При системе разработки наклонными слоями, отрабатываемыми в нисходящем порядке, рекомендуется бурить скважины из вентиляционной выработки нижнего слоя через угольный целик. Эффективность дегазации выработанного пространства в этом случае составляет 30—40%.

4.7. При разработке мощных крутых пластов дегазация производится скважинами, пробуренными в выработанное пространство из полевых штреков откаточного или вентиляционного горизонтов (рис. 4.3), и из выработок нижележащего пласта. Дегазационные скважины должны пересекать выработанное пространство на рас-

стоянии 0,7 высоты этажа по вертикали от откаточного горизонта.

Угол наклона β и длина l_c скважин определяются по формулам:

при бурении с откаточного горизонта

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{0{,}7 H_0 \sin\alpha}{M - 0{,}7 H_0 \cos\alpha}; \tag{4.5}$$

$$l_c = \frac{0{,}7 H_0}{\sin\beta} \text{ м}; \tag{4.6}$$

при бурении с вентиляционного горизонта

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{0{,}3 H_0 \sin\alpha}{M + 0{,}3 H_0 \cos\alpha}; \tag{4.7}$$

$$l_c = \frac{0{,}3 H_0}{\sin\beta} \text{ м}, \tag{4.8}$$

где H_0 — высота этажа по вертикали, м;

M — расстояние по нормали к пласту от устья скважины до разрабатываемого пласта, м.

Глубина герметизации скважин принимается равной 3—5 м, разрежение у их устья — 30—70 мм рт. ст.

На крутых пластах при щитовой системе разработки отростки прокладывают в выработанное пространство через перемычки, возводимые на вентиляционном штреке за ходовой печью. Подключение отростков к газопроводу производится после опускания щита на $^1/_4$—$^1/_3$ высоты этажа. Отсос газа ведется до полной отработки щитового столба, после чего возводится перемычка за ходовой печью следующего щитового столба.

4.8. На пластах, склонных к самовозгоранию, отсасывание газа из выработанных пространств при помощи скважин и отростков допускается только при скорости подвигания очистного забоя не менее 45 м/мес и наличии контроля за температурным режимом в выработанном пространстве.

Изолированный отвод метана из выработанного пространства за пределы выемочного участка с помощью газоотсасывающих установок

4.9. Изолированный отвод метана из выработанных пространств осуществляется с помощью центробежных вентиляторов или пневматических эжекторов по трубам

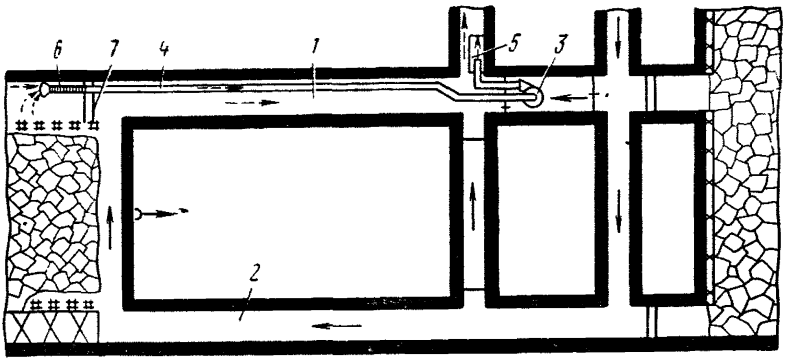


Рис. 4.4. Схема изолированного отвода метана при столбовой системе разработки:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — вентилятор (или эжектор); *4* — трубопровод; *5* — смесительная камера; *6* — всасывающий патрубок; *7* — перемычка

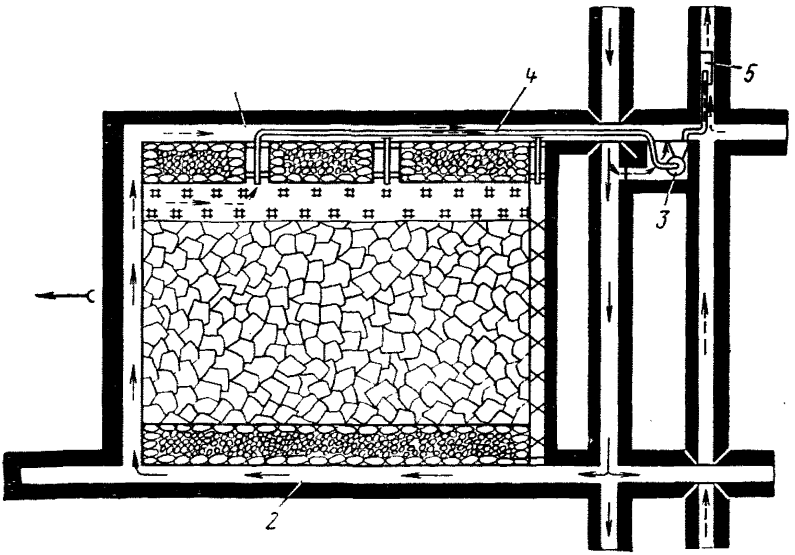


Рис. 4.5. Схема изолированного отвода метана при сплошной системе разработки:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — вентилятор (или эжектор); *4* — трубопровод; *5* — смесительная камера

или неподдерживаемым горным выработкам за пределы выемочных участков, где предварительно разбавленный до безопасной концентрации метан выпускается в общую исходящую вентиляционную струю.

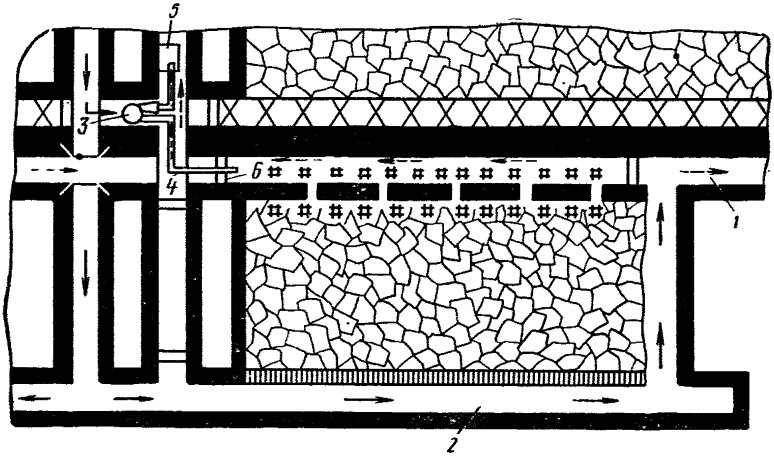


Рис. 4.6. Схема изолированного отвода метана по неподдерживаемому вентиляционному штреку:

1 — вентиляционный штрек; *2* — откаточный штрек; *3* — вентилятор (или эжектор); *4* — трубопровод; *5* — смесительная камера; *6* — перемычка

Типичные схемы отвода метана показаны на рис. 4.4, 4.5, 4.6. Подобные схемы следует применять при газовыделении на выемочном участке (без учета газа, отсасываемого дегазационной системой по скважинам) не менее 4 м³/мин при мощности пласта 0,5—1 м; 5,5 м³/мин при мощности 1,1—1,3 м; 7 м³/мин при 1,4—1,6 м и 8 м³/мин при мощности пласта 1,7—2 м. При этом доля метановыделения из выработанного пространства должна составлять не менее 35% общей метанообильности участка.

При схемах проветривания на вентиляционный штрек, расположенный в целике угля, часть этого штрека отделяется дощатой перемычкой, обитой прорезиненной тканью. Всасывающий патрубок, соединенный с трубопроводом гофрированной трубой, размещается в верхней части погашаемого вентиляционного штрека у стенки, противоположной выходу из лавы (см. рис. 4.4). Метан, отсасываемый из выработанного пространства, транспортируется по трубопроводу диаметром 500—700 мм к смесительной камере, через которую выпускается в общую исходящую струю.

При сплошной системе разработки и возвратноточной схеме проветривания (см. рис. 4.5) метан с помощью

газоотсасывающей установки и отростков труб улавливается в просеке шириной 1,5 м, оставляемом в выработанном пространстве у бутовой полосы. Крепь должна предохранять просек от завала на протяжении 150 м от лавы. Для этого могут быть применены костры, выкладываемые по обе стороны просека. Для уменьшения подсосов воздуха в печах выкладываются две чураковые перемычки, пространство между ними заполняется глиняным раствором с добавкой 10%-ной поваренной соли, вдоль бутовой полосы со стороны вентиляционного штрека выкладывается чураковая стенка или производится герметизация его пенопластом или синтетической пленкой. Отростки трубопровода, закладываемые через каждые 50 м, включаются в работу на расстоянии 30—40 м от лавы и выключаются при отходе ее на 150 м. В работе постоянно находятся два-три отростка.

Таблица 4.2

Эффективность изолированного отвода метана

Схема отвода метана	Коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства
Изолированный отвод метана из тупиков погашаемых вентиляционных штреков по трубопроводу	0,7—0,8
Изолированный отвод метана из выработанного пространства по трубопроводу (в условиях сплошной системы разработки)	0,3—0,4
Изолированный отвод метана из выработанного пространства по неподдерживаемым горным выработкам . . .	0,6—0,8

Для изолированного отвода метана из выработанного пространства действующего участка используются неподдерживаемые выработки (см. рис. 4.6). Если у вентиляционного штрека действующего участка выкладывается бутовая полоса, то в ней следует оставлять печи шириной 1,5—2 м с интервалом не более 10 м.

Схемы отвода метана с использованием неподдерживаемых горных выработок могут применяться лишь в условиях, когда разрабатываемый пласт, а также пла-

сты, по которым проведены газоотводящие выработки, не склонны к самовозгоранию.

4.10. Значения коэффициентов эффективности изолированного отвода метана из выработанных пространств принимаются по табл. 4.2.

4.11. Дополнительно к дегазации допускается применять отвод метана из выработанных пространств по неподдерживаемым выработкам, проведенным по породам и угольным пластам, не склонным к самовозгоранию, а также по специальным трубопроводам с помощью общешахтной депрессии, вентиляторов или эжекторов. При этом количество газовоздушной смеси, отводимой по поддерживаемым выработкам, не должно превышать 30% количества воздуха, поступающего на участок. Концентрация метана в газоотводящих трубопроводах не должна превышать 3,5%.

Отвод метана осуществляется в соответствии с проектами, согласованными с МакНИИ или ВостНИИ и управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики).

4.12. Надежная и безопасная работа газоотсасывающих установок обеспечивается выполнением следующих требований:

а) Установки должны работать непрерывно. Выключение их допускается только на время профилактических осмотров и ремонтов. При любой остановке электроэнергия на обслуживаемом установкой участке должна быть отключена.

б) Расход воздуха на участке должен быть таким, чтобы при отключенной газоотсасывающей установке содержание метана в исходящей струе не превышало 2%.

в) Электроснабжение газоотсасывающей установки должно быть надежным и независимым от электроснабжения обслуживаемого участка.

г) Вентиляционный надзор на участке обязан не реже одного раза в смену контролировать концентрацию метана на выходе из смесителя. Если она достигает 2%, должны быть приняты меры для увеличения количества воздуха, поступающего в смеситель.

д) Профилактические осмотры и ремонты газоотсасывающих установок должны производиться по графикам не реже двух раз в месяц в выходные дни или не-

рабочие смены под руководством механика участка. График плановых осмотров и ремонтов утверждается главным инженером шахты.

е) Неподдерживаемые выработки, служащие для изолированного отвода метана, должны ограждаться, чтобы в них не могли пройти люди.

ж) Вентилятор газоотсасывающей установки должен размещаться в камере, проветриваемой свежей струей воздуха и удовлетворяющей требованиям ПБ, предъявляемым к электромашинным камерам. Установка должна обслуживаться специально назначенными машинистами, прошедшими инструктаж и отвечающими за работу установки в данной смене. В камере вентилятора должен быть установлен телефон и должна находиться Книга учета работы газоотсасывающей установки, контроль за ведением которой возлагается на механика участка. Машинист газоотсасывающей установки обязан:

— осуществлять ежесменный осмотр вентилятора (без его остановки), трубопровода и смесительной камеры и обо всех замеченных недостатках (нарушениях целости трубопровода, всасывающего патрубка или камеры смесителя, нарушениях заземлений и т. д.) сообщать начальнику участка;

— измерять не реже одного раза в час переносным интерферометром содержание метана в трубопроводе у вентилятора;

— обеспечивать подачу воздуха из штрека в трубопровод с помощью специального регулируемого окна так, чтобы концентрация метана в трубопроводе у вентилятора не превышала 3,0%;

— выключать газоотсасывающий вентилятор при остановке главного вентилятора или пожаре на участке; повторное включение допускается только после снижения концентрации метана в камере вентилятора ниже 1% и в трубопроводе у вентилятора ниже 3,0%;

— сообщать диспетчеру шахты и лицам надзора об аварийных остановках газоотсасывающего вентилятора;

— вести Книгу учета работы газоотсасывающей вентиляторной установки.

Работа вентиляторных газоотсасывающих установок без машинистов допускается только при условии оснащения их автоматическими средствами контроля температуры подшипников и концентрации метана в трубо-

проводе, обеспечивающими отключение газоотсасывающего вентилятора при превышении установленных пределов контролируемых параметров. Остальные функции машиниста, осуществляемые не чаще одного раза в смену, по распоряжению главного инженера шахты должны быть переданы другим лицам.

з) В случае применения в качестве источника тяги эжектора допускается работа газоотсасывающих установок без машиниста; контроль за состоянием и работой газоотводящей системы и концентрацией метана в трубопроводе осуществляется лицами надзора (горным мастером участка, горным мастером ВТБ либо дежурным электрослесарем).

и) Эксплуатация газоотсасывающих установок допускается только при наличии автоматического контроля концентрации метана в исходящей струе участка и камере вентилятора. Автоматическая газовая защита должна обеспечивать отключение электроэнергии на участке при превышении допустимой концентрации метана в исходящей струе и отключение электроэнергии в камере вентилятора при содержании метана 1%.

4.13. Трубопровод для изолированного отвода метана из выработанных пространств собирается из жестких труб диаметром 500—700 мм. Стыки тщательно уплотняются резиновыми прокладками и синтетической мастикой или пеньковым жгутом, пропитанным кабельной мастикой. Повороты трубопровода выполняются плавными, радиусом не менее 1,5 *d*. Звенья трубопровода соединяются между собой и с вентилятором медными перемычками, газоотсасывающий вентилятор или эжектор заземляется.

К всасывающему концу жесткого трубопровода подсоединяется гибкая гофрированная труба длиной 5—6 м и диаметром, равным диаметру жестких труб. Труба заканчивается патрубком, имеющим приспособление для подвески его в выработке. Входное отверстие патрубка закрывается металлической решеткой с размерами ячеек 20×20 мм.

Газоотводящий трубопровод снабжается автоматическим клапаном для отключения трубопровода от выработанного пространства и проветривания его при остановках вентилятора (рис. 4.7). Клапан устанавливается у всасывающего конца трубопровода. В корпусе *1* на оси

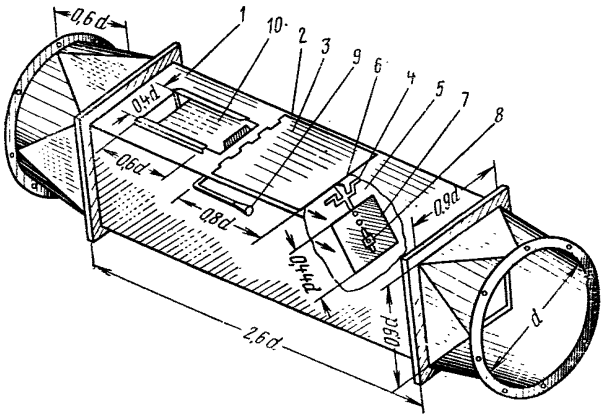


Рис. 4.7. Клапан для автоматического проветривания трубопровода при остановке газоотсасывающего вентилятора

2 закреплена падающая ляда *3*, являющаяся частью корпуса клапана. В корпусе на оси *4* расположено коромысло *5*, на одном плече которого закреплен кулачок *6*, выполненный в виде сектора радиусом 50 мм, воздействующий на ляду *3*, а на втором плече — флажок *7* из тонкой листовой стали с закрепленным на нем регулировочным грузом *8*. Ляда *3* снабжена рукояткой *9*. Клапан срабатывает следующим образом. При работающем вентиляторе под действием скоростного напора газовоздушного потока отклоняется флажок *7*, поворачивается вокруг своей оси *4* коромысло *5* с закрепленным на нем кулачком *6*, на который опирается падающая ляда *3*. При остановке вентилятора флажок *7* занимает вертикальное положение, ляда *3* выходит из зацепления с кулачком *6* и, поворачиваясь вокруг оси *2*, опускается в трубопровод. При этом трубопровод отделяется от выработанного пространства и через открытое окно сообщается с выработкой. Проветривание трубопровода обеспечивается за счет общешахтной депрессии. После включения газоотсасывающего вентилятора возвращение ляды в исходное положение осуществляется вручную с помощью рукоятки *9*. Окно с задвижкой *10* служит для регулирования концентрации метана в трубопроводе путем подачи в него дополнительного воздуха из провет-

риваемого штрека. На нагнетательной части трубопровода у вентилятора устанавливается штуцер для отбора проб отводимого газа.

Конец трубопровода, через который выпускается газовая смесь, заводится в смесительную камеру и снабжается коленом, обеспечивающим выход газа из трубопровода под углом 45° к направлению основного вентиляционного потока. Смесительная камера представляет собой часть выработки, отделенную сплошной перегородкой. Длина камеры 5 м, ширина — не менее 1,5 м. Вход в камеру и выход из нее перекрываются металлическими решетками. Камера должна быть закреплена несгораемой крепью.

4.14. Расчет режима работы газоотсасывающих установок производится в следующем порядке:

а) Определяется количество воздуха, которое должно поступать к всасу трубопровода:

$$Q_{в} = 33\, I_{в.п}\, k_{дег.в.п.}\ м^3/мин, \qquad (4.9)$$

где I — максимальное газовыделение из выработанного пространства, м³/мин;

$k_{дег.в.п}$ — коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства (см. табл. 4.2).

б) Принимается диаметр газоотводящего трубопровода в пределах 500—700 мм.

в) Определяется аэродинамическое сопротивление всасывающей части трубопровода:

$$R_{в} = \frac{R'_{в}}{P_{в}} + R_{в.м}\ кμ, \qquad (4.10)$$

где $R'_{в}$ — сопротивление без учета подсосов воздуха в трубопроводе;

$P_{в}$ — коэффициент подсоса воздуха в трубопровод;

$R_{в.м}$ — местное сопротивление поворотов трубопровода.

Величина $R'_{в}$ определяется по формуле

$$R'_{в} = R_{у} L_{в}\ кμ, \qquad (4.11)$$

где $R_{у}$ — удельное сопротивление трубопровода, принимаемое 0,073 кμ/м при диаметре трубопровода 0,5 м; 0,029 кμ/м при диаметре 0,6 м; 0,012 кμ/м при 0,7 м; 0,006 кμ/м при 0,8 м и 0,003 кμ/м при 0,9 м;

$L_в$ — длина всасывающей части трубопровода, м.

Коэффициент подсоса воздуха в трубопровод

$$P_в = \left(\frac{1}{3} kd \frac{L_в}{l} \sqrt{R'_в} + 1\right)^2, \qquad (4.12)$$

где k — коэффициент удельной стыковой воздухопроницаемости; при уплотнении стыков резиновыми прокладками с обмазкой синтетической мастикой принимается $k=0{,}0002$, при резиновых прокладках с пеньковым жгутом, пропитанным кабельной мастикой, $k=0{,}0004$;

d — диаметр трубопровода, м;

l — длина звеньев труб, из которых собран трубопровод, м.

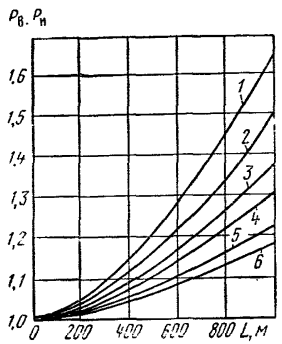


Рис. 4.8. Зависимость коэффициента подсосов воздуха $P_в$ в трубопровод и утечек $P_н$ от диаметра d, длины L и качества уплотнения трубопровода: *1* — $k=0{,}0004$, $d=0{,}5$ м; *2* — $k=0{,}0004$, $d=0{,}6$ м; *3* — $k=0{,}0004$, $d=0{,}7$ м; *4* — $k=0{,}0002$, $d=0{,}5$ м; *5* — $k=0{,}0002$, $d=0{,}6$ м; *6* — $k=0{,}0002$, $d=0{,}7$ м

Значение коэффициента $P_в$ может быть определено также по графику (рис. 4.8). При этом нужно по оси абсцисс откладывать длину всасывающей части трубопровода.

Местное сопротивление поворотов трубопровода

$$R_{в.м} = R_п n_в \text{ кμ}, \qquad (4.13)$$

где $R_п$ — сопротивление одного поворота, кμ; определяется по табл. 4.3.

$n_в$ — число поворотов на всасывающей части трубопровода; определяется согласно схеме расположения трубопровода в выработках и подключения его к вентилятору.

Таблица 4.3

Сопротивление поворотов трубопроводов $R_п$, кμ

Диаметр трубопровода d, м	Угол поворота, градус				
	30	45	60	90	120
0,5	0,17	0,32	0,49	0,95	1,89
0,6	0,08	0,15	0,24	0,46	0,91
0,7	0,05	0,08	0,13	0,25	0,49
0,8	0,03	0,05	0,08	0,16	0,33
0,9	0,02	0,03	0,05	0,09	0,18

г) Определяется сопротивление нагнетательной части трубопровода $R_н$:

без учета утечек воздуха из трубопровода

$$R'_н = R_у L_н \text{ кμ}, \tag{4.14}$$

где $L_н$ — длина нагнетательной части трубопровода, м;

местное сопротивление поворотов нагнетательной части трубопровода

$$R_{н.м} = R_п n_н \text{ кμ}, \tag{4.15}$$

где $n_н$ — число поворотов трубопровода на нагнетательной части;

сопротивление нагнетательной части трубопровода с учетом утечек и поворотов

$$R_н = \frac{R'_н}{P_н} + R_{н.м} \text{ кμ}. \tag{4.16}$$

Коэффициент утечек воздуха из трубопровода $P_н$ находится по графику (см. рис. 4.8) или по формуле, аналогичной (4.12).

д) Общее сопротивление трубопровода

$$R_т = R_в + R_н \text{ кμ}. \tag{4.17}$$

е) Если газ отводится по неподдерживаемым выработкам и трубопроводу, то аэродинамическое сопротивление неподдерживаемых выработок $R_{н.в}$ определяется по формулам:

в случае использования погашенных выработок (крепь извлечена)

$$R_{н.в} = 6 \cdot 10^{-4} L^2_{н.в} \text{ кμ}, \tag{4.18}$$

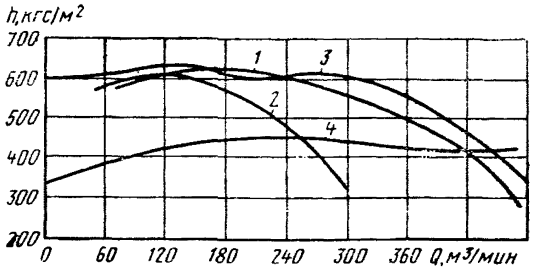


Рис. 4.9. Аэродинамические характеристики газоотсасывающих вентиляторов:
1 — ВВД-11; *2* — ВВД-9; *3* — ВЦО-0,6; *4* — ВЦО-1,0

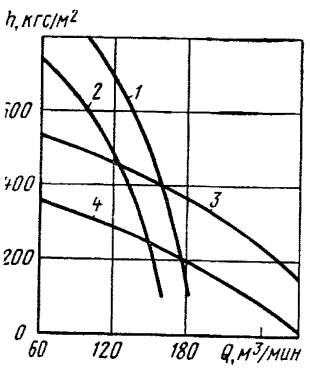


Рис. 4.10. Аэродинамические характеристики газоотсасывающих эжекторов:
1 — ЭДД-5 (диаметр сопла d_c=38 мм; давление p=4 кгс/см²; *2* — ЭДД-5 (d_c=38 мм; p=3 кгс/см² или d_c=36,5 мм; p=4 кгс/см²); *3* — ЭДД-5м (d_c=38 мм; p=4 кгс/см²); *4* — ЭДД-5м (d_c=38 мм; p=3 кгс/см² или d_c=36,5 мм; p=4 кгс/см²)

где $L_{н.в}$ — длина неподдерживаемых выработок, используемых для отвода метана, м;

в случае использования непогашенных выработок с предварительно усиленной крепью

$$R_{н.в} = 0{,}05\, L_{н.в} \text{ кμ}; \qquad (4.19)$$

в случае использования просека, закрепленного деревянными кострами,

$$R_{н.в} = 0{,}3\, L_{н.в} \text{ кμ}. \qquad (4.20)$$

ж) Определяется общее сопротивление газоотводящей сети

$$R_{об} = R_т + R_{н.в} \text{ кμ}. \qquad (4.21)$$

з) Рассчитывается необходимая производительность газоотсасывающей установки

$$Q = Q_в P_в \text{ м}^3/\text{мин}. \quad (4.22)$$

и) Выбирается источник тяги, обеспечивающий заданную эффективность при работе на данную сеть. Для этого рассчитывается депрессия, которую он должен развивать,

$$h = \frac{R_{об} Q^2}{3600} \text{ кгс/м}^2. \quad (4.23)$$

Выбор газоотсасывающей установки производится следующим образом. На график (рис. 4.9 или 4.10) наносится точка, определяемая пересечением величин Q и h. Принимается та газоотсасывающая установка, у которой кривая зависимости $h=f(Q)$ проходит через расчетную точку или выше нее. Если точка оказывается выше кривой (характеристики установки), то принимается трубопровод большего диаметра и расчет повторяется.

5. КОМБИНАЦИЯ СПОСОБОВ И СХЕМ ДЕГАЗАЦИИ

5.1. При разработке высокогазоносных мощных угольных пластов с разделением на слои или высокогазоносных пластов, имеющих несколько сближенных пластов, при общем дебите метана по участку более 10—15 м³/мин, когда метанообильность участка не удается снизить до допустимого уровня, следует применять комбинации способов дегазации.

5.2. Рекомендуются следующие комбинации способов дегазации:

а) При разработке газоносных пластов тонких или средней мощности, имеющих сближенные пласты угля, часть из которых залегает в пределах зоны интенсивного нарушения сплошности пород междупластья, — дегазация разрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из подготовительных выработок в оконтуренный массив угля, и скважинами, пробуренными на сближенные пласты. Для дополнительного снижения метанообильности, кроме того, может быть применен отсос газа из выработанного пространства участка.

б) В аналогичных условиях — дегазация смежных подрабатываемых угольных пластов и отсос газа из выработанных пространств при помощи скважин, пробуренных с поверхности до выработанного пространства

разрабатываемого пласта, и дегазация надрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из выработок.

в) При разработке мощного одиночного газоносного пласта — дегазация пластовыми скважинами и отсос метана из выработанного пространства.

г) При разработке пологих и наклонных угольных пластов мощностью свыше 1 м длинными столбами по простиранию с погашением или с сохранением вентиляционных штреков и при разделении этажа на подэтажи — дегазация сближенных пластов скважинами, пробуренными из откаточных и вентиляционных штреков, и дегазация разрабатываемого пласта скважинами.

При применении на участке нескольких способов или схем дегазации необходимо учитывать, что при отсосе газа из выработанного пространства дегазационные скважины и патрубки рекомендуется подсоединять к одному ставу газопровода лишь при невозможности прокладки двух ставов.

6. СПОСОБЫ БОРЬБЫ С СУФЛЯРАМИ

6.1. В тех случаях, когда при суфлярном выделении с помощью проветривания не удается снизить концентрацию метана в выработке до норм, предусмотренных ПБ, применяется метод улавливания метана с последующим его отводом в исходящую струю или на поверхность при помощи колпаков или других устройств, перекрывающих суфлярные трещины.

6.2. Каптажные колпаки применяются при выделении метана из почвы, кровли или боков выработки. Изготовляются они из металлических вентиляционных труб, рештаков или листового железа толщиной 2—3 мм. Для отвода метана к ним привариваются патрубки, на которые надеваются резиновые шланги. Размеры колпака определяются размерами суфлярной трещины или площадью, с которой происходит метановыделение. Если метан выделяется на большой площади, может быть установлено несколько колпаков.

При установке каптажных колпаков на всей площади выделения метана производится выемка слоя породы или угля на глубину 30—40 см. Для создания герметичности вокруг колпаков и над ними устраивается бетонная или глиняная подушка (рис. 6.1).

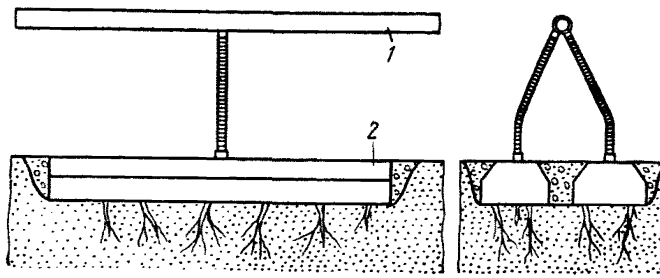


Рис. 6.1. Схема отвода газов, выделяющихся из почвы выработки в виде суфляров, при помощи каптажных колпаков:
1 — дегазационный трубопровод; *2* — каптажные колпаки

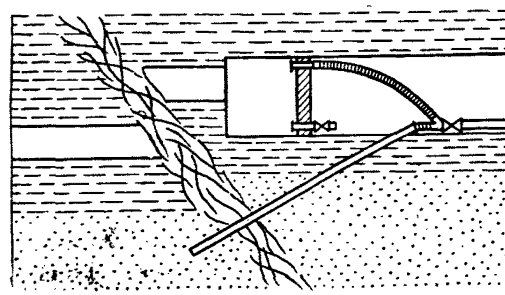


Рис. 6.2. Схема улавливания метана из суфляров скважинами

Метан из-под каптажного колпака может выходить под собственным давлением или отсасываться под разрежением до 50 мм рт. ст. При необходимости колпаки могут быть подключены к газопроводу через водоотделитель.

6.3. При выделении метана на большой площади из кровли и боков выработки производится изоляция части выработки, в которую вводится трубопровод. Отвод метана производится в исходящую струю или в дегазационный газопровод.

6.4. В случае, когда невозможен непосредственный отвод метана из трещин с помощью колпаков, для улавливания метана бурятся скважины диаметром 45—105 мм (рис. 6.2).

6.5. При возникновении весьма интенсивных суфлярных выделений, когда нет возможности применить указанные выше способы их ликвидации, в выработке с суфляром необходимо устанавливать перемычку, из-за

которой метан отводится в исходящую струю или в дегазационный газопровод. Для спуска воды, отвода метана и отбора проб воздуха в перемычке заделываются три отрезка труб диаметром от 35 до 100 мм. Труба, по которой отводится метан, оборудуется диафрагмой. Нижняя водоспускная труба для предупреждения возможного проникновения метана из-за перемычки имеет U-образную форму и заливается водой. Отверстие в трубе для отбора проб воздуха закрывается заглушкой.

7. ТЕХНОЛОГИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ

Бурение и герметизация скважин

7.1. При выборе оборудования для бурения дегазационных скважин следует учитывать такие факторы, как крепость горных пород, вид энергии, применяемой в шахте, параметры горных выработок, буровых станков и дегазационных скважин.

В зависимости от схем дегазации (расположения скважин) могут быть применены станки, предназначенные для бурения скважины по углю или породе (табл. 7.1).

В комплект бурового инструмента входят буровые штанги и коронки. Буровые штанги изготовляются из цельнотянутых трубных заготовок диаметром 42 и 50 мм, длиной 2,0; 3,0 и 4,5 м. В буровых станках с проходным шпинделем применяется ниппельное соединение штанг. Наружный диаметр соединительных ниппелей равен наружному диаметру бурильных труб. Перед нарезкой резьбы концы штанг утолщаются согласно ГОСТ 8467—57.

При бурении скважин по угольным пластам применяются коронки с предохранительными устройствами типа БК-70, а по антрацитам — НПИ-5.

Для бурения дегазационных скважин по породе применяются кольцевые, мелкоалмазные коронки и коронки сплошного забоя. Подбор коронок для бурения производят исходя из характеристики горных пород и их категории по буримости (табл. 7.2).

Мелкоалмазные коронки применяются только при наличии в разрезе скважин крепких пород (песчаников и известняков) VIII, IX и X категорий крепости по шка-

Таблица 7.1

Техническая характеристика буровых станков

Основные параметры станка	Тип станка, применяемого для бурения									
	по породе и по углю					по породе		по углю		
	БИК-2	КА-2м-300	ЗИФ-300	СБГ-1м	СБА-500	НКР-100м	БСК-2	ЛБС-4	БШ-2м	БИП-2
Глубина бурения, м	120	300	300	300	500	80	100	60	150	120
Диаметр скважины, мм	85—300	59—130	59—130	100—300	59—150	105	59—92	300, 500	170, 300	85, 120
Угол бурения к горизонту, градус	45—90	0—90	75—90	0—360	0—360	0—360	0—360	0—90	45—90	0—30
Диаметр штанг, мм	60	42	42,50	42,50	42,50	63,5	42, 33,5	50	89	60
Вид подачи	Гидравлическая	Рычажная	Гидравлическая			Пневматическая	Гидравлическая	Дифференциально-винтовая	Винтовая	Гидравлическая
Максимальное усилие подачи, кгс	3000	1200	5000	6350	6000	600	1200	5000	15000	3000
Ход шпинделя, мм	1200	300	400	460	400	365	450	722	1000	1200
Частота вращения, об/мин	107	140, 160	102, 182, 237, 480	199, 306	120, 190, 280, 430, 700, 1015	76	750—1200	99	155	107
Размеры, мм:										
длина	2070	1800	3400	1812	1670	1500	1910	970	2630	2100
ширина	500	1090	1100	932	1130	650	632	632	1150	500
высота	595	1360	1480	2025	1680	620	1290	1827	545	595
Масса станка без бурового инструмента, кг	485	750	1416	1950	1112	360	600	692	1600	470
Мощность привода, кВт	6,0	8,0	14,0	15,0	22,0	2,8	7,5	7,0	18,0	5,5

Таблица 7.2

Область применения различных коронок

Характеристика горных пород	Категория буримости	Тип коронки	Примечание
Однородные, малоабразивные, плотные и слаботрещиноватые переслаивающиеся породы (глинистые и песчанистые сланцы)	V—VII	СМ-3, СМ-4, СМ-5, СМ-6	С ориентированно вставленными резцами
Неоднородные, трещиноватые породы (песчанистые сланцы)	V—VIII	СТ-2	С восьмигранными резцами
Малоабразивные и абразивные слаботрещиноватые переслаивающиеся породы (песчаники, известняки и песчанистые сланцы)	VI—VIII	СА-2, СА-3, СА-4	Самозатачивающиеся

ле М. М. Протодьяконова. Как исключение, разрешается бурение дегазационных скважин мелкоалмазными коронками по песчаникам VII категории в местах, где необходимо обеспечить высокую скорость бурения. При бурении из подземных выработок возможно применение коронок сплошного забоя, позволяющих сократить спуско-подъемные операции. Для бурения в мягких породах (II—IV категории) следует применять долота режущего типа: двухлопастные долота типа РХ («рыбий хвост»), трехлопастные и пикобуры. Для бурения в породах средней крепости (IV—VI категории) следует применять резцы породные РП, твердосплавные коронки с перепонкой, армированные победитовыми резцами, а также трехшарошечные долота. Для бурения по породам VIII категории и выше следует применять трехшарошечные долота типа ОК.

При бурении в мягких или сильнотрещиноватых породах необходимо применять пневмоударники с малой энергией удара (от 2 до 5 кгс·м) и большим числом ударов и частотой вращения бурового снаряда (2000—3000 ударов и 75—120 об/мин). В породах средней крепости применяют пневмоударники с неколько бо́льшей мощностью удара (до 7,5 кгс·м). При́ бурении в крепких монолитных породах энергия удара поршня должна быть 7,5—11 кгс·м и более.

Таблица 7.3

Область применения основных схем бурения дегазационных скважин

Схема бурения	Область применения
С удалением буровой мелочи водой	Горные породы любой крепости
С удалением буровой мелочи сжатым воздухом	Необводненные угольные пласты, глинистые сланцы, разбухающие при наличии воды
С удалением буровой мелочи под действием силы тяжести	Бурение неглубоких скважин (до 50—60 м) по горным породам любой крепости под углом более 45° к горизонту
С удалением буровой мелочи шнеками	Бурение преимущественно неглубоких (до 30—40 м) скважин по крепким угольным пластам и глинистым сланцам под углом менее 45° к горизонту

7.2. При бурении дегазационных скважин выдача буровой мелочи производится под действием силы тяжести, промывкой водой, продувкой сжатым воздухом и шнеками (табл. 7.3).

Таблица 7.4

Технические характеристики насосов, применяемых при промывке восходящих скважин

Параметры	ЗИФ-200/40	НГР-250/50	НБ-11Э	УНВ-2	ГБ-354	ТЗ/100	9МГР	ГР-16/40
Производительность, л/мин . .	200	250	25, 40, 75, 125	30	100	50	300—1000	32—267
Максимальное давление, кгс/см²	40	50	20—40	200	200	120	160	40
Число цилиндров	2	2	3	3	2	3	2	2
Максимальная мощность двигателя, кВт	22	28	55	11	40	32	100	22
Основные размеры, мм:								
длина	1450	1446	1545	1490	1530	840	2640	1340
ширина . . .	500	850	642	810	955	765	1000	930
высота	1550	945	533	730	780	510	1740	1080
Масса, кг	750	700	328	750	1890	420	2670	550

7.3. Для промывки восходящих скважин водой или глинистым раствором применяются поршневые, плунжерные и центробежные насосы (табл. 7.4).

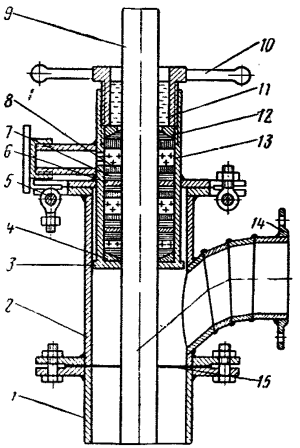


Рис. 7.1. Герметизатор

К средствам обвязки устья скважин относятся кондуктор, герметизатор и сальник-вертлюг. Кондуктор предназначен для укрепления устья скважин и ориентации бурового става под заданным направлением бурения. Кондуктор изготовляется из труб диаметром 100 или 150 мм в зависимости от диаметра буровых штанг. Длина его при бурении пластовых скважин составляет 2,5 м. Герметизация устья скважин осуществляется на длину от 5 до 15 м с помощью обсадных труб или путем установки резиновых герметизаторов.

Для уплотнения бурового инструмента применяется устройство (рис. 7.1), корпус *2* которого, выполненный из металлической трубы диаметром 100 или 150 мм, монтируется на фланце обсадной трубы *1* с резиновой прокладкой *15* между фланцем и корпусом. Продукты бурения из герметизатора отводятся по патрубку *14,* к которому подсоединяется гофрированный рукав. В корпусе *2* с помощью откидных болтов *5* укрепляется сальниковый стакан *3* с герметизирующей массой, состоящей из бронзовых *6,* войлочных *7,* резиновых *8* колец и сальниковой набивки *13.* Уплотнение герметизирующей массы по мере ее износа осуществляется с помощью колец *4* и *12* и гайки *10,* во внутренней полости *11* которой находится масло. Буровые штанги *9* проходят через масляную ванну, обеспечивающую непрерывную смазку герметизирующей массы в стакане. В устройстве предусмотрена масленка для сальника *13,* которая используется при бурении горизонтальных и слабонаклонных скважин.

Сальник-вертлюг предназначен для подачи промывочного агента в буровые штанги.

7.4. Подготовка рабочего места для размещения бурового станка и оборудования заключается в проведении камер, размеры которых зависят от типа применяемого бурового станка. При использовании буровых станков с непроходным шпинделем, имеющих малые размеры и позволяющих применять короткие буровые штанги (до 1 м), камеры, как правило, не проводятся. При бурении дегазационных скважин станками с проходным шпинделем используются буровые штанги длиной 3 м и более, что требует проведения камер.

Чтобы в процессе бурения не ослаблялось крепление бурового станка, следует под его основание устанавливать деревянные брусья и крепление производить гидравлическими или винтовыми домкратами. Буровой станок при бурении дегазационных скважин в пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа, должен быть закреплен не менее чем в четырех местах (по углам рамы).

При бурении дегазационных скважин в пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа, устье скважин обязательно должно укрепляться обсадной трубой длиной не менее 2 м. На обсадную трубу устанавливается герметизирующее устройство, защищающее рабочих и буровую машину от внезапных выбросов пульпы, угля и газа из скважин.

Диаметр устья скважин должен быть больше диаметра скважин на 50—60 мм. Зазор между стенками обсадной трубы и устьем скважины на крутых пластах должен быть не менее 30—40 мм. Этот зазор заливается цементным раствором.

В крепких угольных пластах обсадная труба может быть укреплена в устье скважины путем запрессования. В этом случае диаметр устья скважины должен быть на 6—8 мм больше внешнего диаметра обсадной трубы. На наружную поверхность обсадной трубы накручивается несколько поясов из хлопчатобумажной ткани и накладывается густой цементный раствор. Затем обсадная труба запрессовывается в устье скважины с помощью шпинделя бурового станка. Для цементации рекомендуется применять быстросхватывающийся цемент марки 600—700.

При бурении нисходящих дегазационных скважин в крутых пластах из обводненных штреков необходима обсадка устьев скважин на длину до 6—7 м. Буровая мелочь при забуривании скважины (под кондуктор) удаляется шнеками или водой. После укрепления секционного кондуктора (длина секций 1,5—2 м) бурение скважины осуществляется с пневмопродувкой.

Устья породных скважин разбуривают на глубину, превышающую длину кондуктора на 0,2—0,5 м.

Восходящие скважины герметизируют одним из рассмотренных ниже способов.

Обсадная труба, состоящая из отрезков нескольких труб, на одном конце имеет фланец, а на другом — металлические сегменты для центровки в скважине. В устье скважины труба центрируется деревянными клиньями, затрубное пространство закладывается ветошью, замазывается глиной или густым цементным раствором. Диаметр обсадной трубы зависит от диаметра скважины (табл. 7.5). Через трубку диаметром 12—20 мм и длиной 2 м в затрубное пространство подается цементный раствор (1 : 5). Через 2—3 ч после его затвердения производится окончательное заполнение кольцевого зазора цементным раствором. При бурении скважин с углом наклона более 40° период схватывания раствора после первичной закачки необходимо увеличить до 8—10 ч. Для сокращения времени герметизации следует применять быстросхватывающуюся смесь. Подача цементного раствора в затрубное пространство производится при помощи деревянного поршня, выдавливающего из обсадной трубы предварительно залитый цементный раствор.

Таблица 7.5

Рекомендуемые диаметры обсадных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр скважины под кондуктор, мм
46	57	76—92
59	73	96—112
76	89	112—132
92	108	132—151
110	127	151—165

Закачка раствора может производиться при помощи сжатого воздуха. Для этого в специальном металлическом бачке емкостью 25—30 л с герметически закрывающейся крышкой приготовляют цементный раствор. Затем крышку закрывают и через штуцер, расположенный в верхней части бачка,

подают сжатый воздух. Раствор через нижнее отверстие бачка по шлангам подается в скважину. Сжатым воздухом можно поднимать раствор на высоту до 5 м по вертикали.

7.5. Направленное бурение дегазационных скважин осуществляется в основном при бурении скважин большой длины по пластам со сложной гипсометрией, а также если скважины должны выйти на пласт через вмещающие породы.

Рекомендуется применять буровые органы, отклоняющиеся от боковых пород, — конусные с углом конусности не более 60° (коронки КЛД), полуовальные (БК-70), эксцентриковые динамические коронки.

В наиболее трудных условиях бурения рекомендуется применять компоновку головного участка бурового инструмента с опорой на коронку или с промежуточной опорой, что создает определенное направление вертикальной силы, действующей на буровой орган и отклоняющей его от заданного направления.

7.6. Бурение скважин в пластах с динамическими явлениями необходимо вести в одном умеренном режиме. При бурении с промывкой диаметр скважины должен быть на 50—60% больше внешнего диаметра штанг, производительность промывочного насоса 200—400 л/мин, давление до 200 кгс/см². При микровыбросах необходимо на 5—10 мин прекращать подачу инструмента без прекращения промывки.

При бурении с выдачей буровой мелочи сжатым воздухом (расход воздуха 10—15 м³/мин, давление 4 кгс/см²) следует следить за герметизатором и сальником-вертлюгом. В случае их нагрева бурение прекращается до устранения причины нагрева. Если в процессе бурения внезапно возросла осевая нагрузка, нужно прекратить бурение и подачу сжатого воздуха в скважину, залить скважину водой, после чего извлечь инструмент. Бурение возобновляется только после осмотра бурового инструмента. При бурении скважин в зоне повышенного горного давления, в сыпучих углях и породах, в пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа, при неудовлетворительном удалении буровой мелочи возможны случаи зажима инструмента. Для его освобождения применяют механизмы ударного действия (ясы), которые состоят из наковален, прикрепляемых к буро-

вой штанге, и скользящего по штанге бойка (бабы). Масса бойка в зависимости от длины скважины составляет 50—100 кг. С помощью бойка наносят продольные удары по буровому ставу в направлении извлечения его из скважины. После того, как инструмент под действием яса будет сдвинут с места, включают вращатель и с помощью бурового станка извлекают инструмент из скважины.

Газопроводы и их расчет

7.7. Расчет газопроводов производится для каждого участка отдельно по выделению метано-воздушной смеси Q_c, определяемому по формуле

$$Q_c = \frac{125G}{c} \text{ м}^3/\text{мин}, \qquad (7.1)$$

где G — количество метана, отсасываемого на участке, м³/мин;

c — концентрация метана в смеси, %.

При проектировании дегазации величина c принимается равной 50—60% для условий дегазации разрабатываемого пласта и сближенных пластов, залегающих от него на расстоянии более 30-кратной вынимаемой мощности разрабатываемого пласта; 30—40% для остальных случаев дегазации сближенных пластов и 20—30% при дегазации выработанных пространств. Если добываемый в шахте метан используется для сжигания в топках котлов, то при концентрации извлекаемого из выработанного пространства метана менее 30% необходимо проектировать независимую систему отвода метана из выработанного пространства.

По плану развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной установки составляется схема газопроводов (рис. 7.2) с указанием длины каждого участка и расчетного метановыделения. Местные сопротивления в газопроводе учитываются путем увеличения расчетной длины газопровода на 10%.

По схеме дегазационной сети выбирается наиболее трудный путь движения метано-воздушной смеси от дегазационных скважин до вакуум-насосов и производится уточнение по максимальному значению условной величины x:

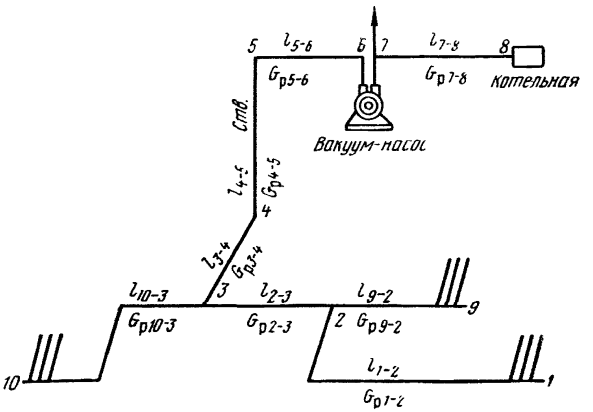


Рис. 7.2. Расчетная схема газопроводов

$$x = \Sigma l_i Q_{с.i}^2, \qquad (7.2)$$

где l_i — длина i-го участка газопровода, м;

$Q_{с.i}$ — расход смеси на i-м участке газопровода, м³/мин.

Разрежение в устье скважины принимается

$$B_у = B_з + \Delta B l_с \text{ мм. рт. ст}, \qquad (7.3)$$

где $B_з$ — принятое разрежение в забое скважины, обеспечивающее заданную эффективность дегазации, мм рт. ст.;

ΔB — удельные потери разрежения в скважине, мм рт. ст./м; принимаются по номограмме (рис. 7.3);

$l_с$ — длина скважины, м.

Начальное давление в участковом газопроводе у скважин определяется по формуле

$$p_1 = p_б (1 + 1{,}17 \cdot 10^{-4} z) - B_у \text{ мм.рт.ст.}, \qquad (7.4)$$

где $p_б$ — барометрическое давление на поверхности шахты, мм рт. ст.;

z — глубина от поверхности до выработки, из которой бурятся скважины, м.

Допустимые потери давления в сети всасывающего газопровода

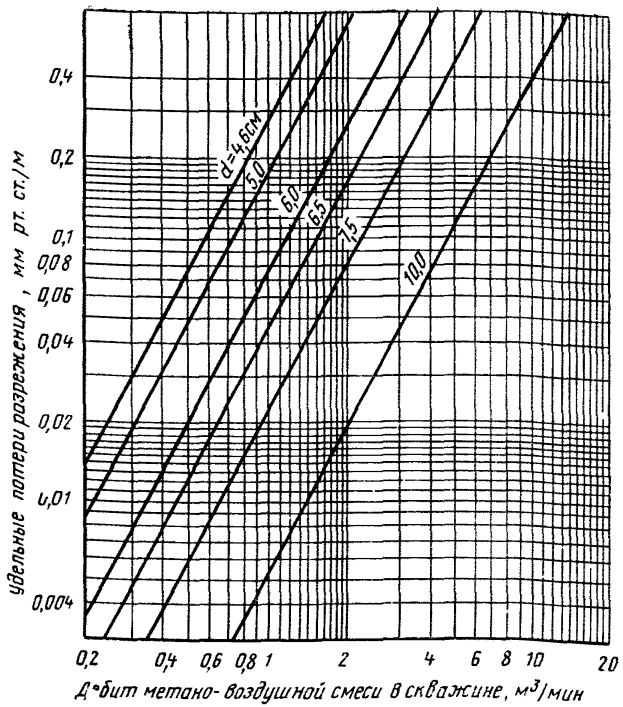


Рис. 7.3. Номограмма для определения удельных потерь разрежения в скважинах

$$H^* = 350 - B_y \text{ мм·рт·ст·} \qquad (7.5)$$

Ориентировочные потери давления на каждом участке, начиная от скважин, составляют

$$h = \frac{H^* l}{L} \text{ мм. рт. ст,} \qquad (7.6)$$

где l — расчетная длина участка газопровода, м;

L — общая расчетная длина газопровода по наиболее трудному направлению, м.

Ориентировочное давление газа на границах участка вплоть до вакуум-насосов составит

$p_2 = p_1 - h_{1-2}$; $p_3 = p_2 - h_{2-3}$; $p_4 = p_3 - h_{3-4}$ и т. д.

Последовательно для каждого участка определяются диаметры газопроводов:

$$d_{1-2} = k \sqrt[5,33]{\frac{Q_c^2 \gamma_н l T}{p_1^2 - p_2^2}} \text{ см}, \qquad (7.7)$$

где k — коэффициент, учитывающий условия эксплуатации шахтных газопроводов; для магистральных газопроводов, в которых конденсируется вода, принимается $k=5,31$; для остальных участков шахтной сети газопроводов $k=5,42$;

T — абсолютная температура газа, К; $T=273+t$;

t — температура газа, °С;

$\gamma_н$ — объемная масса метано-воздушной смеси при 760 мм рт. ст. и 293 К; определяется по формуле

$$\gamma_н = 5,37 \cdot 10^{-3} (224 - c) \text{ кг/м}^3; \qquad (7.8)$$

c — концентрация метана в смеси, %.

Для упрощения расчетов величина $\sqrt[5,33]{\frac{Q_c^2 \gamma_н l T}{p_1^2 - p_2^2}}$ определяется по графику (рис. 7.4). По результатам расчета [формула (7.7)] в соответствии с данными табл. 7.6 принимается ближайший стандартный внутренний диаметр газопровода, по которому уточняется давление газа в конце участка:

Таблица 7.6

Значения $d^{5,33}$

Внутренний диаметр стандартного газопровода, см	Значение $d^{5,33}$	Внутренний диаметр стандартного газопровода, см	Значение $d^{5,33}$
10,0	$2,14 \cdot 10^5$	33,5	$1,32 \cdot 10^8$
15,0	$1,86 \cdot 10^6$	35,9	$1,90 \cdot 10^8$
20,7	$1,05 \cdot 10^7$	40,8	$3,80 \cdot 10^8$
25,9	$3,47 \cdot 10^7$	46,0	$7,29 \cdot 10^8$
30,9	$8,71 \cdot 10^7$	51,8	$1,37 \cdot 10^9$

$$p_{2р} = \sqrt{p_1^2 - \frac{k_1 Q_c^2 \gamma_н l T}{d^{5,33}}} \text{ мм рт. ст.} \qquad (7.9)$$

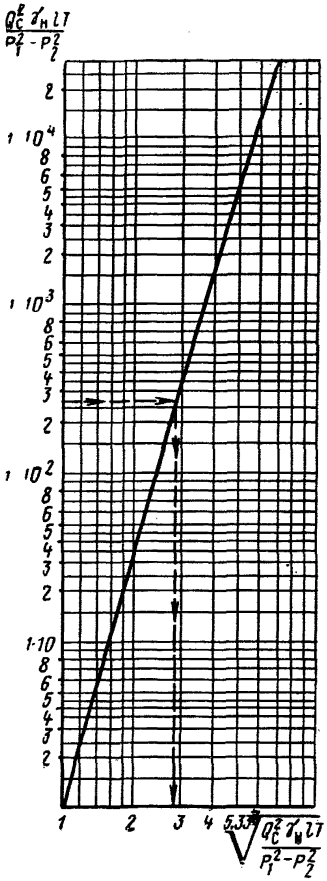


Рис. 7.4. График для определения величины $\sqrt[5.33]{\frac{Q_c^2 \gamma_н l T}{p_1^2 - p_2^2}}$

Здесь k_1 принимается равным $7{,}25 \cdot 10^3$ для магистральных газопроводов, в которых не предполагается конденсация влаги, и $8{,}15 \cdot 10^3$ — для остальных участков газопровода ($k_1 = k^{5{,}33}$); $d^{5{,}33}$ — принимается по табл. 7.6.

При определении диаметра газопровода для наклонных или вертикальных участков сети (в бремсбергах, уклонах, стволах, гезенках и т. п.) с разностью отметок по вертикали более 400 м давление p_{2z} в конце такого участка рассчитывается по формуле

$$p_{2z} = p_{2p}\left(1 \pm \frac{z}{R_c T}\right)$$

мм рт. ст., (7.10)

где z — разность отметок начала и конца расчетного участка, м;

R_c — газовая постоянная метано-воздушной смеси, кгс · м/ (кг · градус);

$$R_c = \frac{1551}{53 - 0{,}237\,c}. \quad (7.11)$$

Знак плюс в формуле (7.10) принимается при движении газа вниз и минус — при движении его вверх.

Диаметр газопровода на следующем участке определяется по формуле (7.7) по давлениям в начале и кон-

це участка $p_{2р}$ и $p_з$ или по $p_{2г}$ и $p_з$, если предыдущий участок был наклонным или вертикальным.

Таким образом последовательно рассчитываются диаметры газопроводов на всех участках по наиболее трудному направлению. На основе такого расчета определяется давление газа в газопроводе перед вакуум-насосами $p_в$.

При невозможности прокладки газопровода с расчетным диаметром прокладывается газопровод мѐньшего диаметра и по изложенной выше методике для принятого диаметра уточняется давление в конце участка.

Для ответвлений от расчетного направления определяется давление у скважин, а конечное давление принимается равным давлению газа в газопроводе расчетного направления в точке сопряжения с ответвлением.

При наземной стационарной вакуум-насосной станции и подаче газа в котельную диаметр нагнетательного газопровода принимается равным не менее 25 см при дебите смеси $Q_с<30$ м³/мин и 30 см — при $Q_с>30$ м³/мин.

Для принятого диаметра нагнетательного газопровода определяется давление в нагнетательном патрубке вакуум-насоса:

$$p_н = \Delta p_м + \Delta p_д + \Delta p_т + p_г + p_п \text{ мм рт. ст.}, \quad (7.12)$$

где $\Delta p_м$ — потери давления при прохождении газа через защитную и регулирующую аппаратуру, мм. рт. ст.;

$$\Delta p_м = \alpha Q_c^2 \gamma_н; \quad (7.13)$$

α — коэффициент, учитывающий сопротивление аппаратуры; принимается равным 0,011 или 0,007 при диаметре аппаратуры соответственно 25 или 30,9 см;

$Q_с$ — количество метано-воздушной смеси, подаваемой в котельную, м³/мин;

$\Delta p_д$ — потери давления при прохождении газа через одну диафрагму; $\Delta p_д \approx 5$ мм рт. ст.;

$\Delta p_т$ — потери давления на трение газа в нагнетательном газопроводе, мм рт. ст.;

$$\Delta p_т = \sqrt{p_г^2 + \frac{k_1 Q_с^2 \gamma_н l T}{d^{5,33}}} - p_г; \quad (7.14)$$

$p_г$ — давление газа в горелках; $p_г = 770$ мм рт. ст.;
$p_п$ — потери давления газа в пламегасителе; $p_п = 5 \div 8$ мм рт. ст..

При принятой в типовом проекте системе водоснабжения вакуум-насосов разность между давлением нагнетания $p_н$ и барометрическим давлением на поверхности $p_б$ не должна превышать 185 мм рт. ст. Поэтому при $p_н - p_б > 185$ мм рт. ст. необходимо принять больший диаметр нагнетательного газопровода. При необходимости транспортирования газа на большое расстояние допускается большее давление нагнетания, но в этом случае водоснабжение вакуум-насосов необходимо изменить так, чтобы подача воды в них производилась под давлением, превышающим давление нагнетания на 100—200 мм рт. ст.

Необходимая производительность дегазационной установки по газу определяется путем суммирования расчетных дебитов смеси на участках, работающих одновременно в наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы:

$$Q_с = Q_{с1} + Q_{с2} + Q_{с3} + \dots + Q_{с.п}. \qquad (7.15)$$

Выбор вакуум-насосов производится по давлениям на всасе $p_в$, а также по потребной производительности дегазационной установки $Q_с$.

7.8. Для шахтных газопроводов применяются трубы стальные бесшовные (ГОСТ 8731—74; 8733—74; 8732—70; 8734—58), водогазопроводные (ГОСТ 3262—62), электросварные (ГОСТ 10704—63, 10705—63).

Газопроводы, прокладываемые по выработкам шахт, подразделяются на магистральные и участковые. Магистральные газопроводы имеют обычно бо́льшую длину и диаметр, прокладываются по главным выработкам, выводятся на поверхность к вакуум-насосам и служат для транспортирования газа с нескольких дегазируемых участков.

Участковые газопроводы обычно монтируются из облегченных труб, наращиваемых или сокращаемых (в зависимости от порядка отработки участка и принятой схемы дегазации) по мере развития горных работ. После окончания работ по дегазации на участке газопровод демонтируется и используется повторно.

Дегазационные скважины подсоединяются к участ-

ковому газопроводу жестким соединением или с помощью резино-тканевых рукавов (ГОСТ 8496—57). Участковые газопроводы прокладываются в выработках преимущественно по стороне расположения дегазационных камер (скважин).

При монтаже газопровода в шахте трубы соединяют при помощи обычных свободно вращающихся фланцев, причем условное давление на приварном кольце должно быть 6 кгс/см^2 при прокладке газопровода по горизонтальным и наклонным выработкам и от 10 до 16 кгс/см^2— при прокладке его по вертикальным выработкам. При диаметре газопровода до 100 мм допускается соединение труб при помощи муфт, но в этом случае через каждые 40—50 м должны устанавливаться фланцевые соединения.

Применяют фланцевые соединения двух типов: свободный фланец на приварном кольце (ГОСТ 1268—67) и плоский приварной фланец (ГОСТ 1255—67). Могут применяться также смешанные фланцевые соединения: на одном конце трубы устанавливается подвижной фланец с приварным кольцом, а на другом конце — приварной фланец.

Для уплотнения фланцевых соединений применяют прокладки из листовой технической резины (ГОСТ 7338—65). Допускается изготовление прокладок из других материалов, позволяющих обеспечить надежную герметизацию газопроводов. Внутренний диаметр прокладки должен быть на 2—3 мм больше внутреннего диаметра трубы. Затяжка болтов фланцевых соединений должна производиться равномерно. Тройники, отводы и переходы принимаются по ГОСТ 17374—72.

Для удобства монтажа, демонтажа, ремонта, отключения участков, а также регулирования количества отсасываемой метано-воздушной смеси на газопроводах устанавливают чугунные задвижки с латунными резьбовыми втулками и уплотняющими кольцами. На сопряжении горизонтальных и наклонных участков газопроводов, а при выделении воды в скважины — около каждой скважины устанавливают водоотделители емкостью от 0,2 до 1,5 м^3 в зависимости от суточного притока воды из скважин в пределах дегазируемого участка.

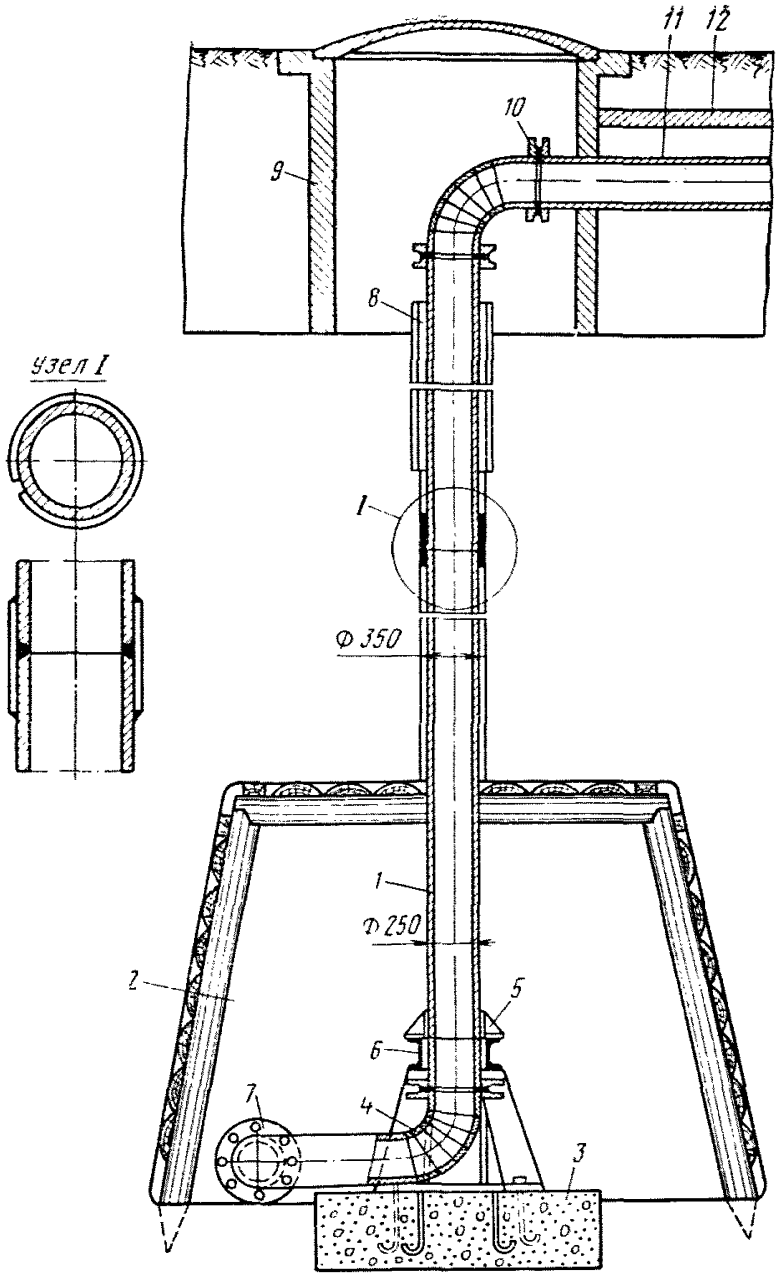


Рис. 7.5. Монтаж и оборудование газопровода в магистральной скважине:

1 — газопровод; *2* — камера; *3* — опора бетонная, *4* — колено опорное; *5* — опорный фланец; *6* — балки несущие; *7* — газопровод подземный; *8* — труба обсадная; *9* — колодец смотровой; *10* — соединение фланцевое; *11* — газопровод на поверхности; *12* — перекрытие железобетонное

В горизонтальных и наклонных выработках дегазационные газопроводы прокладывают по почве на опорах либо подвешивают на стальных канатах, цепях или специальных кронштейнах. Опоры (подвески, кронштейны) не должны располагаться под соединениями труб. Каждая труба должна иметь не менее двух опор (подвесок). При дующей почве газопроводы следует подвешивать к крепи выработок на кронштейнах или специальных подвесках на высоте не менее 1,8 м от почвы выработки.

При прокладке участковых газопроводов по горизонтальным выработкам необходимо соблюдать уклон в сторону магистрального газопровода и не допускать прогибов нитки газопроводов. Если требуемый уклон не может быть обеспечен, то следует предусматривать установку водоотделителя. Газопроводы в шахте прокладывают так, чтобы имелась возможность осмотра и ремонта каждого соединения.

Магистральный газопровод должен прокладываться по стволу с исходящей струей воздуха или по специальной магистральной скважине (рис. 7.5), пробуренной с поверхности. Диаметр скважины равен диаметру газопровода плюс 100 мм, необходимых для пропуска каната. Бурить скважины следует в предохранительных целиках. Устье скважины до коренных пород (с заглубкой 3—4 м) обсаживается трубами. Газопроводы опускают в скважину при помощи каната. Трубы газопровода соединяют встык сваркой. Для увеличения прочности на разрыв на сварные швы накладывают пластинки или бандажи длиной 150—200 мм.

Для лучшего крепления и скольжения каната, на котором опускается газопровод, на резьбу нижнего конца трубы навинчивают металлический конус, к которому канат прикрепляют с помощью петли.

После спуска до проектной глубины газопровод на поверхности и в шахте закрепляют хомутами и опускают на бетонную опору. Затем освобождают канат, убирают металлический конус и на его место навинчивают муфту с фланцем, к которому крепится колено с опорными башмаками. При помощи опорных башмаков газопровод прикрепляют к бетонной опоре и соединяют с подземным газопроводом.

При использовании подземных вакуум-насосных стан-

ций часть газопровода находится под компрессией, поэтому негерметичность его может привести к утечке газа с высоким содержанием метана в горные выработки. При наличии утечек вывод газа на поверхность целесообразнее производить по магистральным скважинам, пробуренным вблизи подземных станций. Длина трубы для вывода газа в атмосферу (свечи) на поверхности должна быть не менее 5 м; газопровод при этом должен быть предохранен от попадания воды.

Вопрос о прокладке магистрального газопровода по стволам или по магистральной скважине решается путем технико-экономического сравнения вариантов с учетом требований безопасности.

При прокладке магистральных газопроводов по наклонным стволам на сопряжении с горизонтальной выработкой газопровод укладывают в канавке с таким расчетом, чтобы исключить образование водяных пробок и возможность повреждения при движении транспорта.

При прокладке газопровода по вертикальному стволу трубы крепят на расстрелах и, кроме того, для снижения нагрузки на фланцевые соединения предусматривается специальное крепление.

Прокладку и монтаж газопровода на поверхности выполняют в соответствии с Правилами безопасности в газовом хозяйстве (М., «Недра», 1971).

Газопроводы на горных отводах шахты могут прокладываться как в грунте, так и на поверхности. В пределах населенных пунктов шахтные газопроводы должны прокладываться только в грунте ниже средней глубины промерзания с уклоном 0,001—0,003. На небольших участках допускается уменьшение глубины укладки газопроводов при условии защиты их от воздействия динамических нагрузок.

При длинных газопроводах, уложенных в траншеях, через каждые 200 м необходимо предусматривать смотровые колодцы с водоотделителями и отключающей аппаратурой. Колодцы газопроводов должны быть водонепроницаемыми и выполненными из негорючих материалов.

Перед вводом всасывающих газопроводов в здание вакуум-насосной станции на случай прекращения работы вакуум-насосов должна устанавливаться свеча. Место установки свечи совмещается с расположением смотро-

вого колодца, в котором размещается запорная арматура.

Для газопроводов, прокладываемых на поверхности в грунте, следует применять трубы с толщиной стенок не менее 3 мм. Соединение труб производится сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения таких труб допускаются в местах установки отключающих устройств, компенсаторов и регуляторов давления, контрольно-измерительной аппаратуры и другой арматуры. Кроме того, резьбовые соединения труб на поверхности допускаются при монтаже внутри зданий газопроводов низкого и среднего давления из узлов, заготовленных на трубозаготовительных заводах или в мастерских. При строительстве и монтаже газопроводов применяются гнутые и сварные колена. Разрешается применение штампованных круто изогнутых стальных угольников и переходов. Гнутые компенсаторы, устанавливаемые на газопроводах, изготовляются из бесшовных труб.

Наземные газопроводы должны быть окрашены или должны иметь специальное антикоррозийное покрытие. Прокладка их производится на опорах или эстакадах из несгораемых материалов. Расстояние между опорами устанавливается в зависимости от диаметра газопроводов.

Разрешается прокладка газопроводов по покрытиям и наружным стенам зданий I и II степени огнестойкости производственных категорий Г и Д согласно противопожарным нормам строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест (Н102—54) Госстроя СССР, в том числе зданий, в которых газ не используется.

Наземные участки газопровода для влажного газа прокладывают с уклоном не менее 0,008 и, кроме того, на них предусматриваются устройства для спуска конденсата.

Расстояние по горизонтали от газопроводов, уложенных в траншеи на поверхности, до других сооружений должно быть не менее, м:

До здания (по линии застройки)	5
До силовых кабелей	1
До водопровода, канализации, водостока	1,5
До теплопровода	2
До ближайшего рельса железнодорожного пути	4
До стволов деревьев	2

Расстояние по вертикали между подземными газопроводами и другими подземными сооружениями (водопроводом, теплопроводом, канализацией и т. п., пересекаемыми газопроводом), должно быть не менее 0,15 м, а между газопроводом и силовым телефонным кабелем не менее 0,5 м. Стыковые соединения и арматура должны находиться от стенок пересекаемых сооружений на расстоянии не менее 1 м. При одновременной укладке в одной траншее двух и более газопроводов расстояние между ними должно приниматься 0,4—0,5 м.

Подземные газопроводы в местах пересечения с железнодорожными путями должны заключаться в футляры. Глубина укладки газопровода под промышленными железнодорожными путями нормальной колеи принимается не менее 1,5 м, считая от подошвы шпалы до верха футляра газопровода. При этом концы футляров должны быть уплотнены и выведены с обеих сторон путей на 2 м. Если газопровод прокладывается по переходу через железные дороги МПС, то должны устанавливаться задвижки со стороны поступления газа на расстоянии не более 100 м от перехода.

Газопроводы, проложенные в грунте, должны иметь защиту от коррозии и блуждающих токов в соответствии с Правилами защиты подземных металлических сооружений от коррозии (СН-266—63 и СНиПТ-Г.7—62) Госстроя СССР. Должна применяться весьма усиленная противокоррозийная изоляция. Общая толщина изоляции из битумной мастики с минеральным наполнителем должна быть не менее 9 мм. При расположении вакуум-насосных станций ниже отметки выхода газа из ствола (магистральной скважины) в колодце на каждую нитку газопровода устанавливается водоотделитель емкостью 0,2—0,3 м^3.

7.9. Вакуум-насосы и другое оборудование поверхностных вакуум-насосных станций (ВНС) размещаются на поверхности в специальном здании.

Здание ВНС должно состоять из следующих основных помещений.

а) собственно вакуум-насосной, в которой располагаются вакуум-насосы с электродвигателями и приборами местного контроля во взрывобезопасном исполнении;

б) помещения для пусковой аппаратуры в нормаль-

ном исполнении. При отсутствии приводных электродвигателей во взрывобезопасном исполнении в этом помещении допускается установка электродвигателей в нормальном исполнении, которые в этом случае соединяются с вакуум-насосами при помощи промежуточных валов. Помещение изолируется от вакуум-насосной и имеет отдельный вход;

в) помещения для водосборного бака и насосов для перекачки воды;

г) помещения для газоанализаторов и приборов контроля в нормальном исполнении;

д) помещения для размещения регулирующей и защитной аппаратуры.

При ВНС должна сооружаться градирня с водосборником.

В зависимости от расхода охлаждаемой воды выбираются типовые открытые градирни брызгального типа. ВНС, расположенные на промплощадке шахты, должны находиться за штакетной железобетонной оградой, а ВНС, расположенные за пределами промплощадки шахты, — за сборной железобетонной оградой. Расстояние от магистральной скважины до здания ВНС должно быть не менее 15 м.

Для защиты ВНС от проявлений атмосферного электричества сооружают решетчатые или стержневые молниеотводы.

Снабжение водокольцевых вакуум-насосов водой может производиться: по циркулярной схеме из специального резервуара с периодическим пополнением воды; из водоемов, расположенных вблизи ВНС, или из городской водопроводной сети. Предпочтение следует отдавать первому варианту, при котором обеспечиваются наименьший расход воды и наименьшее образование накипи на лопастях вакуум-насосов.

7.10. При технической трудности эксплуатации ВНС в условиях Крайнего Севера стационарные ВНС с разрешения органов госгортехнадзора могут располагаться под землей вблизи магистральных скважин, по которым газ отводится на поверхность. Подземные стационарные ВНС устраивают в специальных камерах с обособленным проветриванием. В связи с тем, что вода из водоотделителей содержит пузырьки метана, охлаждение и отвод воды в подземных условиях должны производить-

ся с соблюдением требований ПБ и раздела техники безопасности настоящего Руководства.

В период строительства шахты или строительства стационарной ВНС на действующей шахте, а также для повышения пропускной способности существующей дегазационной сети возможно применение подземных временных вспомогательных ВНС. Эти станции могут работать самостоятельно или совместно с поверхностной ВНС.

Критерием возможности применения подземных ВНС с разбавлением метана вентиляционной струей является предельное количество метана, которое может быть выпущено в вентиляционную струю выработки без повышения содержания в ней метана выше допустимой нормы.

Пропускная способность дегазационной сети может быть увеличена включением подземной ВНС последовательно с поверхностной в пределах неразветвленной части магистрального газопровода. Включение подземной вспомогательной ВНС в участковые газопроводы приводит к перераспределению разрежения, при этом производительность дегазационной системы практически не увеличивается (5—7%).

Фактическая эффективность совместной работы поверхностной и подземной вспомогательной ВНС определяется по формуле

$$q = \frac{Q_c'}{Q_c}, \qquad (7.16)$$

где Q_c' — производительность дегазационной системы при совместной работе поверхностной и подземной ВНС, м³/мин;

Q_c — производительность этой же системы при работе поверхностной ВНС, м³/мин.

Эффективность существенно зависит от величины аэродинамического сопротивления дегазационной сети и места расположения подземной вспомогательной ВНС, что характеризуется величиной $k_{э.с}$, которая показывает долю эквивалентного сопротивления разветвленной части дегазационной сети до подземной ВНС в общем сопротивлении дегазационной сети:

$$k_{э.с} = \frac{R_р}{R_{общ}}. \qquad (7.17)$$

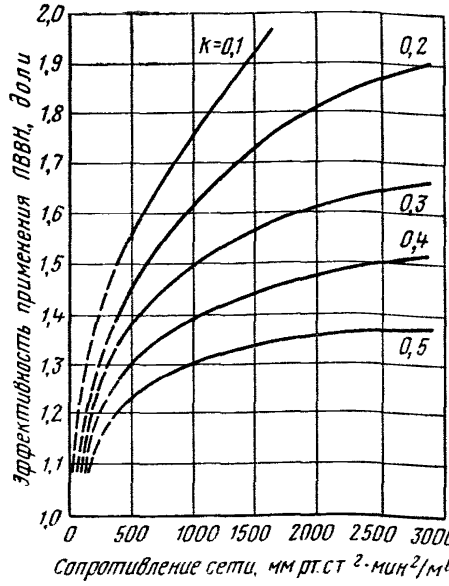


Рис. 7. 6. График изменения эффективности применения ПВВН в зависимости от сопротивления сети и места его установки

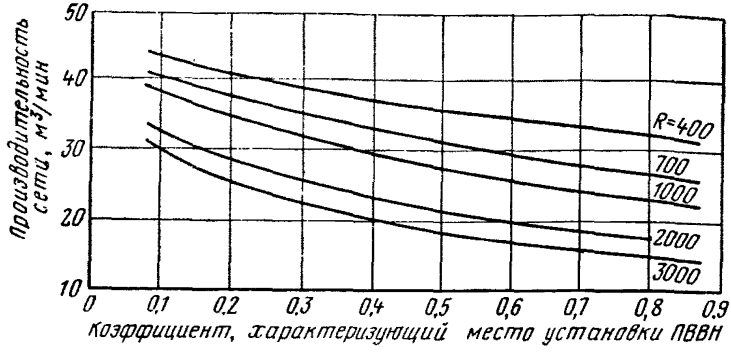


Рис. 7.7. Зависимость производительности дегазационной сети от ее сопротивления и места установки ПВВН

Сопротивления дегазационной сети $R_{общ}$ и разветвленной части за подземной ВНС $R_р$ определяются по формулам

$$R_{общ} = \frac{p_б^2 - p_в^2}{Q_с^2} \text{ мм. рт. ст}^2\cdot\text{мин}^2/\text{м}^6; \qquad (7.18)$$

$$R_{\text{р}} = \frac{p_{\text{б}}^2 - p_{\text{в.р}}^2}{Q_{\text{с}}^2} \text{ мм рт. ст}^2 \cdot \text{мин}^2/\text{м}^6, \qquad (7.19)$$

где $p_{\text{б}}$ — среднее барометрическое давление на уровне поверхностной ВНС, мм рт. ст.;

$p_{\text{в}}$ — давление во всасывающем патрубке вакуум-насосов, мм рт. ст.;

$p_{\text{в.р}}$ — давление в дегазационном газопроводе в пункте предполагаемой установки вспомогательной ВНС, мм рт. ст.

Устойчивая и эффективная работа подземной вспомогательной ВНС обеспечивается при условии $0{,}5 > k_{\text{э.с}} > 0{,}15$.

При проектировании эффективность совместной работы поверхностной и подземной ВНС с применением вакуум-насосов максимальной производительности 50 м³/мин (КВН-50/1,5; ВВН-50, НВ-50) определяется по номограмме рис. 7.6, а суммарная производительность — по номограмме рис. 7.7. Место установки подземного вспомогательного вакуум-насоса характеризуется длиной магистрального газопровода от поверхностного вакуум-насоса, которая определяется по формуле

$$l_{\text{м}} = \frac{(1 - k_{\text{э.с}})\, Rc^2 d^{5,33}}{\gamma_{\text{н}} T} \text{ м}, \qquad (7.20)$$

где $R = R_{\text{общ}} - R_{\text{р}}$ — сопротивление неразветвленного магистрального газопровода, мм рт. ст.² · мин²/м⁶;

c — коэффициент, характеризующий трение газа; $c = 1{,}38 \cdot 10^{-2}$;

d — внутренний диаметр газопровода, см;

$\gamma_{\text{н}}$ — объемная масса газа, приведенная к нормальным условиям, кг/м³;

T — абсолютная температура газа, К.

Установка вспомогательных вакуум-насосов допускается по согласованию с органами госгортехнадзора по проекту, в котором предусматриваются специальные требования по безопасной их эксплуатации.

7.11. Поверхностные ВНС могут оборудоваться водокольцевыми вакуум-насосами типов: ВВН-25, ВВН-50, ВВН-150, а также НВ-50 и КВН-50/1,5. В подземных ВНС могут использоваться все вышеперечисленные ва-

куум-насосы, кроме ВВН-150. Число одновременно работающих вакуум-насосов и их типоразмер выбираются в зависимости от требуемой производительности дегазационной системы. Оптимальная производительность водокольцевых вакуум-насосов достигается при величи-

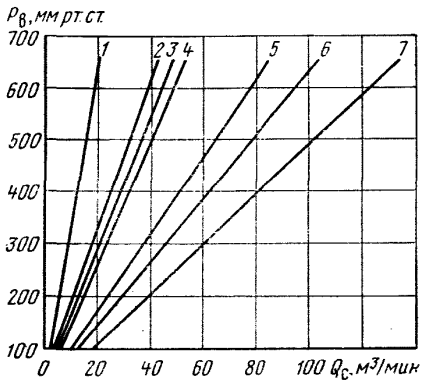


Рис. 7.8. Характеристики вакуум-насосов:
1 — ВВН-25; *2* — КВН-50/1,5, с двигателями на 600 об./мин; *3* — РМК-4 при параллельной работе; *4* — КВН-50/1.5 с двигателями на 730 об./мин; *5* — при параллельной работе насосов КВН-50/1,5 с двигателями на 600 об./мин; *6* — при параллельной работе насосов КВН-50/1,5 с двигателями на 730 об./мин; *7* — ДВВН-150

не вакуума 40—60%. Выбор вакуум-насосов производится по индивидуальной или суммарным характеристикам вакуум-насосов (рис. 7.8).

Для выбора вакуум-насоса на характеристики наносятся точки потребного режима их работы ($Q_с$, $p_в$). Для установки принимается один или несколько параллельно работающих насосов, характеристика которых лежит ниже точки потребного режима их работы.

Контроль работы и защита дегазационной системы, контрольно-измерительная аппаратура и приборы

7.12. Контроль работы дегазационной системы осуществляется стационарными, полустационарными и переносными приборами. Количество извлекаемой газовой смеси, концентрация метана в ней, давление на входе и выходе вакуум-насосов измеряются стационарными приборами, установленными на поверхности в помещении вакуум-насосной станции. Метанодобываемость при дегазации участков, давление в газопроводах, содержание метана в извлекаемом газе измеряются полустационарными и переносными приборами.

7.13. В качестве стационарных газоанализаторов в поверхностных ВНС применяют автоматические анализаторы метана ТП-2301. В соответствии с требованиями заказчика газоанализатор комплектуется набором фильтров и регулирующим устройством, а также показывающим или регистрирующим прибором. Блок приемника имеет нормальное исполнение. Поэтому помещение, где устанавливается газоанализатор, должно быть изолировано от помещения вакуум-насосов и должно иметь отдельный вход. Газовый тракт газоанализатора должен быть защищен огнепреградителями, изготовление и установка которых допускаются только в заводских условиях. Отбор проб газа осуществляется в нагнетательном газопроводе.

Для контроля за разрежением в газопроводе используют самопишущие вакуумметры типа ВС-410 или ВС-610 с пределами измерения 0—760 мм рт. ст., пружинные вакуумметры и U-образные ртутные манометры со шкалой до 700 мм рт. ст.

Контроль за количеством отсасываемого газа осуществляется самопишущими расходомерами, измерительные диафрагмы которых устанавливают в газопроводах на стороне нагнетания.

Во взрывоопасных помещениях непосредственно в здании ВНС допускается установка расходомеров ДК-РС-В или ДК-РС-Р (дифманометр-расходомер кольцевой, самопишущий с часовым механизмом и с водяным или ртутным заполнением). В изолированном от ВНС помещении для контрольно-измерительных приборов можно устанавливать самопишущие расходомеры ДК-РС-В или ДК-РС-Р (с электроприводом и с водяным или ртутным заполнением). Кроме самопишущих расходомеров для контроля за количеством отсасываемого газа применяют кольцевые расходомеры с суммирующими механизмами ДКС-РПВ или ДКС-РПР с водяным или ртутным заполнением.

Шкалы дифманометров-расходомеров для дегазационных установок отградуированы в $м^3/ч$ газа (в рабочем состоянии) или $нм^3/ч$ (в нормальных условиях).

Определение количества отсасываемого метана по показаниям расходомеров производится с учетом концентрации метана в отсасываемом газе при градуировке шкалы для газа:

в рабочем состоянии

$$G_{ш} = Q_{г} \frac{p_{в} T_{0} c}{p_{0} T 100 \cdot 60}; \qquad (7.21)$$

приведенного к нормальным условиям

$$G_{ш} = Q_{г.н} \frac{c}{100 \cdot 60}, \qquad (7.22)$$

где $G_{ш}$ — количество метана, отсасываемого дегазационной установкой шахты, м³/мин;

$Q_{г}$ и $Q_{г.н}$ — действительные расходы газа в рабочем состоянии и приведенного к нормальным условиям, м³/мин.

Если фактическая концентрация метана существенно отличается от принятой при расчете сужающего устройства к расходомеру, то для определения действительного расхода газа производится перерасчет. При шкале расходомера, отградуированной для газа в рабочем состоянии,

$$Q_{г} = Q' \sqrt{\frac{\gamma'}{\gamma}}, \qquad (7.23)$$

а для газа, приведенного к нормальным условиям,

$$Q_{г.н} = Q'_{н} \sqrt{\frac{\gamma'_{н}}{\gamma_{н}}}, \qquad (7.24)$$

где Q', $Q'_{н}$ — расход газа, показываемый расходомером, м³/мин;

γ' — объемная масса газа в рабочем состоянии при расчетной концентрации метана, кг/м³;

γ — то же, при фактической концентрации метана, кг/м³;

$\gamma'_{н}$ — объемная масса газа при нормальных условиях и при расчетной концентрации метана, кг/м³;

$\gamma_{н}$ — то же, при фактической концентрации метана, кг/м³.

Объемная масса газа в рабочем и нормальном состояниях в зависимости от концентрации метана определяется по номограмме (рис. 7.9).

Для введения поправок в показания дифманометров-

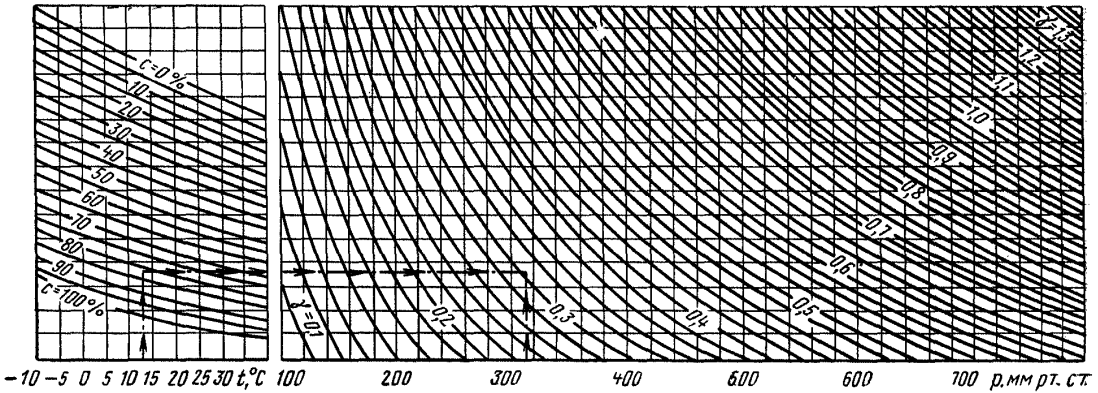


Рис. 7.9. Номограмма для определения объемной массы каптируемого газа в зависимости от содержания в нем метана

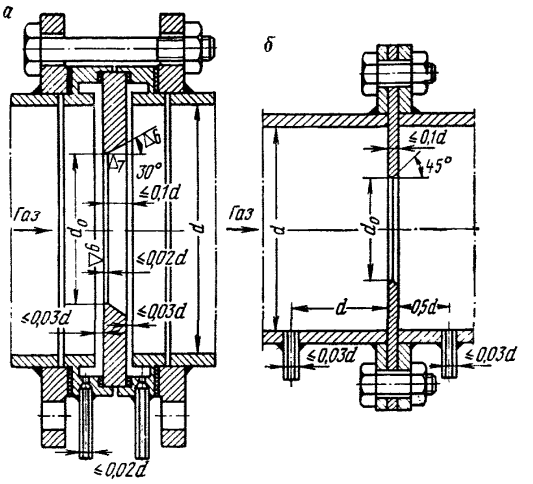


Рис. 7.10. Диафрагмы для замера расхода газа:
а — нормальная; *б* — с замерами давлений на расстояниях *d* и 0,5 *d* от сужающего отверстия

расходомеров на давление и температуру, отличающиеся от расчетных, следует пользоваться указаниями Правил № 28—65 измерения расхода жидкости, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами.

7.14. Количество отсасываемого метана по участкам определяется с помощью диафрагм, вмонтированных в участковый газопровод, и комплекта переносных U-образных манометров. Диафрагмы, применяемые в участковых газопроводах, приведены на рис. 7.10.

Определение количества отсасываемого метана по результатам измерений на сужающем устройстве производится по формулам

$$G = Q_{\text{с.н}} \frac{c}{100}; \tag{7.25}$$

$$Q_{\text{с.н}} = k_{\text{дф}}\, \varepsilon a \sqrt{\frac{h}{\gamma}}; \tag{7.26}$$

$$k_{\text{дф}} = 0{,}209 \cdot 10^{-3}\, \alpha d_0^2, \tag{7.27}$$

где G — расход метана, приведенный к нормальным условиям и 100%-ной концентрации, м³/мин;

$Q_{с.н}$ — расход газовоздушной смеси, приведенный к нормальным условиям, м³/мин;

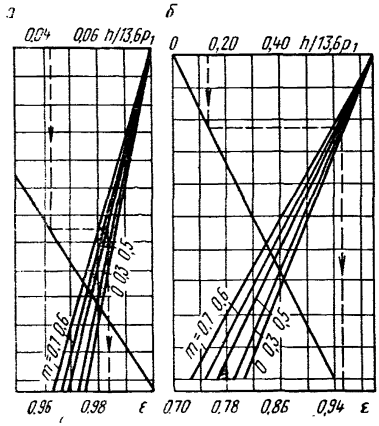


Рис. 7.11. Номограмма для определения поправочного коэффициента ε на расширение газа при малых (*а*) и больших (*б*) значениях величины $h/13{,}6\ p_1$

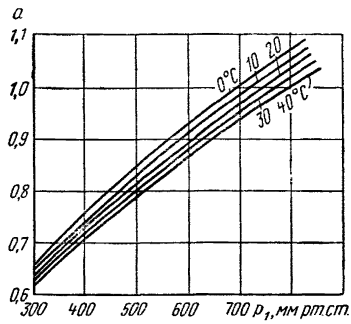


Рис. 7.12. Номограмма для определения поправочного коэффициента a

c — концентрация метана в отсасываемой газовоздушной смеси, %;

$k_{дф}$ — коэффициент диафрагмы;

ε — поправочный коэффициент, определяемый по рис. 7.11 в зависимости от $h/13{,}6\ p_1$;

h — перепад давлений на диафрагме, мм вод. ст.;

p_1 — давление в газопроводе (разность между атмосферным давлением у места установки диафрагмы и разрежением в газопроводе перед диафрагмой), мм рт. ст.;

a — поправочный коэффициент, определяемый по рис. 7.12 в зависимости от p_1 и температуры газа;

α — коэффициент расхода, определяемый по рис. 7.13 в зависимости от отношения d_0^2 к квадрату диаметра трубопровода d^2 (величина $m = d_0^2/d^2$);

d_0 — диаметр отверстия сужающего устройства при $t = 20°C$, мм.

Одновременно с замерами перепада давления на диафрагме измеряют температуру газа и барометрическое давление. При использовании диафрагм, конструкции которых отличаются от приведенных выше (см. рис. 7.10), коэффициент диафрагмы определяют путем ее тарировки на специальном стенде.

Монтаж диафрагмы должен производиться согласно Правилам № 28—64. Осмотр и проверка диафрагм производятся через каждые 3—4 мес.

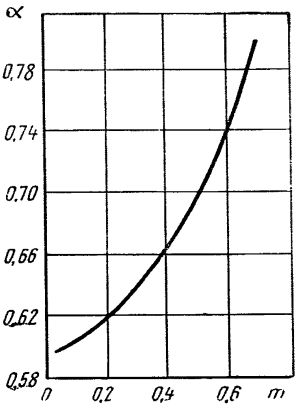


Рис. 7.13. График зависимости коэффициента расхода α от $m = \frac{d_0^2}{d^2}$

Разрежение в газопроводах определяют при помощи пружинных или U-образных вакуумметров.

Пробы газа для последующего анализа набирают в бюретки Зегера или бутылки емкостью 0,25—0,5 л.

Для отбора пробы газа оба конца бюретки Зегера подсоединяют к обеим трубкам диафрагмы (рис. 7.14,*а*). После открытия краников бюретки газ проходит через нее как по параллельной ветви. Через 2—4 мин оба краника закрывают и резиновые трубки снимают с тру-

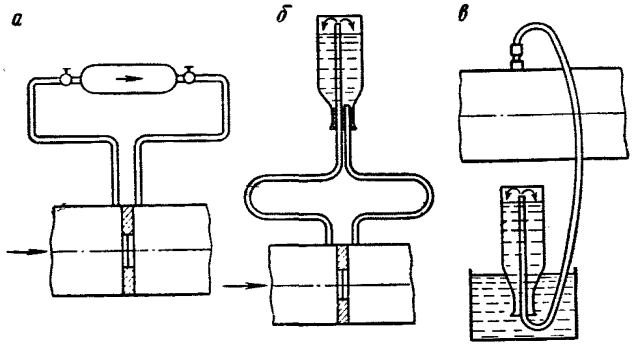


Рис. 7.14. Схема отбора проб газовоздушной смеси из газопровода

бок диафрагмы. Разделку пробы производят на аппарате ВГСЧ-1 или ИТР сразу после выдачи бюретки из шахты. При отсутствии бюреток Зегера пробу газа из газопровода на диафрагме следует отбирать в заполненную водой бутылку (рис. 7.14,*б*), закрытую резиновой пробкой с двумя металлическими трубками, одна из которых на 5—10 мм не достигает дна бутылки. Конец удлиненной трубки подсоединяют к положительной импульсной трубке диафрагмы, а короткий — к отрицательной. После замещения воды газом бутылку опускают в сосуд с водой, где заменяют пробку с трубками на обычную.

Отбор пробы газа из газопровода, находящегося под давлением, производится в бутылку, заполненную водой (рис. 7.14, *в*). Небольшое количество воды должно оставаться в бутылке, которую под водой закрывают обычной пробкой.

Оперативный контроль содержания метана производится приборами ШИ-7, ИРМ-1, ПГД-1, ПИРС-1 (последние три прибора позволяют измерять также дебит газовоздушной смеси).

7.15. Каждая дегазационная установка, подающая газ для использования, должна оборудоваться опережающей системой защиты, прекращающей подачу газа при изменении его давления или снижении концентрации метана ниже установленной нормы.

Опережающее отключение потребителя производится клапаном-отсекателем, установленным в нагнетательном газопроводе и управляемым сигналами от автома-

тического анализатора метана и сигнализатора падения давления.

Для предотвращения повышения давления газа в нагнетательном газопроводе на нем устанавливается клапан избыточного давления.

При отсутствии в помещении котельной специального сигнализирующего газоопределителя система защиты дополняется одоризатором, устанавливаемым на нагнетательном газопроводе перед клапаном-отсекателем.

Опережающая защита дегазационной системы обеспечивается при соблюдении следующего условия:

$$\frac{47\,d^2\,L}{Q_{max}} \geqslant \frac{V}{Q_г} + t_{газ} + t_{к.о}, \qquad (7.28)$$

где d — внутренний диаметр нагнетательного газопровода, м;

L — длина нагнетательного газопровода от места отбора пробы газа в газоанализатор до горелок котельной, м;

Q_{max} — максимальное количество газа, потребляемое котельной (с концентрацией метана, принятой в проекте), м³/мин;

V — объем газового тракта от места отбора пробы газа до входа в газоанализатор, л;

$Q_г$ — количество газа, проходящего через газоанализатор, л/с;

$t_{газ}$ — инерционность комплекта газоанализатора, с;

$t_{к.о}$ — инерционность клапана-отсекателя, $t_{к.о} = 0{,}5$ с.

Рекомендуемая схема подачи газа потребителю и защиты дегазационной системы приведена на рис. 7.15.

В нормальном рабочем режиме дегазационной системы газ от вакуум-насосов через водоотделитель по сборному газопроводу направляется для использования потребителю. Количество газа контролируется расходомером. Если для использования необходимо подавать только часть газа, то задвижку частично приоткрывают, регулируя тем самым количество подаваемого газа. Излишки газа выбрасываются через свечу в атмосферу.

Верхний предел давления газа в системе определяется настройкой клапана избыточного давления, а нижний предел контролируется сигнализатором падения дав-

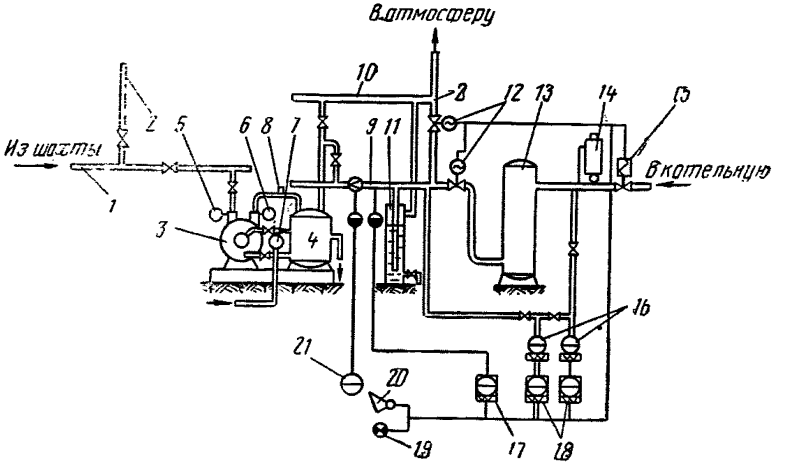


Рис. 7.15. Схема подачи газа потребителю и защиты дегазационной системы:

1 — всасывающий газопровод; *2* — свечи; *3* — вакуум-насос; *4* — водоотделитель; *5* — вакуумметр, *6* — манометр; *7* — расходомер воды; *8* — термометр; *9* — газопровод к потребителю; *10* — сборный газопровод; *11* — клапан избыточного давления; *12* — электрозадвижка; *13* — каплеуловитель; *14* — одоризатор; *15* — клапан-отсекатель; *16* — анализаторы метана; *17* — сигнализатор падения давления; *18* — сигнализаторы метана; *19* — световая сигнализация; *20* — звуковая сигнализация; *21* — расходомер газа

ления, который связан цепью управления с клапаном-отсекателем, звуковой и световой сигнализацией.

В нагнетательном газопроводе после каплеуловителя установлена заборная трубка, которая направляет газ к двум газоанализаторам, связанным цепью управления с клапаном-отсекателем, задвижками, а также со звуковой и световой сигнализациями. При наличии одоризатора одорант поступает в газопровод, придавая газу специфический запах. В рабочем положении клапан-отсекатель открыт. Газ по трубопроводу направляется потребителю. Отключение потребителя может произойти вследствие падения давления газовой смеси или концентрации метана в ней. Кроме того, подача газа потребителю может быть временно прекращена при ремонтах оборудования и изменении режима работы дегазационной установки.

При падении концентрации метана электрический импульс от газоанализатора поступает в цепь управления и сигнализации. В результате включается звуковая и световая сигнализация, газопровод перекрывается кла-

паном, а затем дополнительно задвижкой. В это же время задвижка свечи полностью открывается, и газ через свечу выбрасывается в атмосферу. Таким же образом срабатывает аппаратура защиты при падении давления в системе при поступлении импульса от сигнализатора падения давления.

7.16. Эксплуатация приборов и аппаратов системы защиты осуществляется специально обученными работниками.

Включение системы защиты при подаче газа в котельную и выключение при прекращении подачи газа производит дежурный машинист вакуум-насосной станции.

Подача газа потребителю производится дежурным машинистом по согласованию с потребителем и по указанию инженерно-технического работника, ответственного за эксплуатацию вакуум-насосной станции.

При подаче газа в котельную машинист вакуум-насосной станции обязан:

предварительно убедиться в том, что концентрация метана в отсасываемом газе находится в пределах, при которых допустимо его использование, а количество отсасываемого метана достаточно для снабжения потребителя;

получить подтверждение об открытом состоянии продувочной свечи потребителя;

произвести пуск газа на свечу потребителя для продувки газопровода, для чего открыть задвижку и клапан-отсекатель на газопроводе к потребителю и закрыть задвижку на свече вакуум-насосной станции;

переключить коммутационные краны линии отбора газа к газоанализаторам на отбор газа из газопровода потребителя;

после включения газопровода потребителя отрегулировать давление в газопроводе с помощью вентиля сброса газа в атмосферу;

включить схему автоматического управления аппаратурой защиты;

сделать запись в журнале о времени подачи газа и отметить фамилию лица, давшего распоряжение на подачу газа потребителю.

Прекращение подачи газа потребителю производится:

по просьбе потребителя;

в случае временного прекращения работы вакуум-насосной станции;

при возникновении аварийных ситуаций.

При прекращении подачи газа по просьбе потребителя машинист вакуум-насосной станции обязан:

открыть вентиль на свечу выброса газа в атмосферу, закрыть клапан-отсекатель и вентиль на газопроводе потребителя;

выключить цепь автоматического управления аппаратурой защиты;

переключить коммутационные краны линии отбора газа к газоанализаторам на отбор газа из газопровода, по которому газ направляется в атмосферу;

сделать запись в журнале о причинах и времени отключения газа.

В случае необходимости временного прекращения подачи газа в связи с остановкой вакуум-насосов машинист обязан предупредить потребителя о причинах и сроке прекращения подачи газа. Порядок прекращения подачи газа в этом случае идентичен описанному.

При аварийном прекращении подачи газа из-за снижения концентрации метана в газе или уменьшения давления, а также по другим причинам дежурный машинист обязан немедленно известить об этом начальника или механика участка дегазации и диспетчера шахты.

7.17. Для защиты дегазационных установок на газопроводах должны устанавливаться огнепреградители типа НОП-3. Огнепреградители устанавливают на всасывающем газопроводе (на участке ствол—ВНС), нагнетательном (ВНС — потребитель) и на свече. Установка огнепреградителей осуществляется по мере их серийного освоения.

8. ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБЫ ДЕГАЗАЦИИ

8.1. Работы по дегазации на шахтах выполняются участком профилактических работ по технике безопасности, который является самостоятельным структурным подразделением шахты и подчиняется заместителю главного инженера.

Начальник участка назначается и освобождается от должности директором шахты по представлению заместителя главного инженера.

8.2. Основной задачей участка является дегазация угольных пластов и боковых пород в соответствии с утвержденным проектом.

В целях выполнения указанной задачи участок:

разрабатывает исполнительный график работ, паспорта на бурение дегазационных скважин и инструкции по пуску и остановке вакуум-насосов и по безопасному обслуживанию дегазационной установки и несет ответственность за их выполнение;

организует работы по подготовке к бурению дегазационных скважин — проведение камер и ниш, определение параметров скважин;

производит бурение дегазационных скважин, монтаж вакуум-насосов и прокладку газопроводов силами участка или привлекает для этого специализированные организации (бригады);

контролирует качество бурения дегазационных скважин, их герметизацию, выполнение строительно-монтажных работ и их соответствие проекту дегазации;

обеспечивает нормальную и непрерывную работу дегазационных установок и контрольно-измерительной аппаратуры, в случае необходимости обеспечивает ремонт и замену оборудования;

осуществляет систематический контроль за концентрацией и дебитом метана в магистральном газопроводе и скважинах, а также за герметизацией газопроводов и создаваемым разрежением;

ведет установленную техническую документацию по работе дегазационных установок и скважин, осмотру и ремонту газопроводов, концентрации и дебиту метана.

Участок несет ответственность за своевременность и качество выполнения всех перечисленных работ.

8.3. На каждой шахте должен быть проект дегазации, разработанный проектным институтом или проектной организацией комбината и утвержденный главным инженером комбината и ежегодно корректируемый с учетом последних достижений науки и техники.

Проект дегазации должен включать: технологическую часть; электромеханическую часть; КИП и автоматику; строительную часть; раздел по использованию метана для промышленных и бытовых целей.

раздел по организации работ и технике безопасности.

В технологической части проекта дегазации приводятся:

краткая горно-геологическая характеристика участков, мощность и газоносность разрабатываемых и сближенных пластов, расстояние между ними и т. п.;

расчетные значения ожидаемого газовыделения по источникам поступления газа;

краткая характеристика основных технологических решений по вскрытию и подготовке шахтного поля, системе разработки, нагрузкам на очистные забои, механизации очистных и подготовительных работ и т. п.;

эффективность дегазации по источникам газовыделения и обоснование методов и вариантов дегазации;

расчет и выбор параметров принятых способов дегазации, объемы работ по дегазации;

расчет метанодобываемости.

В электромеханической части приводятся расчеты, необходимые для определения диаметров газопроводов и выбора типа и числа вакуум-насосов, а также основные решения по оборудованию вакуум-насосной станции.

В разделе КИП и автоматика должны содержаться материалы по автоматизации работы вакуум-насосной станции, выбору и расположению приборов контроля.

Строительная часть включает решения по строительству и реконструкции вакуум-насосной станции и обслуживающих ее сооружений.

Раздел по использованию метана должен содержать краткие сведения о необходимости и целесообразности использования метана, а также материалы, относящиеся к выбору и размещению приборов контроля на стороне нагнетания.

В разделе по организации работ и технике безопасности должны быть приведены данные по организации работ, составу службы дегазации, изложены вопросы безопасности в соответствии с действующими Правилами безопасности.

8.4. Для каждого участка шахты в соответствии с проектом дегазации составляется паспорт на бурение дегазационных скважин. Паспорт утверждается главным инженером шахты. Предусмотренные паспортом параметры уточняются и корректируются в процессе работы для достижения максимальной эффективности дегазации.

ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ НА ШАХТАХ

К § 193 Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах

I. Общие положения

1. Строительство и эксплуатация дегазационных установок на шахтах должны осуществляться по проектам, утвержденным главным инженером комбината (треста).

Прием в эксплуатацию дегазационных установок производится комиссией, назначаемой комбинатом (трестом), с участием представителя местного органа госгортехнадзора.

2. Для дегазации разрабатываемых угольных пластов, сближенных пластов, боковых пород и выработанных пространств должны применяться газоотсасывающие установки, исключающие искрообразование и возможность воспламенения в них отсасываемой метановоздушной смеси.

3. Запрещается использовать извлекаемый из шахт газ с содержанием метана ниже 30% в качестве топлива для промышленных установок (котельных) и с содержанием метана ниже 50% — для бытовых нужд.

4. Вакуум-насосная станция должна быть расположена на поверхности шахты. Здание вакуум-насосной станции по степени взрывоопасности относится к классу В-1а.

Разрешается применение подземных временных вакуум-насосных установок для дегазационных работ, имеющих временный характер (дегазация рудоносных пород при проведении отдельных подготовительных выработок, борьба с суфлярными выделениями, проведение опытных работ по дегазации и т. п.).

Разрешается также устанавливать в шахте временные вспомогательные вакуум-насосные установки, работающие последовательно с поверхностными вакуум-насосными станциями.

Временные вакуум-насосные установки должны располагаться в выработках со свежей струей воздуха.

Применение подземных временных вакуум-насосных установок допускается с разрешения главного инженера комбината (треста).

Сооружение постоянных подземных вакуум-насосных станций допускается только с разрешения Госгортехнадзора СССР.

5. Лица, назначаемые на должность начальника, механика или помощника начальника участка специальных работ по дегазации, должны иметь стаж работы на газовых шахтах не менее 1 года и должны пройти обучение по специальной программе.

II. Вакуум-насосная станция

6. Здание вакуум-насосной станции должно быть удалено от ближайших жилых и технических сооружений, автомобильных дорог общего пользования и железных дорог не менее чем на 20 м, от высоковольтных линий передач, подстанций и трансформаторных киосков — на 30 м, от породных отвалов — на 300 м. Допускается размещение вакуум-насосных станций у негорящих породных отвалов за пределами механической защитной зоны, но не ближе 100 м. Территория вакуум-насосной станции должна быть обнесена оградой высотой не менее 1,5 м. Расстояние от ограды до ближайшей стены станции должно быть не менее 5 м.

7. Вакуум-насосная станция должна иметь следующие основные помещения:

а) машинный зал для вакуум-насосов;

б) помещение контрольно-измерительных приборов (КИП);

в) помещение для электродвигателей (или помещение распредпункта).

Машинный зал и помещение КИП должны сообщаться между собой посредством тамбура с двумя противопожарными дверями. Двери должны иметь предел огнестойкости не менее 45 мин. Эти помещения должны иметь по два выхода.

В помещении КИП или в машинном зале разрешается устанавливать только искробезопасную контрольно-измерительную аппаратуру. Из искроопасной контрольно-измерительной аппаратуры в помещении КИП временно допускается установка приемника газа — газоанализатора на метан.

Электродвигатели в нормальном исполнении должны устанавливаться в отдельном помещении, которое должно отделяться от машинного зала и помещения КИП глухой капитальной стеной и иметь отдельный вход. В указанном помещении допускается установка неискробезопасной пусковой, негазовой контрольно-измерительной аппаратуры и распределительных устройств.

Проем в стене для промежуточного вала должен перекрываться уплотнительным устройством.

Электродвигатели во взрывобезопасном исполнении устанавливаются непосредственно в машинном зале. В этом случае вместо помещения для электродвигателей должно предусматриваться помещение распредпункта.

На окнах помещений пусковой аппаратуры и КИП должны быть установлены металлические решетки.

8. Проветривание помещений вакуум-насосной станции, кроме помещения, где установлены электродвигатели в нормальном исполнении, должно осуществляться за счет естественной вентиляции при помощи дефлекторов, обеспечивающих трехкратный обмен воздуха в час. Машинный зал и помещение КИП, кроме того, должны иметь аварийную систему вытяжной вентиляции.

9. В машинном зале и помещении КИП должны устанавливаться автоматические приборы контроля содержания метана, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и пускателями вентиляторов принудительного проветривания таким образом, чтобы при концентрации метана в помещении 1% автоматически включались сигнализация и вентиляторы принудительного проветривания.

В случае остановки вакуум-насосов необходимо отвести поступающий по газопроводу газ в атмосферу, а в подземных установках переключить всасывающий газопровод на нагнетательный.

10. Для непрерывного контроля за содержанием метана в отсасываемой газовой смеси на вакуум-насосной станции должны быть установлены два автоматических регистрирующих прибора с диапазоном измерений от 0 до 100%.

Контроль количества извлекаемого вакуум-насосами метана разрешается осуществлять стационарными или переносными приборами.

Измерения и снятие показаний приборов должны

производиться дежурным машинистом не реже трех раз в смену и заноситься в «Книгу контроля работы дегазационной установки» (см. приложение 1).

При использовании газа должна быть обеспечена защита, исключающая поступление к потребителю газа с содержанием метана ниже 30%. Защита осуществляется в соответствии с положениями «Временного руководства по эксплуатации приборов контроля и защиты дегазационной системы при использовании метана».

11. Труба для отвода в атмосферу извлекаемого газа должна быть выведена не менее чем на 2 м выше наиболее выступающей части крыши здания вакуум-насосной станции. Кроме того, на каждой вакуум-насосной станции должна предусматриваться такая же труба для отвода в атмосферу газа, поступающего по газопроводу при остановленных вакуум-насосах. По этой трубе не допускается отвод газа в атмосферу во время грозы. Труба должна устанавливаться на магистральном всасывающем газопроводе до ввода в здание вакуум-насосной станции на расстоянии не ближе 1 м от здания. Для районов с низкой температурой разрешается устанавливать отводную трубу непосредственно в помещении вакуум-насосной станции.

В случае воспламенения выбрасываемой в атмосферу метано-воздушной смеси необходимо:

а) перекрыть задвижку на всасывающем газопроводе;

б) остановить вакуум-насос;

в) сообщить горному диспетчеру и начальнику участка ВТБ.

Для отвода газа непосредственно в атмосферу при остановленных вакуум-насосах на подземной установке должна устанавливаться обводная труба с задвижкой, соединяющая всасывающий газопровод с нагнетательным.

12. Отработанная вода из вакуум-насоса в случае последующего ее использования должна предварительно отводиться в водосборник, расположенный вне здания вакуум-насосной станции. Водосборник должен иметь перекрытие с вытяжной трубой, выведенной выше перекрытия не менее чем на 3 м. На подземной вакуум-насосной установке отработанная вода должна отводиться в сточную канаву выработки, а при повторном исполь-

зовании — в специальный проветриваемый водосборник. Место выпуска воды должно располагаться за вакуум-насосной камерой по ходу струи воздуха.

13. Запрещается курение и применение открытого огня в помещении вакуум-насосной станции и на ее территории. Снаружи помещения вакуум-насосной станции и на ограде должны быть вывешены предупредительные плакаты: «Опасно: метан!», «Вход посторонним воспрещен!», «Курить строго воспрещается!».

14. Сварочные и автогенные работы во всех помещениях вакуум-насосной станции на поверхности допускаются с разрешения директора шахты. Указанные работы должны производиться в соответствии с «Инструкцией по ведению огневых работ в подземных выработках и надшахтных зданиях» при выполнении дополнительных мер предосторожности:

а) задвижки на всасывающем газопроводе, а также на газопроводе к потребителям должны быть закрыты;

б) поступающий из шахты по газопроводу метан должен отводиться в атмосферу;

в) вакуум-насосы должны быть остановлены после того, как они проработают не менее 5 мин по отсасыванию воздуха;

г) должна быть включена система вытяжной вентиляции.

В помещении, где проводятся сварочные работы, должно непрерывно контролироваться содержание метана при помощи переносных или стационарных автоматических приборов. При повышении содержания метана в помещении до 0,5% сварочные работы должны быть прекращены.

15. Отопление вакуум-насосной станции должно быть паровым или водяным.

В отдельных случаях, когда невозможно устройство парового или водяного отопления, разрешается отапливать вакуум-насосные станции на поверхности электрическими нагревательными приборами в рудничном взрывобезопасном исполнении.

16. Вакуум-насосная станция должна быть обеспечена телефонной связью с диспетчером и коммутатором шахты. При использовании извлекаемого газа для отопления котельной между вакуум-насосной и котельной должна быть непосредственная телефонная связь.

17. В машинном зале вакуум-насосной станции должны быть вывешены схема электроснабжения агрегатов станции, инструкция по пуску и остановке вакуум-насосов и по безопасному обслуживанию установки, а в одном из помещений вакуум-насосной станции — схема газопроводов с указанием диаметров, арматуры и замерных устройств.

Инструкция и схемы разрабатываются начальником участка специальных работ, главным механиком и утверждаются главным инженером шахты.

III. Газопроводы

18. Дегазационные газопроводы должны выполняться из стальных труб, рассчитанных на среднее давление (до 3 кгс/см^2).

Диаметры труб для газопроводов принимаются согласно проекту.

Все вновь сооруженные дегазационные газопроводы при сдаче их в эксплуатацию должны испытываться на плотность при избыточном давлении воздуха 3 кгс/см^2. При испытании на плотность газопроводы должны выдерживаться под давлением не менее 30 мин, после чего, не снижая давления, следует произвести их внешний осмотр и проверить все сварные, фланцевые и резьбовые соединения.

Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления за 1 ч не превышает 2%.

Испытание газопроводов производится строительно-монтажной организацией при участии представителя шахты и оформляется актом.

Плотность соединений участковых газопроводов, наращиваемых при эксплуатации, проверяется осмотром соединения при наличии вакуума.

19. Магистральные газопроводы дегазационных установок должны прокладываться по стволам с исходящей струей воздуха или же в качестве газопроводов должны использоваться специально пробуренные и обсаженные скважины.

Допускается прокладка магистральных газопроводов по наклонным стволам и уклонам со свежей струей воздуха, если по этим выработкам не производятся откатка груза и механическая перевозка людей.

Все газопроводы должны прокладываться таким об-

разом, чтобы исключалась возможность образования водяных пробок, или в местах возможного скопления воды должны устанавливаться водоотделители.

20. Соединение труб в шахте должно осуществляться при помощи фланцев или муфт. Уплотнительные материалы должны обеспечивать герметичность соединений.

Соединение труб, расположенных на поверхности и на вакуум-насосной станции, может выполняться при помощи сварки.

Производить сварочные работы на газопроводе, заполненном метано-воздушной смесью, запрещается.

Перед сварочными работами поверхностный газопровод должен отсоединяться от шахтного, который перекрывается задвижкой или металлической заглушкой с прокладкой.

После рассоединения поверхностный газопровод продувается воздухом не менее 5 мин.

21. В местах подсоединения участкового газопровода к магистральному на участковом газопроводе должна устанавливаться задвижка. Задвижки должны устанавливаться также на каждой ветви участкового газопровода.

22. При монтажных и ремонтных работах, связанных с рассоединением участкового газопровода, дегазационные скважины необходимо отключить от него, а устья перекрыть задвижками. При рассоединении магистрального газопровода необходимо перекрыть задвижки на участковых газопроводах.

23. Магистральные и участковые газопроводы один раз в неделю должны подвергаться наружному осмотру.

Результаты осмотра заносятся в «Книгу осмотра и ремонта газопроводов» (приложение 2).

Ответственность за состояние всех шахтных газопроводов возлагается на начальника участка специальных работ.

24. Запрещается засыпать газопроводы породой, заваливать лесом, а также использовать их в качестве опорных конструкций и заземлителей.

IV. Бурение дегазационных скважин

25. Для каждого участка шахты в соответствии с основными положениями проекта дегазации должен со-

ставляться паспорт на бурение дегазационных скважин с указанием выработки, из которой бурятся скважины; числа скважин, закладываемых из одной камеры; расстояния между скважинами или камерами по простиранию; углов наклона и диаметра скважин; диаметра и длины обсадки устья скважин и схемы расположения бурового оборудования и пусковой аппаратуры в выработке.

Паспорт утверждается главным инженером шахты.

26. Дегазационные скважины разрешается бурить из камер и непосредственно из выработок. Размеры камеры принимаются по проекту. Камеры не должны иметь дверей, ширина входа в камеру должна быть равна ширине камеры.

Пусковая аппаратура бурового станка устанавливается вне дегазационной камеры не ближе 10 м от камеры со стороны свежей струи.

Дегазационные камеры и выработки в местах установки бурового оборудования должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения согласно «Инструкции по противопожарной защите угольных и сланцевых шахт».

При бурении дегазационных скважин в выработках, проветриваемых вентиляторами местного проветривания, пусковая аппаратура бурового станка должна быть сблокирована с вентилятором.

Запрещается использовать дегазационные камеры для устройства в них участковых подстанций или распредпунктов.

27. При бурении дегазационных скважин содержание метана в камере (в выработке вблизи бурового станка) должно непрерывно контролироваться переносным автоматическим прибором.

28. Бурение дегазационных скважин на сближенные пласты необходимо производить с таким расчетом, чтобы по окончании бурения проекция точки пересечения скважиной сближенного пласта на разрабатываемый пласт находилась впереди забоя дегазируемой лавы.

При технической необходимости допускается пересечение скважинами сближенного пласта в зоне, разгруженной от горного давления, с бурением через сальник и отводом в газопровод метана, выделяющегося из скважины.

29. При бурении дегазационных скважин на сближенные пласты необходимо соблюдать следующую последовательность работ:

а) разбуривание устья скважины под обсадную трубу;

б) установка обсадной трубы с последующей герметизацией затрубного пространства;

в) бурение скважины до намеченного сближенного пласта через обсадную трубу.

30. Скважины, пробуренные на сближенные пласты, должны немедленно подсоединяться к газопроводу. При отсутствии такой возможности устья скважин должны перекрываться задвижками, заглушками или герметизаторами.

Подсоединение дегазационной скважины к газопроводу осуществляется при помощи гофрированного шланга, который закрепляется на трубах двумя металлическими хомутами с каждого конца.

Устья использованных и отключенных от газопровода скважин, пробуренных на сближенные пласты, в действующих выработках должны перекрываться металлическими заглушками с несгораемыми прокладками.

31. На каждой действующей дегазационной скважине устанавливаются:

1) задвижка или вентиль для перекрытия скважины;

2) устройство для замера дебита, разрежения или давления и концентрации метана;

3) водоотделители (если из скважин поступает вода).

Примечание. Допускается устанавливать на группу скважин, пробуренных по углю в пределах выемочного участка с целью предварительной дегазации разрабатываемого пласта, одну задвижку и одно замерное устройство. При вскрытии лавой каждая скважина из такой группы должна отсоединяться от газопровода.

32. При слоевой отработке пласта скважины, пробуренные по нижнему слою во время надработки лавами верхнего слоя, не должны отключаться от газопровода до удаления лавы на расстояние 30—50 м от скважины.

В тех случаях, когда дегазационная скважина будет использована для увлажнения угля в массиве, она должна отключаться от шахтной дегазационной сети при подходе к ней лавы на расстояние 20—30 м.

V. Обслуживание дегазационной установки

33. Дегазационные установки, за исключением автоматизированных, должны обслуживаться дежурным машинистом. Запрещается использовать дежурного машиниста на других работах.

34. Запрещается остановка вакуум-насосов на срок более 30 мин без разрешения директора или главного инженера шахты.

В случае остановки вакуум-насосов дежурный машинист обязан немедленно отвести поступающий по газопроводу газ в атмосферу, а затем сообщить горному диспетчеру и начальнику участка ВТБ.

35. Для контроля режима работы вакуум-насосов должны быть установлены вакуумметр, манометр и термометр.

На временных подземных вакуум-насосных установках допускается периодический контроль режима их работы. В этом случае установка оснащается диафрагмой и штуцерами на всасывающем и нагнетательном газопроводах. Периодичность контроля — не реже одного раза в сутки; результаты измерений заносятся в «Книгу контроля работы дегазационной установки» (приложение 1).

36. Контроль за содержанием метана в камере или нише временной подземной вакуум-насосной установки с электродвигателем должен осуществляться стационарным автоматическим прибором, отключающим электродвигатель вакуум-насоса при содержании метана у двигателя более 1%.

37. Разрешается выпускать метан, извлекаемый временной вакуум-насосной установкой, в выработку с исходящей струей через специальный диффузор-смеситель. При этом среднее содержание метана в атмосфере выработки не должно превышать допускаемого § 183 ПБ. В случае невозможности выполнения настоящего требования извлекаемый метан должен отводиться на поверхность.

38. При аварии в выработке, в которую отводится извлекаемый временной вакуум-насосной установкой газ, вакуум-насос необходимо остановить.

39. Контроль разрежения в газопроводе у скважин, пробуренных на сближенные пласты, концентрации и де-

бита метана, извлекаемого каждой скважиной, должен производиться не реже одного раза в неделю.

При дегазации разрабатываемого пласта допускается производить контроль работы группы скважин, подключенных к одному газопроводу.

Результаты измерений должны заноситься в «Книгу учета работы дегазационных скважин» (приложение 3).

К «Книге учета работы дегазационных скважин» должен быть приложен регулярно пополняемый план горных работ с нанесенными пронумерованными скважинами и с указанием их направления, длины, сближенного пласта, на который они пробурены.

40. В плане ликвидации аварий должен быть предусмотрен режим работы дегазационной установки при аварии в шахте или на дегазационной системе.

В помещении вакуум-насосной станции на видном месте должна быть вывешена выписка из плана ликвидации аварий.

41. При всех авариях, связанных с изменением режима работы дегазационной системы, необходимо предусматривать отключение потребителей и отвод газа в атмосферу.

Подача газа потребителям производится дежурным машинистом вакуум-насосной станции после предварительного предупреждения потребителей.

Перед остановкой или при пуске вакуум-насос и водоотделитель должны быть продуты воздухом. Продолжительность продувки не менее 5 мин.

42. Дополнительно к дегазации допускается применять отвод метана из выработанных пространств по неподдерживаемым выработкам, проведенным по породам и угольным пластам, не склонным к самовозгоранию, а также по специальным трубопроводам с помощью общешахтной депрессии, вентиляторов или эжекторов. При этом количество газовоздушной смеси, отводимой по неподдерживаемым выработкам, не должно превышать 30% количества воздуха, поступающего на участок. Концентрация метана в газоотводящих трубопроводах не должна превышать 3,5%.

Отвод метана осуществляется в соответствии с проектами, согласованными с МакНИИ или ВостНИИ и управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики).

Приложение 1

Книга контроля работы дегазационной установки

№ п/п	Дата	Смена	Время проведения замеров	№ работающих вакуум-насосов	Разрежение на вакуум-насосах, мм рт. ст.	Давление на нагнетательном газопроводе, мм рт. ст.	Температура отсасываемого газа, °С	Концентрация метана в отсасываемой смеси, %	Количество смеси, отсасываемой установкой, м³/мин	Количество метана, отсасываемого установкой, м³/мин	Общие замечания по работе установки	Подпись лица, производившего замер
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Приложение 2

Книга осмотра и ремонта газопроводов

№ п/п	Дата осмотра	Наименование выработки и газопровода	Дефекты, выявленные при осмотре	Меры, принятые для устранения дефектов	Примечание	Подпись лица, производившего осмотр
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 3

Книга учета работы дегазационных скважин

Скважина №_____

Назначение скважины_____

Место заложения_____

Параметры: направление_____

длина_____

диаметр _____

Длина герметизации устья_____

Дата начала и окончания бурения скважины_____

Дата начала выделения газа в скважину_____

Дата отключения и заглушения скважины_____

№ п/п	Дата проведения замера	Разрежение или давление в газопроводе у скважины, мм рт. ст. или мм вод. ст.	Концентрация метана, %	Перепад давления на диафрагме, мм вод. ст.	Дебит метано-воздушной смеси, м³/мин	Дебит метана, м³/мин	Примечание	Подпись лица, производившего замер
1	2	3	4	5	6	7	8	9

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ОЧИСТНОЙ ВЫЕМКЕ УГЛЯ

Горнотехническая характеристика участка

В условиях Донбасса в свите сближенных пластов и пропластков угля, включающей газосодержащие породы, разрабатывается пласт полезной мощностью $m=1{,}1$ м, метаноносность которого $x=20$ м³/т, угол падения $\alpha=10°$. Выше разрабатываемого пласта на расстояниях 46 и 77 м залегают сближенные угольные пласты, мощностью соответственно 0,6 и 0,58 м.

На участке пласта, отрабатываемом длинными столбами по падению, требуется обеспечить добычу 1000 т угля в сутки. Длина лавы 180 м. Схема проветривания участка прямоточная на вентиляционный ходок, поддерживаемый в выработанном пространстве, с подсвежением исходящей из лавы струи воздухом, подаваемым по выработке со стороны угольного массива. Сечение призабойного пространства лавы $S=4$ м², максимальная скорость движения воздуха по лаве $v=4$ м/с, допустимая концентрация метана в исходящей струе воздуха $c=1\%$.

В соответствии с положениями по прогнозу метанообильности угольных шахт определяются метанообильность участка и призабойного пространства лавы, метановыделение из отдельных источников метановыделения, газовый баланс участка и лавы.

Метанообильность участка $q_у$ без дегазации источников метана составит

$$q_у = q_{пл} + q_{в.п} = 13 + 15{,}4 = 28{,}4 \text{ м}^3/\text{т},$$

где $q_{пл}$ — метановыделение из разрабатываемого пласта, м³/т;
$q_{в.п}$ — метановыделение из выработанного пространства;

$$q_{в.п} = q_{с.п1} + q_{с.п2} + q_п = 7{,}2 + 4{,}9 + 3{,}3 = 15{,}4 \text{ м}^3/\text{т};$$

$q_{с.п1}$ — метановыделение из первого сближенного пласта, м³/т;
$q_{с.п2}$ — метановыделение из второго сближенного пласта, м³/т;
$q_п$ — метановыделение из вмещающих пород, м³/т; принимаем $q_п = 0{,}25 q_{пл} = 3{,}3$ м³/т.

Метанообильность призабойного пространства лавы без дегазации источников метана при заданной схеме проветривания составит

$$q_{оч} = q_{пл} + k_{в.п} q_{в.п} = 13 + 0{,}2 \cdot 15{,}4 = 16{,}0 \text{ м}^3/\text{т},$$

где $k_{в.п}$ — коэффициент, учитывающий долю метановыделения из выработанного пространства в лаву.

Долевое участие разрабатываемого пласта и выработанного пространства в общем газовыделении на участке [см. формулу (1.7)]:

$$n_{пл} = \frac{q_{пл}}{q_у} = \frac{13}{28{,}4} = 0{,}46;$$

$$n_{в.п} = \frac{q_{в.п}}{q_у} = \frac{15{,}4}{28{,}4} = 0{,}54;$$

в призабойном пространстве лавы

$$m_{\text{пл}} = \frac{q_{\text{пл}}}{q_{\text{оч}}} = \frac{13}{16} = 0{,}8;$$

$$m_{\text{в.п}} = \frac{k_{\text{в.п}} q_{\text{в.п}}}{q_{\text{оч}}} = \frac{0{,}2 \cdot 15{,}4}{16} = 0{,}2.$$

Допустимая по газовому фактору метанообильность призабойного пространства лавы $q'_{\text{оч}}$, при которой может быть обеспечена заданная суточная добыча A, определяется по формуле

$$q'_{\text{оч}} = \frac{864\, S\, vc}{Ak_{\text{н}}} = \frac{864 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 1}{1000 \cdot 1{,}6} = 8{,}6 \text{ м}^3/\text{т},$$

где S — минимальная площадь сечения лавы, свободная для прохода воздуха, м²;

v — допустимая по ПБ максимальная скорость движения воздуха в лаве, м/с;

c — допустимая по ПБ максимальная концентрация метана в исходящей из лавы струе воздуха, %;

$k_{\text{н}}$ — коэффициент неравномерности метановыделения в лаве.

Определение параметров дегазации

Коэффициент эффективности дегазации $K'_{\text{дег}}$, при котором обеспечиваются нормальные по фактору метановыделения условия, определяется по формуле

$$K'_{\text{дег}} \geqslant 1 - \frac{q'_{\text{оч}}}{q_{\text{оч}}} = 1 - \frac{8{,}6}{16} = 0{,}46$$

или, что то же самое, по формуле (1.2)

$$K'_{\text{дег}} \geqslant 1 - \frac{I_{\text{р}}}{I} = 1 - \frac{6}{11{,}1} = 0{,}46,$$

где $I_{\text{р}}$ — допустимая по фактору вентиляции метанообильность призабойного пространства лавы [см. формулу (1.1)];

I — абсолютная метанообильность призабойного пространства лавы без дегазации;

$$I = \frac{q_{\text{оч}} A}{1440} = \frac{16 \cdot 1000}{1440} = 11{,}1 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Выбор способов дегазации производим исходя из величины метанообильности призабойного пространства лавы, газового баланса лавы и возможной эффективности дегазации (см. табл. 1.1).

Принимаем комплексную дегазацию, состоящую из способа дегазации разрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из подготовительных выработок ($k_{\text{дег.пл}} = 0{,}3 \div 0{,}5$), и способа дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными из поддерживаемых выработок ($k_{\text{дег.с.п}} = 0{,}4 \div 0{,}8$).

Принимаем $k_{\text{дег.пл}}=0{,}44$; тогда, учитывая зависимости (1,5), (1,6) и (2,6), определим потребный коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства с учетом газовыделения из сближенных угольных пластов и вмещающих пород

$$k_{\text{дег.в.п}}=\frac{K'_{\text{дег}}-m_{\text{пл}}k_{\text{дег.пл}}}{m_{\text{в.п}}}=\frac{0{,}46-0{,}8\cdot 0{,}44}{0{,}2}=0{,}55.$$

Параметры дегазации источников газовыделения определяем в соответствии с положениями Руководства, изложенными в разделах 2 и 3.

Расстояние между скважинами, пробуренными по разрабатываемому пласту, определяем по формуле (2.15)

$$R_i=\frac{0{,}1\,t}{k_{\text{дег.пл}}\,(0{,}0283\,t+1{,}167)}=\frac{0{,}1\cdot 180}{0{,}44\,(0{,}0283\cdot 180+1{,}167)}=6{,}5\text{ м}.$$

Принимаем $R_i=6$ м.

Доля газовыделения из первого сближенного пласта в общем газовыделении из сближенных пластов и вмещающих пород

$$m'_{\text{с.п}1}=\frac{q_{\text{с.п1}}}{q_{\text{в.п}}}=\frac{7{,}2}{15{,}4}=0{,}47.$$

Доля газовыделения из второго сближенного пласта

$$m'_{\text{с.п}_2}=\frac{q_{\text{с.п2}}}{q_{\text{в.п}}}=\frac{4{,}9}{15{,}4}=0{,}32.$$

Принимаем $k_{\text{дег.с.п1}}=0{,}7$,
тогда

$$k_{\text{дег.с.п 2}}=\frac{k_{\text{дег.в.п}}-m_{\text{с.п1}}\,k_{\text{дег.с.п 1}}}{m'_{\text{с.п 2}}}=\frac{0{,}55-0{,}47\cdot 0{,}7}{0{,}32}=0{,}69.$$

Принимаем $k_{\text{дег.с п2}}=0{,}7$.

Для расчета расстояний между дегазационными скважинами по формуле (3.3) определяем коэффициенты a'_i для каждого сближенного пласта.

Для первого сближенного пласта:

$$a'_{\text{с.п1}}=\frac{I_{\text{с.п}}}{60\,x_{\max}^2\,l_{\text{оч}}\sum m_i\left(1-\dfrac{H_i}{H_{\text{р}}}\right)}=$$

$$=\frac{8{,}4}{60\cdot 46^2\cdot 180\left[0{,}6\left(1-\dfrac{46}{154}\right)+0{,}58\left(1-\dfrac{77}{154}\right)\right]}=$$

$$=0{,}515\cdot 10^{-6}\ 1/(\text{м.с}),$$

где $I_{\text{с.п}}=\dfrac{Aq_{\text{с.п}}}{1440}=\dfrac{1000\cdot 12{,}1}{1440}=8{,}4$ м³/мин;

$$x_{\max}=9+0{,}81\,H_i=9+0{,}81\cdot 46=46\text{ м}.$$

Для второго сближенного пласта

$$a'_{\text{с.п2}} = \frac{8,4}{60 \cdot 71,5^2 \cdot 180 \left[0,6\left(1 - \frac{46}{154}\right) + 0,58\left(1 - \frac{77}{154}\right)\right.} =$$

$$= 0,21 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(м. с)},$$

где $x_{\max} = 9 + 0,81 \cdot 77 = 71,5$ м.

По номограмме (см. рис. 3.7) определяем для первого сближенного пласта при $k_{\text{дег.с.п1}} = 0,7$ и $a'_{\text{с.п1}} = 0,5 \cdot 10^{-6}$ расстояние между скважинами $r_{\text{с.п1}} = 30$ м, а разрежение в скважине $B_{\text{с.п1}} = 260$ мм вод. ст.

Для второго сближенного пласта при $k_{\text{дег.с.п2}} = 0,7$ и $a'_{\text{с.п2}} = 0,2 \cdot 10^{-6}$ расстояние между скважинами $r_{\text{с.п2}} = 60$ м и разрежение $B_{\text{с.п2}} = 300$ мм вод. ст.

Таким образом, принимаем расстояние между скважинами $r_{\text{с.п1}} = 30$ м, $r_{\text{с.п2}} = 60$ м, а разрежение в скважинах $B = 300$ мм вод. ст. При этом эффективность дегазации первого сближенного пласта будет несколько большей.

Параметры скважин, углы наклона и длина, определяются по формулам, приведенным в табл. 3.1. При $c = 10$ м, $в = 7$ м, $\psi = 65°$ для первого сближенного пласта

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{M}{b + c + M \operatorname{ctg}\psi} = \frac{46}{7 + 10 + 46 \operatorname{ctg} 65°} = 1,19;$$

$$\beta = 50°;$$

$$l_{\text{с}} = \frac{M}{\sin\beta} = \frac{46}{\sin 50°} = 60 \text{ м};$$

для второго сближенного пласта

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{77}{7 + 10 + 77 \operatorname{ctg} 65°} = 1,46;$$

$$\beta = 56°; \qquad l_{\text{с}} = \frac{77}{\sin 56°} = 93 \text{ м}.$$

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
1. Общие положения по дегазации угольных шахт	5
2. Способы дегазации неразгруженных угольных пластов и вмещающих пород	11
Дегазация при проведении капитальных и подготовительных выработок	11
Дегазация при проведении горизонтальных и наклонных выработок по угольным пластам	14
Дегазация пласта подготовительными выработками	18
Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из выработок	19
Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подземных выработок, с гидроразрывом пласта	40
Заблаговременная дегазация шахтных полей скважинами с гидрорасчленением угольных пластов	50
3. Способы дегазации сближенных угольных пластов и вмещающих пород при их подработке и надработке	57
Дегазация пологих и наклонных подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов и пород скважинами	58
Графический метод определения параметров дегазационных скважин	78
Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых тонких крутых угольных пластов скважинами	84
Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых мощных крутых угольных пластов	98
Дегазация сближенных угольных пластов, выработанных пространств и вмещающих пород с помощью газосборных выработок и скважин	102
4. Способы дегазации выработанного пространства	109
Дегазация выработанного пространства при разработке тонких и средней мощности угольных пластов	109
Дегазация выработанного пространства при разработке мощных угольных пластов	115

Изолированный отвод метана из выработанного пространства за пределы выемочного участка с помощью газоотсасывающих установок 117
5. Комбинация способов и схем дегазации 129
6. Способы борьбы с суфлярами 130
7. Технология ведения дегазационных работ 132
Бурение и герметизация скважин 132
Газопроводы и их расчет 140
Контроль работы и защита дегазационной системы, контрольно-измерительная аппаратура и приборы 157
8. Организация службы дегазации 168
Инструкция по безопасному ведению дегазационных работ на шахтах 171
Пример расчета параметров дегазации угольных пластов при очистной выемке угля 184

Руководство по дегазации угольных шахт

Редактор издательства *Г. В. Виноградова.*
Технический редактор *Т. Г. Сивова*
Обложка художника *О. В. Кимаева*
Корректор *В. П. Крымова*.

Сдано в набор 5/I 1975 г. Подписано в печать 11/V 1975 г. Т-06386 Формат 84×108$^{1}/_{32}$.
Бумага № 2 Печ. л. 6 Усл. печ. л. 10,08
Уч.-изд. л. 9,9 Тираж 5000 экз. Заказ № 25/5734—16
Цена 50 коп.

Московская типография № 32 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва, К-51, Цветной бульвар, д. 26.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги

МОРЕВ В. М., ЕВСЕЕВ И. И. Дегазация сближенных пластов. 9 л. 90 к.

В книге изложены закономерности движения газа в горном массиве, подверженном влиянию очистных работ, при дегазации сближенных угольных пластов скважинами и инженерные методы расчета эффективности дегазации, режимов работы дегазационных скважин и расстояний между ними с учетом горнотехнических условий. Приведены характеристики вакуум-насосов и методы расчета эффективности параллельной и последовательной работы вакуум-насосов. Изложена методика определения экономически выгодных вариантов дегазации с учетом стоимостных ее параметров.

Книга предназначена для работников научно-исследовательских и проектных институтов.

ПИГИДА Г. Л. Элементы теории автоматической газовой защиты очистных участков угольных шахт. 6 л. 60 к.

В работе рассмотрены современные методы изучения и математического описания процессов газовыделения в шахтах, проанализированы изменения, которые вносят переход к автоматическому контролю содержания метана и автоматической газовой защиты в традиционные методы расчета вентиляции участков, указаны направления совершенствования аппаратуры газовой защиты с точки зрения безопасности и экономики.

Книга рассчитана на работников научно-исследовательских и проектных институтов.

ОКТОГЕН — термостойкое взрывчатое вещество. 7 л. 39 к. Авт.: Орлова Е. Ю., Орлова Н. А., Жилин В. Ф., Шутов Г. М., Збарский В. Л.

В книге рассмотрены физические, химические и взрывчатые свойства одного из наиболее перспективных термостойких взрывчатых веществ — октогена, обеспечивающего надежность возбуждения взрыва зарядов небольших диаметров.

Рассмотрены теоретические основы технологических процессов получения октогена, способы перевода нестабильных модификаций в стабильную, влияние способов очистки октогена на термическую стойкость. Изложены требования к качеству октогена, применяемому для торпедирования глубоких скважин и других прострелочно-взрывных работ.

Книга предназначена для широкого круга инженерно-технических работников горнорудной, нефтяной и газовой промышленности и может быть полезна преподавателям и студентам вузов.

ШТРАУБЕ Р. Горные удары в слоях Карбона. Прага, 1972. Пер. с чешск. 30 л. 3 р. 24 к.

В книге приведены результаты исследований, выполненных при разработке угольных пластов Островско-Карвинского и Кладненского бассейнов ЧССР, подверженных горным ударам. Книга составлена на высоком научно-техническом уровне и может быть интересна широкому кругу работников, занятых разработкой пластов на больших глубинах, и особенно пластов, подверженных горным ударам.

Книга предназначена для инженерно-технических работников научно-исследовательских и проектных институтов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-теническую литературу, или заказать через отдел «книга—почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61

№ 59 — 127412, Москва, И-412, Коровинское шоссе, 20

Издательство **«Недра»**