РУКОВОДСТВО
ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Москва
1990

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНО

Министерством угольной промышленности СССР

"29" мая 1990 г.

УТВЕРЖДЕНО

Госгортехнадзором СССР

"15" марта 1990 г.

СОГЛАСОВАНО

с Госстроем СССР

"15" февраля 1990г.

РУКОВОДСТВО ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Москва, 1990

УДК 622.817.4

В руководстве дано описание способов и схем дегазации, приведены их параметры и эффективность, изложены общие положения по проектированию дегазации, вопросы организации и технологии ведения дегазационных работ, техники безопасности, контроля эффективности дегазации и определения объемов каптируемого в шахтах метана.

Приведенные в настоящем "Руководстве..." параметры могут корректироваться с учетом опыта работ по рекомендациям научно-исследовательских институтов.

С выходом в свет настоящего Руководства прекращается действие ранее изданного Руководства по дегазации угольных шахт ("Недра", 1975) и других документов, дополняющих его.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Дегазация шахт – совокупность мероприятий, направленных на извлечение и улавливание метана, выделяющегося из различных источников, с изолированным отводом его на поверхность или в горные выработки, в которых возможно разбавление до безопасных концентраций.

I.I. Дегазация должна осуществляться в угольных шахтах, где средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в воздухе в пределах установленных норм и если не выполняется условие

$$J_{уч} \leq 0{,}007\, Q_{уч}\, c$$

где $J_{уч}$ – среднее газовыделение на участке, м³/мин;

$Q_{уч}$ – расход воздуха, подаваемого на выемочный участок, м³/мин;

c – норма содержания метана в соответствии с ПБ, %.

Дегазация также должна применяться во всех случаях, когда возможна утилизация извлекаемого метана.

I.2. В том случае, когда снижение содержания метана в рудничном воздухе до установленной нормы не удается с помощью одного способа, применяется комплексная дегазация, т.е. сочетание способов дегазации одного или нескольких источников метановыделения.

Методы определения эффективности дегазации и контроля приведены в приложении I.I.

I.3. Дегазация должна предусматриваться в специальных разделах (подразделах) проектов строительства и реконструкции шахт, вскрытия и подготовки горизонтов, блоков, панелей и паспортах ведения горных работ.

I.4. Строительство и эксплуатация дегазационных систем на действующих шахтах осуществляется по проектам, которые разрабатываются проектными институтами, проектно-конструкторским бюро (проектной конторой) производственного объединения и утверждается в установленном порядке до сдачи шахты (горизонта) в эксплуатацию.

Раздел "Дегазация" паспортов выемочного участка и подготовительного забоя разрабатывается работниками шахт и утверждается в установленном порядке техническим руководителем предприятия

до начала подготовительных работ на участке; Корректировка раздела осуществляется в случаях изменения геологических или горнотехнических условий, газообильности выработок и т.п. в срок не свыше I месяца.

I.5. В проектах строительства (реконструкции) шахт, вскрытия и подготовки горизонтов дегазация должна быть представлена пояснительной запиской и графическими материалами, содержащими технологическую, электромеханическую, включающую контрольно-измерительные приборы и автоматику, и строительные части, а также обоснование использования метана.

I.6. Раздел "Дегазация" паспортов выемочных участков и подготовительных выработок должен состоять из пояснительной записки и графических материалов.

В пояснительной записке содержатся: данные об ожидаемой газообильности участков, в том числе по источникам выделения метана; обоснование способов (схем) дегазации источников метановыделения; расчет необходимой эффективности дегазации участков и источников метановыделения; корректировка параметров скважин и газопровода.

В графических материалах содержатся: выкопировка из плана горных работ с нанесением дегазационных скважин; схема газопроводов от выемочных участков до вакуум-насосов с указанием расположения контрольно-измерительной аппаратуры и запорно-регулирующей арматуры; геологические разрезы по ближайшим разведочным скважинам.

При дегазации скважинами, бурящимися с поверхности, прилагается выкопировка из плана горных работ, совмещенного с планом поверхности.

I.7. Работа дегазационной системы на шахте в аварийной ситуации определяется планом ликвидации аварий.

I.8. Дегазация шахты, выемочного участка или отдельной

горной выработки может быть прекращена, если фактическая газообильность ниже проектной и средства вентиляции обеспечивают разбавление выделяющегося метана до содержания, регламентированного ПБ.

Решение о прекращении дегазации на выемочном участке принимается техническим руководителем предприятия по согласованию с местными органами Госпроматомнадзора СССР и оформляется протоколом.

Это разрешение не распространяется на случаи применения дегазации для расширения зоны защитного влияния надработки (подработки) выбросоопасных пластов или для предотвращения прорывов метана и суфлярных выделений из вмещающих пород.

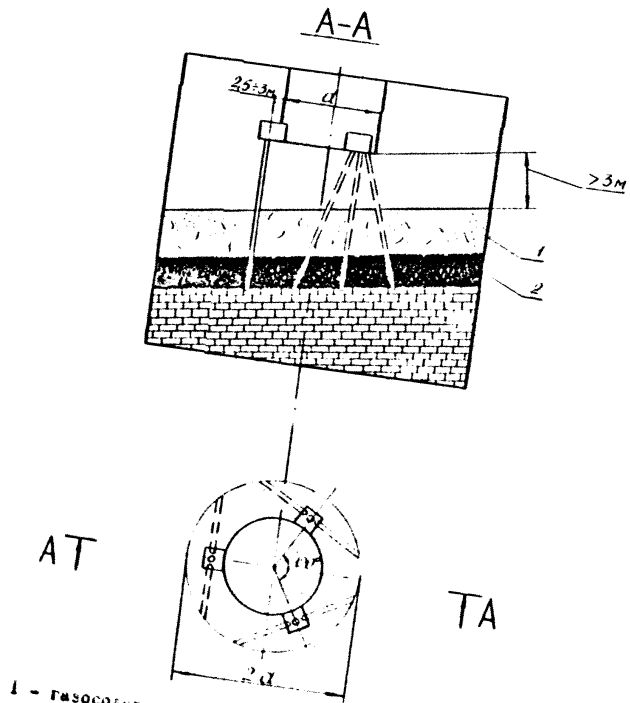
2. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

2.I. Дегазация при проведении горных работ

2.I.I. При проведении вертикальных выработок (стволов, шурфов, гезенков) дегазация осуществляется скважинами, пробуренными с поверхности или из камер (рис. 2.I). Скважины располагаются параллельно выработке на расстоянии 2,5–3 м от ее стенок. Расстояние между забоями скважин 4 – 5 м. Величина неснижаемого опережения скважинами забоя выработки должна быть не менее I0 м. Газоносный угольный пласт или слой газосодержащей породы перебуривается полностью.

2.I.2. При проведении квершлагов дегазация осуществляется скважинами, пробуренными из камер (рис. 2.2а). Бурение скважин начинают до подхода забоя квершлага к угольному пласту или газосодержащему слою породы не ближе 5 м.

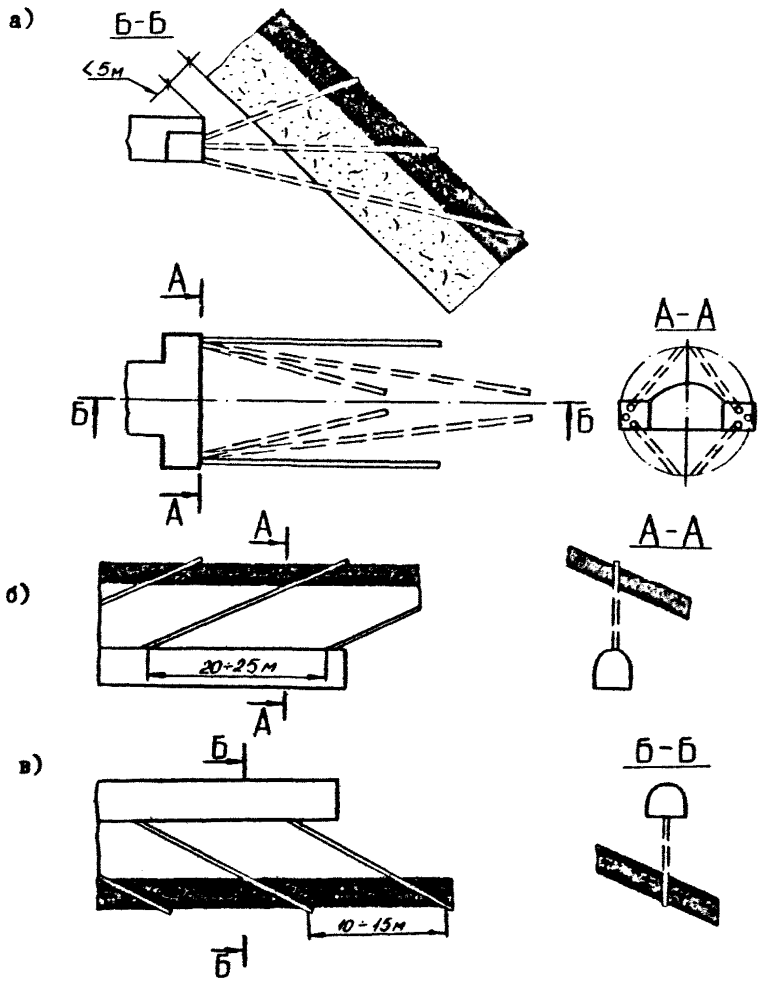
Схема дегазации газоносного массива при проходке вертикальных выработок



1 – газосодержащая порода;
2 – газоносный пласт

Рис. 1.

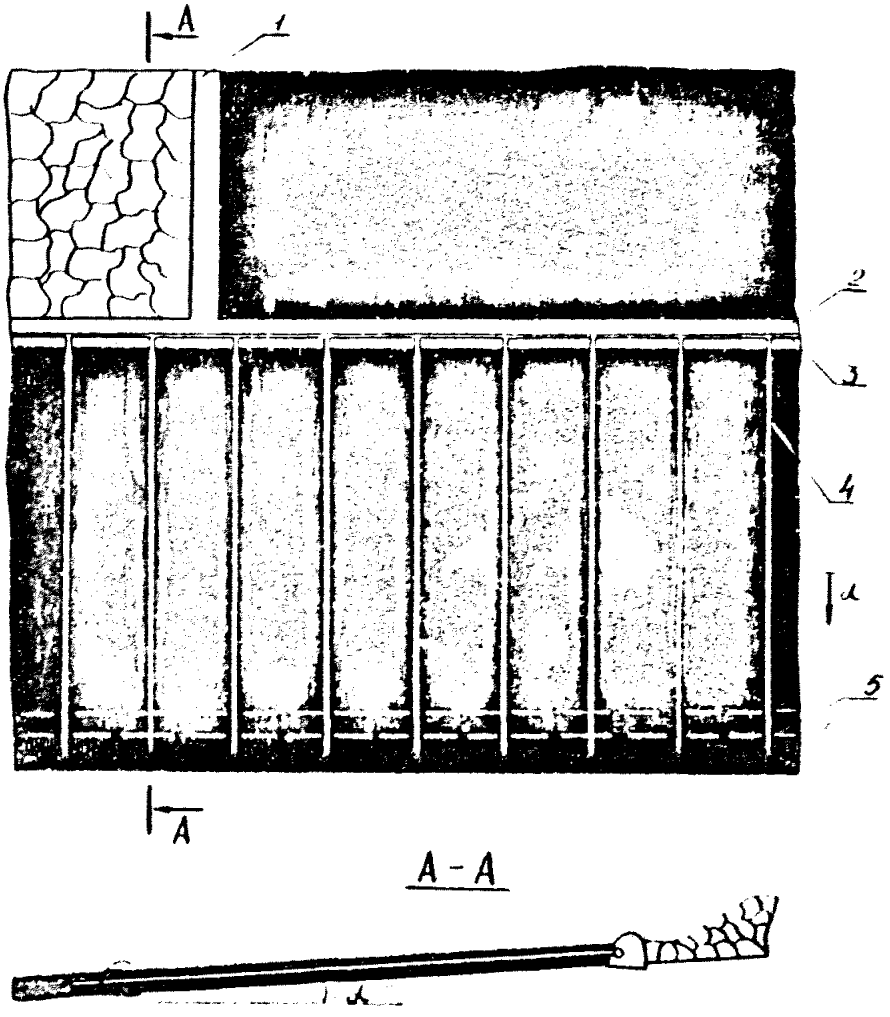
Схема дегазации газоносного массива



а) при пересечении его квершлагом; б) при проведении полевой выработки под пластом ; в) при проведении полевой выработки над пластом

Рис.2.2.

Схема дегазации полого го пласта нисходящими скважинами



1 - лава,

2 - штрек вентиляционный действующей лавы;

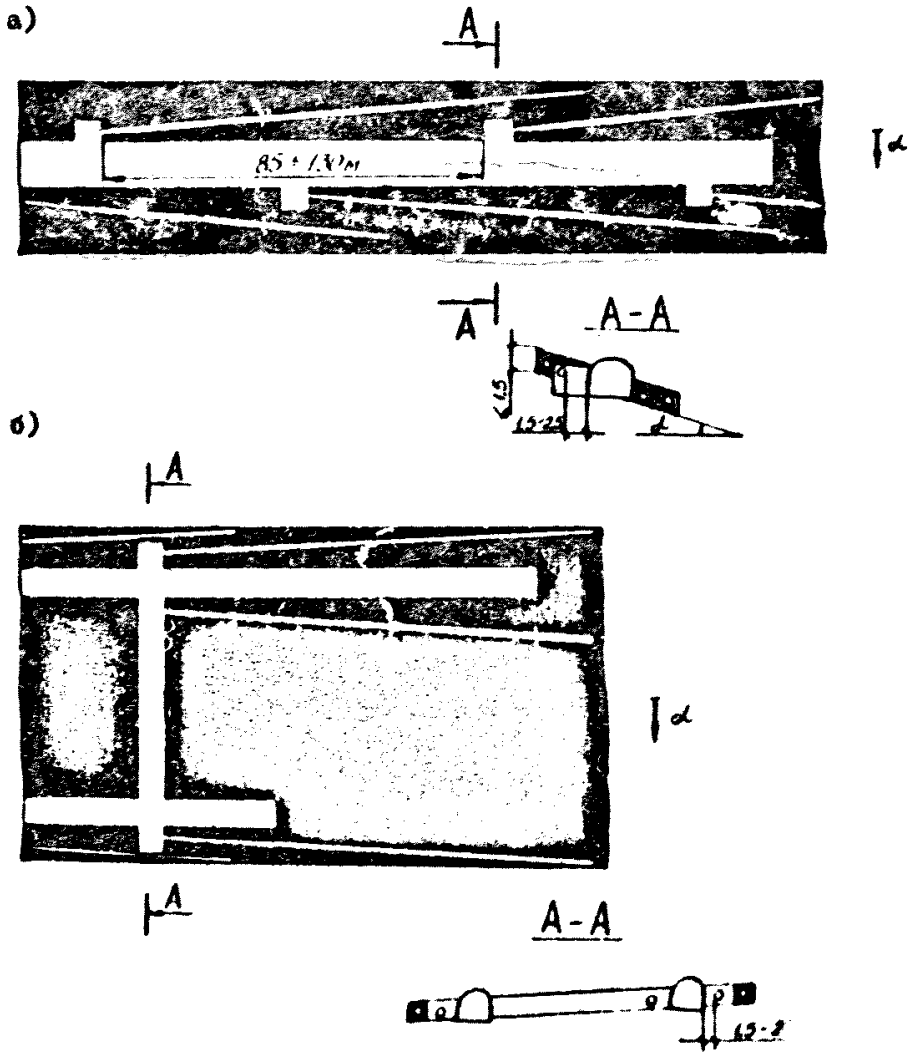
3 - газопровод;

4 - скважины нисходящие;

5 - штрек будущей лавы

Рис.2.3.

Схема дегазации барьерными скважинами при проведении подготовительных выработок по пологим пластам



а – при проведении одиночных выработок;

б – при проведении парных выработок

Рис. 2.4.

Схема дегазации барьерными скважинами при проведении подготовительных выработок по крутым пластам

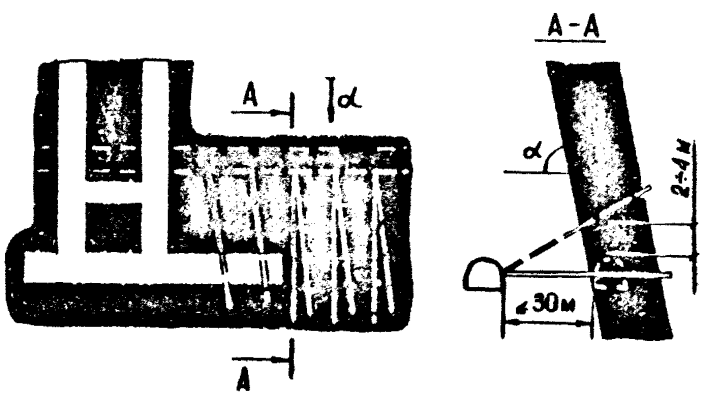


Рис.2.5.

Направление бурения и количество скважин выбираются так, чтобы скважины пересекали газоносный слой или пласт по окружности, диаметр которой равен удвоенной ширине выработки.

2.I.3. При проведении полевых выработок вблизи метаноносных угольных пластов и пород скважины располагаются по схеме, приведенной на рис. 2.2б. Бурение и оборудование скважин должно быть завершено до начала разгрузки сближенного пласта.

2.I.4. Для снижения газообильности выработок, проводимых по угольному пласту, применяется предварительная дегазация пласта или дегазация угольного массива в период проведения выработки. Предварительная дегазация угольного массива проводится до начала работ по проведению горных выработок со сроком каптажа газа не менее 6 и I2 месяцев соответственно для восстающих (горизонтальных) и нисходящих скважин, буримых за контур будущих подготовительных выработок (рис. 2.3, 2.5). Расстояние между скважинами, буримыми за контур будущих выработок, рассчитывается в соответствии с приложением I.2. В целях сокращения указанных сроков соответственно до 4 и 8 месяцев следует применять предварительную дегазацию в сочетании с гидроразрывом пласта.

В тех случаях, когда не предоставляется возможности осуществить предварительную дегазацию угольного массива, во время проведения выработки производят бурение барьерных скважин (рис. 2.4).

Барьерные скважины, расположенные на расстоянии 300–400 м от забоя выработки, могут быть отключены от дегазационной сети, если они не влияют на газообильность выработки.

2.I.5. Барьерные скважины бурятся из камер под углом к оси выработки (рис. 2.4). Длина скважин до I00-I50 м. Расстояние между камерами на I5-20 м меньше длины скважин, устья скважин располагаются на расстоянии в I,5 ÷ 2.5 м от стенки выработки. Количество и расположение скважин принимается по табл.2.I

Таблица 2.I

Количество и расположение дегазационных скважин при проведении подготовительных выработок по пластам

Мощность пласта, м	Расположение выработки в пласте	Число скважин			
		по бокам выработки	в почве выработки	в кровле выработки	Всего
6-8	В верхней части пласта	4	2	-	6
6-8	В середине пласта	4	2	I	7
6-8	В нижней части пласта	4	-	2	6
4-6	В верхней части пласта	4	I	-	5
4-6	В нижней части пласта	4	2	I	5
2-4	В середине пласта	4	-	-	4
до 2	В середине пласта	2	-	-	2

При проведении парных выработок барьерные скважины следует бурить из каждой выработки. Если парные выработки проводятся с поочередным опережением одного из забоев и ширина целика между выработками не превышает I5 м, то бурение барьерных скважин с обеих сторон выработки производится только для опережающего забоя а для выработки, проводимой с отставанием, бурение скважин в боковой стенке со стороны целика необязательно.

2.I.6. При полевой подготовке и расположении полевой выработки не далее 30 м от пласта дегазация осуществляется скважинами, пробуренными вкрест простирания пластов (рис.2.5). Скважины бурятся из полевого штрека таким образом, чтобы один ряд скважин располагался на 2-4 м выше будущей выработки, а другой ряд - вблизи оси выработки.

2.I.7. Для повышения эффективности работы барьерных скважин необходимо применять гидроразрыв угольного пласта или другие способы по рекомендациям научно-исследовательских институтов.

2.I.8. При проведении выработок вблизи геологических нарушений или при пересечении последних скважины бурят из камер заблаговременно за 30-40 м до подхода к нарушению. Скважины должны пересекать зону геологического нарушения на расстоянии двух-трех диаметров выработки от ее будущего контура.

2.I.9. Возможная эффективность дегазации при проведении выработок по угольным пластам приведена в табл.2.2., а расчет параметров скважин изложен в приложении I.2.

Таблица 2.2.

Эффективность дегазации при проведении выработок по газоносным пластам

Способ дегазации	Коэффициент дегазации	Минимальная величина разрежения	
		10^3Па	мм рт.ст.
Предварительная дегазация угольного массива:			
без применения гидроразрыва	0,2-0,3	I3,3	I00
с применением гидроразрыва	0,3-0,4	I3,3	I00
Дегазация барьерными скважинами	0,I-0,2	6,7	50

2.2. Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из выработок

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

2.2.2. При дегазации разрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из выработок, скважины бурятся в плоскости пласта по восстанию, простиранию, падению или под углом к линии простирания, а также их сочетания (рис.2.6-2.8, 2.I0-2.I3) или через породную толщу вкрест простирания пласта (рис.2.9).

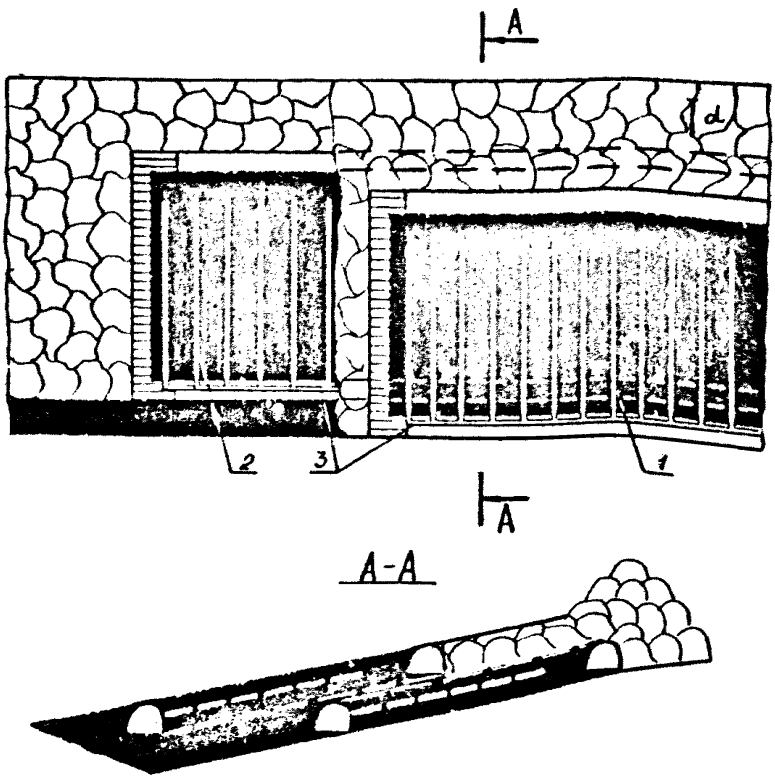
Схемы дегазации с бурением скважин по пласту можно применять при любых значениях мощности и угла падения пласта, а с бурением скважин через породную толщу – преимущественно на крутых мощных пластах.

Возможно параллельное, веерное, перекрещивающееся или кустовое расположение дегазационных скважин.

Пластовые скважины целесообразно располагать перпендикулярно направлению основной системы трещин кливажа.

Для повышения эффективности дегазации на высокопроизводительных выемочных участках, отрабатывающих пласты с газоносностью более I0 м^3/т или выбросоопасные пласты, применяются схемы дегазации пласта: параллельными скважинами, пробуренными с разворотом на очистной забой (рис.2.I0); перекрещивающимися скважинами (рис.2.II); скважинами, пробуренными параллельно очистному забою, в сочетании с развернутыми на очистной забой веерными

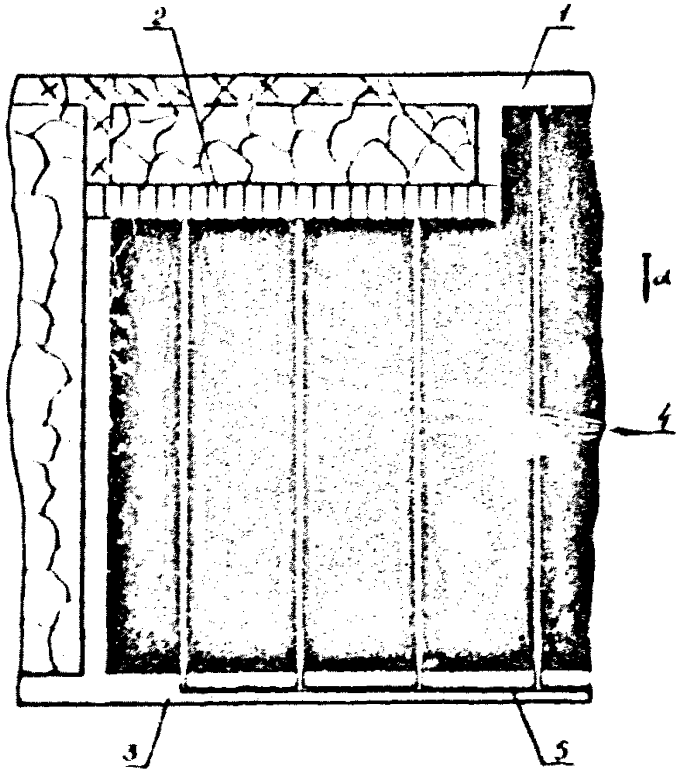
Схема дегазации мощного пологого пласта скважинами, пробуренными по верхнему и нижнему слоям



1- Скважины, пробуренные по верхнему слою;
2- скважины, пробуренные по нижнему слою;
3- газопровод

Рис. 2,6.

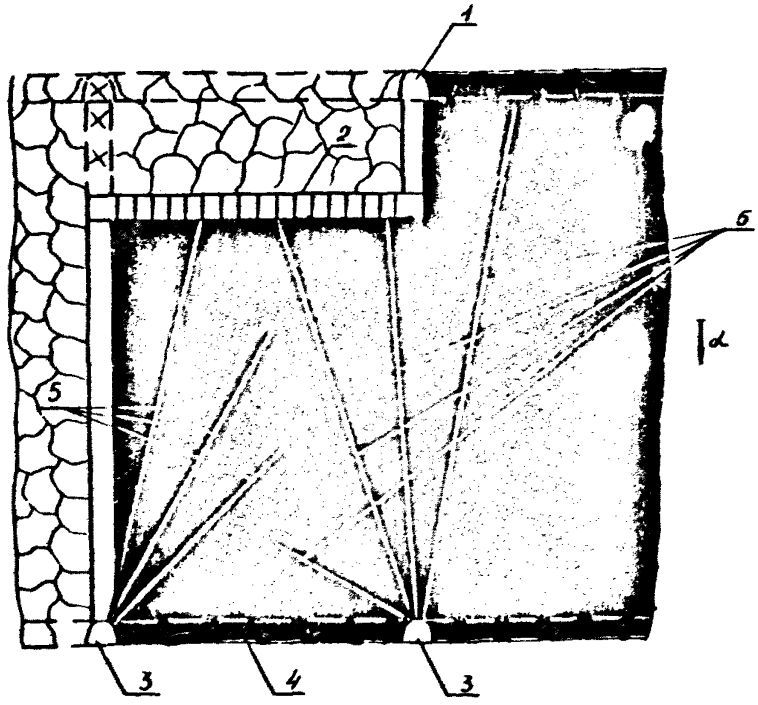
Схема дегазации разрабатываемого крутого пласта восстающими параллельными скважинами



1 - штрек вентиляционный; 2 - шитовой агрегат;
3 - штрек откаточный; 4 - скважины дегазационные;
5 - газопровод

Рис.2.7.

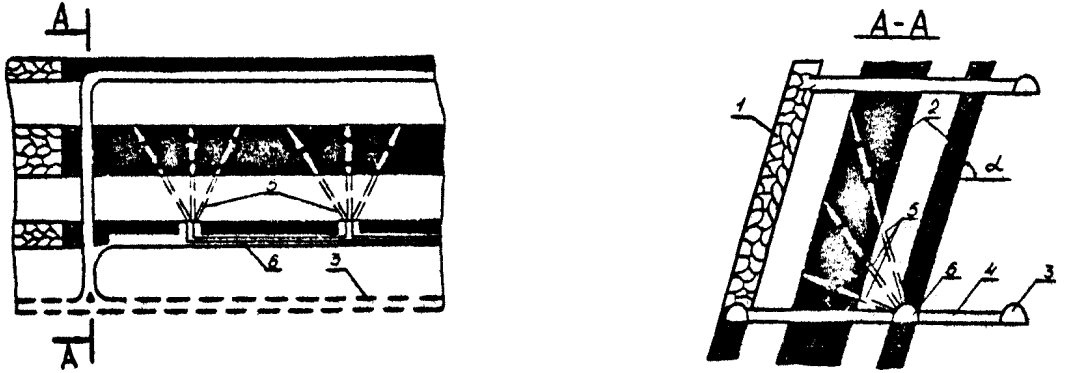
Схема дегазации разрабатываемого крутого пласта скважинами, пробуренными из промежуточных квершлагов



1 - квершлаг вентиляционный; 2 - щитовой агрегат;
3 - просек откаточный; 4 - штрек полевой откаточный;
5 - веер пластовых дегазационных скважин

Рис. 2.8 .

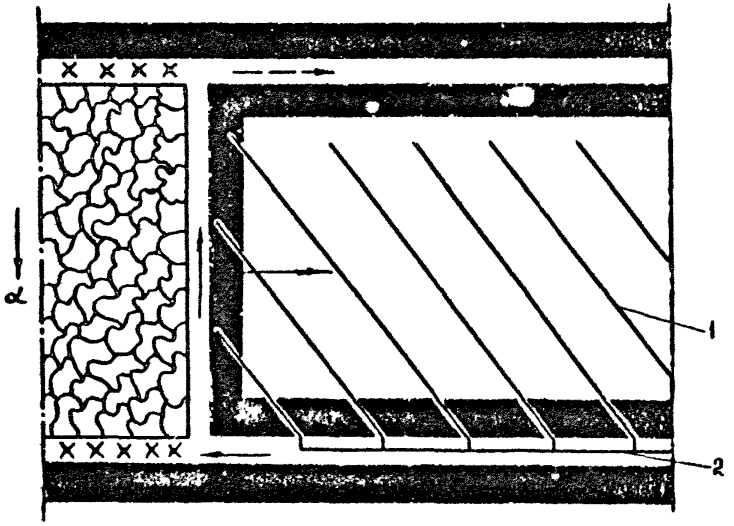
Схема дегазации подрабатываемых крутых пластов веерно-кустовыми скважинами, пробуренными из выработок одного из пластов свиты



I - разрабатываемый (надрабатываемый) пласт; 2 - надрабатываемые пласты;
3 - полезой штрек; 4 - квершлаг; 5 - дегазационные скважины; 6 - газопроводы

Рис.2.9 .

Схема дегазации пласта параллельно-одиночными скважинами, пробуренными с разворотом на очистной забой

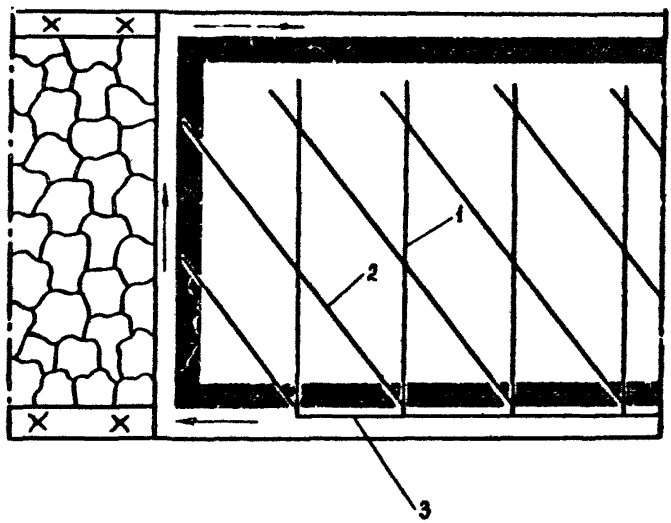


I - пластовые дегазационные скважины;

2 - дегазационный трубопровод

Рис.2.10.

Схема дегазации пласта перекрещивающимися параллельно-одиночными скважинами



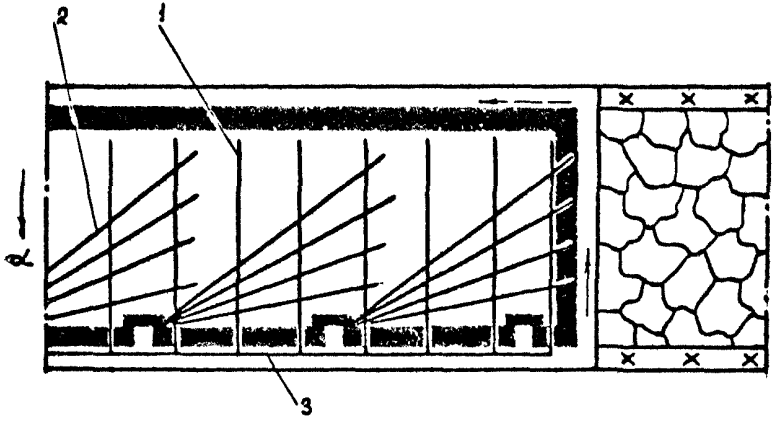
I - скважины, параллельные очистному забою;

2 - скважины, развернутые на очистной забой;

3 - газопровод

Рис.2.11.

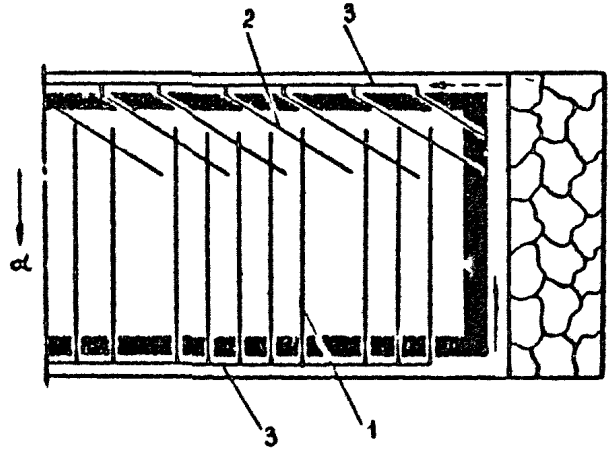
Схема дегазации пласта скважинами, параллельными очистному забою, в сочетании с развернутыми на очистной забой скважинами, пробуренными веером



I - скважины, параллельные очистному забою;
2 - скважины, пробуренные веером с разворотом на очистной забой;
3 - газопровод

Рис.2.12.

Схема дегазации пласта скважинами, параллельными забою, в сочетании с развернутыми на забой скважинами, пробуренными из противоположной выработки



1 – скважины, параллельные забою;

2 – скважины передовой дегазации, развернутые на забой;

3 – газопровод

Рис. 2.15.

скважинами (рис. 2.I2); скважинами, пробуренными параллельно очистному забою, в сочетании с развернутыми на очистной забой параллельными скважинами из противоположной выработки (рис.2.I3).

Схему дегазации, изображенную на рис. 2.I3, применяют на участках пластов, отрабатываемых с предварительным увлажнением массива. Скважины предварительной дегазации отключаются от дегазационной сети для увлажнения массива перед зоной опорного давления впереди очистного забоя, а скважины, развернутые на забой, бурятся после завершения работ по нагнетению воды в пласт. Развернутые на очистной забой скважины должны охватывать не менее третьей части длины лавы. Допускается веерная схема расположения скважин, развернутых на очистной забой.

2.2.3. При длине лавы более 200 м или в случае, когда не удается пробурить скважины на всю ширину столба, применяются схемы дегазации, предусматривающие бурение скважин из двух выработок.

Нисходящие скважины эффективны только при достаточно хорошем их осушении.

2.2.4. Предварительная дегазация пласта должна осуществляться не менее 6 месяцев восходящими (горизонтальными) скважинами и не менее I2 месяцев нисходящими.

2.2.5. Параметры схем дегазации:

- угол наклона скважин выбирается в зависимости от условий залегания пласта и расположения их в выработке;

- расстояние между скважинами рассчитывается по формулам, приведенным в приложении I.3 ;

- длина герметизации скважин, пробуренных по пласту, 6÷10 м, вкрест пласта через породную толщу 2÷5м.

2.2.6. Пластовые скважины, попадающие в зону опорного давления впереди лавы, отличаются повышенной газоотдачей (передовая дегазация).

При использовании дегазационных скважин для увлажнения пласта они после проведения увлажнения на расстоянии не менее 30 м от забоя лавы вновь подключаются к газопроводу для использования эффекта разгрузки от горного давления и не отключаются от газопровода до подхода лавы.

2.2.7. Значение основных показателей дегазации разрабатываемых пластов скважинами приведено в табл. 2.4.

Таблица 2.4.

Значение основных показателей предварительной дегазации разрабатываемых пластов

Направление бурения скважин по пласту	Коэффициент дегазации источника	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
		10^3 Па	мм рт.ст.
Восстающие и горизонтальные скважины	0,2-0,3	6,7	50
Нисходящие скважины	0,1-0,2	13,3	100
Пластовые скважины в сочетании со скважинами гидрорезрыва	0,3-0,4* / 0,2-0,3	5,7	50
Развернутые на забой восстающие скважины, перекрещивающиеся скважины	0,3-0,4	6,7	50

а) числитель - для скважин, пробуренных по восстанию пласта в простирании; знаменатель - для скважин по падению

2.3. Дегазация разрабатываемых пластов скважинами с применением гидроразрыва

2.3.I. Дегазация с предварительным гидроразрывом пластов применяется на участках с целью повышения эффективности дегазации или сокращения сроков до 4 месяцев для восстающих и горизонтальных, до 8 месяцев для нисходящих скважин.

2.3.2. Подземные скважины гидроразрыва бурят по двум основным схемам: из полевых выработок – при полевой подготовке (рис. 2.I4), по разрабатываемому пласту – при пластовой подготовке (рис. 2.I5). При этом скважины для гидроразрыва можно бурить восстающими, нисходящими или горизонтальными.

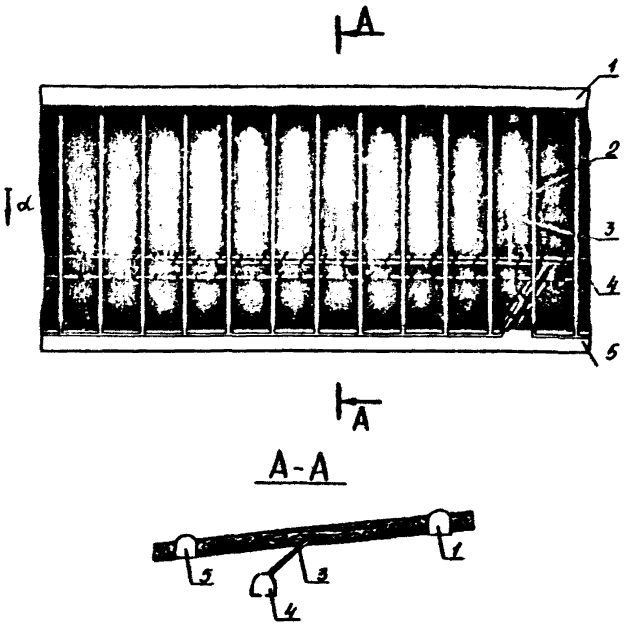
В том случае, когда выработка проведена с подрывкой почвы пласта, скважины гидроразрыва целесообразно бурить на пласт с таким расчетом, чтобы устье скважины находилось в породах почвы.

2.3.3. Забои скважин, пробуренных из полевых выработок, должны находиться в средней части дегазируемого участка, считая по длине лавы. При бурении скважин по пласту их длина должна быть на 30 – 40 м меньше длины лавы, если дегазация осуществляется только для очистных выработок, и на I0–20 м меньше длины лавы, если дегазация осуществляется как для очистных, так и для подготовительных выработок. Расстояние между скважинами гидроразрыва определяется опытным путем (обычно 80 – I00 м), глубина герметизации должна быть не менее половины расстояния между скважинами гидроразрыва.

2.3.4. Гидроразрыв пласта осуществляется водой из шахтного водопровода, нагнетаемой под давлением не менее I5 – 20 МПа (I50–200 кгс/см^2). Темп закачки не менее 30–40 м^3/ч.

Параметры гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные из горных выработок, определяются опытным путем или по формулам, приведенным в приложении I.4.

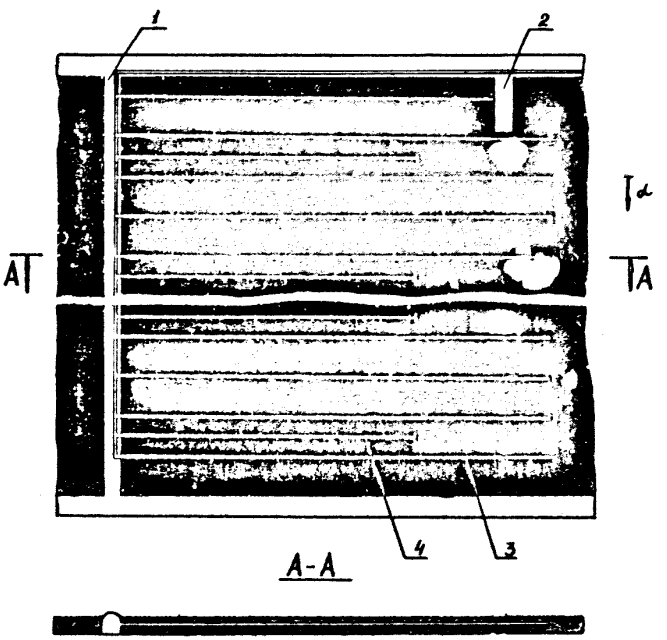
Схема дегазации с гидроразрывом угольного массива через скважины, пробуренные из полевой выработки



I - штрек вентиляционный; 2 - скважины дегазационные; 3 - скважины гидроразрыва; 4 - штрек полевой; 5 -штрек конвейерный

Рис. 2.14

Схема дегазации с гидроразрывом пласта через скважины, пробуренные из пластовой выработки



1 - бремсберг конвейерный; 2 - бремсберг проводимый;
3 - скважина; 4 - скважина гидроразрыва

Рис. 2.15.

2.3.5. Подготовка и проведение гидроразрыва из выработок включают измерение дебита метана из скважин после гидроразрыва пласта, опробование насоса и электродвигателя до подключения к скважине (без нагрузки), опрессовку нагнетательного става и насоса до давления 20 МПа (200 кгс/см^2), включение в работу насоса, контроль за давлением на насосе и расходом воды.

Гидроразрыв пласта прекращают после закачки в пласт заданного объема жидкости или появления воды в соседних скважинах (прилегающих выработках), а также при резком падении давления на насосе.

Скважины гидроразрыва подключаются к вакуумной сети после прекращения обильного выделения воды.

Пластовые дегазационные скважины бурятся после проведения гидроразрыва.

2.4. Дегазация угольных пластов скважинами гидрорасчленения, пробуренными с поверхности

2.4.1. Гидрорасчленение предназначено для заблаговременной дегазации угольных пластов, когда минимальный срок дегазации более 3 лет, и предварительной дегазации в сочетании с пластовыми скважинами при сроке дегазации до 3 лет.

Расчленению подвергаются пласты, залегающие в водонепроницаемых породах не ниже средней устойчивости.

2.4.2. Скважины гидрорасчленения бурят с конечным диаметром не менее 100 мм на 30 – 40 м ниже почвы последнего в свите пласта. Расчленение угольных пластов в свите производят последовательно, начиная с нижнего пласта. Параметры гидрорасчленения определяют отдельно для каждого пласта свиты по методике, приведенной в приложении 1.5.

2.4.3. Скважины гидрорасчленения располагаются на расстоянии не менее 300 м от действующих горных выработок. Расстояние от границы зоны гидрорасчленения до крупных дизъюнктивных нарушений должно составлять не менее 15 м.

2.4.4. В качестве рабочей жидкости используют водные растворы поверхностно-активных веществ, например, смачивателя ДБ или синтанола ДС-10 в количестве 0,1-0,2 кг на 1 м³ воды, а так же смесей полиэтиленгликолевых эфиров с метиловым спиртом в отношении 3:2, и химически активных веществ - 2+4% ные растворы соляной кислоты. Солянокислотная обработка угольного массива производится на пластах с содержанием карбонатов не менее 0,3 %.

2.4.5. После гидрорасчленения скважины закрывают на 3-6 месяцев для выдержки рабочей жидкости в пласте. Затем удаляют рабочую жидкость с помощью глубинных насосов с приводом от станков-качалок, эрлифта или подземных пластовых скважин.

2.4.6. При необходимости скважины гидрорасчленения используются для дегазации выработанного пространства путем перфорации обсадной колонны по мощности основной кровли и подключения скважин к вакуумной линии.

3. ДЕГАЗАЦИЯ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

3.I. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами из выработок

3.I.I. Дегазация применяется при наличии газоносных пластов и пород в зоне разгрузки отрабатываемого пласта выше зоны беспорядочного обрушения.

Дегазация пластов, попадающих в зону беспорядочного обрушения, осуществляется в соответствии с разделом 4.

3.I.2. Параметры бурения скважин следует выбирать так, чтобы скважины пересекали в зоне разгрузки наиболее мощный из подрабатываемых пластов не далее 60 м по нормали.

При вынимаемой мощности пласта до 2 м, если в интервале $15m < M < 30m$ подрабатываемых угольных пластов нет, то скважины следует бурить до пересечения ближайшего подрабатываемого пласта или контакта с крепким породным слоем.

3.I.3. Схемы дегазации подрабатываемых пластов различаются по расположению скважин относительно горных выработок. Каждая схема может иметь несколько вариантов, отличающихся условиями ее применения и эффективностью дегазации (табл. 3.I). Указанные схемы являются основными. Помимо них могут применяться другие схемы или их варианты по согласованию с МакНИИ или ВостНИИ.

3.I.4. Параметры скважин устанавливаются опытным путем на основе данных о фактической эффективности дегазации в конкретных горно-технических условиях разработки угольных пластов. Предварительно параметры скважин могут быть рассчитаны по формулам, изложенным в приложении I.6.

Таблица 3.I.

Характеристика схем дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами

Схема дегазации	Вариант схемы	Условия применения и схема расположения скважин	Коэффициент дегазации источника доля ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
				Па	мм.рт.ст.
I	2	3	4	5	6
Схема № I Скважины пробурены из выработки, погашаемой за лавой впереди очистного забоя		Столбовая система разработки			
	Ie	Скважины пробурены навстречу очистному забою из конвейерной или вентиляционной выработок	0,3	6,7	50
	Id	То же, но дополнительно пробурены скважины над монтажной камерой (рис. 3.I, разрез по Б-Б)	0,4	6,7	50
Скважины пробурены впереди очистного забоя из выработки, погашаемой за лавой	Ia	Скважины пробурены в плоскости, параллельной очистному забою. Под скважинами выложены охранные полосы (рис. 3.2) длиной, равной длине проекции скважины на пласт.	0,5	6,7	50

1	2	3	4	5	6
Схема № 2 Скважины пробурены из выработки, поддерживаемой за лавой		Столбовая или сплошная система разработки.			
	2а	Выработка за лавой охраняется кострами или бутовой полосой. Скважины пробурены с разворотом в сторону очистного забоя из конвейерной или вентиляционной выработки (рис. 3.3).	0,5	6,7	50
	2б	То же с дополнительными скважинами, пробуренными над монтажной камерой	0,6	6,7	50
	2в	Выработка за лавой поддерживается за счет усиления крепления	0,6	6,7	50
Схема № 3 Скважины пробурены из выработки, отделенной от участка (столба) целиком угля		Столбовая система разработки			
	3а	Скважины пробурены в плоскости, параллельной очистному забою, над выработкой с исходящей струей (рис. 3.4)	0,6	13,3	100
	3б	То же, но скважины пробурены над выработкой с поступающей струей	0,5	13,3	100

1	2	3	4	5	6
Схема № 4. Скважины пробурены из выработок, оконтуривающих выемочное поле (блок, панель) и поддерживаемых в течение всего времени его отработки (фланговая схема дегазации)		Комбинация схем дегазации 2б, 3в, 3б и 4. (рис. 3.5)	0,6	I3,3	I00

3.I.5. Скважины, пробуренные из выработки со свежей струей воздуха, менее эффективны (на I0+I5%), чем из выработок с исходящей струей. Желательно, чтобы выработка с исходящей струей примыкала к угольному массиву.

В таблице 3.I приведены значения коэффициентов дегазации для скважин, пробуренных из выработок с исходящей струей воздуха.

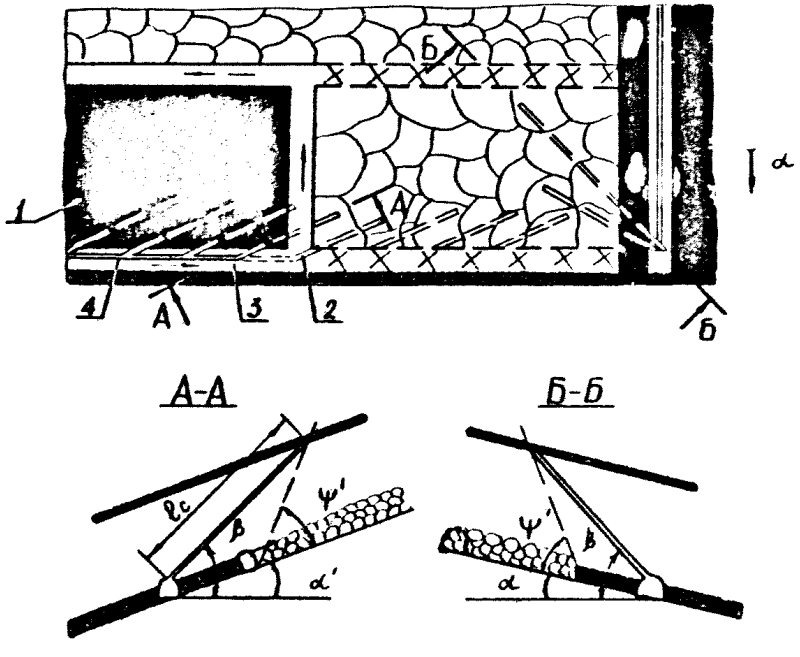
3.I.6. При дегазации по схеме Iв скважины должны буриться таким образом, чтобы проекция последующей скважины на ось выработки была на 20 м больше расстояния между скважинами.

3.I.7. При дегазации по схеме Iв сохранность скважин обеспечивается путем возведения охранной полосы из костров, бутокостров или железобетонных плит. Такой способ защиты скважин от разрушения может применяться при отработке неопасных по внезапным выбросам угля и газа пластов при породах кровли средней устойчивости в лавах, закрепленных индивидуальной крепью. Технология возведения охранных полос должна быть предусмотрена паспортом крепления лавы. Скважины соединяются с участковым газопроводом отрезком трубы диаметром I00 мм с помощью "гребенки", расположенной в поддерживаемой части выработки. По мере подвигания лавы участковый газопровод сокращается, "гребенка" переносится, а скважинный трубопровод удлиняется и оставляется в завале.

3.I.8. Для увеличения срока действия скважин их можно оставлять в выработанном пространстве подключенными к газопроводу, приняв меры по охране устьев скважин и трубопровода.

3.I.9. Для дегазации лавы в период первичной посадки основной кровли рекомендуется при схемах Iа, Iб дополнительно бурить скважины из подготовительной выработки, пройденной за разрезную печь на расстоянии не менее 5 м (рис. 3.6).

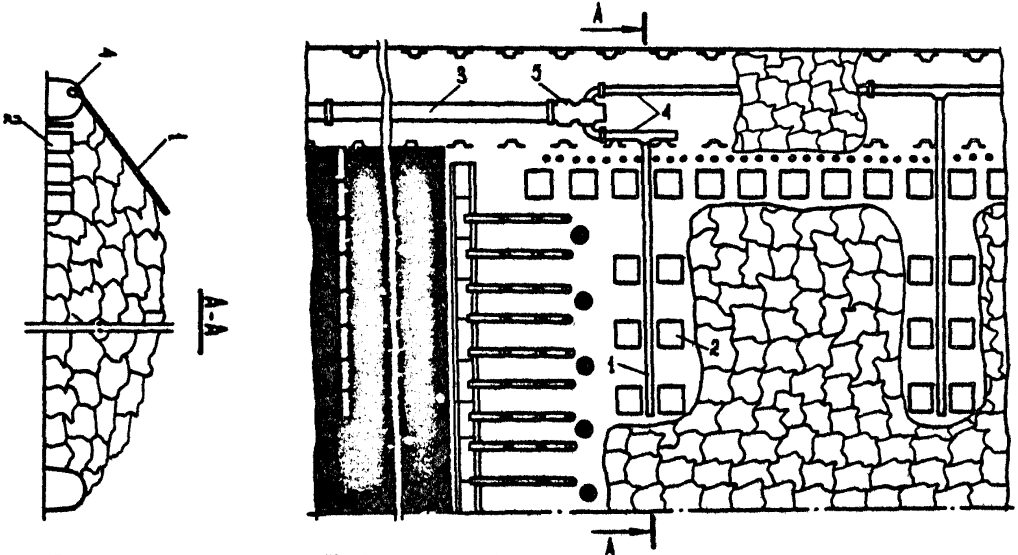
Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу очистному забою



I - разрабатываемый пласт; 2 - дегазационная скважина;
3 - вентиляционный штрек; 4 - газопровод;

Рис. 3.I.

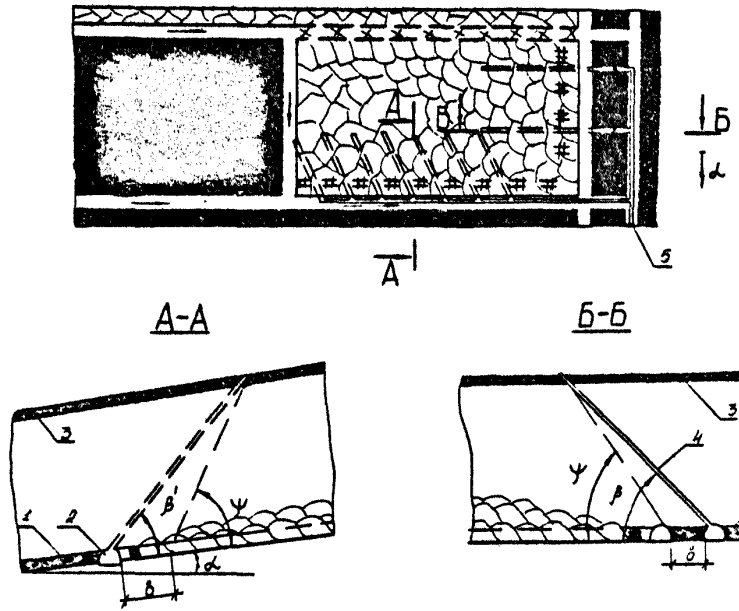
Схема дегазации подрабатываемых пластов скважинами, пробуренными параллельно очистному забою и охраняемыми тумбами из железобетонных плит



I – скважины; 2 – тумбы БЖБТ; 3 – участковый трубопровод;
4 – скважинный трубопровод; 5 – "гребенка"

Рис.3.2.

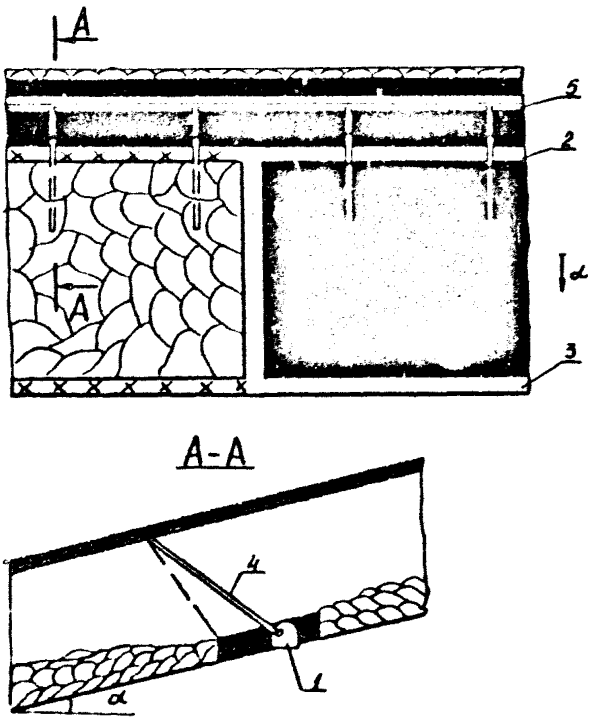
Схема дегазации подрабатываемых пологих пластов скважинами, пробуренными из выработки, поддерживаемой за лавой



I - разрабатываемый пласт; 2 - выработка, поддерживаемая за лавой;
3 - подрабатываемый пласт; 4 - дегазационная скважина; 5 - газопровод

Рис. 3.3.

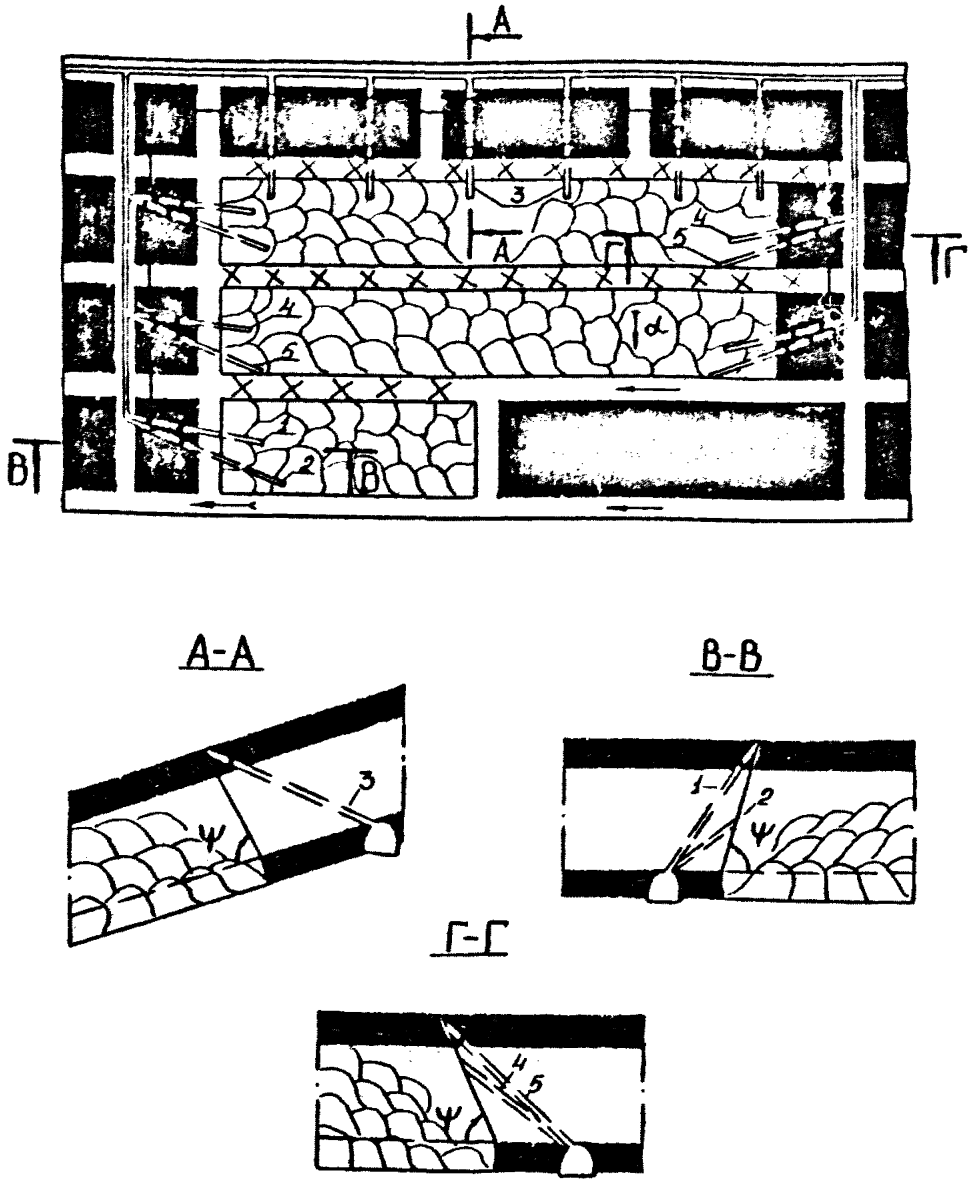
Схема дегазации подрабатываемых сближенных пластов скважинами, пробуренными из охраняемой выработки



1 - сохраняемая выработка (штрек);
2 - вентиляционный штрек;
3 - конвейерный штрек;
4 - скважина дегазационная;
5 - газопровод

Рис. 3.4.

Схема фланговой дегазации подрабатываемых пластов скважинами

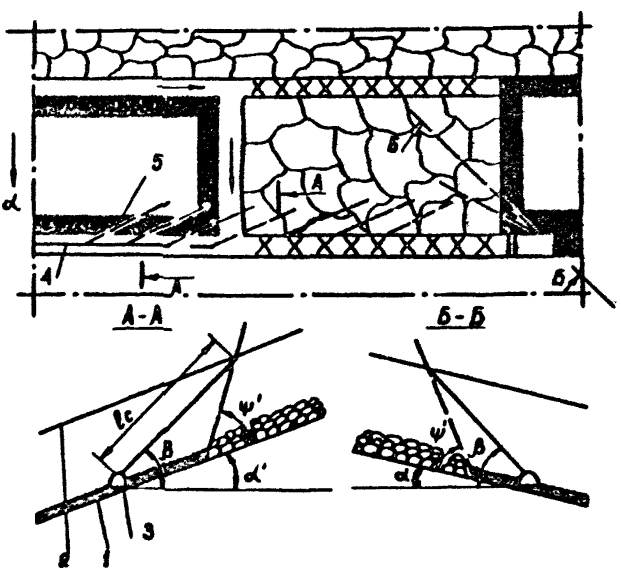


1,2 – скважины, пробуренные на фланге действующего выемочного участка;

3,4,5 – скважины, пробуренные на флангах ранее отработанных выемочных полей.

Рис. 3.5.

Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу очистному забою



1 - разрабатываемый пласт;
2 - подрабатываемый пласт;
3 - вентиляционный штрек;
4 - газопровод;
5 - скважина

Рис.5.6

3.2. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами с поверхности

3.2.I. Дегазацию скважинами с поверхности рекомендуется осуществлять при глубине разработки до 600 м, если подземные скважины недостаточно эффективны, а условия поверхности позволяют разместить буровое и дегазационное оборудование.

3.2.2. Место заложения скважины на поверхности следует выбирать так, чтобы к моменту окончания бурения проекция ее забоя на разрабатываемый пласт находилась на расстоянии не менее 30 м впереди очистного забоя и на удалении от вентиляционной выработки не свыше половины длины лавы.

Первая скважина должна располагаться на расстоянии 30–40м от разрезной печи (монтажной камеры).

3.2.3. Глубина скважины должна быть такой, чтобы расстояние между ее забоем и кровлей вынимаемого пласта равнялось десяти его мощностям (рис. 4.3).

3.2.4. Скважина обсаживается трубами, затрубное пространство тампонируется цементным раствором на глубину не менее 50 м, а также в местах пересечения водоносных горизонтов и выработанных пространств. Нижняя часть обсадной трубы перфорируется отверстиями диаметром I0–I5 мм, 20 отверстий на I м трубы. Конец неперфорированной части обсадной колонны должен располагаться от кровли вынимаемого пласта на расстоянии не менее 30 его мощностей. При наличии крепких пород нижнюю часть скважины на этом расстоянии от забоя скважины допускается не обсаживать.

3.2.5. После окончания бурения скважины должны быть промыты водой для удаления из них шлама. В момент проходе лавы под скважиной она должна быть подключена к вакуум-насосу. Величина разрежения не менее 150 мм рт.ст.

3.2.6. Конечный диаметр скважин и расстояние между ними определяются в зависимости от газоносности подрабатываемых пластов и необходимой эффективности их дегазации в соответствии с приложением I.6.

3.3. Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных пластов

3.3.I. Дегазация надрабатываемых пластов осуществляется скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта (рис. 3.7, 3.8, 3.9) или выработок (рис. 3.I0), проведенных в почве пласта (табл. 3.2).

Дегазация надрабатываемых пластов осуществляется на расстоянии не более 35 м с перебуриванием всех пластов, залегающих в этой зоне.

Во всех случаях предпочтение следует отдавать восстающим скважинам, так как в нисходящих скважинах скапливается вода, что снижает их эффективность.

Параметры способа определяются по рекомендациям, изложенным в приложении I.7, или устанавливаются опытным путем.

Герметизация устьев скважин должна осуществляться на длину не менее 6 м.

3.3.2. При дегазации надрабатываемого пласта, вскрытого квершлагами, скважины бурятся целесообразно в плоскости пласта до начала его разгрузки.

3.4. Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых крутых пластов

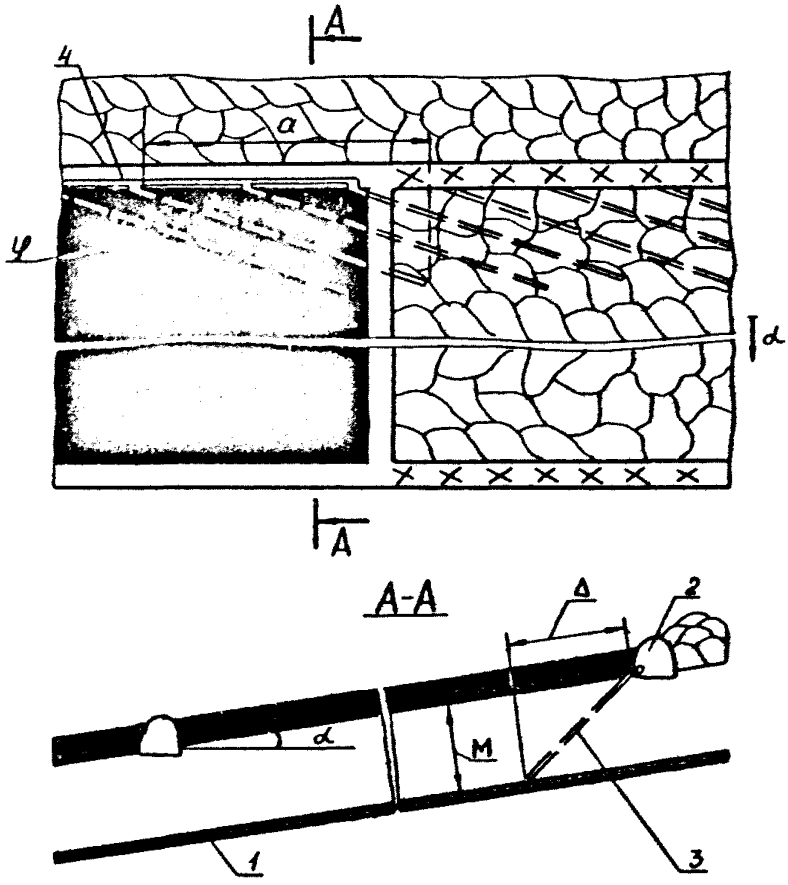
3.4.I. На крутых пластах применяются схемы дегазации обрушенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта или соседнего с ним (рис. 3.II ÷ 3.I3), и пластовыми

Таблица 3.2

Характеристика схем дегазации пологих и наклонных отрабатываемых пластов скважинами

Схема дегазации	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разряжения на устье скважины	
		10^3 Па	мм рт. ст.
I	2	3	4
Схема № I Скважины пробурены на выработки, погашаемой за лавой (рис. 3.7)	0,3	6,7	50
Схема № 2 Скважины пробурены на выработки, поддерживаемой за лавой (рис. 3.8)	0,4	6,7	50
Схема № 3 Скважины пробурены на выработки, пройденой в почве пласта (рис. 3.9, 3.10).	0.5	6,7	50

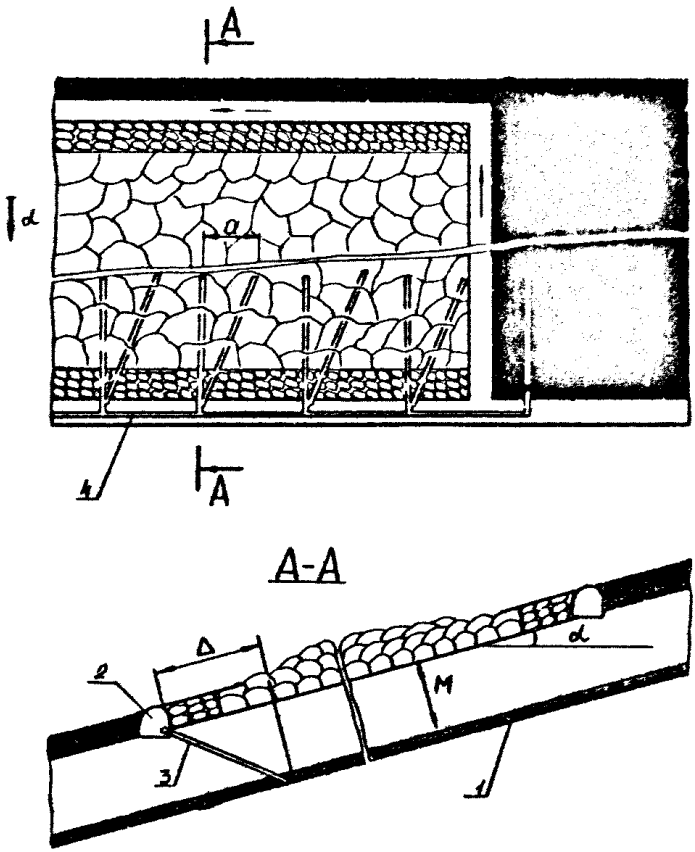
Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из выработки, погашаемой за лавой



I - надрабатываемый пласт;
2- вентиляционный штрек;
3 - дегазационная скважина;
4 - газопровод

Рис. 3.7.

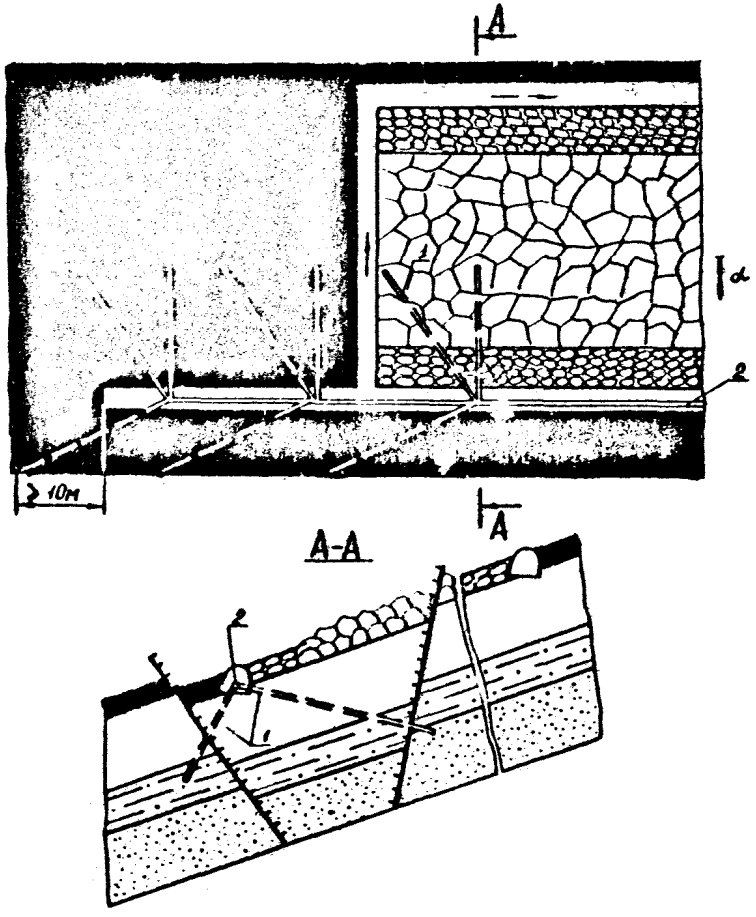
Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из выработки, поддерживаемой за лавой



I - надрабатываемый пласт
2 - откаточный штрек
3 - дегазационные скважины
4 - газопровод

Рис.3.8.

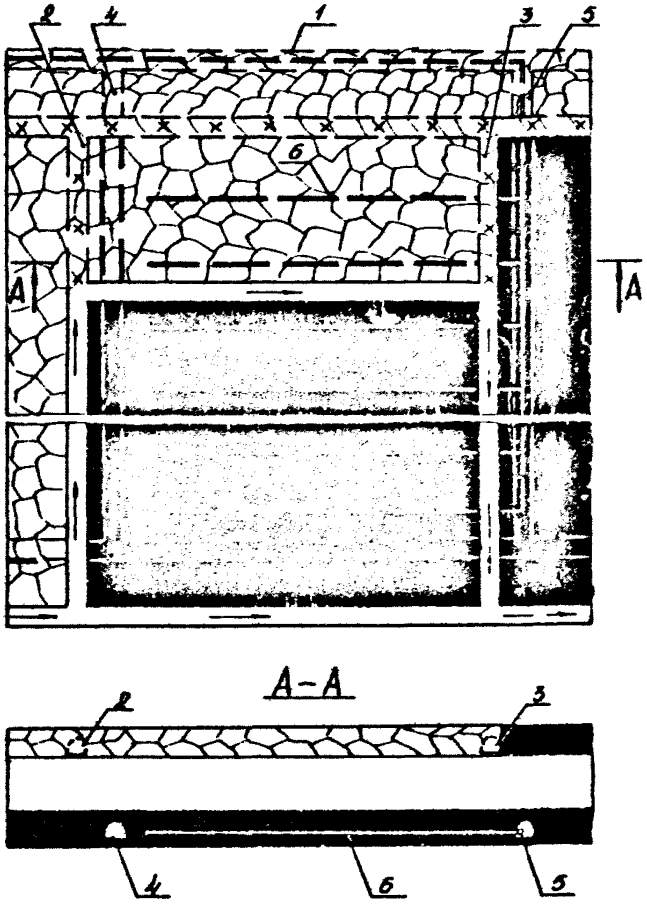
Схема дегазации надрабатываемой толщи пород при наличии геологических нарушений или трещиноватых зон



1- дегазационная скважина;
2 - газопровод

Рис. 3.9.

Схема дегазации надрабатываемого угольного пласта скважинами, пробуренными из выработки по надрабатываемому пласту



I - главный полевой вентиляционный штрек;
2, 3 - вентиляционный и конвейерный бремсберги вышележащего пласта;
4, 5 - вентиляционный и конвейерный бремсберги нижележащего пласта;
6 - дегазационная скважина по надрабатываемому пласту

Рис. 3.10.

скважинами, пробуренными из групповых штреков или из промежуточных квершлагов (табл. 3.4).

3.4.2. При сплошной системе разработки скважины бурятся из откаточного штрека разрабатываемого пласта (рис. 3.II) на сближенный пласт в зону, разгружаемую от горного давления. При системе разработки длинными столбами по простиранию, когда штреки после прохода лавы погашаются, скважины бурятся навстречу движению лавы под углом к оси выработки (рис. 3.I2).

3.4.3. При полевой или групповой схемах подготовки свиты пластов дегазация сближенных пластов осуществляется скважинами, пробуренными из выработок соседних пластов (рис. 3.I3), или скважинами, пробуренными по восстанию сближенного пласта до начала его разгрузки. Если промежуточные квершлаги пересекают сближенные пласты, то скважины можно бурить веером по сближенному пласту из места его пересечения промежуточным квершлагом.

3.4.4. Параметры дегазации сближенных крутых пластов устанавливаются опытным путем или по рекомендациям, изложенным в приложении 1.8 с последующим уточнением.

Глубина герметизации – не менее I0 м при бурении скважин из выработок разрабатываемого пласта и 5-6 м при бурении скважин из выработок соседнего пласта или из полевых выработок.

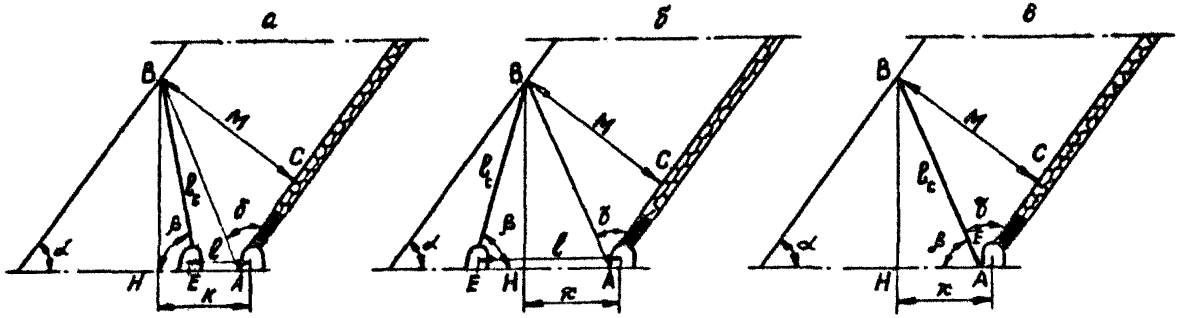
Таблица 3.4

Характеристика схем дегазации сближенных крутых пластов скважинами

Схема дегазации	Вариант схемы	Условия применения и схемы расположения скважин	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
				10^3Па	мм рт.ст.
1	2	3	4	5	6
Схема № 1 Скважины пробурены из выработки разрабатываемого пласта		Сплошная система разработки			
	Iа	Скважины пробурены из откаточного штрека (рис. 3.II)	0,3	6,7	50
		Столбовая система разработки			
	Iб	Скважины пробурены из откаточного штрека (рис. 3.I2)	0,2	6,7	50
Схема № 2 Скважины пробурены из выработки соседнего пласта или из полевой выработки		Сплошная или столбовая система разработки			
		Скважины пробурены в крест сближенного пласта (рис. 3.I3	0,5	6,7	50

1	2	3	4	5	6
Схема № 3 Скважины пробурены в плоскости надрабатываемого пласта	3а	Восстающие скважины, пробуренные из выработки, пройденной по дегазируемому пласту (рис. 3.I4)	0,7	I3,3	I00
	3б	То же, но скважины пробурены веером из промежуточного квершлага (рис. 3.I5)	0,5	I3,3	I00

Схема дегазации сближенного крутого пласта при наличии целика угля (бутовой полосы) над откаточным штреком разрабатываемого пласта



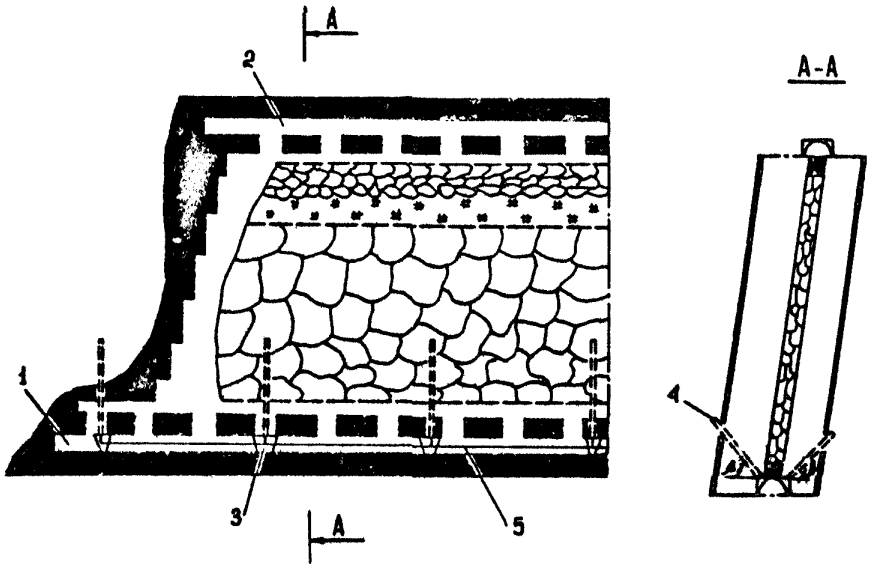
а - скважины пробурены из полевого штрека, $\kappa > \ell$.

б - скважины пробурены из полевого штрека, $\kappa < \ell$

в - скважины пробурены из горизонтальной выработки разрабатываемого пласта

Рис.3.II

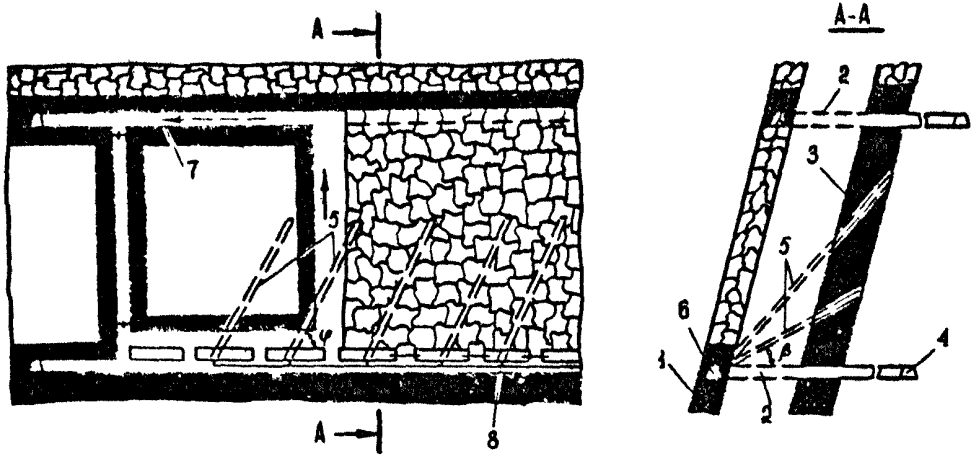
Схема дегазации крутых обнижених пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта при сплошной системе разработки



1 - откаточный штрек;
2 - вентиляционный штрек;
3 - дегазационные камеры;
4 - скважины дегазационные;
5 - газопровод

Рис.5.12.

Схема дегазации надрабатываемого крутого пласта скважинами, пробуренными из выработки разрабатываемого пласта



I - разрабатываемый пласт;
2 - промежуточные квершлаги;
3 - надрабатываемый пласт;
4 - полевой откаточный штрек;
5 - дегазационные скважины;
6 - откаточный штрек;
7 - вентиляционный штрек;
8 - газопровод

Рис.3.15.

Схема дегазации крутого сближенного пласта скважинами, пробуренными из группового штрека

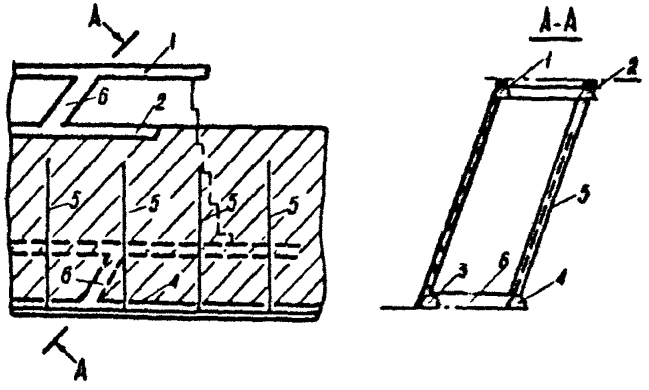
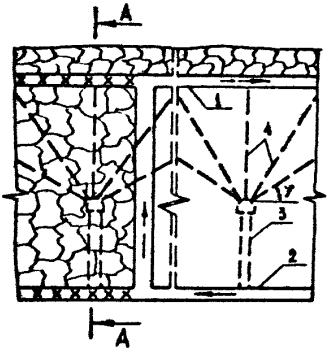


Рис. 3.14.

I - вентиляционный штрек; 2 - групповой вентиляционный штрек; 3 - откаточный штрек; 4 - групповой откаточный штрек; 5 - дегазационные скважины; 6 - промежуточные квершлаги

Схема дегазации подрабатываемого угольного пласта скважинами, пробуренными веерообразно из квершлага



А-А

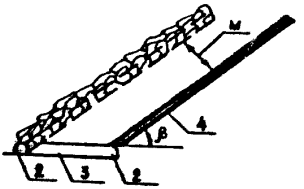


Рис. 3.15.

1 – вентиляционный штрек;
2 – конвейерный штрек;
3 – квершлаг;
4 – дегазационные скважины

4. ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

4.I. Дегазация выработанного пространства скважинами из подземных выработок

4.I.I. Характеристика и условия применения схем дегазации выработанного пространства приведены в табл. 4.I.

4.I.2. Параметры устанавливаются опытным путем или определяются расчетом (приложение I.9) с последующей корректировкой в процессе эксплуатации. Глубина герметизации скважин не менее I0м.

4.I.3. При дегазации по схеме 2 расстояние между обсечными скважинами составляет 30–50 м. Скважины проводятся до подхода лавы, обсаживаются трубами и подключаются к перфорированным отросткам труб, которые охраняются кострами.

4.I.4. При поступлении метана из отработанных пространств (при бесцеликовой отработке пластов) в случае необходимости возможно бурение скважин (заводка труб) для каптажа газа из этого источника. Параметры дегазации определяются опытным путем в каждом конкретном случае, а величина разрежения должна составлять не менее $4{,}0 \cdot 10^3$Па (30 мм рт.ст.)

4.2. Дегазация выработанного пространства скважинами с поверхности

4.2.I. Дегазацию вертикальными скважинами, пробуренными с дневной поверхности, рекомендуется применять на глубинах разработки до 600 м, если подземные способы дегазации выработанного пространства недостаточно эффективны, а условия на поверхности позволяют разместить буровое и дегазационное оборудование.

4.2.2. Скважина должна углубляться в породы почвы на 5–I0м, когда преобладающим источником метана является уголь, оставленный в выработанном пространстве (разработка пластов с потерями по площади и мощности пласта, слоевая разработка мощных пластов),

Таблица 4.I

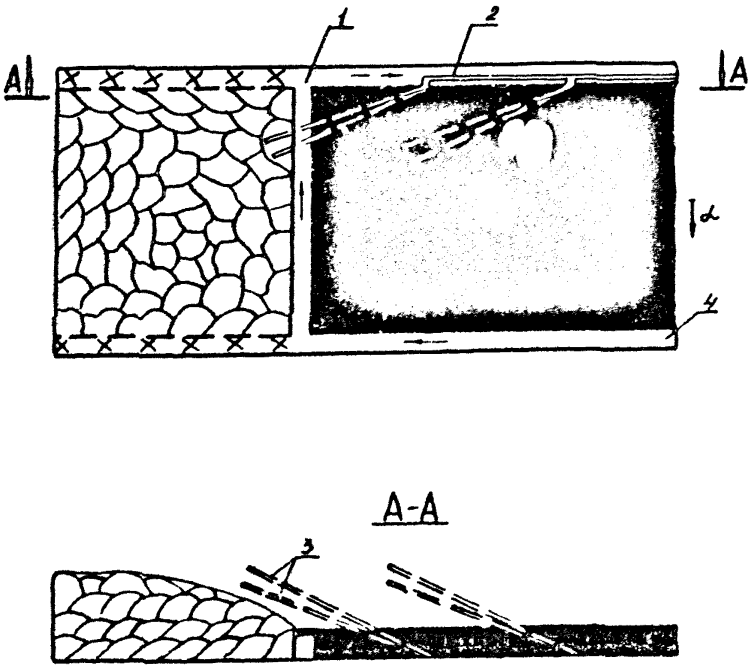
Характеристика схем дегазации выработанного пространства

Схема дегазации	Вариант схемы	Условия применения и схема расположения скважин (отростков труб)	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
				10^3 Па	мм рт.ст.
I	2	3	4	5	6
Схема № I Скважины пробурены из выработок	Iа	Столбовая система разработки, вентиляционная выработка погашена за лавой. Скважины пробурены навстречу очистному забою над куполами обрушения (рис. 4.I)	0,3	4,0	30
	Iб	Столбовая или сплошная система разработки по падению. Скважины пробурены над монтажной камерой (рис. 3.5)	0,5	4,0	30
	Iв	То же по простиранию и восстанию	0,3	4,0	50
	Iг	Сплошная система разработки. Скважины пробурены из выработки с исходящей вентиляционной струей в плоскости, параллельной очистному забою.	0.4	4.0	30

Продолжение табл.4.I

I	2	3	4	5	6
Схема № 2 Отвод метана через перфорированные отростки труб	2а	Столбовая система разработки с погашением выработок за лавой Перфорированные отростки труб оставляются в погашаемой вентиляционной выработке и сообщаются со сбоечными скважинами (рис. 4.2)	0,4	4,0	30
	2б	То же, перфорированные отростки подключаются к газопроводу, оставляемому в завале.	0,3	2,7	20

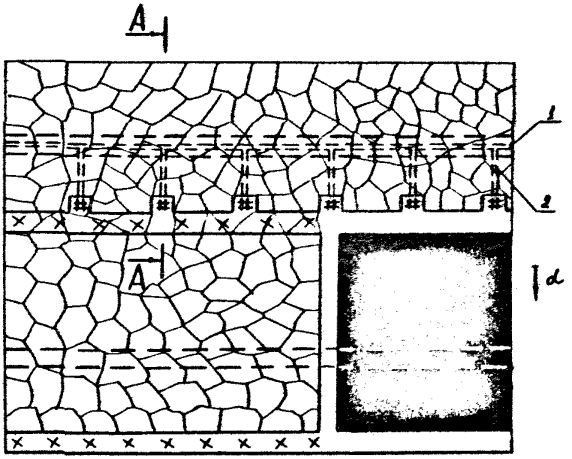
Схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполами обрушения



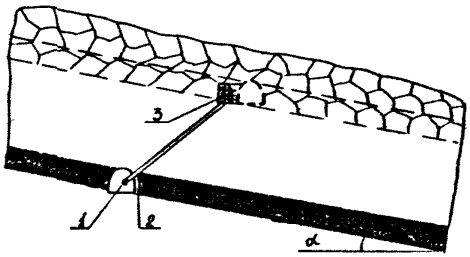
1 - штрек вентиляционный;
2 - газопровод;
3 - скважины дегазационные;
4 - штрек конвейерный

Рис.4.1.

Схема дегазации выработанного пространства перфорированными отрезками труб с использованием сбоечных скважин



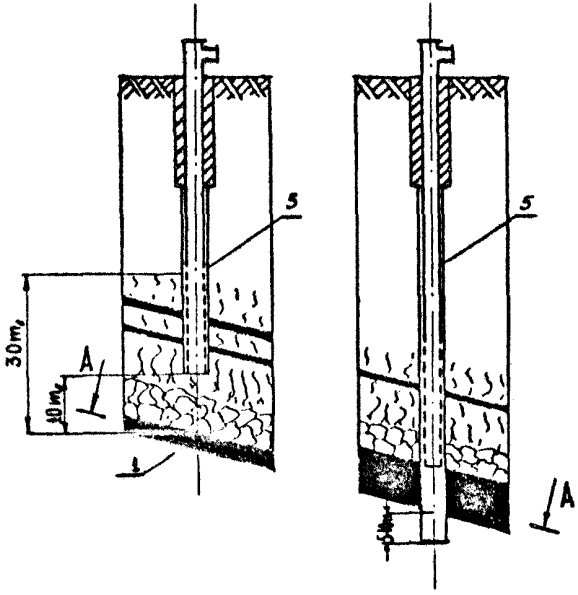
А-А

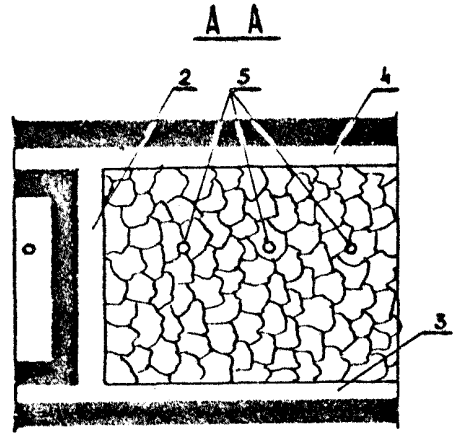


I - газопровод;
2 - сбоечная скважина;
3 - перфорированная труба

Рис.4.2.

Схема дегазации подрабатываемых пластов и выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности





а) - дегазация подрабатываемых пластов
б) - дегазация выработанного пространства

I - разрабатываемый пласт;
2 - разрезная печь;
3 - конвейерный штрек;
4 - вентиляционный штрек;
5 - скважина с поверхности

Рис. 4.3

или надрабатываемые пласты (рис. 4.3.).

4.2.3. Скважины располагаются вдоль вынимаемого столба. Первая скважина должна находиться от разрезной печи (монтажной камеры) на расстоянии 10–30 м. Место заложения последующих скважин следует выбирать так, чтобы к моменту подключения скважин к газопроводу проекция ее забоя на разрабатываемый пласт находилась впереди очистного забоя на расстоянии не менее 30 м. Расстояние проекции забоя от вентиляционной выработки должно быть не более половины длины лавы.

Место заложения устья скважины с учетом ее отклонения при бурении определяется по приложению I.9.

Допускается бурение скважин вдоль середины столба в лавах, примыкающих с двух сторон к целикам угля или выработанным пространствам.

4.2.4. Расстояние между соседними вертикальными скважинами должно приниматься кратным шагу обрушения пород основной кровли. Минимальное расстояние между скважинами должно составлять 40 м, максимальное – 120 м. Эффективность дегазации 50–60 % при расстоянии между скважинами 40–80м и 40–50 % при расстоянии 80–120м.

4.2.5. Работы по бурению, креплению и оборудованию скважин должны производиться с соблюдением требований "Правил безопасности при геологоразведочных работах".

Параметры скважин, конструкция обсадной колонны выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий. Перед обсадкой скважины проводят каротаж и инклинометрическую съемку.

4.2.6. При дегазации выработанного пространства обсадка перфорированными трубами производится от верхнего дегазируемого пласта до кровли разрабатываемого пласта.

4.2.7. Скважины обсаживаются стальными трубами диаметром не менее 100 мм. Фильтрующая часть обсадных труб перфорируется

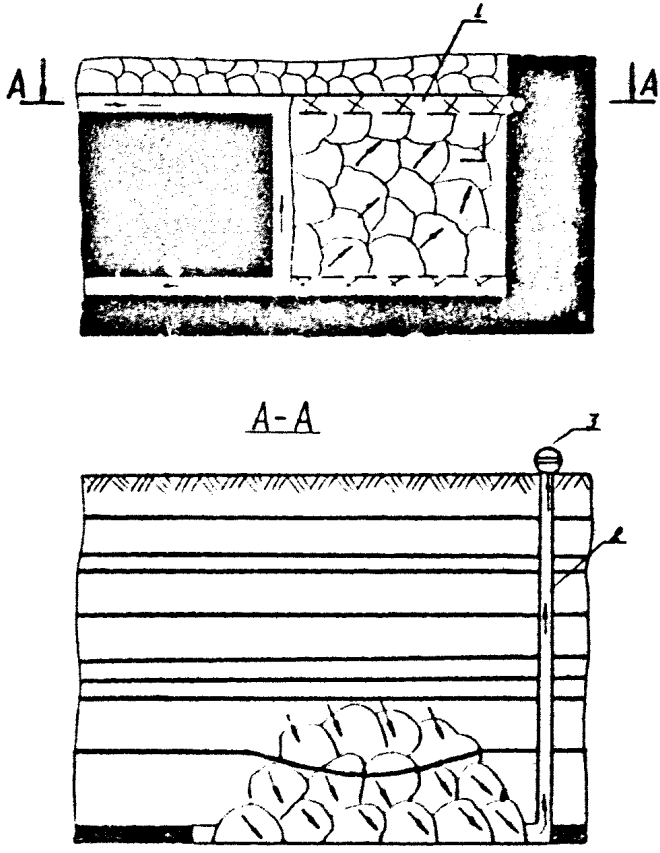
отверстиями диаметром 15–20 мм или щелевыми резами.

4.2.8. При отработке пластов угля по бесцеликовой технологии дегазацию осуществляют как скважинами, пробуренными на выемаемом участке, так и скважинами, расположенными на ранее отработанных участках в пределах выемочного поля.

4.2.9. Отсос газа производится вакуум-насосом при разрежении в устье скважины не менее $20 \cdot 10^3$ Па (150 мм рт.ст.)

4.2.10. На пластах, не склонных к самовозгоранию, при условии возможности сохранения скважины за монтажной камерой применяется отвод метана из выработанного пространства по неподдерживаемой выработке и скважине, пробуренной с поверхности (рис. 4.4).

Схема изолированного отвода метана по неподдерживаемой выработке и скважине



1 - неподдерживаемая выработка;
2 - скважина, пробуренная с поверхности;
3 - вакуум-насос

Рис. 4.4.

5. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С СУФЛЯРАМИ

5.1. Для предотвращения суфлярного метановыделения в проводимые выработки рекомендуется применять схемы дегазации окружающего выработку массива скважинами или шпурами. Скважины и шпуры должны оставляться подсоединенными к вакуумной линии не только в период проведения выработки, но и в период ее эксплуатации до прекращения суфлярного газовыделения.

5.2. Для предотвращения суфлярного выделения метана в очистные выработки необходимо своевременно осуществлять дегазацию разрабатываемого, подрабатываемого и надрабатываемого пластов.

5.3. При возникновении суфляра необходимо интенсифицировать процесс дегазации источника его формирования путем повышения вакуума на скважинах или проведения дополнительных скважин вблизи суфляра, предназначенных для отвода метана в дегазационную сеть шахты.

5.4. Если имеется доступ к суфлярным трещинам, отвод газа осуществляется с помощью капталных колпаков или других устройств, перекрывающих опасные трещины. Колпаки могут быть изготовлены из бывших в употреблении реактаков, металлических вентиляционных труб или листового железа. Размеры колпаков определяются величиной суфлярных трещин, которые необходимо перекрыть.

Перед установкой колпаков по всей площади выделения газа снимается слой угля или породы на глубину 30-40 см. Затем, с целью создания герметичности вокруг колпаков, устанавливают бетонную подушку. На колпаках предусматриваются патрубки, с помощью которых колпаки подсоединяют к газопроводу. Если вместе с метаном выделяется вода, то вблизи колпаков монтируются водоотделители.

Если нет прямого доступа к трещинам, необходимо бурить скважины в предполагаемую зону суфлярных трещин с применением устройств, позволяющих отводить газ в газопровод в процессе бурения. После окончания бурения и герметизации устьев скважин они должны быть немедленно подключены к дегазационному трубопроводу.

5.5. При весьма интенсивных суфлярных выделениях газа, когда невозможно применить указанные выше способы, выработку с суфляром необходимо изолировать перемычкой. Газ из-за перемычки должен отводиться в дегазационный трубопровод или в исходящую струю с достаточным количеством воздуха.

5.6. На шахтах опасных по суфлярным выделениям метана, не имеющих стационарных дегазационных систем, необходимо предусматривать использование передвижных дегазационных установок.

5.7. Борьба с внезапными прорывами метана из почвы осуществляется в соответствии с "Инструкцией по прогнозу и предупреждению внезапных прорывов метана из почвы горных выработок" (Макеевка-Донбасс, 1987).

6. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ

6.I. Бурение и герметизации скважин

6.I.I. Для бурения скважин применяется инструмент диаметром 76, 93, 97, II2, II8 мм и т.д.

Удаление бурового шлама осуществляется с помощью воды, глинистых растворов или сжатым воздухом. Применение сжатого воздуха допускается при бурении скважин диаметром не более 93 мм в угольном и породном массиве, не разгруженном от горного давления.

6.I.2. Паспорт бурения подземных дегазационных скважин должен содержать: выкопировку из плана горных работ, структурную колонку пласта и пород кровли (почвы) с классификацией слагающих пород по буримости, крепление камер (ниш), схемы расположения транспортных средств в горной выработке, бурового и электрического оборудования, способов крепления бурового станка, параметры скважин и расстояние между ними.

Паспорт бурения вертикальных скважин с дневной поверхности должен содержать: выкопировку из плана горных работ, совмещенном с планом поверхности, геологический разрез с отметками отработанных пластов и водоносных горизонтов, параметры скважин, конструкцию обсадной колонны с указанием участков перфорации.

Паспорт на проведение гидроразрыва пласта из подземных выработок должен содержать: выкопировку из плана горных работ с нанесением скважин гидроразрыва и схему вентиляции, расчетные параметры нагнетания (объем закачиваемой жидкости, давление нагнетания, расход жидкости в единицу времени), схему располоке-

ния оборудования, напорного трубопровода и арматуры в горной выработке, обеспечение прямой телефонной связью рабочего места и постов наблюдения с диспетчером шахты, места расположения постов наблюдения.

Паспорта составляются работниками шахты, утверждаются главным инженером шахты и согласовываются с главным инженером организации, производящей работы.

6.I.3. Устье каждой дегазационной скважины должно быть оборудовано герметизатором или обсадными трубами с тампонированием участков или всего затрубного пространства с помощью резиновых тампонов (колец), цементного раствора, бурового шлама, других способов. После окончания тампонажа проводится проверка качества герметизации и в случае необходимости производится герметизация устьев скважин.

Глубина герметизации скважин в случае использования механических герметизаторов должна быть не менее 6 м, а в случае герметизации другими способами должна составлять не менее 6 м при угле разворота скважины от оси выработки в пределах 60-90° и не менее I0 м при угле разворота до 60°. Допускается герметизировать шпуры и короткие скважины (длиной до 20 м) на глубину менее указанных величин.

При обсадке скважин для подземного гидроразрыва, пробуренных по вмещающим породам, необходимо чтобы после цементного тампонажа затрубного пространства фильтрующая часть скважины составляла по угольному массиву не менее 2 м.

6.I.4. Для снижения подсосов воздуха могут быть применены герметизирующие покрытия на стенки выработки (по рекомендациям МакНИИ или ВостНИИ).

6.I.5. Обсадка скважин для подземного гидроразрыва производится трубами диаметром не менее 73 мм, причем I0 м обсадки от устья скважин выполняются из цельнотянутых труб, рассчитанных на давление 200 кгс/см^2 (20 МПа), остальная часть обсадной колонны (20–30 м) может выполняться из электросварных труб.

6.I.6. На каждую дегазационную скважину составляется акт с указанием фактических параметров скважин (длина, диаметр, угол наклона, угол разворота, длина герметизации, величина подсосов воздуха на участке герметизации). Акт подписывается представителем шахты и подрядной организации, производящей работы.

6.2. Газопроводы

6.2.I. Газопроводы подразделяются на участковые и магистральные. Участковым считается газопровод, проложенный в пределах выемочного участка или по проводимой с дегазацией подготовительной выработке. Остальные газопроводы – магистральные.

6.2.2. Скважины и перфорированные трубы для дегазации выработанного пространства из подземных выработок подсоединяются к самостоятельному газопроводу.

6.2.3. В горизонтальных и наклонных выработках газопроводы подвешиваются на хомутах.

6.2.4. Дегазационные трубы соединяются в шахте при помощи фланцев, свободно вращающихся на приварном кольце, или других соединений, причем трубы должны выдерживать давление 0,6 МПа (6 кгс/см^2) при прокладке газопровода по горизонтальным и наклонным выработкам и I,0 ÷ I,6 МПа (I0 до I6 кгс/см^2) при прокладке по вертикальным выработкам.

Для уплотнения фланцевых соединений применяются прокладки из паронита, металлические или резиновые. Внутренний диаметр прокладки должен быть на 2–3 мм больше внутреннего диаметра трубы.

6.2.5. Трубы газопровода в магистральных скважинах соединяются встык сваркой. Для увеличение прочности на сварные швы накладываются пластинки или бандажи длиной 150–200 мм.

6.2.6. В местах возможного скопления воды в газопроводах устанавливаются водоотделители емкостью от 0,2 до 1,5 $м^3$ в зависимости от суточного притока воды. Если из дегазационных скважин выделяется вода, то на скважине или группе скважин устанавливается водоотделитель. Конструкция водоотделителя должна исключать выход газа через него в выработку.

6.2.7. Расчет газопровода производится на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы. Методика расчета газопровода изложена в приложении 1.10. При этом для участковых газопроводов диаметр должен быть не менее 150 мм, магистральных – не менее 300 мм.

6.3. Контроль работы дегазационной сети

6.3.1. Контроль количества отсасываемого газа на дегазационных скважинах и участковых газопроводах осуществляется с помощью диафрагм, вмонтированных в газопровод, переносных двухтрубных манометров с водяным и ртутным заполнением, интерферометром ШИ-12.

Отбор проб газовоздушной смеси из газопровода или скважины для оперативного газового анализа производится согласно рис. 7.4, а для лабораторного анализа – в бюретки Зегера или бутылки емкостью 250–500 $см^3$.

Объем каптируемого в шахтах метана определяется в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении I.II.

Методические указания по определению эффективности дегазации изложены в приложении I.I.

6.3.2. Если дегазационные мероприятия не обеспечивают проектных показателей расхода и концентрации метана в дегазационной сети, то определяются места и причины подсосов воздуха в скважины (приложение 3)и разрабатываются мероприятия по их достижению.

6.4. Организация службы дегазации

6.4.I. Работы по дегазации на шахтах выполняются специальной службой, входящей в состав участка ВТБ или самостоятельной.

6.4.2. Основной задачей службы является организация и осуществление работ по дегазации в соответствии с утвержденным проектом.

В целях выполнения указанной задачи служба:

– производит замену вакуум-насосов и прокладку газопроводов собственными силами или привлекает для выполнения этих работ специализированные организации;

– разрабатывает исполнительный график работ, паспорта на бурение дегазационных скважин, инструкции по пуску и остановке вакуум-насосов, безопасному обслуживанию дегазационной установки и несет ответственность за их выполнение;

– организует работы по подготовке к бурению дегазационных скважин, определяет параметры скважин;

- производит бурение дегазационных скважин;

- контролирует качество бурения дегазационных скважин, их герметизацию;

- обеспечивает нормальную и непрерывную работу дегазационных установок и контрольно-измерительной аппаратуры, а в случае необходимости ремонт и замену оборудования;

- осуществляет систематический контроль за концентрацией, дебитом метана и разрежением в скважинах и газопроводах;

- ведет установленную техническую документацию по контролю работ дегазационных установок, скважин, осмотру и ремонту газопроводов.

6.4.3. Руководитель службы несет ответственность за своевременность и качество выполнения всех перечисленных выше работ.

7. ВАКУУМ-НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ (ВНС)

7.1. Общие положения

7.1.1. С целью обеспечения транспортировки метановоздушной смеси в дегазационных системах, в зависимости от принятых способов дегазации, применяются вакуум-насосные станции, которые подразделяются на стационарные и передвижные.

7.1.2. Газопроводная сеть ВНС при сдаче в эксплуатацию должна испытываться на плотность под разряжением 15 кПа (100 мм рт.ст.) с составлением акта испытаний, а нагнетательная часть сети, кроме того, ежегодно.

7.2. Стационарная вакуум-насосная станция на поверхности

7.2.1. Стационарная ВНС на поверхности должна размещаться в отдельном здании и не должна содержать помещений, не относящихся к ее функционированию.

Классификация помещений ВНС и наружных сооружений по категории помещений и классам взрывоопасности приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Категория помещений по ОНТП24-86 и класс взрывоопасности по ПУЭ здания и наружных сооружений ВНС

Наименование	Категория помещений по ОНТП24-86	Класс по взрывопожарности по ПУЭ
1	2	3
1. Машзал	А	В-Iа
2. РУ до 1 кВ и выше 1 кВ	Г	-

I	2	3
3. Пункт оператора	Г	-
4. Помещение огнепреградителей	А	В-Iа
5. Помещение насосов и баков гидросистемы	А	В-Iа
6. Помещение аппаратуры газоподготовки	А	В-Iа
7. Помещение приемников газоанализаторов	А	В-Iа
8. Сливной колодец отработанной воды	А	В-I
9. Приемный колодец градирни	А	В-Iг
IO. Смотровые колодцы	А	В-Iа
II. Тамбур между машзалом и помещением приемников газоанализаторов	А	В-Iб

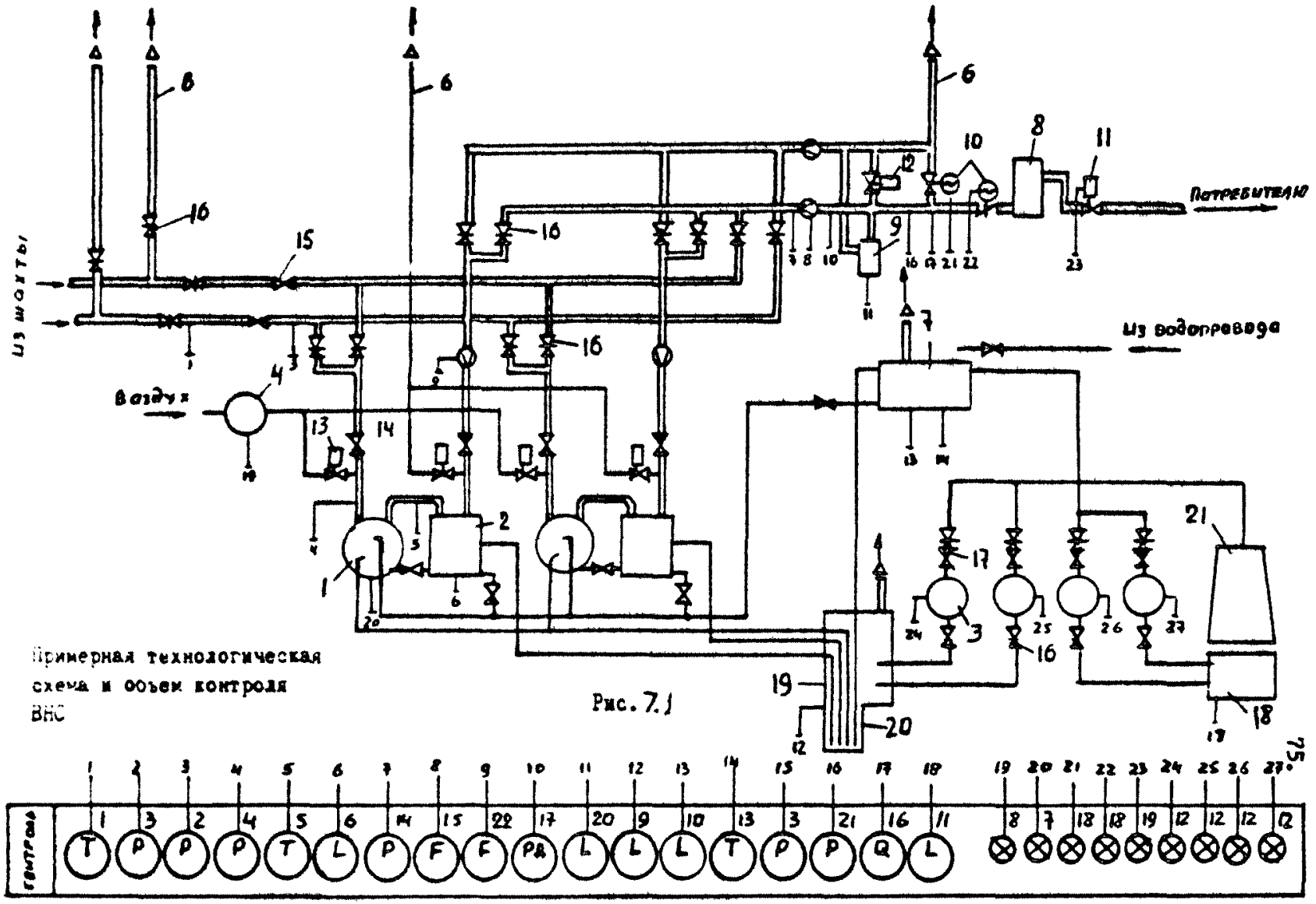
7.2.2. Машзал, помещение огнепреградителей, помещение аппаратуры газоподготовки, помещение насосов и баков гидросистемы могут сообщаться между собой.

На окнах всех помещений ВНС должны устанавливаться металлические решетки.

В машзале следует предусматривать место для ремонта вакуум-насоса. Над каждым вакуум-насосом по его оси, а также над огнепреградителями должны устанавливаться монорельсы с ручными передвижными талями требуемой грузоподъемности.

Перед воротами машзала с наружной стороны здания ВНС рекомендуется предусматривать разгрузочную балку.

7.2.3. Сливной колодец отработанной воды и смотровые колодцы должны располагаться вне здания ВНС в пределах ограды и иметь перекрытие с люком для доступа к оборудованию колодца. Верх перекрытия должен быть на высоте 0,5 м от планировочной отметки земли. Колодцы должны иметь вытяжную трубу внутренним диаметром



Примерная технологическая схема и объем контроля ВНС

Рис. 7.1

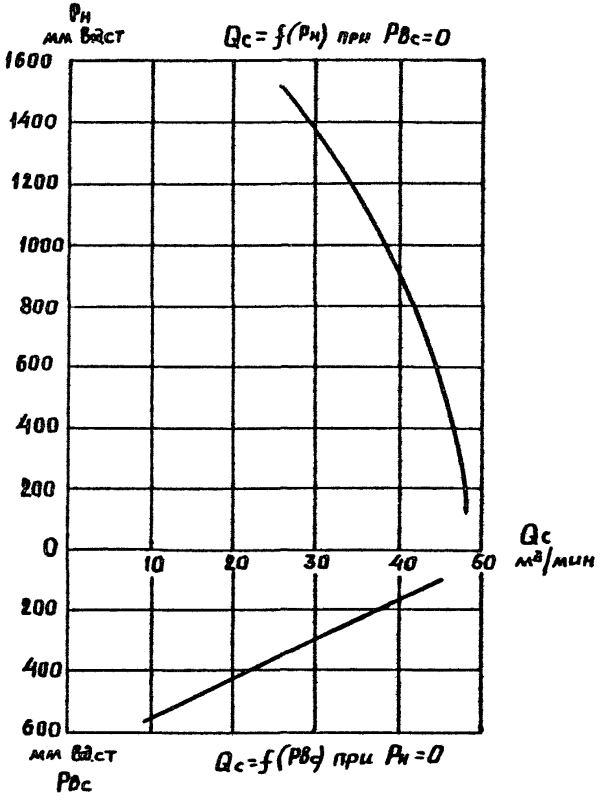


Рис. 7.2

Совмещенные характеристики
вакуум-насосов с подачей
50 м³/мин

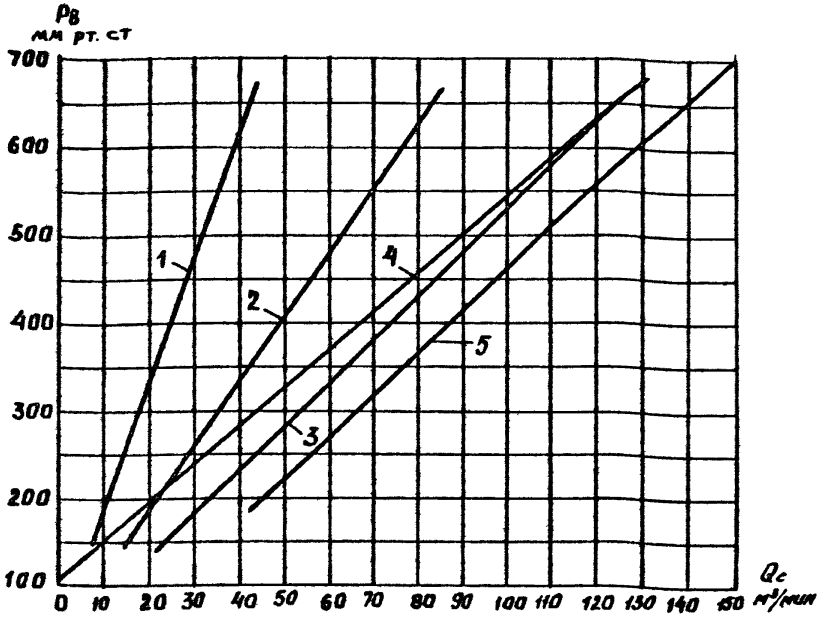


Рис. 7.3

Характеристики вакуум-насосов, работающих в режиме всасывания

1 – отдельно работающий насос, производительностью 50 м³/мин
2 – два насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
3 – три насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
4 – четыре насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
5 – отдельно работающий насос, производительностью 150 м³/мин

Схема отбора проб газовоздушной смеси из газопровода

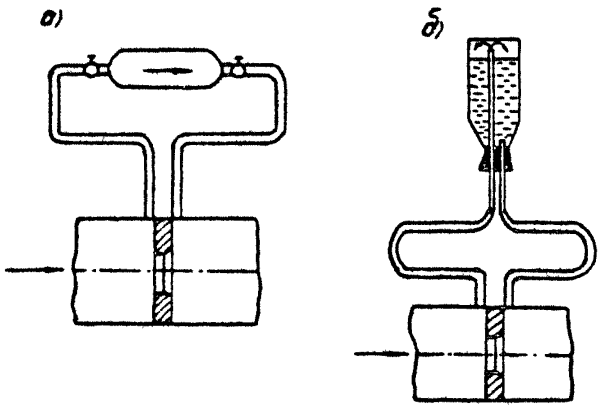


Рис. 7.4

не менее 150 мм, выведенную на 3 м выше перекрытия.

7.2.4. Возможная упрощенная технологическая схема ВНС приведена на рис. 7.1.

7.2.5. Перед каждым пуском вакуум-насосов должны быть выполнены меры, предотвращающие наличие взрывоопасной газовой смеси во внутренней полости вакуум-насоса.

7.2.6. Характеристики работы вакуум-насосов приведены на рис. 7.2 и 7.3.

Один резервный вакуум-насос необходимо иметь на три одновременно работающих вакуум-насоса производительностью не более 50 $м^3$/мин и на два - производительностью более 50 $м^3$/мин.

С целью регулирования разрежения между всасывающим и нагнетательным газопроводами каждого коллектора должна устанавливаться задвижка.

Рис. 7.1. Примерная технологическая схема и объем контроля ВНС (вспомогательная арматура и трубопроводы условно не показаны).

Технологическая схема:

1 - вакуум-насос; 2 - водоотделитель; 3 - насосы гидросистемы; 4 - вентилятор продувки; 5 - огнепреградители; 6 - свеча (отводная труба); 7 - бак напорный; 8 - каплеотделитель; 9 - клапан избыточного давления; 10 - задвижка с электроприводом; 11 - клапан-отсекатель с электромагнитным приводом; 12 - регулятор давления; 13 - клапан продувочный; 14 - клапан обратный; 15 - автоматический клапан-отсекатель; 16 - задвижка ручная; 17 - клапан обратный насоса гидросистемы; 18 - колодец градирни; 19 - сливной колодец отработанной воды; 20 - приямок для гидрозатвора; 21 - градирня.

Контроль и сигнализация (условно показана для одного коллектора и вакуум-насоса)

I - температура смеси во всасывающем газопроводе; 2 - разрежение во всасывающем газопроводе; 3 - разность давлений в блоках огнепреградителей; 4 - разрежение во всасывающем патрубке вакуум-насоса; 5 - температура в нагнетательном патрубке вакуум-насоса; 6 - уровень воды в водоотделителе; 7 - работа вакуум-насоса, включение резервного вакуум-насоса; 8 - работа вентилятора продувки; 9 , I0, II - уровень воды в сливном колодце, напорном баке, резервуаре градирни; I2 - работа насосов гидросистемы; I3 - температура воды в напорном баке; I4 - давление в нагнетательном газопроводе; I5 - количество воздушной смеси; I6 - концентрация метана в нагнетательном газопроводе; I7 - падение давления в нагнетательном газопроводе; I8, I9 - контроль положения задвижек и клапана- отсекателя; 20 - контроль уровня воды в клапане избыточного давления; 2I - контроль давления в нагнетательном коллекторе; 22 - контроль производительности вакуум-насоса.

Для отвода в атмосферу извлекаемой из шахты газовоздушной смеси на нагнетательном газопроводе каждого коллектора должна предусматриваться труба (свеча), выведенная не менее, чем на 2 м выше наиболее выступающей части крыши здания. Такая же труба должна предусматриваться для отвода в атмосферу газовоздушной смеси, поступающей по газопроводу при остановленных вакуум-насосах. Труба должна устанавливаться на магистральном всасывающем газопроводе до ввода в здание ВНС не ближе I м от здания.

Для районов с низкой температурой разрешается устанавливать отводную трубу непосредственно в здании ВНС.

7.2.7 В случае подачи газа потребителю оборудование ВНС должно включать:

- автоматический прямого действия регулятор давления смеси после вакуум-насосов со сбросом избытка смеси в атмосферу;

- задвижки с электроприводом, установленные на свече и на газопроводе перед каплеотделителем, и клапан-отсекатель с электромагнитным приводом для прекращения подачи смеси потребителю и направления ее в атмосферу при отклонении параметров смеси от требуемых;

- каплеотделитель;

- одоризатор или аппаратуру контроля содержания метана в ГРУ котельной. Необходимость установки одоризатора или газоанализатора определяется проектом;

- гидравлический клапан избыточного давления.

Подача газа потребителю производится дежурным машинистом по согласованию с потребителем и по указанию инженерно-технического работника, ответственного за эксплуатацию ВНС.

7.2.8. Газопроводы и их фасонные части (отводы, переходы, тройники, седловины, заглушки) должны быть стальными. Соединения газопроводов и их фасонных частей - сварные. Соединения фланцев газопроводов и их фасонных частей допускается только с фланцами арматуры и оборудования.

Арматура и регулирующие устройства, применяемые в ВНС, должны быть предназначены для соответствующей среды.

Газопроводы, их фасонные части, фланцевые соединения, арматура и регулирующие устройства должны быть рассчитаны на давление не менее 0,3 МПа (3 кгс/см^2).

На всех трубопроводах, предназначенных для выбросов в атмосферу газовоздушной смеси, следует предусматривать защитные зонты.

7.2.9. Оборудование, арматура и трубопроводы должны иметь опознавательную окраску следующих цветов:

- газопроводы - желтый;
- арматура газопроводов - оранжевый;
- трубопроводы гидросистемы - светлозеленый;
- арматуры гидросистемы, бак напорный - темнозеленый;
- воздухопровод - голубой;
- арматура воздухопровода напорного - синий.

Опознавательную окраску выполнять сплошной.

7.2.10. По бесперебойности обеспечения электроэнергией ВНС относится к потребителям I категории.

Режим нейтрали ВНС определяется проектом. В сетях переменного тока до I кВ с изолированной нейтралью должен выполняться автоматический контроль изоляции с воздействием на отключение.

Электроосвещение должно предусматриваться для территории ВНС, включая градирню или брызгательный бассейн, а также для всех помещений ВНС.

7.3. Передвижные поверхностные вакуум-насосные станции

7.3.1. ПВНС должна быть выполнена из огнестойкого материала и иметь следующие помещения:

- машинное отделение;
- распределительный пункт;
- помещение машиниста.

Распределительный пункт должен быть изолирован от других помещений глухой перегородкой. Перегородки помещения машиниста ПВНС устраиваются с шумопоглощением.

Машинное отделение должно иметь не менее двух выходов на противоположных сторонах.

Допускается сооружение отдельного помещения для дежурного машиниста на расстоянии не более 10 м от ПШВНС.

7.3.2. При применении для электроснабжения ПШВНС передвижных подстанций в рудничном исполнении последние могут устанавливаться в пределах ограды ПШВНС.

7.3.3. На ПШВНС допускается не устанавливать резервный вакуум-насос.

7.3.4. Проветривание машинного отделения и помещения машиниста должно осуществляться за счет естественной вентиляции при помощи дефлекторов, обеспечивающих трехкратный обмен воздуха в час.

7.3.5. ПШВНС должна быть обеспечена следующими приборами:

- вакуумметром на всасывающем газопроводе;

- термометром на напорной части газопровода между вакуум-насосом и водоотделителем;

- U образным манометром или тягонапоромером;

- интерферометром ИИ-11 и ИИ-12;

- замерной диафрагмой на нагнетательном газопроводе.

7.3.6. Помещение машиниста должно отапливаться в соответствии с пунктом 8.2.10.

7.3.7. ПШВНС должна быть обеспечена телефонной связью.

7.4. Передвижная подземная дегазационная установка

7.4.1. Контроль за содержанием метана в камере подземной ВНС с электродвигателем должен осуществляться стационарным автоматическим прибором контроля метана, отключающим электродвигатель вакуум-насоса при содержании метана у двигателя более 1 %.

Разрешается выпускать метан, извлекаемый подземной ВНС, в выработку с исходящей струей через камеру сжигания . При

этом содержание метана в атмосфере выработки за пределом смесителя не должно превышать допускаемого параграфом I94 ШБ. В случае невозможности выполнения настоящего требования извлекаемый метан должен отводиться на поверхность и выпускаться в атмосферу через трубу (свечу) высотой не менее 5 м от уровня земли, расположенную далее I5 м от промышленных и жилых объектов.

7.4.2. На подземных вакуум-насосных установках (кроме установок с закрытой замкнутой системой водоснабжения) вода должна отводиться в сточную канаву за местом установки вакуум-насоса по направлению вентиляционной струи.

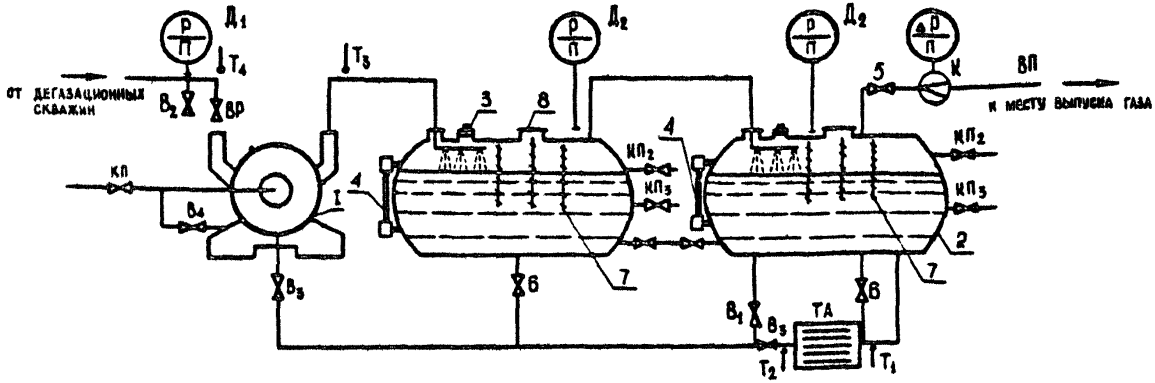
7.4.3. Примерная технологическая схема установки ПДУ-50 предоставлена на рис. 7.5.

7.4.4. Передвижные дегазационные установки (ПДУ) могут располагаться как в шахте, так и на поверхности. Технологическая схема ПДУ аналогична принципу работы отдельной секции установок типа СДУ.

Установки оснащены соответствующими приборами для контроля разрежения, давления, температуры, расхода газовой смеси и уровня воды в водоотделителях.

Установки ПДУ могут эксплуатироваться самостоятельно или совместно (последовательно) со стационарными установками. Допускается использование секционных дегазационных установок (СДУ), принцип работы которых аналогичен установкам типа ПДУ.

Технологическая схема
передвижной дегазационной установки ПДУ-50



I - вакуум-насос ВВН-50; 2 - резервуары; 3 - клапан предохранительный, 4-указатель уровня; 5-вентиль регулирующий; 6 - патрубок сливной; 7 - шланги; 8 - кик; $Д_I$ - вакуумметр; $Д_2$- манометр,показывающий; $К_{п_I}$,$К_{п_2}$,$К_{п_3}$ - пробковые краны контроля уровня воды; $В_I$,$В_2$,$В_3$,$В_4$ - вентили; ТА -теплообменный аппарат; $Т_I$, $Т_2$,$Т_3$,$Т_4$ - термометры; К - диафрагма; ВП - выхлопной патрубок; ВР-задвижка

Рис. 7.5

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ НА ШАХТАХ

Приложение к § 204 "Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах"

I. Общие положения

I. Строительство и эксплуатация дегазационных систем (вакуум-насосных станций, газопроводов и скважин) должны осуществляться по проектам, утвержденным техническим руководством предприятия.

2. Прием в эксплуатацию дегазационных систем производится комиссией, назначаемой техническим руководителем предприятия с участием представителя местных органов Госпроматомнадзора СССР.

3. Концентрация метана в дегазационных трубопроводах должна быть не менее 25%. В отдельных случаях допускается транспортирование газа с содержанием метана менее 25% при условии выполнения мер, обеспечивающих взрывобезопасность, согласованных с МакНИИ (ВостНИИ) и местными органами Госпроматомнадзора СССР.

Для дегазации шахт должны применяться газоотсасывающие машины, исключающие возможность воспламенения в них отсасываемой метано-воздушной смеси, или эксплуатируемые в условиях и режимах обеспечивающих их взрывобезопасность.

4. Запрещается использовать добываемый при дегазации газ путем прямого сжигания с содержанием метана ниже 25% в качестве

топлива для промышленных установок (котельных) и с содержанием метана ниже 50% – для бытовых нужд.

5. Вакуум-насосные станции (стационарные и передвижные) должны быть расположены на поверхности. Допускается применение временных подземных вакуум-насосных установок для дегазационных работ, имеющих временный характер. Срок эксплуатации временных ВНУ определяется проектом.

Применение временных подземных вакуум-насосных установок допускается с разрешения технического руководителя предприятия.

6. Руководить работами по дегазации шахт имеют право лица со стажем работы в газовых шахтах не менее одного года, прошедшие обучение по специальной программе.

II. Вакуум-насосные станции

7. Здание вакуум-насосной станции (ВНС) должно быть удалено от промышленных и жилых объектов на расстояние, не менее приведенных в табл. I.

Таблица I

Расстояние от ВНС до промышленных и жилых объектов

Наименование объекта	Расстояние, м
I	2
I. Технические и жилые сооружения, автомобильные дороги общего пользования, железные дороги	20

Продолжение табл. I

I	2
2. Линии высоковольтных передач, открыто установленные трансформаторы и электрораспределительные устройства	30
3. Дегазационные скважины	I5
4. Породные отвалы:	
горящие	300
негорящие	За пределами механической защитной зоны

Территория ВНС должна быть обнесена оградой, изготовленной из негорючего материала. Расстояние от ограды до стен помещения или наружных установок ВНО должно быть не менее 5 м.

Здания и сооружения ВНО должны соответствовать требованиям СНиП и быть обеспечены молниезащитой.

8. Помещения стационарных и передвижных поверхностных ВНО в зависимости от расположенного в них газоопасного оборудования относятся к классам взрывоопасности, указанным в табл. 2.

Таблица 2

Классы взрывоопасности помещений и установок ВНО

Наименование газоопасного оборудования	Класс взрывоопасности помещения (ПУЭ)	Класс взрывоопасности установок (вне помещения)
I	2	3
I. Резервуар для воды, поступающей из вакуум-насоса	В-I	В-Iг

Продолжение табл. 2

I	2	3
2. Вакуум-насосы, водоотделители, каплеулавливатели, вентили, клапаны-отсекатели, измерительные диафрагмы, регуляторы давления, газа, трубопроводы с фланцевыми соединениями	В-Iа	В-Iг
3. Расходомеры газа, приемник стационарного анализатора метана	В-Iб	

Светильники, электрооборудование, измерительные приборы по исполнению, а также устройство кабельных линий, заземлений должны соответствовать классам взрывоопасности помещений согласно требованиям ПУЭ.

9. Подземные ВНС должны размещаться в выработках, проветриваемых свежей струей воздуха.

Контроль за содержанием метана в камере подземной ВНС должен осуществляться стационарным автоматическим газоанализатором, отключающим электроэнергию в камере при содержании метана более 1%.

Разрешается выпускать метан, извлекаемый подземной ВНС, в выработку с исходящей струей через специальный смеситель. При этом содержание метана в атмосфере выработки за пределом смесителя не должно превышать допускаемого параграфом 194 ПБ. В случае невозможности выполнения настоящего требования извлекаемый метан должен отводиться на поверхность и выпускаться в атмосферу через трубу (свечу) высотой не менее 3 м от уровня земли, расположенную не ближе 15 м от промышленных и жилых объектов.

10. ВНС должны быть оборудованы стационарными приборами для измерения разрежения, давления, температуры, расхода извлекаемого газа и содержания в нем метана.

Контроль содержания метана в газовой смеси, извлекаемой стационарными вакуум-насосными станциями, должен быть непрерывным и осуществляться автоматическим газоанализатором, выдающим команду на включение аварийной сигнализации и прекращение подачи газа потребителю при содержании метана менее 25% и прекращение работы вакуум-насосов станции при содержании метана 20%.

В каждой ВНС должно быть два газоанализатора: рабочий и резервный.

Во временных ВНС и передвижных, применяемых для дегазации шахт через пробуренные с поверхности скважины, допускается контролировать расход газа и содержание метана переносными приборами.

11. В машинном зале и помещении КИП должны устанавливаться автоматические приборы контроля содержания метана, выдающие команду на включение звуковой и световой сигнализации машинисту ВНС при содержании метана 1%.

12. Схема газопроводов в поверхнотных ВНС должна обеспечивать возможность отвода газа в атмосферу как при работающих, так и при остановленных вакуум-насосах. Конец трубы для выпуска газа в атмосферу должен превышать верхний уровень крыши ВНС на 2 м.

В подземных ВНС должна обеспечиваться возможность транзитного прохода газа по трубопроводу, минуя ВНС в случае прекращения ее работы.

13. Резервуар для воды, поступающей из вакуум-насосов, должен иметь перекрытие с вытяжной трубой, выведенной выше него на 3 м, а в случае размещения резервуара в помещении – выше верхнего уровня крыши ВНС на 2 м. На подземных вакуум-насосных установках

(кроме установок с закрытой замкнутой системой водоснабжения) вода должна отводиться в сточную канаву за местом установки вакуум-насоса по направлению вентиляционной струи.

I4. Сварочные и автогенные работы во всех помещения ВНС на поверхности допускаются с разрешения руководителя предприятия. Указанные работы должны производиться в соответствии с "Инструкцией по ведению огневых работ в подземных выработках и надшахтных зданиях" при выполнении дополнительных мер предосторожности:

а) вакуум-насосы должны быть остановлены после того, как они проработают не менее 5 мин по отсасыванию воздуха;

б) должна быть включена принудительная вентиляция.

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.

I5. Запрещается курение и применение открытого огня в помещении ВНС и на ее территории. Внутри помещений должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители – по 2 шт.; песок – по 0,2 $м^3$. Снаружи помещения вакуум-насосной станции и на ограде должны быть вывешены предупредительные плакаты: "Опасно:метан!", "Вход посторонним воспрещен!", "Курить строго воспрещается!".

I6. Отопление ВНС может быть паровым, водяным или электрическим с применением нагревательных приборов во взрывозащищенном исполнении.

17. ВНС должны быть обеспечены телефонной связью. При использовании извлекаемого газа для отопления котельной между ВНС и котельной должна быть прямая телефонная связь.

18. В машинном зале ВНС должны быть вывешены утвержденные техническим руководителем предприятия схемы электроснабжения агрегатов, коммутации газопроводов и водопроводов на ВНС, инструкции по пуску, остановке вакуум-насосов и по безопасному обслуживанию ВНС, выписка из плана ликвидации аварий.

Ш. Газопроводы

19. Дегазационные газопроводы должны монтироваться из стальных труб с толщиной стенок не менее 2,5 мм с помощью фланцев или муфт. Газопроводы, расположенные на поверхности, могут монтироваться из труб, соединяемых сваркой. Все вновь сооружаемые дегазационные газопроводы должны испытываться на плотность под разрежением 15 кПа (100 мм рт.ст.). Газопровод считается выдержавшим испытание, если увеличение давления в нем за первые 30 мин после его перекрытия не превышает 10 мм рт.ст.

20. Магистральные газопроводы дегазационных систем должны прокладываться по стволам с исходящей струей воздуха. В качестве газопроводов можно использовать специально обсаженные скважины.

Допускается по согласованию с местными органами Госпроматомнадзора СССР прокладка магистральных газопроводов по наклонным выработкам со свежей струей воздуха, если по ним не производится откатка груза и механизированная перевозка людей в вагонетках.

21. На участковых газопроводах у мест соединения их с магистральными, а также на всех ответвлениях от участкового газопровода должны устанавливаться задвижки.

22. Газопроводы должны осматриваться не менее чем один раз в неделю. Обнаруженные неплотности и изгибы газопровода, где возможно скопление воды, должны немедленно устраняться.

23. Запрещается засыпать газопроводы, проложенные в действующих выработках, породой, заваливать их лесом, а также использовать их в качестве опорных конструкций или заземлителей.

IУ. Бурение дегазационных скважин

24. Для ведения буровых и дегазационных работ должен составляться раздел "Дегазация", который является составной частью паспорта выемочного участка или подготовительного забоя, утверждаемого техническим руководителем предприятия.

25. Дегазационные скважины разрешается бурить из камер и непосредственно из выработок. Камеры не должны иметь дверей. Ширина входа в камеру должна быть равна ширине камеры. Камеры должны проветриваться за счет общешахтной депрессии с помощью перегородок или вентиляторами местного проветривания. Пусковая аппаратура бурового станка должна быть сблокирована с вентилятором, чтобы не допускалась подача электроэнергии к станку при выключенном вентиляторе. Запрещается проветривать камеры за счет диффузии. Запрещается использовать дегазационные камеры для устройства в них участковых подстанций или распредпунктов.

26. При бурении дегазационных скважин должен осуществляться непрерывный контроль содержания метана в соответствии с требованиями "Инструкции по замеру концентрации газов в шахтах и применению автоматических приборов контроля содержания метана". В случае превышения нормы содержания метана в выработке бурение должно быть немедленно прекращено, и скважина подключена к дегазационному

газопроводу. Дальнейшее бурение допускается только через устройство, обеспечивающее изолированный отвод газа из скважины.

При бурении дегазационных скважин удаление буровой мелочи должно осуществляться путем подачи в них промывочной жидкости. Допускается бурение скважин с продувкой при условии принятия мер, исключающих возможность воспламенения метано-воздушной смеси.

27. Бурение дегазационных скважин в разгруженном от горного давления массиве должно производиться в следующем порядке: бурение под обсадную трубу, обсадка с герметизацией затрубного пространства; бурение на проектную длину.

28. Дегазационные скважины после окончания бурения должны быть подключены к вакуум-насосу или герметично закрыты.

Соединение дегазационных скважин с газопроводом должно осуществляться при помощи гибкого шланга.

На каждой действующей дегазационной скважине должны устанавливаться: задвижка, устройство, позволяющее измерить расход, разрежение газа и содержание в нем метана; водоотделители (если из скважин поступает вода).

Допускается устанавливать одну задвижку и одно замерное устройство для группы скважин, пробуренных по угольному пласту.

Устья использованных и отключенных от газопровода скважин перекрываются металлическими заглушками с прокладками из трудносгораемого материала.

Устья использованных скважин, пробуренных с поверхности, кроме того, должны заливаться цементно-песчаным раствором на длину не менее 2 м, а при диаметре 200 мм и более быть ликвидированы в соответствии с параграфом 148 Правил безопасности.

29. 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.

Пластовая скважина, отключенная от дегазационного газопровода для увлажнения угля в массиве, должна быть вновь подключена к газопроводу на расстоянии не менее 100 м до лавы.

30. Бурение дегазационной скважины с поверхности должно производиться впереди очистного забоя с таким расчетом, чтобы расстояние от проекции скважины на пласт до забоя дегазируемой лавы к моменту подключения скважины к газопроводу было не менее 30 м.

У. Обслуживание дегазационных систем

31. Дегазационные установки, за исключением автоматизированных, должны обслуживаться дежурным машинистом. Запрещается использовать дежурного машиниста на других работах.

32. Запрещается остановка вакуум-насосов на срок более 30 мин без разрешения технического руководителя предприятия.

В случае остановки вакуум-насосов необходимо немедленно отвести поступающий по газопроводу газ в атмосферу, а на шахтах с всасывающим способом проветривания перекрыть все скважины, пробуренные с поверхности. В подземных ВНС следует переключить всасывающий газопровод на нагнетательный и сообщить об остановке насоса горному диспетчеру и руководителю службы ВТБ.

33. Показания контрольно-измерительных приборов ВНС должны не реже 3 раз в смену заноситься в "Журнал контроля работы ВНС" (форма I).

34. При аварии в выработке, в которую отводится газ, извлекаемый подземной ВНО, работа вакуум-насосов должна быть прекращена.

35. Контроль режимов работы скважин осуществляется не реже одного раза в неделю путем измерения разрежения, расхода газа и содержания в нем метана.

Результаты измерений должны заноситься в "Книгу учета работы дегазационных скважин" (форма 2). К книге должна быть приложена регулярно пополняемая выкопировка из плана горных работ с нанесенными скважинами, указанием их параметров, индекса пласта, до которого они пробурены.

36. В случае воспламенения выбрасываемой в атмосферу метано-воздушной смеси необходимо перекрыть задвижку на всасывающем газопроводе, остановить вакуум-насос.

Перед пуском вакуум-насоса должна быть обеспечена продувка водоотделителя и вакуум-насоса воздухом не менее 5 мин.

Подача газа потребителям производится дежурным машинистом ВНО после предварительного предупреждения потребителей.

37. При монтажных и ремонтных работах, связанных с рассоединением участкового газопровода, дегазационные скважины на этом участке необходимо закрыть. При рассоединении магистрального газопровода необходимо закрыть задвижки на участковых газопроводах.

38. Гидроразрыв или гидрорасчленение пластов должны осуществляться по специальным проектам, утвержденным техническим руководителем предприятия.

Форма I

Журнал контроля работы ВНС

№ п/п	Дата	Смена	Время проведения замеров	№ работающих вакуум-насосов	Разрежение на вакуум-насосах, мм рт.ст.	Давление на нагнетательном газопроводе, кгс/см^2	Температура отсасываемого газа, ^{0}С	Концентрация метана в отсасываемой смеси, %	Расход смеси, отсасываемой установкой, м^3/мин	Расход метана, отсасываемого установкой, м^3/мин	Общие замечания по работе установки	Подпись лица, производившего замер
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Форма 2

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 скважины _____

№№ пп	Дата проведения замера	Разрежение или давление в газопроводе у скважины, мм рт.ст.	Концентрация метана, %	Перепад давления на диафрагме, мм рт.ст.	Расход метановоздушной смеси, $м^3$/мин	Расход метана $м^3$/мин	Примечание	Подпись лица, проводившего замеры
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение I

УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ

I. Эффективность дегазации и ее контроль

I.I. Эффективность дегазации оценивается коэффициентом дегазации, равным отношению величины снижения газообильности горной выработки за счет дегазации к газообильности выработки без применения дегазации

$$\eta_д = \frac{I - I'}{I} , \qquad (I.I)$$

где $\eta_д$ – коэффициент дегазации, доли ед.;

I – метановыделение в выработку без дегазации источников метановыделения, м³/мин;

I' – метановыделение в выработку при применении дегазации, м³/мин.

I.2. Необходимое значение коэффициента дегазации для призабойного пространства лавы, выемочного участка, подготовительной выработки, дегазируемой части подготовительной выработки составляет

$$\eta'_д = 1 - \frac{I_б}{I K_н} , \qquad (I.2)$$

где $I_б$ – метановыделение в выработку, допустимое по фактору вентиляции без дегазации источников метановыделения, м³/мин

$$I_б = 0{,}6 v S (c - c_0)$$

v – скорость движения воздуха в выработке, м/с;

S – сечение выработки для прохода воздуха, м²;

c – допустимая концентрация метана в вентиляционной струе, %;

c_0 – концентрация метана в поступающей вентиляционной струе, %;

$K_н$ – коэффициент неравномерности газовыделения; принимается согласно Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт.

I.3. Суммарное значение коэффициента дегазации нескольких источников метановыделения на выемочном участке слагается из величин

$$K_{дег} = n_{пл} k_{g.пл} + n_{с.п} k_{g.с.п} + n_{с.н} k_{g.с.н} + n_{п} k_{g.п} , \qquad (I.3)$$

где $n_{пл}$, $n_{с.п}, n_{с.н}, n_{п}$ – долевое участие в метанообильности выработки соответственно разрабатываемого, сближенных подрабатываемых и надрабатываемых пластов, газоносных пород, доли единицы;

$$n_i = \frac{I_i}{I} , \qquad (I.4)$$

$k_{g.пл}, k_{g.с.п}, k_{g.с.н}, k_{g.п}$ – коэффициенты дегазации соответственно разрабатываемого, сближенных подрабатываемых и надрабатываемых пластов, газоносных пород, доли единицы;

i – индекс соответствующего источника метановыделения.

I.4. Коэффициент дегазации источника метановыделения при последовательном применении нескольких способов его дегазации составит

$$k_g = k_{g.1} + (1 - k_{g.1}) k_{g.2} + (1 - k_{g.1})(1 - k_{g.2}) k_{g.3} + \ldots . \qquad (I.5)$$

I.5. Контроль эффективности дегазации способа (схемы) осуществляется путем замера дебитов метана на скважинах, расчета фактического коэффициента дегазации и сравнения его с проектным значением.

Фактический коэффициент дегазации выемочного участка определяется по формуле

$$K_g = \frac{I_g}{I_g + I'} , \qquad (I.6)$$

где I_g – суммарный расход метана, извлекаемого на выемочном участке с помощью дегазации, м³/мин.

I.6. Коэффициент дегазации разрабатываемого пласта находится следующим образом.

Определяется величина снижения газоносности пласта за счет дегазации

$$X_g = \frac{\sum_{i=1}^{n} G_{c.i}\ \Delta t_i}{h\ R_i\ m_n \gamma_y\ n_c} \qquad м^3/т \ , \qquad (I.7)$$

где $G_{c.i}$ – метановыделение из скважин (группы скважин) в момент i-го замера, $м^3$/сут;

Δt_i – интервал времени между замерами дебита метана из скважин, сут;

n – количество замеров дебита метана за время дегазации пласта скважинами (группой скважин);

h – высота этажа (подэтажа), дегазируемая скважинами, м;

R_i – расстояние между скважинами, м;

m_n – мощность угольных пачек пласта, м;

γ_y – объемная масса угля, $т/м^3$;

n_c – количество скважин на дегазируемом участке пласта, шт.

Находится коэффициент дегазации пласта скважинами, определяемый как после завершения дегазации до начала очистных работ, так и при дегазации в период их ведения по формуле

$$k_{g.пл} = \frac{X_g}{X - X_o}\left(m_n^{'}\ k_{пл}^{'} + m_n^{''}\ k_{пл}^{''}\right), \qquad (I.8)$$

где X, X_o – соответственно природная и остаточная метаноносность угля, $м^3$/т;

$m_n^{'}$, $m_n^{''}$ – полная мощность угольных пачек соответственно первого и второго слоев (невынимаемой пачки угля), м;

$k_{пл}^{I}, k_{пл}^{II}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта. Определяется согласно Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт по формуле

$$k_{пл} = \frac{l_{оч} \pm 2 b_{д.д}}{l_{оч}} ,$$

где $l_{оч}$ – длина лавы, м;

$b_{д.д}$ – ширина условного пояса газового дренирования пласта выработкой, м.

I.7. Коэффициент дегазации разгружаемого очистными работами источника метана (сближенный пласт, подрабатываемая или надрабатываемая толща) или вторичного источника (выработанное пространство) определяется из отношения

$$k_{д.i} = \frac{I_{д.i}}{I_i} , \qquad (I.9)$$

где $k_{д.i}$ – коэффициент дегазации i-го источника;

$I_{д.i}$ – дебит отсасываемого метана, м³/мин;

I_i – фактическое до дегазации или прогнозное метановыделение из i-го источника, м³/мин.

I.8. При дегазации вертикальными скважинами подрабатываемых пластов по схеме, предусматривающей недобуривание скважин до разрабатываемого пласта, когда извлекается дополнительный объем метана, который не выделился бы в выработки добычного участка, фактическая эффективность дегазации источника оценивается коэффициентом

$$k_{д.с.п.в} = 1 - 0{,}385 \sqrt{\frac{I_{с.п}}{I_{д.в}}} \quad при \quad \frac{I_{д.в}}{I_{с.п}} \geq \frac{1}{3} \qquad (I.10)$$

или

$$k_{д.с.п.в} = \frac{I_{д.в}}{I_{с.п}} \quad при \quad \frac{I_{д.в}}{I_{с.п.}} < \frac{1}{3} , \qquad (I.11)$$

I.9. Коэффициент дегазации подготовительной выработки при применении предварительной дегазации угольного массива скважинами, пробуренными по пласту, определяют по формуле (п.I.I), где в качестве величины метановыделения в выработку без дегазации принимается ее газообильность при природной газоносности пласта.

I.IO. Коэффициент дегазации барьерными скважинами подготовительной выработки в целом и дегазируемого участка выработки определяются в соответствии с Приложением I.2.

I.II. При комплексной дегазации выемочного участка определяются фактические коэффициенты дегазации каждого способа и комплексной схемы в целом согласно выражениям (п.I.9) и (п.I.6) соответственно.

I.I2. Эффективность работы дегазационной системы на шахте определяется из выражения

$$K_д = \frac{\sum_{j=1}^{k} I_{д.j}}{\sum_{j=1}^{k} (I_{д.j} + I'_j)}, \qquad (I.I2)$$

где k – число дегазируемых подготовительных и выемочных участков;

j – индекс дегазируемого участка.

Количество извлеченного метана дегазацией и газовыделение в вентиляционную сеть принимаются по дегазируемым участкам.

2. Параметры дегазации при проведении подготовительных выработок

2.I. Расчет параметров предварительной дегазации скважинами, буримыми за контур будущей подготовительной выработки, производится в следующей последовательности.

Определяется требуемый коэффициент дегазации по формуле(п.I.2).

По рассчитанному расстоянию между скважинами для лавы (Приложение I.3) определяется снижение газоносности пласта скважинами предварительной дегазации (X) на стадии проектирования путем деления числителя формул п.3.I, п.3.6 на дегазируемые одной сква-

жиной запасы угля (знаменатель формулы (п.I.7), а на стадии дегазации по фактическому объему извлеченного метана по формуле (п.I.7).

В соответствии с Руководством по проектированию вентиляции угольных шахт определяется значение газообильности подготовительной выработки в дегазированной до газоносности ($X - X_g$) зоне. Затем по формуле (п.I.I) находится величина коэффициента дегазации и сравнивается с требуемым его значением, полученным согласно (п.I.2). Если коэффициент дегазации окажется ниже требуемого, то изменяют параметры скважин предварительной дегазации, предусматривают способы повышения ее эффективности или другой способ дегазации.

Метанодобываемость рассчитывается для предварительной дегазации согласно Приложению I.3.

2.2. В случае применения дегазации барьерными скважинами при проведении подготовительной выработки вначале определяется требуемый коэффициент дегазации выработки по формуле (п.I.2). *Затем по табл. 2.2 принимается коэффициент дегазации барьерными* скважинами участка выработки, на котором они подключены к газопроводу, и отсюда находится газообильность выработки после применения дегазации

$$I' = I_g'(1 - K_{g0}') \qquad м^3/мин , \qquad (2.I)$$

где I_g' – метанообильность выработки на длине ее дегазируемого участка без применения дегазации (определяется по Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт), $м^3/мин$;

$K'_{g.б}$ – коэффициент дегазации на участке выработки с функционирующими барьерными скважинами (принимается по табл. 2.2), доли ед.

По формуле (п.I.I) находится коэффициент дегазации выработки и сравнивается с требуемым его значением, определенным по формуле (п.I.2).

Метанодобываемость барьерных скважин устанавливается по зависимости

$$I_g = I'_в K'_{g.б} \quad , м^3/мин \qquad (2.2)$$

или по фактическому дебиту скважин по формуле (П.I.6).

3. Параметры дегазации разрабатываемых пластов скважинами

3.I. В условиях Донецкого и Печорского бассейнов при отработке тонких и средней мощности угольных пластов расстояние между параллельными очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами определяется по формуле

$$R_c = \frac{k_в \, z \, l'_c \, m_g \, \frac{q_o}{a_c} \, \ln(a_c t + 1)}{h \, m_n \, \gamma_y \, k'_{g.пл} \, q_{пл}} \quad м , \qquad (3.I)$$

где $k_в$ – коэффициент влияния разрежения, равный I – при дегазации неразгруженных пластов и I,2 – при дегазации в условиях частичной под- или надработки (при разрежении не менее I00 мм рт.ст.);

z – коэффициент, учитывающий неравномерность газовыделения из пласта в скважины, $z = 0,75$;

l'_c – полезная длина скважины, м;

m_g – дегазируемая скважинами мощность угольных пачек пласта, м;

g_o – начальное удельное метановыделение в скважину, м^3/(м^{2}сут), т.е. начальный дебит скважины, деленный на длину скважины и мощность пласта;

a_c – коэффициент, характеризующий снижение газовыделения из пласта в скважины во времени, сут$^{-1}$;

t – продолжительность дренирования пласта скважинами, сут;

h – высота этажа (подэтажа), дегазируемая скважинами, м;

$m_п$ – мощность угольных пачек пласта, м;

γ_y – объемная масса угля, т/м^3;

$q_{пл}$ – метановыделение из пласта, м^3/т. Принимается по прогнозу (без дегазации).

Показатели g_o и a_c определяются опытным путем. При известных значениях g_o^* и a_c^* на глубине H^* показатели газоотдачи пласта на глубине H рассчитываются по формуле

$$g_o = g_o^* + 10^{-3}(H - H^*), \text{ м}^3/(\text{м}^2\text{сут}) \qquad (3.2)$$

$$a_c = a_c^* + 8 \cdot 10^{-5}(H - H^*), \text{ сут}^{-1} \qquad (3.3)$$

3.2. При слоевой выемке мощных пластов и при выемке пластов с потерями по мощности в условиях Карагандинского бассейна на глубинах до 600 м расстояние между параллельными очистному забою скважинами рассчитывается по формуле

$$R_i = \frac{k_в z \ell_c' (g_o' b' t + g_o'' b'' t'')}{\gamma_y h [m_п' q_{пл} k_{g.пл}' + X_g' (m_п - m_п')]} \text{ м}, \qquad (3.4)$$

где g_o' – среднее удельное метановыделение в течение первого месяца функционирования скважин, м^3/(м.сут);

β' – коэффициент, учитывающий изменение метановыделения из скважин во времени;

t – время функционирования скважин в зоне предварительной дегазации пласта, сут;

m_n' – мощность угольных пачек первого вынимаемого слоя, м;

x_g' – дополнительное снижение остаточной газоносности оставляемых слоев пласта (после выемки первого слоя) за счет дегазации скважинами, м³/т;

g_o'', β'', t'' – соответствующие параметры дегазации пласта скважинами в зоне передовой дегазации (в зоне влияния очистного забоя).

Параметры g_o', β', g_o'', β'', x_g' определяются по рекомендациям ВостНИИ.

3.3. Расстояние между скважинами предварительной дегазации пласта в Кузбассе определяются по формуле:

$$R_c = \theta_1 \sqrt{\frac{g_o' t}{\gamma_y q_{пл} [4{,}6 - \ln 100 (1 - k_{g.пл})]}} - \theta_2 m_n \ln 3{,}2 m_n, (3.5)$$

где θ_1, θ_2 – коэффициенты, составляющие:

– для схем дегазации скважинами, пробуренными на пласт вкрест его простирания

$$\theta_1 = 1{,}1, \quad \theta_2 = 0;$$

– для схем дегазации пластовыми скважинами при дегазации тонких пластов и пластов средней мощности

$$\theta_1 = 1{,}58, \quad \theta_2 = 0{,}64;$$

при дегазации мощных пластов расчет производится как при коэффициентах $\theta = 1{,}1$, $\theta = 0$, так и при коэффициентах $\theta_1 = 1{,}58$, $\theta_2 = 0{,}64$ и за требуемое расстояние принимается большее из двух вычисленных;

значения параметра g_o' (м³/(м.сут) устанавливается опытным путем или принимается по данным ВостНИИ.

3.4. При применении предварительной дегазации угольного пласта скважинами, развернутыми на очистной забой (рис. 2.10, 2.13) коэффициент интенсификации дегазации составляет 1,2–1,6.

При применении предварительной дегазации угольного пласта перекрещивающимися скважинами (рис. 2.11, 2.12) коэффициент интенсификации дегазации составляет 1,5–2.

3.5. Плотность бурения скважин в схемах, представленных на рис. 2.10–2.13, определяется на основании формул (п.3.1) или (п.3.4) с учетом приведенных в п.1.3.4 коэффициентов интенсификации дегазации, а углы заложения скважин в этих схемах – согласно табл. П.1.3.1.

3.6. Прогнозное значение метанодобываемости на тонких и средней мощности пластах Донбасса и Печорского бассейна определяется по формулам:

в процессе обуривания участка (столба)

$$G_б' = \frac{l_c' m_n N'}{1440\, t_б'} \frac{q_o}{a_c} \ln(a_c t_б' + 1) \quad м^3/мин \qquad (3.6)$$

после завершения буровых работ на участке

$$G_т' = \frac{l_c' m_n N}{1440(t-\tau)} \frac{q_o}{a_c} \ln \frac{a_c t + 1}{a_c \tau + 1} \quad м^3/мин, \qquad (3.7)$$

где $G_б'$ – дебит метана из скважин за время обуривания участка $t_б'$, $м^3/мин$;

N', N – количество скважин на участке в процессе обуривания и после завершения буровых работ соответственно;

t – время, отсчитываемое с начала бурения скважин на дегазируемом участке, сут;

τ – время, отсчитываемое с момента окончания буровых работ на дегазируемом участке, сут.

Таблица П.I.3.I

Углы заложения скважин, развернутых на очистной забой

Направление отработки пласта	Угол наклона скважин к горизонту β, град.	Угол разворота скважин φ, град.
Лава по простиранию, скважины проводят из откаточной выработки	$\sin\beta = \sin\lambda \sin\alpha$	$ctg\varphi = tg\lambda \cos\alpha$
Лава по простиранию, скважины проводят из вентиляционной выработки	$\sin\beta = -\sin\lambda \sin\alpha$	$ctg\varphi = tg\lambda \cos\alpha$
Лава по восстанию	$\sin\beta = -\cos\lambda \sin\alpha$	$tg\varphi = ctg\lambda \cos\alpha$
Лава по падению	$\sin\beta = \cos\lambda \sin\alpha$	$tg\varphi = ctg\lambda \cos\alpha$

λ - угол между осью выработки и проекцией скважины на плоскость пласта, град..

Максимальная метанодобываемость на дегазируемом скважинами участке разрабатываемого пласта рассчитывается по формуле (3.6) в момент завершения буровых работ, когда пробурены все скважины ($N' = N$, $t_f' = t_f$).

3.7. В условиях Карагандинского бассейна метанодобываемость скважин, пробуренных по мощному пласту в пределах выемочного участка, рассчитывается по формуле

$$G' = \frac{z\, k_в\, l_c'\, g_0'\, b'\, N}{1440} \quad \text{м}^3/\text{мин}, \qquad (3.8)$$

где N – количество функционирующих скважин, шт.

3.8. В условиях Кузбасса метанодобываемость, определяется по рекомендациям ВостНИИ.

3.9. Целесообразность предварительной дегазации неразгруженных от горного давления угольных пластов, залегающих на глубинах свыше 800 м в Донбассе и более 600 м в других бассейнах определяется по рекомендациям научно-исследовательских институтов.

4. Параметры гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные из выработок

4.I. Расстояние между скважинами гидроразрыва по длине выемочного поля принимается из условия частичного перекрытия соседних зон и определяется из выражения

$$L_p = 2\, R_г - 10 \quad \text{м} \qquad (4.I)$$

4.2. Необходимое количество жидкости (воды) для гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные вкрест простирания пласта из полевых выработок (см.рис. 2.I4), рассчитывается по формуле

$$Q_ж = \pi R_г^2 m k_з \quad м^3, \qquad (4.2)$$

где $R_г$ – радиус действия скважин гидроразрыва, м;

m – полная мощность пласта, м;

$k_з$ – коэффициент, учитывающий заполнение угольного массива жидкостью. Определяется опытным путем или принимается по табл. III.4.I.

Таблица III.4.I

Значения коэффициента $K_з$ для пластов Карагандинского бассейна

Пласты	$к_{I3}$	$к_{I2}$	$к_{I0}$	$д_6$	Остальные пласты
$K_з$	0,00I3	0,0007	0,00I7	0,00I0	0,00I2

4.3. При гидроразрыве угольного массива через скважину, пробуренную по разрабатываемому пласту (см.рис. 2.I5), количество рабочей жидкости для Карагандинского бассейна определяется по формуле

$$Q_ж = (\pi R_г^2 + 2 R_г l_c') m k_з \quad м^3, \qquad (4.3)$$

где l_c' – полезная длина скважины (без учета длины герметизации), м.

4.4. Объем закачиваемой через скважину жидкости при гидроразрыве пластов в Донбассе рассчитывается по формуле

$$Q_ж = (0{,}004 \div 0{,}006) h R_г m \quad м^3, \qquad (4.4)$$

где h – дегазируемая высота этажа, м.

4.5. Коэффициент интенсификации газовыделения в дегазационные скважины после выполнения гидроразрыва ($K_и$) определяется отношением съема газа пластовыми скважинами при применении гидроразрыва к съему газа без применения гидроразрыва. Принимается по рекомендациям научно-исследовательских институтов или устанавливается опытным путем.

Расстояние R'_i между пластовыми скважинами в зоне гидроразрыва определяется по формуле

$$R'_i = K_и R_i \quad м \qquad (4.5)$$

5. Параметры гидрорасчленения пластов Карагандинского бассейна через скважины, пробуренные с поверхности

5.I. Зоны гидрорасчленения представляют собой эллипсы с большой полуосью $R_{г_1}$ и малой $R_{г_2}$. При этом эллипсы сориентированы большой полуосью по направлению главной системы естественных трещин, а эффективный радиус гидравлического воздействия равен

$R_э = \sqrt{R_{г_1}^2 + R_{г_2}^2}$, причем $R_{г_1} = I{,}2\, R_э$, $R_{г_2} = 0{,}84\, R_э$ (5.I)

При заблаговременной дегазации угольных пластов $R_э$ принимается равным I30–140 м. При применении гидрорасчленения в сочетании с

пластовыми скважинами величина $R_э$ определяется из выражения

$$R_э = 0{,}5\, l_{оz} \quad м, \qquad (5.2)$$

где $l_{оz}$ - длина лавы, м.

5.2. При сроке дегазации более 3 лет скважины гидрорасчленения располагают из условия обработки пласта в пределах выемочного столба минимальным их количеством с перекрытием зон воздействия смежных скважин.

При меньшем сроке дегазации скважины гидрорасчленения располагают посредине выемочного участка, при этом расстояние от разрезной печи до первой скважины гидрорасчленения определяется по формуле

$$R'_z = 0{,}35\, l_{оz} \quad , м \qquad (5.3)$$

Расстояние между последующими скважинами расчленения определяется из условия перекрытия зон воздействия смежных скважин по формуле

$$R''_z = (0{,}9 \div 1{,}3)\, l_{оz} \quad , м \qquad (5.4)$$

5.3. Объем закачки рабочей жидкости определяется из выражения

$$Q_ж = \pi R_э^2\, m\, n_э \quad м^3, \qquad (5.5)$$

где m - полная мощность пласта, м;

$n_э$ - эффективная пористость угольного пласта, доли единицы; $n_э = 0{,}035 - 3{,}6 \cdot 10^{-5} H$

H - глубина залегания пласта, м ($350 \leq H \leq 750$ м).

Ожидаемое давление на забое скважины гидрорасчленения определяется по формуле

$$P_з = (0{,}03 \div 0{,}04)\,H \quad , \text{МПа} \qquad (5.6)$$

5.4. Необходимое количество добавки в рабочую жидкость гидрорасчленения товарной 26%-ной соляной кислоты определяют из расчета: при сроке дегазации более 3 лет – 20 т на I м мощности пласта, при меньшем сроке дегазации – I0 т на I м мощности пласта. Рабочая концентрация кислоты соответственно составляет 4 и 2%.

Темп закачки порций поверхностно-активных веществ (ПАВ) и воды составляет: при сроке дегазации более 3 лет – 0,06 ÷ 0,08 м³/с, при меньшем сроке дегазации – 0,03 ÷ 0,05 м³/с.

Темп закачки кислотного раствора соответственно равен 0,03 ÷ 0,05 м³/с и 0,0I5–0,025 м³/с.

5.5. Коэффициент интенсификации газовыделения в пластовые скважины в зоне гидрорасчленения рассчитывается по формуле:

$$K_и = 3{,}7 - 1{,}5 \cdot 10^{-3} t' \quad , \qquad (5.7)$$

где t' – срок дегазации, год.

Расстояние между пластовыми скважинами определяется по формуле (п.4.5).

5.6. Суммарный съем газа с тонны запасов угля через скважину гидрорасчленения определяется по формуле

$$q' = a_г \ln t' + b_г \qquad \text{м}^3/\text{т} \;,\; t' > 3 \qquad (5.8)$$

$a_г, b_г$ – коэффициенты, значения которых приведены в табл. III.5.I.

Таблица III.5.I

Значения коэффициентов $a_г$ и $b_г$

Коэффициенты	Природная газоносность, м³/т		
	I0,0–I5,0	I5,0–20,0	20,0–25,0
$a_г$, м³/т	2,I–2,9	2,9–3,3	3,0–3,7
$b_г$, м³/т	0,7–I,0	I,0–I,4	I,4–I,9

5.7. Метанодобываемость скважин гидрорасчленения при сроке дегазации более 3 лет определяется из выражения

$$J_м = 1{,}9 \cdot 10^{-6} \frac{a_г}{t'} \pi R_э^2 m \gamma_у \quad , м^3/мин \qquad (5.9)$$

Метанодобываемость при дегазации в зоне гидрорасчленения пластовыми скважинами определяется с учетом коэффициента интенсификации дегазации.

6. Параметры дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов.

Скважинами, пробуренными из выработок

6.I. Параметры скважин, пробуренных позади лавы, определяются по формулам, приведенным в таблице III.6.I.

При бурении позади лавы скважин, развернутых на очистной забой, из поддерживаемых за лавой подготовительных выработок, задается длина проекции оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки (a_1).

Таблица III.6.I

Параметры скважин для дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов

Проведение выработки	Скважины бурятся в плоскости, параллельной забою лавы ($a_1 = 0$, $\varphi = 0$)		Скважины бурятся с разворотом от линии падения (восстания) или простирания пласта		
	угол наклона скважин к горизонту	длина скважин, м	угол разворота скважин	угол наклона скважин к горизонту	длина скважин, м
По простиранию пласта	$tg(\beta \pm \alpha) = \frac{M+h}{b_1+c_1+M ctg\psi}$	$l_c = \frac{M+h}{\sin(\beta \pm \alpha)}$	$tg\varphi = a_1/[(b_1+c_1+M ctg\psi)\cos\alpha \pm (M+h)\sin\alpha]$	$tg\beta = [M+h \mp (b_1+c_1+M ctg\psi) tg\alpha] \times \frac{\sin\varphi\cos\alpha}{a_1}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$
По падению или восстанию пласта	$tg\beta = \frac{M+h}{(b_1+c_1+M ctg\psi)\cos\alpha}$	$l_c = \frac{M+h}{\sin\beta\cos\alpha}$	$tg\varphi = \frac{a_1}{b_1+c_1+M ctg\psi}$	$tg\beta = \frac{M+h \mp (a_1 \sin\alpha)\sin\varphi}{a_1\cos\alpha}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$

Примечание: Верхний знак (плюс или минус) здесь и в дальнейшем принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, нижний – в сторону восстания;
φ – угол между проекцией скважин на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости, град; β – угол наклона скважин к горизонту (угол между осью скважины и горизонтальной плоскостью, град; M – расстояние от разрабатываемого до сближенного пласта по нормали, м; b_1 – протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки, из которой бурится скважина, м; c_1 – резерв, учитывающий возможное отклонение скважины от заданного направления, м (принимается 5–10 м; для условий Донбасса $c_1 = 0$); ψ – угол разгрузки подрабатываемой толщи пород, отсчитываемый от плоскости напластования (принимается по таблице 3.2), град.; h – расстояние по нормали от устья скважины до кровли разрабатываемого пласта (считается положительным, если устье скважины располагается ниже кровли пласта и отрицательным – выше кровли), м.

При расчете параметров скважин для дегазации подрабатываемых пластов в условиях Печорского бассейна в качестве параметра M принимается расстояние от разрабатываемого пласта до зоны повышенной газоотдачи, которая располагается в кровле на расстоянии 15–20 вынимаемых мощностей пласта.

Для условий Донбасса величина a_1, как правило, не должна превышать 40 м. Для остальных бассейнов страны величину целесообразно рассчитывать по формуле

$$a_1 = \mathcal{L}_б + 1{,}3\, t_{б.г}\, v_{оз} \frac{M}{tg\psi} \quad м, \qquad (6.I)$$

где $\mathcal{L}_б$ – расстояние от очистного забоя до места установки бурового станка, м;

$t_{б.г}$ – время, необходимое для монтажа станка, бурения, герметизации и подключения скважин к газопроводу, сут;

$v_{оз}$ – скорость подвигания очистного забоя, м/сут.

6.2. Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки, из которой бурится скважина (величина ℓ_1), определяется по табл. III.6.2.

Таблица III.6.2

Протяженность зоны, в которой скважины защищены от разрушения

Способ охраны выработки, из которой пробурены скважины	Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки (ℓ_1), м
Оставление целиков	$\ell_ц + 5$
Возведение костров, буто -костров, бутовых полос шириной менее 10 м	5
Возведение бутовых полос шириной более 10 м	$0{,}5\,\ell_б$

Примечание: $\ell_ц$ – ширина целика, м;

$\ell_б$ – ширина бутовой полосы, м.

6.3. Нецелесообразно бурить скважины в плоскости, параллельной плоскости очистного забоя, если расстояние от забоя до точки установки станка меньше, чем $m\,ctg\,\varphi$.

6.4. При бурении скважин из фланговых выработок задаются значением угла φ . Остальные параметры скважин определяются по формулам, приведенным в таблице III.6.3.

6.5. При бурении скважин впереди забоя лавы из погашаемых за лавой подготовительных выработок (см.рис.3.I) параметры скважин определяются опытным путем. Для условий Донбасса угол φ рекомендуется принимать равным 60-70°, длину скважин принимать по таблице III.6.4, а угол β определять по формуле

$$\beta = 2\,arctg\,\frac{l_c - \sqrt{l_c^2\left(1+\nu^2 tg^2\alpha\right) - \frac{m^2}{\cos^2\alpha}}}{\frac{m}{\cos\alpha} \pm l_c\,\nu\,tg\,\alpha}\,, \text{ град.,} \qquad (6.2)$$

где $\nu = \cos\varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по простиранию пласта, и $\nu = \sin\varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по восстанию (падению) пласта.

Таблица III.6.4

Количество одновременно действующих скважин, пробуренных навстречу очистному забою

Расстояние до сближенного пласта, м	Количество одновременно действующих скважин при длине скважин в метрах				
	80	100	120	140	160
10	2	2	–	–	–
20	2	3	3	–	–
30	2	3	3	4	–
40	2	2	3	4	5
50	2	2	3	4	5

Таблица III.6.3

Определение параметров скважин, пробуренных для дегазации подрабатываемых пластов из фланговых выработок

Фланговая выработка	Угол наклона скважин к горизонту, град.	Длина скважины, м
Горизонтальная	$\beta = arctg \dfrac{\frac{M \sin(\psi \mp \alpha)}{\sin\psi} \mp b_1 \sin\alpha + \frac{h}{\cos\alpha}}{\frac{1}{\cos\varphi}\left[\frac{M}{\sin\psi}\cos(\psi+\alpha) + b_1 \cos\alpha\right]}$	$l_c = \dfrac{1}{\cos\varphi\cos\beta}\left[\dfrac{M\cos(\psi+\alpha)}{\sin\psi} + b_1\cos\alpha\right]$
Наклонная	$\beta = arctg \dfrac{\frac{M+h}{\cos\alpha} \mp (b_1 + M ctg\psi) tg\varphi\, tg\alpha}{\frac{b_1 + M ctg\psi}{\cos\varphi}}$	$l_c = \dfrac{b_1 + M ctg\psi}{\cos\varphi\cos\beta}$

При расчете параметров скважин, пробуренных из фланговых выработок, в условиях Печорского бассейна в качестве параметра M принимается расстояние от разрабатываемого пласта до зоны повышенной газоотдачи, которая располагается в кровле на расстоянии 15-20 вынимаемых мощностей пласта.

6.6. Для условий Донбасса при бурении скважин в плоскости, параллельной забою лавы, из погашаемой за лавой выработки (рис. 3.4) параметры скважин принимаются по таблице III.6.5.

Таблица III.6.5

Параметры скважин, буримых впереди очистного забоя в плоскости, параллельной забою лавы

Проведение выработки	Угол наклона скважин к горизонту, град.	Длина скважин, м	Длина охранной полосы вдоль скважины ($l_п$), м
По простиранию пласта	$\beta \leq \psi \mp \alpha + 5$	$l_c = \frac{M}{\sin(\beta \pm \alpha)}$	$l_п = M \operatorname{ctg}(\beta \pm \alpha)$
По восстанию (падению) пласта	$\beta = \psi - 5$	$l_c = \frac{M}{\sin\beta \cos\alpha}$	$l_п = M \operatorname{ctg}\beta$

6.7. Количество одновременно работающих дегазационных скважин, их дебиты и рациональное разрежение определяются опытным путем.

В неизученных условиях предельное в плоскости пласта расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается метановыделение из сближенных пластов в скважины, рассчитывается по формуле

$$\mathcal{L}_{пр} = 67{,}6 \exp(0{,}165 V_{от} + 0{,}007 M_{ср}) \text{ м} \qquad (6.3)$$

При $\mathcal{L}_{пр} > 200$ м принимается равным 200 м.

Величина $M_{ср}$ – средневзвешенное расстояние от разрабатываемого пласта до подрабатываемых; определяется по формуле

$$M_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{k} M_i m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}{\sum_{i=1}^{k} m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)} \text{ м}, \qquad (6.4)$$

где M_p – предельное расстояние от разрабатываемого пласта, при котором метан выделяется в горные выработки, м;

K – количество подрабатываемых пластов, залегающих от разрабатываемого на расстоянии меньшем M_p;

M_i, m_i – соответственно расстояние до i-того подрабатываемого пласта и его мощность, м.

Местоположение максимума газовыделения в скважины находится на расстоянии l_{max}, отсчитываемом от забоя лавы в направлении выработанного проотранства

$$l_{max} = KM + N \quad , м \qquad (6.5)$$

где K и N – эмпирические коэффициенты.

Величина K при скорости подвигания лавы от 0,9 до 5 м/сут рассчитывается по формуле

$$K = D - A \exp(-E v_{от}) \qquad (6.6)$$

D, A и E – коэффициенты, равный 2,13, 2,4 и 0,66 соответственно.

Величина N принимается равной 3,3.

Скважины, функционирующие в зоне максимума газовыделения, должны быть обеспечены максимально возможным на участке разрежением.

6.8. При отсутствии опытных данных предварительный расчет параметров выполняется следующим образом.

6.8.1. При бурении скважин из подготовительных выработок впереди очистного забоя с разворотом на очистной забой рассчитывается среднее расстояние от конца ненарушенной части скважин до кровли разрабатываемого пласта ($h_{ср}$). Ненарушенной частью скважины является ее часть от устья до пересечения с плоскостью разгрузки пород над выработ-

танным пространством со стороны очистного забоя:

$$h_{cp} = 3 m_в + 0,5 \quad м, \qquad (6.7)$$

Рассчитывается среднее сопротивление движению метана к скважинам (R_{cp})

$$R_{cp} = 9,1 \cdot 10^{4} I_{g.c}^{-1,5} n_c^{0,82} \left(\frac{h_{cp}}{m_в}\right)^{-1,1} \exp(-47 d_c) \quad \frac{мм\ рт.ст.}{м^6}, \qquad (6.8)$$

где n_c – количество одновременно работающих скважин;

$I_{g.c}$ – метановыделение из подрабатываемых пластов и пород, залегающих на расстоянии более h_{cp} от разрабатываемого пласта, $м^3/мин$;

d_c – конечный диаметр скважин, м.

Рассчитывается общее сопротивление движению метана к скважинам ($R_{c.o}$)

$$R_{c.o} = \frac{R_{cp}}{K} \quad \frac{мм\ рт.ст.}{м^6}, \qquad (6.9)$$

где $K = n_c^2$ – для скважин, пробуренных позади забоя лавы;

$K = n_c$ – для скважин, пробуренных впереди забоя лавы.

Определяется удельное сопротивление ($z_{уд}$) движению метана к горным выработкам в зависимости от состава пород, залегающих на расстоянии меньшем h_{cp} от разрабатываемого пласта,

$$z_{уд} = \frac{K_1 \left(\frac{h_{cp}}{m_в}\right)^{K_2}}{l_{оч}\ l_{пр}}, \quad \frac{мм\ рт.ст.}{м^4} \qquad (6.10)$$

Если в составе пород на расстоянии от разрабатываемого пласта до h_{cp} глинистых сланцев более 80%, то $K_1 = 3,8$, $K_2 = 2,79$, а если менее 80%, то $K_1 = 12,5$; $K_2 = 1,18$.

$l_{оч}$ – длина очистного забоя, м.

Определяется расход метана, который нужно каптировать для достижения требуемой эффективности дегазации ($I_{с.о.тр}$)

$$I_{с.о.тр} = I_{у.с}\left(0{,}014\sqrt{\frac{h_{ср}B}{m_в\sqrt{R_{ср}}}} + k_{у.в}\right) \quad \frac{\text{мм рт.ст.мин}}{\text{м}^4}, \quad (6.11)$$

где B – разрежение в скважинах, которое следует принимать равным 50 мм рт.ст.;

$k_{у.в}$ – коэффициент эффективности дегазации, выбираемый по табл. 3.1 в соответствии с принятой схемой дегазации.

Рассчитывается расход метана, который может быть извлечен дегазационными скважинами при данных параметрах скважин и разрежении

$$I_{с.о} = \frac{-z_{уд}h_{ср} + \sqrt{(z_{уд}h_{ср})^2 + 4R_{с.о}(B + z_{уд}h_{н.с}I_{н.с} + z_{уд}h_{ср}I_{у.с})}}{2R_{с.о}} \text{ м}^3/\text{мин}, \quad (6.12)$$

где $h_{н.с}$ – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до сближенного, залегающего на расстоянии менее $h_{ср}$. Если имеется несколько таких пластов, то принимают среднее значение, м;

$I_{н.с}$ – метановыделение из подрабатываемых пластов, залегающих от разрабатываемого пласта на расстоянии меньшем $h_{ср}$, м³/мин.

Сравнивается необходимая метанодобываемость скважин ($I_{с.о.тр}$) с метанодобываемостью, которая в данных условиях может быть достигнута ($I_{с.о}$).

Если $I_{с.о.тр} \leq I_{с.о}$, то выбранное количество и диаметр скважин обеспечат необходимую эффективность дегазации и принимаются к дальнейшим расчетам.

При $I_{с.о.тр} > I_{с.о}$ следует, руководствуясь таблицей П1.6.4, принять большую длину скважин так, чтобы увеличилось количество одновременно работающих скважин и повторить расчет метанодобываемости.

Если условие $I_{с.с} \geq I_{с.о.тр}$ не выполняется при максимально возможной для данных условий длине скважин, то необходимо увеличить их диаметр и вновь повторить расчет $I_{с.о}$.

Если эта мера оказывается недостаточной, применяют другую схему дегазации.

Подсосы воздуха в скважины ($Q_{п.о}$) рассчитываются по формуле:

$$Q_{п.в} = n_с A \exp\left(-B \frac{h_{сг}}{m_в}\right) B^{\ell} \quad м^3/мин, \quad (6.13)$$

где A, B, ℓ – эмпирические коэффициенты, принимаемые по таблице III.6.6.

Таблица III.6.6

Значения коэффициентов в формуле (6.13)

Способ охраны скважин	Значения коэффициентов		
	A	B	ℓ
Возведение костров, бутокостров, ж.б.тумб	0,63	0,15	0,56
Возведение бутовых полос	0,29	0,11	0,56
Оставление целиков угля	0,075	0,03	0,67

Определяется общий дебит смеси ($Q_{см.о}$) и содержание метана в смеси (C)

$$Q_{см.о} = I_{с.о} + Q_{п.о} \quad м^3/мин \quad (6.14)$$

$$C = 100 \frac{I_{с.о}}{Q_{п.о}} \quad \% \quad (6.15)$$

6.8.2. При бурении скважин из выработок позади забоя лавы глубина обсадки скважин определяется по формуле:

$$l_г \geq \frac{6 m_в}{\sin(\beta' \pm \alpha)} \quad \text{м} \qquad (6.16)$$

Угол β' полагается равным β при $\varphi = 0$. При $\varphi \neq 0$ угол β' при отработке пластов по простиранию подсчитывается по формуле

$$\beta' = \operatorname{arctg}\left(\frac{tg\beta}{\cos\varphi}\right) \quad \text{град} \qquad (6.17)$$

а при отработке пластов по восстанию (падению) – по формуле

$$\beta' = \operatorname{arctg}\left(\frac{tg\beta}{\sin\varphi}\right) \quad \text{град} \qquad (6.18)$$

Среднее расстояние от кровли вынимаемого пласта до концов ненарушенных частей скважин ($h_{ср}$) определяется в зависимости от способа охраны выработки:

$$h_{ср} = l_г \sin(\beta' \pm \alpha) \quad \text{м} \qquad (6.19)$$

при возведении под скважинами костров, бутокостров, бутовых полос шириной менее 10 м;

$$h_{ср} = l_б \, tg(\beta' \pm \alpha) \quad \text{м} \qquad (6.20)$$

при охране скважин целиками или бутовыми полосами шириной (м) (для бутовых полос предполагается $l_б > 10$ м).

По достигнутому при данной схеме коэффициенту эффективности дегазации (см.табл. 3.1) рассчитывается ориентировочное количество одновременно работающих скважин

$$n_c = \frac{38{,}1\ K_{g.o}^{1{,}7}\ I_{g.c}^{0{,}42}}{\left(\frac{h_{cp}}{m_б}\right)^{0{,}92}} \qquad (6.21)$$

(результат округляется до большего целого числа).

Расстояние между скважинами (r_c) определяется по формуле

$$r_c = \frac{L_{пр} - 30}{1{,}3\,n_c - 1}\ , \quad м \qquad (6.22)$$

Если вычисленное по формуле (6.22) значение r_c окажется меньше 10, то принимается r_c = 10 м, а количество скважин пересчитывается по формуле

$$n_c = 0{,}077\,(L_{пр} - 20) \qquad (6.23)$$

с округлением результата до большего целого числа.

По формулам (6.10) – (6.12) последовательно вычисляются значения $r_{зд}$, $I_{с.о.тр}$, $I_{с.о}$.

Если $I_{с.о} \geq I_{с.о\,тр}$, то выбранные параметры дегазации обеспечат заданную эффективность. При $I_{с.о} < I_{с.о\,тр}$ и $r_c > 10$ м принимается большее количество одновременно работающих скважин и повторяется расчет метанодобываемости ($I_{с.о}$); при $I_{с.о} < I_{с.о\,тр}$ и $r_c = 10$ м принимается больший диаметр скважин и также повторяется расчет $I_{с.о}$. К дальнейшим расчетам принимаются параметры, при которых удовлетворяется требование $I_{с.о} > I_{с.о.тр}$.

Подсосы воздуха рассчитываются по формуле (6.13), в которую подставляется величина $h_{ср}$, пересчитанная следующим образом $h_{ср}$ определяется по формуле (6.17), если выработка не охраняется целиками, а при охране выработки целиками в формулу (6.13) подставляется большее из значений $h_{ср}$, рассчитанных по формулам (6.19) и (6.20).

Общий дебит смеси и содержание в ней метана рассчитываются по формулам (6.14) и (6.15).

6.8.3. При бурении скважин из подготовительных выработок позади лавы длина герметизации рассчитывается по формуле

$$l_г \geq \frac{6 m_в \sin\beta'}{\sin\beta \sin(\beta' \pm \alpha)}, \qquad (6.24)$$

где угол β' определяется в соответствии с пояснениями к формуле (6.16).

Затем, по методике, изложенной в п.6.8.2 (начиная с формулы 6.19), рассчитывают параметры дегазации.

Скважинами, пробуренными с поверхности

6.9. При бурении скважин по схеме с недобуриванием их до пласта на расстояние не менее 10 вынимаемых мощностей (см.рис. 4.3а) расчет параметров дегазации сводится к следующему.

Рассчитывается количество газа, которое выделится из подрабатываемого массива

$$V = l_c l_{оч} \gamma_у \sum_{1}^{к} m_i (X_i - X_{ост}) \quad м^3. \qquad (6.25)$$

где l_c – принятое расстояние между скважинами, м;

$l_{оч}$ – длина очистного забоя, м;

$\gamma_у$ – объемная масса угля, т/м^3;

$к$ – количество подрабатываемых пластов, залегающих ниже конца обсадной трубы или начала первого, считая от поверхности, перфорированного участка обсадной трубы;

m_i – мощность i -го подрабатываемого пласта, м;

X_i, $X_{ост}$ – соответственно природная и остаточная газоносность i -го подрабатываемого пласта, м^3/т.

Определяется продолжительность $t_{c.i}$ работы i-той скважины на момент, когда расстояние между очистным забоем и ближайшей к нему действующей скважиной будет наибольшим

$$t_{c.i} = \frac{i\,\ell_c + 20}{V_{оч}} \quad \text{сут,} \qquad (6.26)$$

где i – порядковый номер скважины;

$V_{оч}$ – скорость подвигания очистного забоя, м/сут.

Последней действующей следует считать скважину, для которой $t_{c.i} \geq 300$ сут.

Рассчитывается дебит метана из i-той скважины

$$I_{c.i} = \left(\frac{150 - a_i}{D_i}\right)^{\frac{1}{n_i}} \quad \text{м}^3/\text{мин}, \qquad (6.27)$$

где a_i, n_i, D_i – коэффициенты, определяемые из выражений

$$a_i = 0{,}011\,t_{c.i}^2 - 1{,}7\,t_{c.i} + 40{,}6 \quad \text{при } t_{c.i} \leq 140 \text{ сут} \qquad (6.28)$$

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

$$n_i = 1 + 0{,}12\,t_{c.i}^{0{,}58}\,e^{-6\cdot10^{-3}t_{c.i}} \qquad (6.29)$$

$$D_i = 1{,}717\cdot10^{5}\,d^{-1{,}75}\,V^{-0{,}68}\,t_{c.i}^{-2{,}66}\,e^{0{,}088\,t_{c.i}} \qquad (6.30)$$

Рассчитывается полезный расход метана, извлекаемого скважинами

$$I_{пр} = \sum_{1}^{n_c} I_{c.i}\left[1{,}67\left(1 - \frac{M_c}{M_p}\right) - 2\cdot10^{-3}t_{c.i}\right] \quad \text{м}^3/\text{мин} \qquad (6.31)$$

При $\frac{M_c}{M_p} \leq 0{,}4$ величина $I_{п.р}$ рассчитывается по формуле

$$I_{п.р} = \sum_{1}^{n_c} I_{с.i} \left(1 - 2 \cdot 10^{-3} t_{с.i}\right) \quad м^3/мин \qquad (6.32)$$

В формулах (6.31) и (6.32) приняты следующие обозначения:

M_c – средневзвешенное по мощности расстояние от разрабатываемого пласта до подрабатываемых пластов, залегающих ниже обсадной трубы(начала перфорации), м

$$M_c = \frac{\sum_{1}^{k} M_i m_i}{\sum m_i}$$

M_i – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до i –го подрабатываемого пласта, м;

M_p – расстояние, при котором метан из подработанных пластов не поступает в горные выработки, м;

n_c – количество действующих скважин;

K – количество подрабатываемых пластов.

Сравнивается полезный расход извлекаемого метана с расходом, на величину которого необходимо уменьшить газовыделение в выработки.

Если

$$I_{пр} \geq k_{д.с.п} I_{с.п} \quad м^3/мин , \qquad (6.33)$$

то принятые диаметр скважин и расстояние между ними являются удовлетворительными.

Если $I_{п.р} < k_{д.с.п} I_{с.п}$, то следует увеличить диаметр или уменьшить расстояние между скважинами и повторить расчеты.

Если $I_{п.р} \leq k_{з.с.п} I_{с.п}$, то из дальнейших расчетов можно исключить скважины с малым полезным расходом метана, не допуская при этом нарушения условия (6.33).

Рассчитывается разрежение у забоя i -й скважины

$$B_{з.i} = 760 - \sqrt{3{,}72 \cdot 10^5 + 0{,}5 R_{уд.с} l_{н.с} I_{с.i}^2} \quad \text{мм рт.ст.}, \quad (6.34)$$

где $R_{уд.с}$ – удельное сопротивление необсаженной части скважины

$$R_{уд.с} = \frac{4{,}9 \cdot 10^{-4}}{d^{5{,}33}} \quad \text{мм рт.ст.мин}^2/\text{м}^7 \quad (6.35)$$

d – диаметр необсаженной части скважины, м;

$I_{с.i}$ – расход метана в заданной скважине, м^3/мин;

$l_{н.с}$ – длина необсаженной части скважины, м.

Отрицательное значение $B_{з.i}$ свидетельствует о наличии в скважине избыточного давления и отсутствии притока воздуха в нее из выработанного пространства.

Расчитывается величина подсосов воздуха (для скважин с положительным значением $B_{з.i}$)

$$Q_{п.i} = \frac{2 \cdot 10^{-3} R_{п.i} - \sqrt{4 \cdot 10^6 R_{п.i}^2 - 4\left(R_{п.i}^2 - R_{уд.с} l_{н.с}\right)\left(2{,}78 \cdot 10^5 - 0{,}5 R_{уд.с} l_{н.с} I_{с.i}^2\right)}}{2\left(R_{п.i}^2 - R_{уд.с} l_{н.с}\right)} \frac{\text{м}^3}{\text{мин}}, \quad (6.36)$$

где $R_{п.i}$ – сопротивление подсосам воздуха в i -ю скважину

$$R_{п.i} = 0{,}18 t_{с.i}^{0{,}67} + 5{,}9 \cdot 10^{-4} \left(\frac{h_{з.к}}{m_{е}}\right)^3 \quad \frac{\text{мм рт.ст.мин}}{\text{м}^3} \quad (6.37)$$

$h_{з.к}$ – расстояние от забоя вертикальной скважины до кровли разрабатываемого пласта, м;

$m_{е}$ – вынимаемая полезная мощность пласта, м.

Определяется разрежение в устье скважины

$$B_y = 760 - \sqrt{5{,}78 \cdot 10^5 \left(1 + 1{,}56 \cdot 10^{-2} \ell_{o.т}\right)^2 - \frac{1{,}7 \cdot 10^{-4}}{d_{o.т}^{5{,}25}} \ell_{o.т} \left(Q_{п.i} + I_{o.i}\right)^2}$$ мм рт.ст. (6.38)

где $\ell_{o.т}$ – длина обсадной трубы, м;

$d_{o.т}$ – внутренний диаметр обсадной трубы.

Определяется суммарный дебит смеси из всех скважин

$$Q_c = \sum_{1}^{n_c} \left(Q_{п.i} + I_{п.i}\right) \quad м^3/мин \qquad (6.39)$$

7. Параметры дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из выработок

7.I. Параметры скважин и расстояние между ними определяются опытным путем. При отсутствии опытных данных на этапе проектирования дегазации при отработке тонких и средней мощности пластов можно пользоваться рекомендациями, приведенными в таблице III.7.I.

Таблица III.7.I

Расстояние между скважинами и величина проекции скважин на горизонтальную проекцию оси выработки

Система разработки и схема дегазации	Расстояние до сближенного пласта, на который бурят скважины, м	Расстояние между скважинами, м	Величина проекции скважины на горизонтальную проекцию оси выработки (Q_1)
I	2	3	4
Сплошная или комбинированная а) скважины бурят из	до I0	I5–20	0–50

Продолжение табл. Ш.7.I

I	2	3	4
нижнего штрека (рис. 3.8)	10-20	20-25	
	20-30	25-30	
б) скважины бурят из верхнего штрека	до I0	I0-I5	0-50
	I0-20	I5-20	
	20-30	20-25	
Столбовая система			
а) скважины бурят навстречу очистному забою (рис.3.7)	до I0	I0-I5	30-50
	I0-20	I5-20	
	20-30	20-25	
б) скважины бурят навстречу очистному забою с оставлением газопровода в погашаемой выработке	до I0	I0-I5	20-40
	I0-20	I5-20	
	20-30	20-25	
в) скважины бурятся из выработки, проведенной по нижележащему пласту (рис. 3.I0)	до I0	I5-20	0-30
	I0-20	20-25	
	20-30	25-30	

7.2. Расстояние по разрабатываемому пласту от проекции забоя скважин на пласт до границы разгруженной зоны у выработки (Δ) при отработке тонких и средней мощности пластов принимается согласно неравенству

$$\Delta \leq 40 \quad м, \qquad (7.1)$$

а при разработке мощных пластов величина Δ определяется по формулам

$$\Delta = \frac{l_{oz}}{2} + B_1 \quad \text{при} \quad l_{oz} < 100 \text{ м} \qquad (7.2)$$

Таблица Ш.7.2

Параметры скважин при дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов

Проведение выработки	Скважины, бурятся в плоскости, параллельной забою лавы ($a_1 = 0$; $\varphi = 0$)		Скважины бурятся с разворотом от линии падения (восстания) или простирания		
	угол наклона скважин к горизонту	длина скважин, м	угол разворота скважин	угол наклона скважин к горизонту	длина скважин, м
По простиранию пласта	$tg(\beta \mp \alpha) = \frac{M}{\delta_1 + \Delta}$	$l_c = -\frac{M}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$tg\varphi = \frac{a_1}{(\delta_1+\delta)\cos\alpha \mp M\sin\alpha}$	$tg\beta = \frac{[M \mp (a+\delta_1)tg\alpha]}{a_1} \times \sin\varphi\cos\alpha$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$
В почве разрабатываемого пласта, по простиранию	$tg(\beta \mp \alpha) = \frac{M-h}{\delta_1 + \Delta}$	$l_c = \frac{M-h}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$tg\varphi = a_1/[(\delta_1+\delta)\cos\alpha \mp (M-h)\sin\alpha]$	$tg\beta = \frac{(M-h)/(\delta_1+\delta)tg\alpha}{a_1} \times \sin\varphi\cos\alpha$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$
По падению или восстанию пласта	$tg\beta = -\frac{M}{(\delta_1+\delta)\cos\alpha}$	$l_c = \frac{M}{\sin\beta\cos\alpha}$	$tg\varphi = -\frac{a_1}{\delta_1 + a_1}$	$tg\beta = \frac{(M \mp a_1\sin\alpha)\sin\varphi}{a_1\cos\alpha}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$

Примечание: h – расстояние полевой выработки от кровли разрабатываемого пласта, м.

Остальные обозначения см.в табл. Ш.6.I

$$\Delta = 50 + \delta_1 \quad \text{при} \quad l_{oc} > 100 \text{ м} \qquad (7.3)$$

7.3. Параметры скважин определяются по формулам, приведенным в таблице III.7.2.

7.4. Количество одновременно работающих скважин устанавливается исходя из протяженности зоны интенсивной газоотдачи и местоположения максимума газовыделения в скважины. Последняя величина рассчитывается по формулам (6.5) и (6.6), в которых $N = 4$, а коэффициенты D, A и E - соответственно 3,48; 3,34 и 0,49.

8. Параметры дегазации подрабатываемых и надрабатываемых крутых пластов скважинами, пробуренными из выработок

8.I. Исходными данными для определения параметров скважин являются углы залегания пластов, расстояние между разрабатываемым и сближенным пластами, высота целиков (бутовых полос) у выработок, из которых производится бурение скважин, и границы зон повышенной газоотдачи на подрабатываемых и надрабатываемых пластах, определяемые углами разгрузки.

8.2. При отработке тонких крутых пластов угол разгрузки горного массива при его подработке или надработке принимается в зависимости от угла падения пласта по табл. III.8.I, расстояние между скважинами, измеряемое по простиранию пласта, определяется по табл. III.8.2, а параметры скважин рассчитываются по формулам, приведенным в табл. III.8.3.

Таблица III.8.I

Определение угла разгрузки на крутых пластах

Угол падения пласта α, град.	Угол разгрузки ψ, град.	
	при подработке	при надработке
45	59	77
47	59	77
49	60	77
5I	6I	76
53	62	76
55	63	76
57	65	75
59	66	75
6I	68	75
63	7I	74
65	73	74
67	76	74
69	80	73

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

Таблица III.8.2

Расстояние между скважинами при дегазации тонких крутых пластов

Расстояние до сближенного пласта, кратное вынимаемой мощности $n = \frac{M}{m_в}$, м	Расстояние между скважинами, м
I	2
I0-20	I5-25
20-30	25-35

Таблица III.8.3

Определение параметров скважин при дегазации сближенных тонких крутых пластов

Выработка, из которой бурится скважина	Сближенные пласты	Величина проекции оси скважины на горизонтальную проекцию линии простирания	Параметры скважин: угол наклона к горизонту, град.	угол разворота, град.	длина, м
1	2	3	4	5	6
Откаточный штрек	Подрабатываемые	$a_1 = 0$	$\beta = 180 - \alpha - \delta$	$\varphi = 0$	$\ell_c = \frac{M}{\sin\delta}$
		$a_1 \neq 0$	$\beta = -\operatorname{arctg}[\cos\varphi \operatorname{tg}(\alpha + \delta)]$	$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{a_1 \sin\delta}{M \cos\beta}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\cos\beta \sin\varphi}$
Групповой откаточный штрек, расположенный между дегазируемым и разрабатываемым пластами		$a_1 = 0$	Если $K < \ell$ $\beta = \operatorname{arctg} \frac{M \sin(\alpha + \delta)}{[\ell \sin\delta + M \cos(\alpha + \delta)]}$ Если $K > \ell$ $\beta = -\operatorname{arctg} \frac{M \sin(\alpha + \delta)}{M \cos(\alpha + \delta) + \ell \sin\delta}$ Если $K = \ell$ $\beta = 90°$	$\varphi = 0$	Если $K > \ell$ или $K < \ell$ $\ell_c = \frac{M \sin(\alpha + \delta)}{\sin\delta \sin\beta}$ Если $K = \ell$ $\ell_c = \frac{M \sin(\alpha + \delta)}{\sin\delta}$

Продолжение табл. Ш.8.3

1	2	3	4	5	6
		$a_1 \neq 0$	$\kappa < \ell$ $\beta = \operatorname{arctg} \frac{M \sin(\alpha+\delta)\cos\varphi}{[\ell \sin\delta + M\cos(\alpha+\delta)]}$ $\kappa > \ell$ $\beta = -\operatorname{arctg} \frac{M \sin(\alpha+\delta)\cos\varphi}{[\ell \sin\delta + M\cos(\alpha+\delta)]}$ $\kappa = \ell$ $\operatorname{tg}\beta = \frac{M \sin(\alpha+\delta)\sin\delta}{a_1}$	$\kappa < \ell$ $\varphi = \operatorname{arctg} \frac{a_1 \sin\delta}{[\ell \sin\delta + M\cos(\alpha+\delta)]}$ $\kappa > \ell$ $\varphi = -\operatorname{arctg} \frac{a_1 \cdot \sin\delta}{[\ell \sin\delta + M\cos(\alpha+\delta)]}$ $\kappa = \ell$ $\varphi = 90°$	$\ell_c = \frac{a_1}{\cos\beta \sin\varphi}$
Вентиляционный штрек		$a_1 = 0$ $a_1 \neq 0$	$\beta = \delta - \alpha$ $\beta = \operatorname{arctg}[\operatorname{tg}(\delta-\alpha)\cos\varphi]$	$\varphi = 0$ $\varphi = \operatorname{arctg} \frac{a_1 \sin\delta}{M\cos\beta}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\cos\beta \sin\varphi}$
Откаточный штрек	Надрабатываемые	$a_1 = 0$ $a_1 \neq 0$	$\beta = 30°$ $\beta = \operatorname{arctg}[0{,}577\cos\varphi]$	$\varphi = 0$ $\varphi = \operatorname{arctg} \frac{a_1 \sin(\alpha-30°)}{0{,}866\,M}$	$\ell_c = \frac{M}{\sin(\alpha-30°)}$ $\ell_c = \frac{a_1}{\cos\beta \sin\varphi}$
Вентиляционный штрек		Применяются те же формулы, что и при бурении скважин из откаточного штрека на подрабатываемые пласты. Знак угла β заменяется на противоположный			

Примечание:

ℓ – расстояние по линии горизонта от группового откаточного штрека, из которого производится бурение скважин, до отрабатываемого пласта, м.

Продолжение табл. III.8.2

I	2
30-40	35-45
40-60	45-60
Более 60	60-70

Величина угла δ в таблице III.8.3 определяется по формуле

$$\delta = arctg \frac{M}{b_1 + M\,atg\varphi} \quad \text{град,} \qquad (8.1)$$

а значение параметра K по формуле

$$K = \frac{M \cos(180^\circ - \alpha - \delta)}{\sin\delta} \quad \text{м,} \qquad (8.2)$$

8.3. При дегазации мощных надрабатываемых пластов угол наклона скважин к горизонту и длина скважин определяются по таблице III.8.4.

Таблица III.8.4

Определение длины и угла наклона скважин при дегазации надрабатываемых мощных крутых пластов

Схема дегазации надрабатываемого мощного крутого пласта	Угол наклона скважин, град		Длина скважин, м
	к горизонту	к линии простирания пласта	
I	2	3	4
Скважинами, пробуренными из полевого штрека или выработки, пройденной по пласту (рис.3.12)	$tg\beta = \frac{h_n \sin\alpha}{M'' \mp h_n \cos\alpha}$	90	$l_c = \frac{M'' + m}{\sin(180^\circ \mp \alpha - \beta)}$

Продолжение табл. III.8.4

I	2	3	4
Скважинами, пробуренными из выработки по разрабатываемому пласту (рис. 3.13)	$tg\beta = \frac{h_n \sin\alpha}{M'' \mp h_n \cos\alpha} \sin\varphi$	φ	$l_c = \sqrt{\frac{1}{\sin^2\varphi}\left[M' \mp h_n ctg\alpha\right]^2 + h_n^2}$
Скважинами, пробуренными по восстанию надрабатываемого пласта из откаточного штрека (рис.3.14)	$\beta = \alpha$	90	На 5–10 м меньше высоты этажа по восстанию пласта
Скважинами, пробуренными по надрабатываемому пласту из промежуточных квершлагов (рис. 3.15)	$\beta \leq \alpha$	5–90	Зависит от возможностей буровой техники

В формулах:

h_n – расстояние по вертикали от уровня откаточного горизонта до места пересечения скважиной надрабатываемого пласта, м. Принимается равным от 0,3 до 0,7 высоты этажа по вертикали;

M'' – расстояние по нормали от полевого штрека до надрабатываемого пласта, м;

знак "+" принимается при надработке, "–" – при подработке.

9. Параметры дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполами обрушения

9.I. Геометрические параметры скважин определяются по таблицам III.6.I и III.6.3, при этом величину M следует принимать равной $h_1 + 8$ (h_1 – мощность непосредственной кровли, м), а величину c_1 = I0 м.

9.2. Дебит метановоздушной смеси, каптируемой одним кустом скважин, определяется по формуле

$$Q_c' = 112 \sqrt{\frac{d_{пр}^{3,1} B_y}{l_{ср}}} \quad \text{м}^3/\text{мин}, \qquad (9.I)$$

где $d_{пр}$ – приведенный диаметр скважин в кусте

$$d_{пр} = d\sqrt{n_{с.к}} \quad , \text{м}$$

n_c – количество скважин в кусте;

B_y – разрежение на устье скважин, мм рт.ст.;

$l_{ср}$ – средняя длина скважин в кусте

$$l_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} l_i}{n_{с.к}} \quad \text{м},$$

l_i – длина i-той скважины в кусте, м

9.3. Дебит смеси, каптируемой пробуренными над куполами обрушения скважинами из выработанного пространства, равен

$$Q_c = \sum_{i=1}^{n_к} Q_{c.i}' \quad \text{м}^3/\text{мин}, \qquad (9.2)$$

где $n_к$ – количество одновременно работающих кустов скважин;

$Q_{c.i}'$ – дебит смеси i-го куста скважин.

9.4. Дебит метана (I_A , м³/мин) в одновременно функционирующие дегазационные скважины, пробуренные над куполами обрушения, определяется по формуле

$$I_A = \frac{I_{в.п}}{1 + \frac{2}{Q_c}} \quad м^3/мин , \qquad (9.3)$$

где $I_{в.п}$ – абсолютная газообильность выработанного пространства, м³/мин;

2 – коэффициент, определяемый опытным путем; при проектировании принимается равным 23.

Концентрация метана в каптируемой смеси находится из выражения

$$C = \frac{I_A}{Q_c} 100\% \qquad (9.4)$$

В тех случаях, когда концентрация метана, вычисленная по формуле (п.9.4), превосходит 70%, полагают, что $C = 70\%$, а дебит метана рассчитывается по формуле

$$I_A = 0{,}7\, Q_c \quad м^3/мин \qquad (9.5)$$

9.5. При бурении скважин над куполами обрушения на расстоянии свыше $h_1 + 8$ м от разрабатываемого пласта расчет параметров дегазации следует осуществлять по методике, изложенной в Приложении I.6.

Скважинами, пробуренными с поверхности

9.6. Расстояние от проекции точки заложения вертикальной скважины на пласт до выработки, по которой движется исходящая

струя не должно превышать половины длины очистного забоя. При этом учитывается, что коэффициент отклонения забоя скважины в горизонтальной плоскости составляет в условиях Карагандинского бассейна 4–5% от глубины скважины, в условиях Кузбасса 6–7%, а в других бассейнах устанавливается по опытным данным.

Конечный диаметр вертикальной скважины в зависимости от дебита каптируемой метановоздушной смеси принимается в пределах 100–200 мм.

9.7. При дегазации выработанного пространства скважинами с поверхности при заданном разрежении на устье скважины дебит метано-воздушной смеси из одной скважины определяется по формуле

$$Q_c = \frac{\left|43{,}2A - \sqrt{A^2(1866 - 3{,}408\cdot 10^{-3}F) + RT}\right|}{\left|R - 3{,}408\cdot 10^{-3}A^2\right|}, \qquad (9.6)$$

где

$$A = \frac{2\cdot 10^2 \lg\left(1{,}275\,\frac{l_{оз}}{d_{в.т}}\right)}{m_в}$$

$$R = \frac{5{,}4\cdot 10^{-5} l_c}{d_{в.т}}$$

$$F = 1440B - B^2$$

здесь l_c – длина скважины, м;

$l_{оз}$ – длина лавы, м;

$m_в$ – вынимаемая мощность пласта, м;

B – разрежение на устье скважины, мм рт.ст.;

$d_{в.т}$ – эквивалентный внутренний диаметр скважины, вычисляемый по формуле

$$d_{в.т} = \left(\frac{l_c}{\sum \frac{l_i}{d_i^5}}\right)^{0.2}$$

где d_i – внутренний диаметр i –того участка обсадной трубы, м;

l_i – длина i –того участка обсадной трубы, м.

9.8. Метанодобываемость определяется по формуле

$$I_A = \frac{I_{в.п}}{1 + \frac{z}{Q_c n}} \quad м^3/мин , \qquad (9.7)$$

где $I_{в.п}$ – газообильность выработанного пространства, $м^3/мин$;

n – Количество одновременно работающих скважин;

z – коэффициент, определяемый опытным путем, а при проектировании принимается равным I9.

9.9. Средняя концентрация метана в каптируемой смеси определяется по формуле

$$C = \frac{I_A}{Q_c n} 100\% \qquad (9.8)$$

I0. Расчет газопроводов, выбор вакуум-насосов

I0.I. Система, работающая в режиме всасывания.

I0.I.I. Расчетная сеть представляет собой схему соединения газопровода. Начальными ветвями сети являются участки, к которым подключаются дегазационные скважины, конечным – участок, подводящий к вакуум-насосу. Промежуточными ветвями являются участки газопровода, имеющие постоянные дебиты метана и диаметр. Начало и конец ветви считаются по ходу движения смеси.

Расчет сводится к определению следующих параметров ветви газопровода: дебита смеси, концентрации метана в смеси, давления в начальной и конечной точках ветви, диаметра газопровода, и

проверке действующих или выбор новых вакуум-насосов. Давление в конечной точке газопровода является давлением на всасе вакуум-насоса.

10.1.2. Дебиты метановоздушной смеси начальных ветвей сети определяется по формулам, изложенным в соответствующих разделах по способам дегазации, а при предварительной пластовой дегазации

$$Q_{см} = I_A + П_с + П_г \qquad м^3/мин \qquad (10.1)$$

$$П_с = \sum П_{нi} B_{уi} \qquad м^3/мин, \qquad (10.2)$$

где $П_г$ – допустимые подсосы воздуха в газопровод, $м^3/мин$;

$П_с$ – допустимые подсосы воздуха в дегазационные скважины, $м^3/мин$.

Значения $П_н$ принимаются по рекомендациям бассейновых институтов по безопасности работ в горной промышленности.

Значение $B_у$ для действующих скважин принимается равным фактическому, если не требуется повышения эффективности дегазации

Величина подсосов воздуха в газопровод рассчитывается по формуле

$$П_г = 0{,}001\, l_ф \qquad м^3/мин, \qquad (10.3)$$

где $l_ф$ – фактическая длина газопровода, м.

10.1.3. Дебит метановоздушной смеси всех последующих ветвей определяется суммированием поступающей в начальную точку ветви метано-воздушной смеси и общих допустимых подсосов в ветви, рассчитанных по формуле п.7.3.

$$Q_{см.j} = \sum Q_{см.i} + П_{гj} \qquad м^3/мин \qquad (10.4)$$

10.1.4. Концентрация метана в метановоздушной смеси ветви газопровода определяется из выражения

$$C = \frac{100\, I_g}{Q_{см}} \quad \% \qquad (10.5)$$

10.1.5. Выбирается маршрут с наиболее трудными условиями транспортировки смеси (далее по тексту трудный маршрут) по большему значению условной величины

$$X_м = \frac{350 - B_у}{\Sigma l_i Q^2_{см.р\,i}} \quad \frac{\text{мм рт.ст.(мин)}^2}{\text{м}^7}, \qquad (10.6)$$

где 350 мм рт.ст. оптимальное разрежение, создаваемое вакуум-насосом;

$B_у$ – разрежение в устье скважины, мм рт.ст.

$$l = 1{,}1\, l_ф, \ м \qquad (10.7)$$

1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления газопровода

$$Q_{см.р} = K_{р.г}\, Q_{см} \quad м^3/мин \qquad (10.8)$$

Значение $K_{р.г}$ – принимается для участковых действующих газопроводов – 1,0, проектируемых – 1,25, для магистральных – 1,5.

10.1.6. Удельные потери давления на трудном маршруте сети рассчитываются по формулам

при проектировании новых сетей

$$\Delta P_{уд} = \frac{350 - B_у}{\Sigma l_i} \quad \text{мм рт.ст./м} \qquad (10.9)$$

при реконструкции сетей

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_г - P_{ік} - B_у}{\Sigma l_i} \quad \text{мм рт.ст./м} \qquad (10.10)$$

Абсолютное давление на всасе существующего вакуум-насоса ($P_{вс}$) принимается по характеристике вакуум-насоса в зависимости от потребной его производительности ($Q_{см.р}$).

10.1.7. Диаметр каждой ветви трудного маршрута рассчитывается по зависимости

$$d_{тр} = 0{,}89 \left(\frac{Q^2_{см.р}}{\Delta P_{уд}} \right)^{0{,}188} \quad м \qquad (10.11)$$

По действующим ГОСТам подбирается ближайший диаметр.

При реконструкции дегазационной системы на участках, где фактический диаметр меньше требуемого, производится замена газопровода или прокладка параллельной ветви газопровода, диаметр которого рассчитывается по формуле:

$$d_д = \left(d^{2.67}_{тр} - d^{2.67}_{ф} \right)^{0{,}375} \quad м \qquad (10.12)$$

и принимается ближайший с учетом положений п.6.2.7,

где $d_д$ - диаметр дополнительного газопровода, м;

$d_ф$ - фактический диаметр трубопровода, м.

Необходимость замены или прокладки параллельного газопровода каждой из подлежащих изменению групп ветвей определяется уточнением давления перед вакуум-насосом путем поэтапного расчета: вначале вносятся изменения в одну ветвь и только при условии $P_{вс.р} \gg P_{вс}$, изменяются последовательно следующие ветви.

10.1.8. Расчетное давление перед вакуум-насосом находится путем последовательного определения конечного давления каждой ветви трудного маршрута из выражения

$$P_{кр} = \sqrt{P^2_м - \frac{4{,}8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р} \gamma_н l_i}{d^{5{,}33}_{от}} \left[1 \pm \frac{\Delta H (53 - 0{,}273\, C)}{4{,}65 \cdot 10^5} \right]} \quad мм\ рт.ст. \qquad (10.13)$$

Знак (+) принимается при движении газа вниз, знак (-) при движении вверх.

Для ветвей с параллельными газопроводами вместо подставляется эквивалентный диаметр, определяемый по формуле:

$$d_{эк} = \left(\sum d_i^{2.67}\right)^{0.375} \quad м \qquad (10.14)$$

Для начальной ветви значение $P_н$ находится из выражения

$$P_н = P - \delta_у \quad мм\ рт.ст., \qquad (10.15)$$

$$P = P_б\left(1 + 1{,}17 \cdot 10^{-4} H\right) \quad мм\ рт.ст. \qquad (10.16)$$

$$\gamma_н = 5{,}37 \cdot 10^{-3}(224 - c) \quad кг/м^3, \qquad (10.17)$$

где H – глубина горных работ, м.

10.1.9. Для ответвлений газопроводов расчет ведется в той же последовательности, при этом в формулах (10.6, 10.8, 10.9) вместо 350 мм рт.ст. и ($P_б - P_{вс}$) подставляется фактическое или расчетное разрежение в точке подключения к трудному маршруту газопровода.

Разрежение в каждой точке газопровода определяется как разность барометрического и расчетного или фактического давления в данной точке газопровода.

10.1.10. Расчет сети, находящейся под разрежением, считается верным, если при проектировании сети $P_{вс.р} \geqslant P_б - 350$, при реконструкции сети $P_{вс.р} \geqslant P_{вс}$.

10.1.11. Тип и количество одновременно работающих насосов принимается по характеристикам вакуум-насосов, приведенных на рис. 8.2, в зависимости от $Q_{см.р}$ и $P_{вс.р}$.

10.2. Система, работающая в двойном режиме (всасывания и нагнетания).

10.2.1. Всасывающая сеть газопровода рассчитывается согласно пунктам 10.1.1 ÷ 10.1.10.

Расчет нагнетательной сети сводится к определению диаметра напорного газопровода, избыточного давления в нагнетательном патрубке вакуум-насоса с учетом местных сопротивлений газопровода и арматуры.

Выбор вакуум-насосов производится по результатам расчетов всасывающей и нагнетательной сети газопровода.

10.2.2. Внутренний диаметр нагнетательного газопровода определяется при расстоянии от вакуум-насоса до котельной до 500 м из условия срабатывания опережающей защиты дегазационной системы по формуле:

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{\left(\frac{V_г}{Q_г} + t_{газ} + t_{к.о}\right) Q_{см.н}}{47\, l_н}} \quad м, \qquad (10.18)$$

где $V_г$ – объем газового тракта от места отбора пробы газа до входа в газоанализатор, м³;

$Q_г$ – количество газа, проходящего через газоанализатор, м³/с;

$t_{газ}$ – инерционность комплекса газоанализатора, с;

$t_{к.о}$ – инерционность клапана-отсекателя, с,

при расстоянии более 500 м для дебита смеси менее 30,0 м³/мин – 0,25 м, более 30,0 м³/мин – 0,3 м с последующей проверкой по формуле (п.10.18), где $t_{к.о} = 0{,}5$ с.

10.2.3. Необходимое избыточное давление в нагнетательном патрубке вакуум-насоса составляет

$$P_{н.р} = \Delta P_м + \Delta P_д + \Delta P_т + P_г \qquad \text{мм рт.ст.} \quad (10.19)$$

$$\Delta P_м = \sum h_м \qquad \text{мм рт.ст.,} \quad (10.20)$$

где $h_м$ – потери давления в газопроводе и на местных сопротивлениях, мм рт.ст.

Для водоотделителя и каплеуловителя, в технических характеристиках которых отсутствуют данные о величине коэффициента местных сопротивлений, потери давления ориентировочно определяются по сумме потерь входа и выхода из трубы: удвоенная для водоотделителя, утроенная – для каплеуловителя.

Потери давления в обратном клапане принимаются с коэффициентом запаса, равным 2, учитывающим загрязнение клапана в процессе эксплуатации.

Для одной диафрагмы значение $\Delta P_д$ принимается при проектировании – 8 мм рт.ст., а на действующих установках по показателям приборов.

Потери давления на трение в нагнетательном газопроводе равны

$$\Delta P_т = \sqrt{P_г^2 + \frac{4{,}8\, Q_{см.п}^2\, \gamma_н\, l_н}{d_н^{5{,}33}}} - P_г \qquad \text{мм рт.ст,} \quad (10.21)$$

где $Q_{см.п}$ – расход газа, подаваемого потребителю, м³/мин;

$P_г$ – давление газа в горелках, мм рт.ст.

10.2.4. При подаче газа потребителю с давлением более 150 мм рт.ст., если увеличение диаметра нагнетательного газопровода нежелательно, производится проверка по производительности

выбранной при расчете всасывающих газопроводов дегазационной установки по формуле

$$Q_{в.н} = 0{,}95\, n_{в.н}\, Q_н \left(1 - \frac{B_{вс.р}}{B_{вс.м} - 1{,}7 P_{н.р}(760 - B_{вс.м})}\right) \times \sqrt{1 - \frac{P^2_{н.р}}{P^2_м} \cdot \frac{P_б}{760}} \quad м^3/мин, \quad (10.22)$$

где $n_{в.н}$ – количество рабочих вакуум-насосов;

$Q_н$ – максимальная производительность вакуум-насоса, $м^3/мин$;

$B_{вс.р}, B_{вс.м}$ – соответственно расчетное (или фактическое) и максимальное разрежение, развиваемое вакуум-насосом, мм рт.ст.

$P_{н.р}, P_м$ – соответственно расчетное (или фактическое) максимальное давление нагнетания, развиваемое вакуум-насосом, мм рт.ст.

Если $Q_{см.р} \leq Q_{в.н} \geq Q_{см.я}$, то

диаметр нагнетательного газопровода и количество одновременно работающих вакуум-насосов сохраняются, но, при этом, мощность электродвигателей вакуум-насосов увеличивается для давления нагнетания 230 и 380 мм рт.ст. соответственно на 10 и 20% и производится перерасчет водоснабжения вакуум-насоса на принятое давление.

Значение параметров $Q_н$, $B_{вс.м}$, $P_м$ принимаются по данным завода изготовителя.

На действующей дегазационной установке $Q_н$ определяется при полностью открытом всасе и выхлопе вакуум-насоса, $B_{вс.м}$ –

при полностью закрытой задвижке на всасе вакуум-насоса и открытой задвижке на его выхлопе, $P_м$ – при открытой задвижке на всасе и закрытой задвижке на выхлопе.

II. Определение объемов каптируемого в шахтах метана

II.I. Расход метана на выходе из вакуум-насосов определяется с учетом показаний расходомеров и концентрации метана в отсасываемом газе по формулам:

при показаниях расходомером дебита газа в рабочем состоянии

$$I_{g.y} = Q_г \frac{C_м P T_o}{100 \cdot 60 \cdot P_o T} \quad м^3/мин ; \qquad (II.I)$$

при показаниях расходомером дебита газа, приведенного к нормальным условиям,

$$I_{g.y} = Q_{г.н} \frac{C_м}{100 \cdot 60} \quad м^3/мин , \qquad (II.2)$$

где $I_{g.y}$ – количество отсасываемого метана, $м^3$/мин;

$Q_г, Q_{г.н}$ – расход газа соответственно в рабочем состоянии и приведенного к нормальным условиям, $м^3$/ч;

$C_м$ – концентрация метана, %;

P и P_o – измеренное и нормальное (760 мм рт.ст.) давление газа соответственно, мм рт.ст.;

T и T_o – абсолютная температура газа соответственно измеренная ($T = 273 + t_г$) и нормальная ($T_o = 293$ К), К;

$t_г$ – температура газа, °С.

Основные геометрические размеры стандартных диафрагм

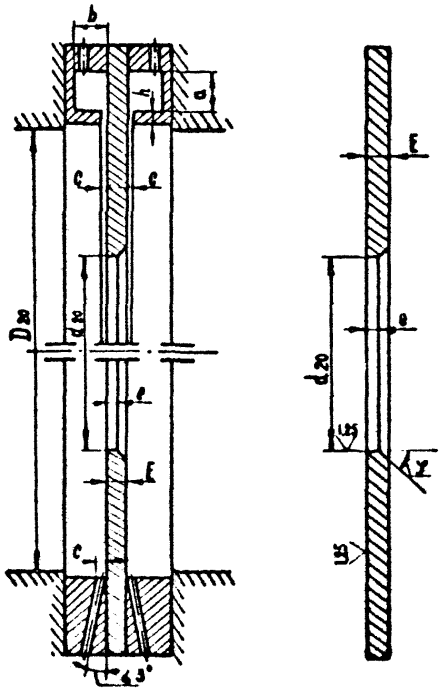


Рис. П1.11.1

II.2. Расход метановоздушной смеси $Q_{г.м}$ в скважинах или газопроводах, определяемый с помощью дисковых диафрагм (рис. III.II.I), рассчитывается по формуле

$$Q_{г.м} = \frac{1{,}04 \cdot 10^{-3} d_o^2}{\sqrt{1 - \frac{d_o^4}{d_т^4}}} \sqrt{\frac{h_c}{284 \cdot C_м}} \sqrt{\frac{P}{273 + t_г}} \quad м^3/мин. \quad (II.3)$$

где d_o – диаметр отверстия диафрагмы, мм;

$d_т$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;

P – газовое давление в трубопроводе перед диафрагмой, мм рт.ст.;

h_c – перепад давления на сужающем устройстве, мм вод.ст.;

II.3. Расход метана на участковом газопроводе или скважинах, измеренный при помощи диафрагмы, определяется по формуле

$$I_{м.м} = 0{,}01\, Q_{г.м}\, C_м \,, \quad (II.4)$$

где $I_{м.м}$ – расход метана, приведенный к нормальным условиям, $м^3/мин$.

I2. Приближенное определение необходимого количества скважин и разрежения в них при дегазации подрабатываемого массива

I2.I. Скважины бурят из вентиляционной выработки впереди очистного забоя

I2.I.I. Выбирают подрабатываемый пласт, до пересечения с которым бурятся скважины. Рекомендуется бурить до пластов, залегающих на расстоянии от I5 до 30 мощностей вынимаемого пласта, считая от его кровли. Если на таком расстоянии угольных пластов нет, то бурить следует до ближайшего пласта, расположенного выше 30 мощностей.

I2.I.2. Определяют отношение $\frac{M}{m_в}$,

где M – расстояние от кровли вынимаемого пласта до почвы подрабатываемого пласта, пересекаемого скважиной в разгруженной от горного давления зоне, м;

$m_в$ – вынимаемая мощность пласта, м.

I2.I.3. Экспериментально или методом прогноза газообильности определяют метановыделение из подрабатываемых пластов и пород ($\mathcal{J}_{gc}$).

I2.I.4. Задаются величиной разрежения в устьях скважин (B). При проектировании дегазационных систем принимают B = 50 мм рт.ст. Для действующих дегазационных систем принимают фактическое среднее разрежение в устьях скважин.

12.1.5. Определяют необходимую эффективность дегазации подрабатываемого массива $k_{д.с.п}$.

12.1.6. По номограмме (рис. III.12.1) определяют необходимое количество скважин диаметром 76 мм. Для этого из точки на оси $k_{д.с.п}$ проводят горизонтальную линию до пересечения с линией соответствующего вакуума. Из точки пересечения восстанавливают перпендикуляр до пересечения с соответствующей кривой $q_{д.с}$. Из этой точки проводят горизонтальную прямую до пересечения с перпендикуляром восстановленным от соответствующего значения $\frac{M}{m_в}$. Требуемое количество скважин определяется по кривой, расположенной выше точки пересечения. Если последняя расположена выше всех кривых n_c , то требуемая эффективность дегазации при имеющемся вакууме и диаметре скважин 76 мм не может быть достигнута.

Принимается диаметр скважин 93 мм и расчет повторяется по номограмме (рис. III.12.2). Или принимаются меры для увеличения разрежения в скважинах.

12.1.7. Зная необходимое количество скважин и расстояние до сближенного пласта, определяют по таблице III.6.4 необходимую длину скважин.

12.1.8. Задаются углом разворота скважин в диапазоне $60^0 \leq \varphi < 70^0$ и по таблице III.6.1 рассчитывают угол наклона.

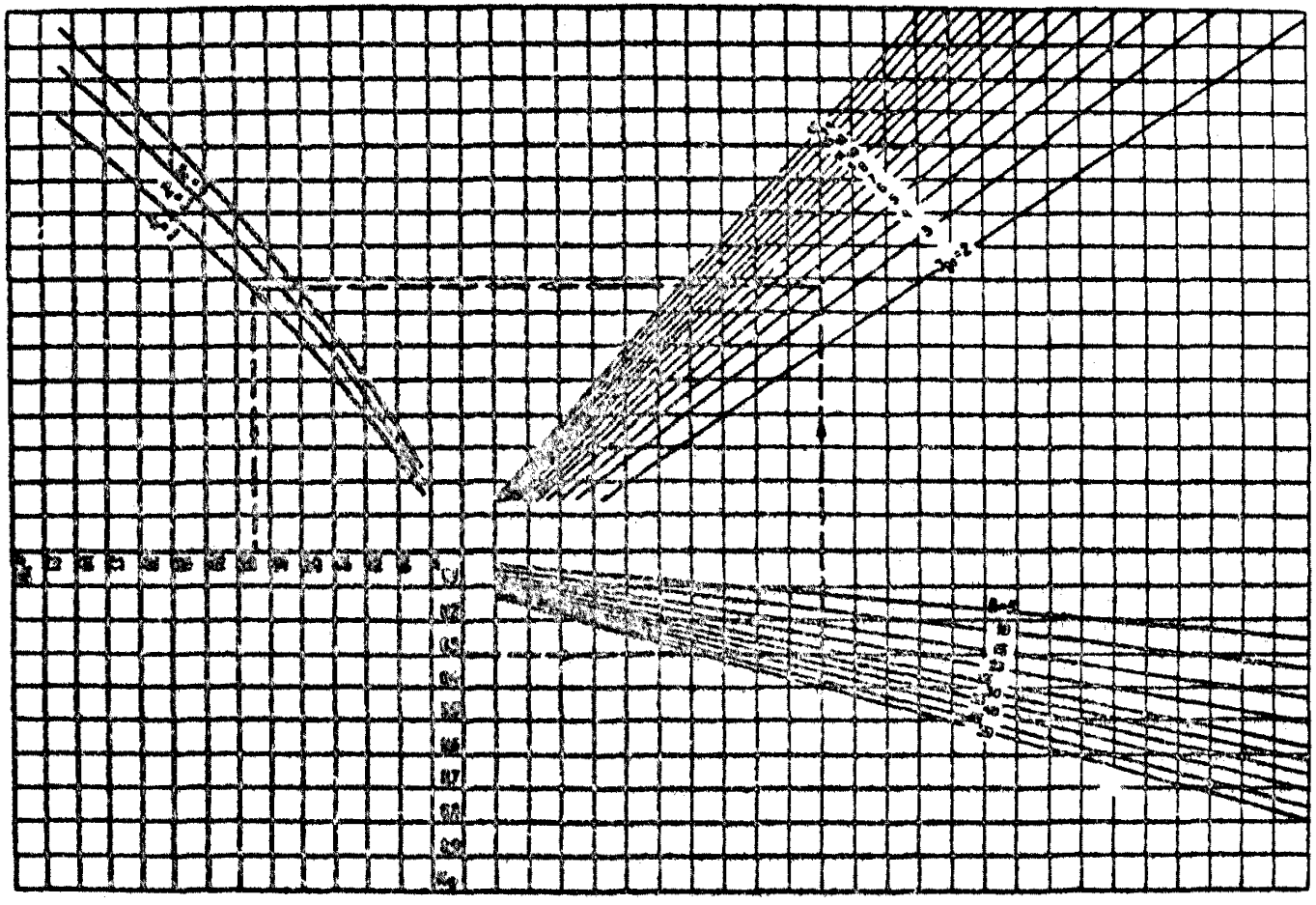


Рис. П.1.12.I

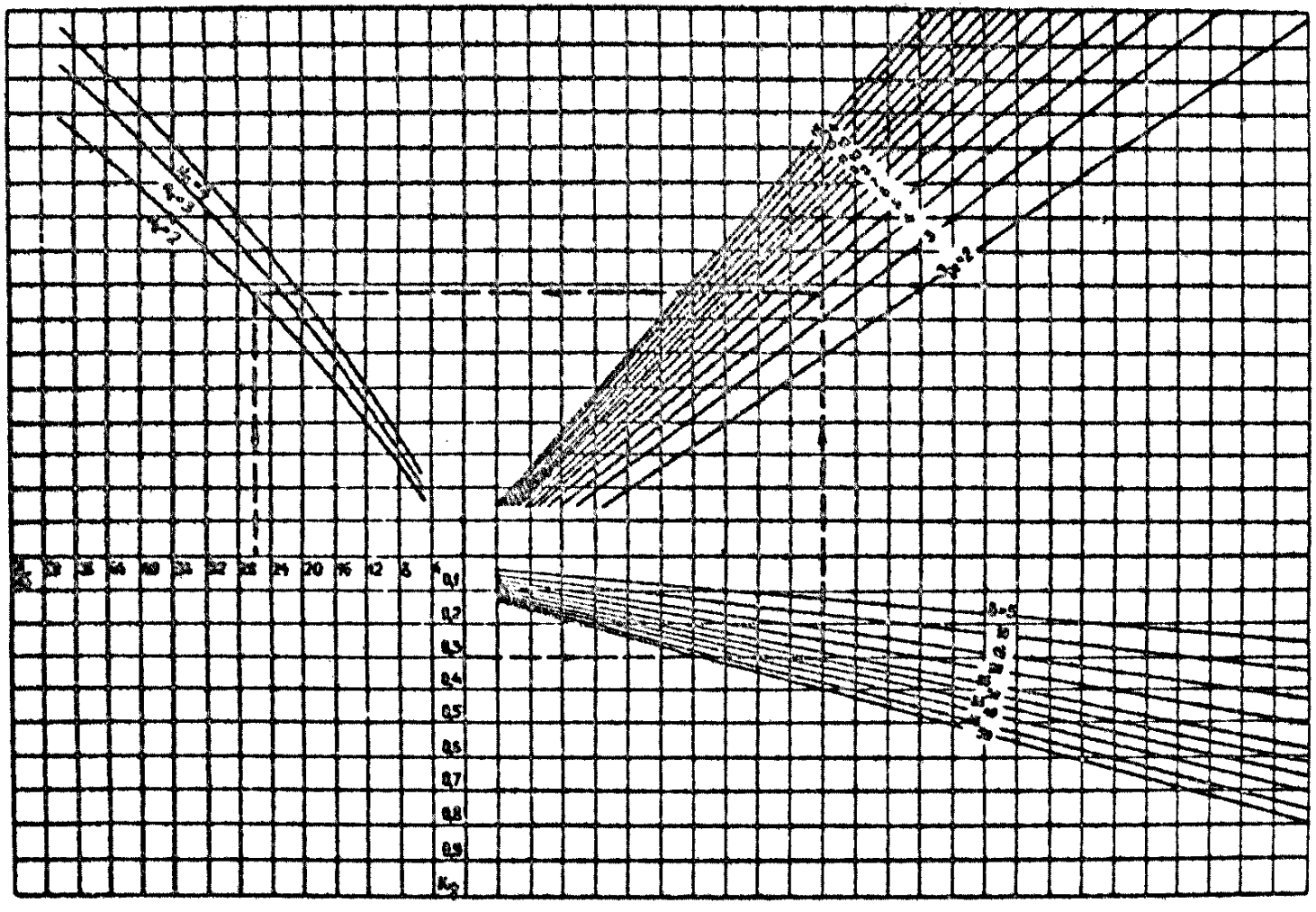


Рис. П.1.12.2

I2.2. Скважины бурят из вентиляционной выработки позади очистного забоя

I2.2.I. Руководствуясь указаниями пункта I2.I.I выбирают подрабатываемый пласт, до которого бурятся скважины.

I2.2.2. Рассчитывают параметры скважин по формулам табл. Ш.6.I.

I2.2.3. Определяют проекцию угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую через линию падения пласта, по формулам:

$$\beta' = arctg\left(\frac{tg\,\beta}{\cos\varphi}\right)$$, при отработке пласта по простиранию;

$$\beta' = arctg\left(\frac{tg\,\beta}{\sin\varphi}\right)$$, при отработке пласта по падению (восстанию);

где β – угол наклона скважины, град;

φ – угол разворота, град.

I2.2.4. Рассчитывают расстояние по нормали от конца ненарушенной части скважины до кровли разрабатываемого пласта. При охране скважин кострами и бутовыми полосами шириной менее 5 м

$$h_{cp} = l \sin(\beta' + \alpha).$$

При охране скважин бутовыми полосами шириной более 5 м или целиками

$$h_{cp} = l \cos(\beta' + \alpha),$$

где $l_г$ – глубина герметизации скважин, м;

$l_б$ – ширина бутовой полосы или целика, м;

α – угол залегания разрабатываемого пласта, град:

"+" – при бурении скважины в сторону падения;

"–" – при бурении скважины в сторону восстания разрабатываемого пласта.

2.5. Определяют отношение $\frac{h_{ср}}{m_в}$ и по пунктам I2.I.3; I2.I.4; I2.I.5 – значения $\gamma_{дс}$; B и $k_{дсп}$.

I2.2.6. По номограмме рис. III.I2.3, используя поочередно шкалы № I–5, определяют значение n_c, округляя его до ближайшего большего целого.

I2.2.7. Определяют предельное расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается газовыделение из сближенных пластов

$$L_{пр} = 67,6 \exp\left[0,165 v_{оч} + 0,42 m_в (1,2 + \cos\alpha)\right],$$

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

α – угол залегания разрабатываемого пласта, град.

Если расчетное значение $L_{пр}$ оказалось большим 200 м, то $L_{пр}$ полагают равным 200 м.

I2.2.8. Рассчитывают расстояние между скважинами

$$r_c = \frac{L_{пр} - 30}{n_c - 1}$$

Если расчетное значение $r_c < 10$ м, то требуемая эффективность дегазации при заданных условиях не может быть обеспечена. Необходимо увеличить вакуум, или глубину обсадки скважин. Если такой возможности нет, то принимают r_c = I0 м и рассчитывают по номограмме (рис.III.I2.3) в обратном порядке реально достижимый коэффициент эффективности дегазации.

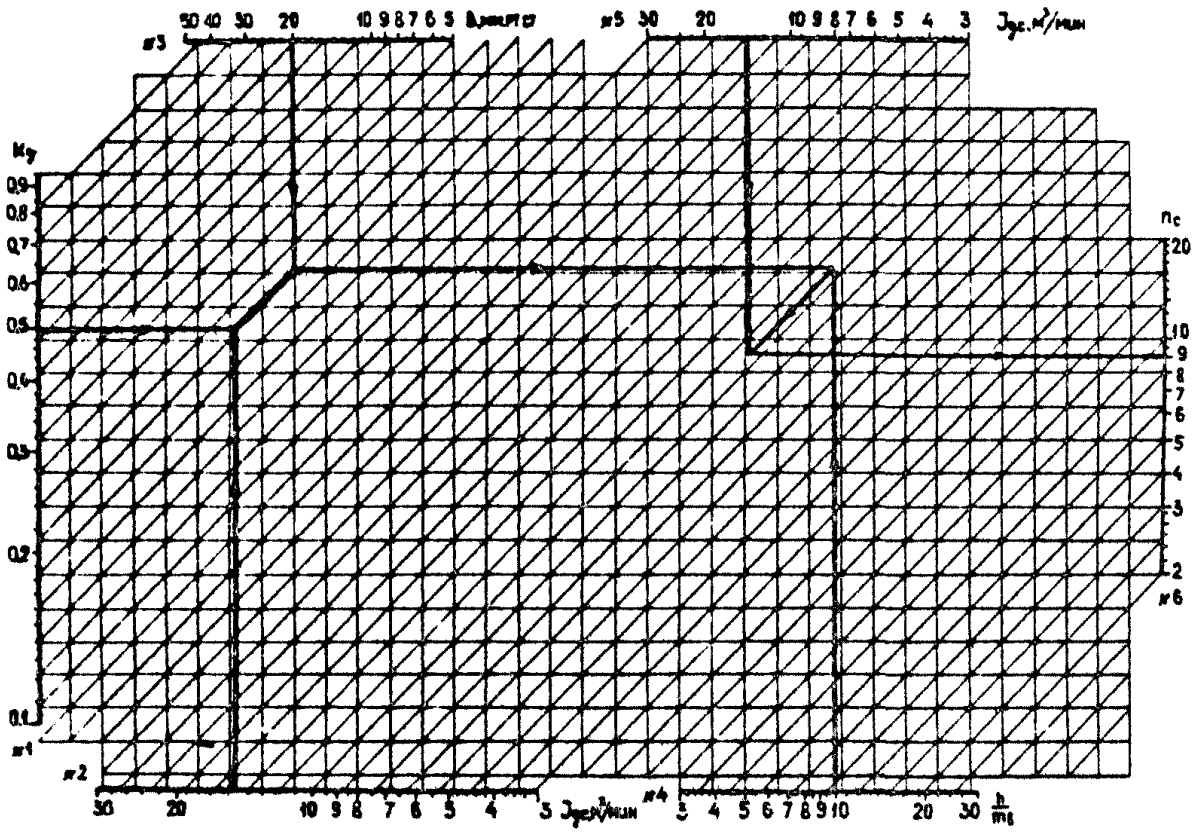


Рис. П.1.12.3

Приложение 2

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВАКУУМНО-ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ В ДЕГАЗАЦИОННОМ ТРУБОПРОВОДЕ

I. Вакуумно-газовая съемка в дегазационном трубопроводе проводится в случаях, когда не обеспечивается заданная эффективность дегазации или содержание метана в отсасываемом газе ниже установленной нормы.

2. Перед производством вакуумно-газовой съемки газопровод делится на участки. Критериями выбора протяженности участков газопровода являются постоянные дебиты метана и диаметр газопровода. Начало маршрута от дегазационных скважин. Замерное устройство (диафрагма) для определения параметров метановоздушного потока устанавливается на скважинах и на выходе участкового газопровода. В остальных пунктах замера параметров газовоздушного потока (разрежение, концентрация метана, температура газа) устанавливаются штуцеры. Причем штуцеры должны располагаться не ближе 3 м от разветвления трубопровода.

3. Перед проведением вакуумно-газовой съемки составляется схема дегазационной сети с нанесением на ней пунктов замера параметров потока. Измерения показателей потока производятся в здании ВНС, на выходе газопровода из шахты (магистральной скважины), в шахте перед стволом (магистральной скважины), в местах разветвления газопровода или изменения его диаметра, на выходе участкового газопровода, на скважинах (группе пластовых скважин).

Вакуумно-газовая съемка должна выполняться группой работников одновременно по всей дегазационной системе (от скважин до вакуум-насосов). Время производства замеров в пунктах наблюдений

устанавливается графиком. Съемка должна быть проведена за время, не превышающее одну смену.

4. Подсосы воздуха в газопровод на отдельных его участках определяются как разность дебитов метановоздушной смеси, измеренных на концах исследуемого участка.

Дебит метана, измеренный на диафрагме, принимается постоянным на всем протяжении участка газопровода (до следующего пункта установки диафрагмы). Дебит же метановоздушной смеси в промежуточных точках участкового газопровода, где замерялись разрежение и концентрация метана, определяется по формуле

$$Q_{тр.i} = \frac{I_{g.i}}{0{,}01\, C_{м.i}} , \qquad (1)$$

где $Q_{тр.i}$ – расход метановоздушной смеси на i-ом участке газопровода, м³/мин;

$I_{g.i}$ – дебит метана на i-ом участке газопровода, м³/мин;

$C_{м.i}$ – концентрация метана в пункте замера, %.

5. Давление в газопроводе в пунктах замера параметров потока метановоздушной смеси определяется по формуле

$$P_т = P_ш - B_у , \qquad (2)$$

где $P_т$ – давление газа в трубопроводе, мм рт.ст.;

$P_ш$ – давление воздуха в выработке в месте производства замеров, мм рт.ст.;

$B_у$ – разрежение газа в трубопроводе, мм рт.ст.

6. Фактические потери давления газовоздушной смеси на отдельных участках газопровода определяются как разница измеренных величин давления газа на концах исследуемого участка газопровода.

7. Значения фактических и расчетных (или нормативных) потерь давления газа по участкам (ветвям) газопровода заносятся в таблицы. При этом все величины метановоздушных потоков должны быть приведены к нормальным условиям.

Сравнением фактических подсосов воздуха с нормативными выявляются нарушенные участки газопровода, требующие повышения качества их сборки.

Состояние газопровода по пропускной способности выявляется путем сопоставления фактических потерь давления газовоздушной смеси с расчетным их значением на отдельных участках газопровода или маршрутах (от скважин до ВНС). Фактические потери давления не должны быть меньше расчетных.

Приложение 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ И ПРИЧИН ПОДСОСОВ ВОЗДУХА В СКВАЖИНУ, ВЫБОР СПОСОБОВ ИХ СНИЖЕНИЯ

I. Определение мест и причин подсосов воздуха в скважину производится ИТР службы дегазации совместно с буровыми мастерами после герметизации скважины и в тех случаях, когда содержание метана в участковом газопроводе или эффективность дегазации ниже принятых в проекте.

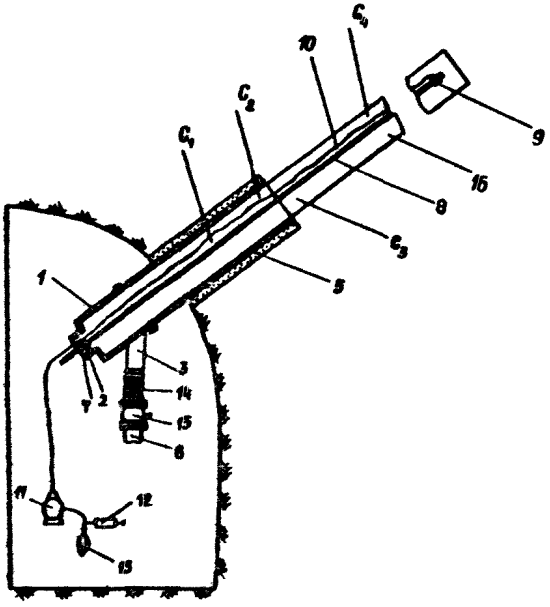
2. Методика определения мест и причин подсосов воздуха в скважины основана на изучении изменений содержания метана по длине скважины при наличии в ней разрежения. Измерения в скважине производится после ее герметизации и в период эксплуатации.

3. Отбор проб газа из скважины производят с помощью специального зонда (рис.ПЗ.I). В его комплект входит тройник с патрубками 2 и 3. Патрубок 2 служит для ввода в скважину штанг 8, а патрубок 3 для соединения скважины с газопроводом 6.

На конце патрубка имеется уплотнительный элемент 7, препятствующий подсосам воздуха в скважину при перемещении штанг. Штанги 8 соединяются муфтами. На первой штанге установлено газоотборное устройство 9. Для отбора проб газа в комплекте зонда имеется гибкая трубка I0, намотанная на катушку II, двухклапанный насос I2 и камера I3.

4. Работы по зондированию скважины выполняют в следующем порядке. С помощью диафрагмы, установленной на обсадной трубе, измеряют расход газовой смеси, содержание в ней метана и разрежение. Затем отключают скважину от газопровода, снимают патрубок

Характерные точки дегазационной скважины, схема устройства и применения зонда для измерения содержания метана



C_I, C_2, C_3 и C_4 – содержание метана в характерных точках скважины

Рис. II.3.I.

с диафрагмой и на его месте крепят к обсадной трубе 5 тройник I. Патрубок 3 с помощью гофрированного шланга I4 соединяют с газопроводом 6. Через уплотнительный элемент 7 вводят первую штангу с газоотборным устройством 9. Гибкую трубку I0 соединяют с газоотборным устройством и крепят к штангам.

Всасывающий патрубок насоса I2 соединяют со свободным концом гибкой трубки I0, а нагнетательный с камерой I3. Зонд готов к работе.

Открывают задвижку I5 и отбирают пробы газа из характерных пунктов скважины C_I; C_2; C_3; C_4 (см.рис. П3.I), перемещая газозаборное устройство по скважине и наращивая штанги. Проба, набранная в камеру, анализируется на месте с помощью интерферометра ШИ-I2. В каждом пункте отбираются не менее двух проб. Если они отличаются не более чем на 4%, то результаты осредняются. При большем различии измерение повторяется.

Пункты C_I и C_2 располагаются в нижней и верхней частях обсадной трубы, пункт C_3 – на расстоянии 0,5 м от верхнего конца обсадной трубы, пункт 4 – на расстоянии – 35–40 м от устья скважины.

5. По результатам измерений рассчитывают ΔQ_i – долю притечек воздуха в скважину на каждом интервале измерений, учитывая при этом, что результаты, отличающиеся на величину, не превышающую погрешность измерения содержания метана, следует считать одинаковыми. Для интерферометра ШИ-I2 погрешность равна 4%.

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

где C_1, C_i – содержание метана в пунктах C_1 и C_i, доли единицы;

i – порядковый номер пункта отбора проб.

Результаты записываются по форме табл. П.3.I.

Таблица П.3.I

Результаты определения места и величины подсосов воздуха в скважины

Лава , участок , пласт .

Параметры	№ скважин							
	I		2		3		4	
I	2		3		4		5	
Расход газовой смеси, $м^3$/мин.								
Разрежение, мм рт.ст.								
Содержание метана, %								
в пунктах C_I								
C_2								
C_3								
C_4								
Общие подсосы воздуха в скважину, $м^3$/мин.								
Доля подсосов воздуха, % на интервалах								
$C_I - C_2$								
$C_2 - C_3$								
$C_3 - C_4$								
далее C_4								

6. Сопоставляя результаты, полученные в отдельных скважинах, выявляют характерные для данного участка места подсосов воздуха определяют их причины, и выбирают меры, повышающие содержание метана в скважинах, руководствуясь табл. П.3.2.

Таблица П.3.2

Причины подсосов воздуха в скважины и меры по их снижению

Интервалы скважины	Причины подсосов воздуха	Меры сокращения подсосов воздуха
$C_1 - C_2$	Нарушение целости обсадной трубы, часто в местах соединения ее секций	Повысить прочность обсадных труб, заменить конические соединения секций муфтовыми. Улучшить охрану скважин возведением под ними менее податливой крепи.
$C_2 - C_3$	Некачественное уплотнение затрубного пространства.	Усилить контроль за качеством цементации скважин или применить механические герметизаторы, например, ГДПМ или ГД-110.
$C_3 - C_4$	Недостаточная глубина обсадки скважин; угол подъема скважин; пробуренных на подрабатываемые пласты	Увеличить глубину обсадки скважин до 15 м. Если при этом не обеспечивается $C_4 \geq 50\%$, увеличивать угол подъема скважин, пробуренных на подрабатываемые пласты при контроле расхода извлекаемого метана, чтобы не допустить его уменьшения. Если увеличение угла подъема скважин до 60^0 не обеспечит $C \geq 50\%$, то это свидетельствует о низком метановыделении из дегазируемых источников. Следует уменьшить разрежение или рассмотреть вопрос о целесообразности дегазации.
За точкой C_4	Недостаточен угол подъема скважин, пробуренных на подрабатываемые пласты	Увеличить угол подъема скважины при контроле расхода извлекаемого метана, чтобы не допустить его уменьшения. Если увеличение угла наклона до 60^0 не обеспечить $C \geq 50\%$, то это свидетельствует о низком метановыделении из дегазируемых источников. Следует уменьшить разрежение или рассмотреть вопрос о целесообразности дегазации.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К ПРИЛОЖЕНИЯМ

a_1 – проекция скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м

a_c – коэффициент, характеризующий снижение во времени газовыделения из пласта в скважины на глубине H, сут$^{-1}$

a_c^n – прогнозная величина коэффициента снижения во времени газовыделения из пласта в скважины на глубине H^n, сут$^{-1}$

$b_ц$ – ширина целика, м

B – разрежение в скважине, мм рт.ст.

$B_{з.i}$ – разрежение у забоя i-ой скважины, мм рт.ст.

$B_{вак.р}$ – расчетное (или фактическое) разрежение на всасе вакуум-насоса, кгс/см^2

$B_{з.д}$ – ширина условного полоса газового дренирования пласта выработкой, м

$B_{вак.н}$ – максимальное (предельное) разрежение, развиваемое вакуум-насосом, кгс/см^2

$B_у$ – разрежение на устье скважины, мм рт.ст.

B_i – протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород, м

B' – коэффициент, учитывающий изменение метановыделения из скважин во времени (Карагандинский и Кузнецкий бассейны), доли ед.

C – допустимая концентрация в вентиляционной струе, %

C_i – резерв, учитывающий возможное отклонение скважины от заданного направления, м

$C_{м.i}$ содержание метана в газе на i-ом участке газопровода, %

$c_м$ – содержание метана в газе, извлекаемом скважинами, %

d – диаметр скважины, м

$d_{в.т}$ – внутренний диаметр обсадной трубы, м

$d_{д.т}$ – диаметр дополнительного газопровода в i –ой ветви, м

$d_{д.ст.i}$ стандартный диаметр дополнительного газопровода в i –й ветви, м

$d_к$ – конечный диаметр скважин, м

$d_{пр}$ – приведенный диаметр скважин в кусте, м

$d_{э.т}$ – эквивалентный внутренний диаметр скважины, м

$d_о$ – диаметр отверстия диафрагмы, мм

$d_т$ – внутренний диаметр газопровода, мм

$d_{тр}$ – требуемый диаметр газопровода, м

$d_ф$ – фактический диаметр газопровода, м

d_i – внутренний диаметр i –того участка обсадной трубы, м

$d_{эк}$ – эквивалентный диаметр, м

G' – метанодобываемость из скважин в Карагандинском бассейне, м³/мин

$G'_б$ – дебит метана из скважин за время обуривания участка, разрабатываемого пласта, м³/мин

G_i – метанодобываемость при дегазации i –го источника, м³/мин

$G_{т.i}$ – метановыделение из пластовых скважин (группы скважин) в момент i –го замера, м³/сут

$G_{с.п}$ – метанодобываемость скважинами, пробуренными на сближенные пласты, м³/мин

$G'_т$ – дебит метана из скважин после завершения буровых работ на участке разрабатываемого пласта, м³/мин

$q_о$ – начальное удельное метановыделение из разрабатываемого пласта в скважину на глубине H , м³/(м².сут)

q_o^* – прогнозная величина удельного метановыделения из разрабатываемого пласта в скважину на глубине H^*, м³/(м².сут)

q_o' – среднее удельное метановыделение в течение первого месяца функционирования скважин (Карагандинский и Кузнецкий бассейны), м³/(м.сут)

H – глубина горных работ (залегания пласта) от дневной поверхности, м

H^* – прогнозная глубина горных работ (залегания пласта), м

h – расстояние по нормали от устья скважины до кровли разрабатываемого пласта, м

$h_э$ – высота этажа (подэтажа), дегазируемая скважина, м

$h_п$ – расстояние по вертикали от уровня откаточного горизонта до места пересечения скважиной надрабатываемого пласта, м

h_1 – мощность непосредственной кровли, м

$h_{э.к}$ – расстояние от забоя вертикальной скважины до кровли разрабатываемого пласта, м

$h_{н.с}$ – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до сближенного залегающего на расстоянии менее $h_{ср}$, м

h_c – перепад давлений на сужающем устройстве, мм вод.ст.

$h_{ср}$ – средневзвешенное расстояние по нормали от конца ненарушенной части скважин до кровли разрабатываемого пласта, м

$h_м$ – потери давления в газопроводе и на местных сопротивлениях, мм рт.ст.

I – метановыделение в выработку по прогнозу (или фактическое) без дегазации источников метановыделения, м³/мин

I' – метановыделение в выработку (очистной забой, выемочный участок, поле, подготовительная выработка) при применении дегазации, м³/мин

$I_{д.у}$ – количество отсасываемого метана, м³/мин

$I'_{д.}$ – метановыделение в выработку (очистной участок, выемочное поле, подготовительная выработка), допустимое по фактору вентиляции без дегазации источников метановыделения, м³/мин

$I_{д.п}$ – метановыделение из выработанного пространства в выработки выемочного участка, м³/мин

$I_{д.д}$ – дебит метана из функционирующих на выемочном участке вертикальных скважин, м³/мин

$I_{д.i}$ – дебит метана при дегазации i-го источника j-ым способом дегазации, м³/мин

$I_{д.с}$ – дебит отсасываемого метана, м³/мин

$I_{д.с}$ – метановыделение из подрабатываемых пластов и пород, залегающих на расстоянии более $h_{с.р}$ от разрабатываемого пласта, м³/мин

$I_{д.у}$ – расход метана на выходе из вакуум-насосной станции, м³/мин

I_i – фактическое до дегазации или прогнозное метановыделение из i-го источника, м³/мин

$I_{в.н}$ – расход метана, приведенный к нормальным условиям, м³/мин

$I_{в.с}$ – выделение метана из недегазируемых скважинами подрабатываемых пластов, залегающих на расстоянии от разрабатываемого пласта по нормали менее $h_{с.р}$, м³/мин

$I_д$ – суммарный расход метана, извлекаемого на выемочном участке с помощью способа (способов) дегазации, м³/мин

$I_{с.р}$ – полезный расход метана, извлекаемого скважинами, м³/мин

$I_{c.i}$ – метановыделение в i-ю скважину, м³/мин

$I_{c.o}$ – газовыделение из обнаженных пластов и вмещающих пород, м³/мин

$I_{м}$ – метанодобываемость скважин гидрорасчленения, м³/мин

$I_{c.o}$ – количество метана, которое может быть извлечено скважинами при выбранном их количестве и заданном разрежении, м³/мин

$I_{c.o.тр}$ – расход метана в скважинах, требуемый для достижения необходимой эффективности дегазации, $\frac{мм\ рт.ст.\cdot мин}{м^4}$

i – порядковый номер скважины в т.п.

K – расстояние по линии горизонта от проекции на нее точки пересечения обнаженного пласта скважиной до отрабатываемого пласта, м

$K_{дег}$ суммарное значение коэффициента дегазации нескольких источников метановыделения на выемочном участке, доли ед.

$K_{д}$ – коэффициент дегазации выработки (очистного участка, поля, подготовительной выработки), доли ед.

$K_{в}$ – коэффициент, учитывающий влияние разрежения на дебит скважин

$K_{д.в}$ коэффициент, учитывающий увеличение газовыделения из подрабатываемых пластов и пород при их дегазации

$K_{д.\,пл}$ коэффициент дегазации пласта, доли ед.

$K'_{дег}$ – необходимый коэффициент дегазации, т.е. требуемый уровень снижения метанообильности выработки (очистного участка, поля, подготовительной выработки), доли ед.

$k'_{д.б}$ – коэффициент дегазации на участке выработки с функционирующими барьерными скважинами, доли ед.

$k_{д\,i}$ – коэффициент дегазации i-го источника метановыделения, доли ед.

$k_{д.с.н}$ – коэффициент дегазации нижних (надрабатываемых) сближенных пластов, доли ед.

$k'_{д.пл}$ – необходимый коэффициент дегазации разрабатываемого пласта, доли ед.

$k_{д.п}$ – коэффициент дегазации пород, доли ед.

$k_{д.с.п}$ – коэффициент дегазации сближенных пластов угля и газоносных пород, доли ед.

$k_{д.с.п.в}$ – коэффициент дегазации сближенных пластов вертикальными скважинами, доли ед.

$k_{з}$ – коэффициент, учитывающий заполнение угольного массива рабочей жидкостью

$\kappa_{и}$ – коэффициент интенсификации газовыделения в дегазационные скважины после гидроразрыва пласта

$k'_{пл}, k''_{пл}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта соответственно для первого и второго вынимаемого слоя.

K – количество подрабатываемых пластов, залегающих от разрабатываемого на расстоянии $\leq M_{р}$

$L_{у}$ – длина выемочного участка, м

$L_{б}$ – расстояние от очистного забоя до места установки бурового станка, м

$l_{оч}$ – длина лавы, м

$L_{пр}$ – предельное расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается выделение метана из сближенных пластов, м

$L_{т}$ – длина трубопровода в наиболее загруженной и протяженной ветви дегазационной системы, м

$l_{г}$ – глубина герметизации скважины, м

$L_{р}$ – расстояние между скважинами гидроразрыва, м

L_{max} – местоположение максимума газовыделения, м

ℓ – расстояние по линии горизонта от групового штрека до отрабатываемого пласта, м

ℓ_i – расчетная длина i –й ветви газопровода, участка скважины, м

$\ell_{н.с}$ – длина необсаженной части скважины, пробуренной с поверхности, м

$\ell_{н.г}$ – длина ненарушенной части скважины, м

$\ell_{о.т}$ – длина обсадной трубы, м

$\ell_б$ – ширина бутовой или длина охранной полосы под скважиной, м

$\ell_с$ – длина скважин, м

$\ell'_с$ – полезная длина скважины, м

$\ell_{ср}$ – средняя длина скважин в кусте, м

$\ell_ф$ – фактическая длина i –й ветви газопровода, м

M – расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластами, м

$M^{н}$ – расстояние по нормали от полевого штрека до надрабатываемого пласта, м

M_i – расстояние по нормали между i –ым сближенным и разрабатываемым пластами, м

$M_р$ – предельное расстояние от разрабатываемого пласта, при котором метан выделяется в горные выработки, м

$M_{ср}$ – средневзвешенное расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до подрабатываемых пластов, залегающих ниже обсадной трубы (границы перфорации), м

$M_с$ – средневзвешенное расстояние до сближенных пластов, м

$m_п$ – мощность угольных пачек пласта, м

$m'_п, m''_п$ – мощность угольных пачек соответственно первого и второго вынимаемого слоя пласта, м

$m_б$ – вынимаемая мощность пласта, м

m_i – полная мощность i -го сближенного пласта, м

$m_я$ – мощность угольных пачек пласта (или слоя), отдающих газ в призабойное пространство лавы, м

m – полная мощность пласта, м

$m_д$ – дегазируемая скважинами мощность угольных пачек пласта, м

N – количество скважин на участке в процессе обуривания, шт

N' – количество скважин на участке после завершения буровых работ, шт

$N_р$ – количество скважин, пробуренных по разрабатываемому пласту на выемочном участке, шт

n – количество одновременно работающих скважин, однотипных вакуум-насосов и т.п., шт

$n_{к.с}$ – количество одновременно работающих кустов скважин

$n_{в.н}$ – количество рабочих вакуум-насосов, шт

n_i – доля i -го дегазируемого источника метана в метанообильности выработки (очистной забой, выемочный участок, поле), доли ед.

$n_{в.н}$ – долевое участие нижних (надрабатываемых) сближенных пластов в газовыделении выемочного участка, доли ед.

$n_{н.д}$ – коэффициент, учитывающий долевое участие разрабатываемого пласта в метанообильности выемочного участка без дегазации, доли ед.

$n_п$ – коэффициент, учитывающий метановыделение из газоносных пород, доли ед.

$n_с$ – количество скважин на дегазируемом участке пласта, шт

$n_{в.п}$ – долевое участие сближенных пластов в газовыделении на выемочном участке, доли ед.

$q_т$ – допустимые подсосы воздуха в газопровод, $м^3/мин$

$n_{с.к}$ – количество скважин в кусте

$m^{1}_{п.м}, m^{2}_{п.м}$ – полная мощность угольных пачек соответственно первого и второго слоев (невынимаемой пачки угля), м

$n_{э}$ – эффективная пористость угольного пласта, доли ед.

P – давление газа на выходе из вакуум-насоса, мм рт.ст.

$P_{б}$ – барометрическое давление, кгс/см^2

$P_{вс}$ – давление на всасывающем конце трубопровода, мм рт.ст.

$P_{г}$ – давление газа в горелках, мм рт.ст.

$P_{и.р}$ – избыточное давление нагнетания, развиваемое вакуум-насосом, кгс/см^2

$P_{т}$ – давление газа в трубопроводе, мм рт.ст.

$P_{м}$ – максимальное избыточное давление нагнетания, развиваемое вакуум-насосом, кгс/см^2

$P_{н}$ – коэффициент утечек воздуха из нагнетательного трубопровода

$P_{з}$ – ожидаемое давление на забое скважины гидрорасчленения, МПа

$P_{н.б}$ – давление в нагнетательном патрубке вакуум-насоса, мм рт.ст.

$P_{вс.р}$ – давление смеси газов перед вакуум-насосом по расчету, мм рт.ст.

$P_{у}$ – давление в устье скважины, мм рт.ст.

$P_{в}$ – давление воздуха в выработке в месте производства замеров, мм рт.ст.

$\Delta P_{д}$ – потери давления при прохождении газа через диафрагму, мм рт.ст.

$\Delta P_{и}$ – потери давления при прохождении газа через защитную и регулирующую аппаратуру, мм рт.ст.

$\Delta P_{т}$ – потери давления на трение газа в нагнетательном трубопроводе, мм рт.ст.

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления в газопроводе, мм рт.ст./м

$P_{пл}$ – давление газа в пласте, МПа

$\Delta P_{м}$ – потери давления в газопроводе на местных сопротивлениях, мм рт.ст.

$Q_{с}$ – суммарный дебит смеси из всех скважин, $м^3$/мин

Q – расход воздуха для проветривания выработки (выемочного участка), $м^3$/мин.

$Q_{г}$ – расход газа в рабочем состоянии по расходомеру, установленному в вакуум-насосной станции, $м^3$/ч

$Q_{г.н}$ – расход приведенного к нормальным условиям газа по расходомеру, установленному в вакуум-насосной станции, $м^3$/ч

$Q_{ж}$ – количество жидкости, необходимой для гидроразрыва или гидрорасчленения пласта, $м^3$

$Q_{н}$ – максимальная производительность вакуум-насоса, $м^3$/мин

$Q'_{н}$ – расход газа по расходомеру, градуированному на приведенное к нормальным условиям состояние газа, $м^3$/ч

$Q_{п.i}$ – подсосы воздуха в i -ю скважину, $м^3$/мин

$Q_{п.в}$ – общие подсосы воздуха в скважины, $м^3$/мин

$Q_{см.п}$ – расход метановоздушной смеси, подаваемой вакуум-насосной станцией потребителю, $м^3$/мин

$Q_{с.i}$ – расход метановоздушной смеси в i -й ветви газопровода, $м^3$/мин

$Q_{см}$ – расход метановоздушной смеси, $м^3$/мин

$Q'_{с}$ – средний дебит метановоздушной смеси, приходящийся на одну скважину (куст скважин), $м^3$/мин

$Q_{см.в}$ – общий дебит смеси, $м^3$/мин

$Q_{см.j}$ – средний за анализируемый период расхода метановоздушной смеси, извлекаемой j -ым способом дегазации, $м^3$/мин

$Q_{см.р}$ – средневзвешенный по длине газопровода расход газовой смеси, м³/мин

$Q_{т.i}$ – расход метановоздушной смеси в i -й точке участкового газопровода, м³/мин

ΔQ – удельные подсосы воздуха в трубопровод, м³/мин.м

$q_{пл}$ – метановыделение из разрабатываемого пласта, м³/т

$q^{г}$ – суммарный съем газа с тонны запасов угля через скважины гидрорасчленения, м³/т

$R_г$ – радиус действия скважин гидроразрыва, м

$R_{г1}$ – радиус действия скважины гидроразрыва в направлении наиболее гидропроводной системы трещин, м

$R_{г.2}$ – радиус действия скважины гидроразрыва в направлении, перпендикулярно главной системе трещин, м

R_L – расстояние между пластовыми восстающими или горизонтальными скважинами в i -м блоке, м

$R_{ср}$ – среднее сопротивление движению метана к скважинам

R'_L – расстояние между пластовыми скважинами в i -м блоке, подверженном разгрузке, м

$R_{п.i}$ – сопротивление подсосов воздуха в i -ю скважину,

$R_{с.о}$ – общее сопротивление движению метана к дегазационным скважинам, $\frac{\text{мм рт.ст.мин}^2}{6}$

z_c – расстояние между скважинами, м

$R_{уд.с}$ – удельное сопротивление необсаженной части вертикальной скважины, $\frac{кг}{м}$

$R_э$ – приведенный эффективный радиус гидрорасчленения угольного пласта, м

$z_{уд.}$ – удельное сопротивление движению метана к горным выработкам, $\frac{\text{мм рт.ст.мин}}{4}$

$t_{газ}$ – инерционность комплекса газоанализатора, с

t' – время дегазации, год

t – продолжительность дренирования пласта скважинами, сут

$t_г$ – температура газа, ^{0}C

$t_б$ – время обуривания дегазируемого участка разрабатываемого пласта, сут.

$t_{б.г}$ – время, необходимое для монтажа станка, бурения, герметизации и подключения скважин к газопроводу, сут.

$t'_б$ – время, затраченное на бурение n' скважин на участке разрабатываемого пласта, сут

$t_{с.i}$ – продолжительность работы i -й скважины, сут

Δt_i – интервал времени между замерами дебита метана, сут

V – газовыделение из дегазируемого массива, $м^3$

$V_г$ – объем газового тракта от места отбора пробы газа до входа в газоанализатор, $м^3$

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

X – природная газоносность пласта, $м^3/т$

$X_д$ – снижение газоносности пласта за счет дегазации, $м^3/т$

$X_о$ – остаточная газоносность пласта, $м^3/т$

z – коэффициент, учитывающий неравномерность газовыделения из пласта в скважины

α – угол залегания пласта, град

β – угол наклона скважины к горизонту, град

β' – проекция угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую через линию падения пласта, град

γ – плотность газа в рабочем состоянии (при фактической концентрации метана), $кг/м^3$

γ' – плотность газа в рабочем состоянии при расчетной концентрации метана, $кг/м^3$

x_g' – дополнительное снижение остаточной газоносности оставляемых слоев пласта (после выемки первого слоя) за счет дегазации скважинами, м³/т

$\gamma_н$ – плотность газа, приведенного к нормальным условиям (при фактической концентрации метана), кг/м³

γ_g – объемная масса угля, т/м³

A – расстояние по разрабатываемому пласту от проекции забоя скважины на пласт до границы разгруженной зоны у выработки, м

δ – вспомогательный угол, град

λ – угол между осью выработки и проекцией скважины на плоскость пласта, град

τ – время дегазации, отсчитываемое с момента окончания буровых работ на дегазируемом участке, разрабатываемого пласта, сут

φ – угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости, град

ψ – угол разгрузки горных пород, град.

$\gamma_н'$ – плотность газа, приведенного к нормальным условиям, при расчетной концентрации метана, кг/м³

Руководство разработано институтами: ИГД им. А.А.Скочинского (И.В.Сергеев, В.С.Забурдяев, Б.Е.Рудаков, Д.И.Бухны, Н.И.Устинов, А.В.Вильчицкий, Е.Д.Бароукова), МакНИИ (О.И.Каюмов, Ю.В.Деев, Л.А.Скляров), ВостНИИ (В.А.Садчиков, Г.Я.Полевщиков, А.С.Рябченко, Б.А.Исенов), ПечорНИИпроект (Ю.Н.Бессонов, А.С.Пантелеев), ВНИИОМШС (П.П.Дубина), ДонУГИ (О.С.Гершун, В.Ш.Бродский), Донгипрошахт (В.И.Солдатов, Б.Б.Зельдин), Карагандагипрошахт (Н.А.Усачева), Днепрогипрошахт (В.П.Никифоров), ИГИКОН АН СССР (А.Т.Айруни, Л.М.Зенкович), под общей редакцией И.В.Сергеева, В.С.Забурдяева, Б.Е.Рудакова.

В составлении методов расчета параметров дегазации приняли участие: разрабатываемых пластов – Р.Г.Багдасаров, М.Н.Васильчиков, В.М.Игнатенко, П.П.Демянко, Г.И.Пак, Ф.Д.Ревенцов; сближенных пластов и выработанного пространства – О.Б.Радько, А.Е.Фитерман, Г.М.Попов, М.К.Сирош, Ф.М.Гайбович, А.М.Вараким, И.А.Мостипака: параметров гидрорасчленения с поверхности – А.С.Бурчаков, С.А.Ярунин, Ю.Ф.Васючков, Ю.С.Гуревич, Н.Х.Шарипов, К.Д.Ли, М.Х.Хамаев; положений по технологии ведения дегазационных работ и эксплуатации ВНС – С.К.Баймухаметов, Е.Н.Усачев, И.А.Швец, Ю.Л.Бубликов, А.А.Шацулин, Э.М.Шейман, Е.М.Левченко.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ 3

2. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ 5

2.I. Дегазация при проведении горных выработок 5

2.2. Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из выработок I4

2.3. Дегазация разрабатываемых пластов скважинами с применением гидроразрыва 25

2.4. Дегазация угольных пластов скважинами гидрорасчленения, пробуренными с поверхности 28

3. ДЕГАЗАЦИЯ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД 30

3.I. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами из выработок 30

3.2. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами с поверхности 4I

3.3. Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных пластов 42

3.4. Дегазация подрабатываемых и надрабатываемых крутых пластов 42

4. ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА 56

4.I. Дегазация выработанного пространства скважинами из подземных выработок 56

4.2. Дегазация выработанного пространства скважинами с поверхности 56

5. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С СУФЛЯРАМИ 65

6. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ 67
6.1. Бурение и герметизация скважин 67
6.2. Газопроводы 69
6.3. Контроль работы дегазационной сети 70
6.4. Организация службы дегазации 71
7. ВАКУУМ-НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ (РНО) 73
7.1. Общие положения 73
7.2. Стационарная вакуум-насосная станция на поверхности 73
7.3. Передвижные поверхностные вакуум-насосные станции 82
7.4. Передвижная подземная дегазационная установка 83
ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ НА ШАХТАХ 86
I. Общие положения 86
II. Вакуум-насосные станции 87
III. Газопроводы 92
IУ. Бурение дегазационных скважин 93
У. Обслуживание дегазационной системы 95
ПРИЛОЖЕНИЯ I. УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ 99
1. Эффективность дегазации и ее контроль (ИГД им.А.А. Скочинского, МакНИИ, ВостНИИ, ПечорНИИпроект, УСНИИ ПО "Карагандауголь") 99
2. Параметры дегазации при проведении подготовительных выработок (ИГД им.А.А.Скочинского, ВостНИИ) 103
3. Параметры дегазации разрабатываемых пластов скважинами (ИГД им.А.А.Скочинского, ВостНИИ)..... 105

4. Параметры гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные из выработок (ВостНИИ, ДонУГИ) 110
5. Параметры гидрорасчленения пластов Карагандинского бассейна через скважины, пробуренные с поверхности (МГИ, КНИУИ, ВостНИИ)..... 112
6. Параметры дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов:
скважинами, пробуренными из выработок (МакНИИ, ИГД им.А.А.Скочинского, ВостНИИ, ПечорНИИпроект)..... 115
скважинами, пробуренными с поверхности (МакНИИ) 127
7. Параметры дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из выработок (МакНИИ, ИГД им.А.А.Скочинского, ВостНИИ) 131
8. Параметры дегазации подрабатываемых и надрабатываемых крутых пластов скважинами, пробуренными из выработок (ИГД им.А.А.Скочинского, ИПКОН АН СССР, ВостНИИ)..... 134
9. Параметры дегазации выработанного пространства:
скважинами, пробуренными над куполами обрушения (ИГД им.А.А.Скочинского, ВостНИИ)..... 140
скважинами, пробуренными с поверхности (ИГД им.А.А. Скочинского, ВостНИИ) 141
10. Расчет газопроводов, выбор вакуум-насосов (МакНИИ, ВНИИОМИС, Донгипрошахт, Карагандагипрошахт, Дзержинскгипрошахт): 143
10.1. Система, работающая в режиме всасывания 143
10.2. Система, работающая в двойном режиме (всасывания и нагнетания) 148
11. Определение объемов каптируемого в шахтах метана (МакНИИ, УСИМД ПО"Карагандауголь") 151
12. Приближенное определение необходимого количества скважин и разрежения в них при дегазации подрабатываемого

массива (МакНИИ) 154

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВАКУУМНО-ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ В ДЕГАЗАЦИОННОМ ТРУБОПРОВОДЕ (МакНИИ, ПечорНИИпроект, ВостНИИ, УСШМД ПО "Карагандауголь")..... 161

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ И ПРИЧИН ПОДСОСОВ ВОЗДУХА В СКВАЖИНЫ, ВЫБОР СПОСОБОВ ИХ СНИЖЕНИЯ (МакНИИ, ВостНИИ) 164

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К ПРИЛОЖЕНИЯМ 169

Зак. 1313 Подписано в печать 05.06.90
Объем 12,75 п.л. Тираж 3000

Типография Министерства угольной промышленности СССР.
Луганск, 108004, Октябрьский пр-т.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ

Характеристика выемочного участка

В свите сближенных пластов и пропластков угля, включающей газосодержащие породы, на глубине 600 м разрабатывается пласт угля общей мощностью $m_д$ = 2,2 м и вынимаемой $m_б$ = 2,2 м. Метаноносность пласта x = 15 м^3/т, угол падения α = 8°. Выше разрабатываемого пласта на расстояниях 15 и 35 м залегают некондиционные пласты, прогнозное газовыделение из которых в лаву равно 10 м^3/т. Ниже разрабатываемого пласта на удалении 10 м залегает пласт угля, прогнозное газовыделение в лаву из которого равно 3 м^3/т.

На участке пласта, отрабатываемом по бесцеликовой технологии длинными столбами по простиранию с погашением выработок за лавой, планируется нагрузка $A_р$ на очистной забой 1200 т/сут. Длина лавы 150 м. Схема проветривания участка возвратноточная на массив угля. Лава оборудована механрепью, имеет площадь поперечного сечения в свету 4,4 м^2.

Метанообильность участка q по прогнозу без дегазации источников газовыделения составляет 30 м^3/т, в том числе: метановыделение из разрабатываемого пласта – 11, сближенных угольных пластов – 13, вмещающих пород – 2 и старого выработанного пространства – 4 м^3/т. Допустимое по фактору вентиляции с учетом коэффициента неравномерности метановыделение равно 11,2 м^3/мин.

Долевое участие разрабатываемого пласта и выработанного пространства в общем газовыделении на участке составляет соответственно 0,37 и 0,63.

Параметры дегазации

Абсолютное метановыделение J на участке по прогнозу без дегазации источников метановыделения составит

$$J = \frac{q \cdot K_p}{1440} = \frac{30 \cdot 1200}{1440} = 25 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Абсолютная газообильность выработанного пространства составляет

$$J_в = 0{,}63 \cdot 25 = 15{,}8 \text{ м}^3/\text{мин}$$

пласта

$$J_{пл} = 0{,}37 \cdot 25 = 9{,}2 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Коэффициент дегазации $K_{дег}$, при котором обеспечиваются нормальные по фактору метановыделения условия, определяется по формуле (I.2) Приложения I. Значения коэффициента неравномерности метановыделения определяется по таблице 7.6 "Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт

$$K_д = 1 - \frac{J_в}{J \cdot K_н} = 1 - \frac{11{,}2}{25 \cdot 1{,}28} = 0{,}65$$

Ввиду высокого необходимого коэффициента дегазации принимаем комплексную дегазацию, предусматривающую дегазацию разрабатываемого пласта параллельно-одиночными скважинами и дегазацию выработанного пространства вертикальными скважинами с поверхности, а также скважинами, пробуренными над куполами обрушения.

Поскольку в газовом балансе выемочного участка преобладает газовыделение из выработанного пространства, то в качестве первоочередных способов принимаем дегазацию сближенных пластов и выработанного пространства скважинами, пробуренными с дневной поверхности, и дегазацию выработанного пространства скважинами над куполами обрушения.

Для расчета параметров дегазации вертикальными скважинами с поверхности определяем количество смеси $Q_{см}$, каптируемой

одной вертикальной скважиной (формула 9.6 Приложения I). Разрежение на устье скважин полагаем равным 250 мм рт.ст. при диаметре скважин I25 мм.

Исходные данные для расчета: ℓ_c = 600 м; ℓ_{oc} = I50 м, $m_в$ = 2,2 м, B = 250 мм рт.ст., $d_{в.т}$ = 0,I25 м. Величина $Q_{см}$ оказалась равной $Q_{см}$ = 9,I м³/мин. Принимаем количество скважин, находящихся в работе, равным 3 (n_c = 3).

Дебит метана, определенный по формуле (9,7) Приложения I составит

$$J'_A = \frac{J_в}{1+\frac{19}{(Q_{см} n_c)}} = 9,3 \ м^3/мин$$

Определяем концентрацию метана в каптируемой вертикальными скважинами смеси (формула(9.7.)Приложения I)

$$C_{в.1} = \frac{J'_A}{Q_{см} n_c} \cdot 100\% = 34\%$$

Определяем коэффициент дегазации выработанного пространства вертикальными скважинами:

$$K_{в.п.1} = \frac{9,3}{15,8} \cdot 100\% = 59\%$$

Определяем дебит смеси, каптируемой вертикальными скважинами

$$Q_{см.п.1} = Q_{см} n_c = 9,1 \cdot 3 = 27,3 \ м^3/мин$$

Остаточная газообильность выработанного пространства после применения дегазации вертикальными скважинами составляет:

$$J'_{в.п} = J_{в.п} - J'_A = 15,8 - 9,3 = 6,5 \ м^3/мин$$

Для определения параметров способа дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполами обрушения

находим угол разворота φ скважин от линии восстания пласта и угол β наклона скважин к горизонту.

Расстояние от места установки бурового станка до очистного забоя принимаем равным шагу посадки основной кровли – 25 м. Угол разгрузки пород $\psi = 70^0$, средняя в течение месяца скорость подвигания лавы – 2,7 м/сут, мощность непосредственной кровли – h_1 = II м. Проекция a_1 (формула (6.I) Приложения I) скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, из которой бурятся скважины, равна:

$$a_1 = L_б + 1{,}3\, t_{б.г}\, v_{от} - \frac{h_1+8}{tg\psi} = 25 + 1{,}3 \cdot 5 \cdot 2{,}7 - \frac{11+8}{tg\,70^\circ} = 35\ м$$

($t_{б.г}$ = 5 – время, необходимое для проведения буровых работ).

Угол разворота скважин (φ) наклона к горизонту (β) и длина скважин (ℓ_c) определяются по формулам таблицы III.6.I:

$$tg\varphi = \frac{a_1}{[b_1+\ell_1+(h'+8)ctg\psi]\cos\alpha+(h'+8)\sin\alpha};$$

$$tg\beta = \frac{[b_1+\ell_1+(h+8)ctg\psi]\,tg\alpha+(h'+8)}{a_1}\sin\varphi\cos\alpha;$$

$$\ell_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$$

При выполнении расчета принималось, что ширина целика $b_1 = 0$, ℓ_1 = I0 м, а устье скважины находится на уровне кровли разрабатываемого пласта. Параметры заложения скважин составили:

$$\varphi = 61^0,\ \beta = 27^0,\quad \ell_c = 45\ м.$$

Принимаем, что скважины располагаются кустами по 2 скважины в каждом. Разрежение на устье полагаем равным I50 мм рт.ст.

По формуле (9.I) Приложения I определяем дебит смеси, каптируемой одним кустом:

$$Q'_{см} = 9{,}9 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Принимаем, что одновременно в работе находятся 2 куста скважин, тогда общий дебит смеси ($Q_{см.в.2}$) равен:

$$Q_{см.в.2} = 19{,}8 \text{ м}^3/\text{мин}$$

По формуле (9.3) Приложения I определяем общий дебит метана

$$J'_{д} = \frac{J'_{в.п}}{1 + \frac{23}{Q_{см.в.2}}} = 3{,}0 \quad \text{м}^3/\text{мин}$$

Концентрация метана в смеси ($C_{в.2}$):

$$C_{в.2} = \frac{3{,}0}{19{,}8} = 15\%$$

Общая эффективность дегазации выработанного пространства составляет:

$$K_{д.в} = \frac{9{,}3 + 3{,}0}{15{,}8} = 0{,}78$$

В соответствии с формулой (I.3) приложения I, находим необходимую эффективность дегазации пласта:

$$K_{д.пл} = \frac{K_{д} - K_{д.в}\, n_{в}}{n_{пл}} = \frac{0{,}65 - 0{,}78 \cdot 0{,}63}{0{,}37} = 0{,}43$$

Разрабатываемый пласт, мощностью 2,2 м, включает 2 м угольных пачек ($m_{л} = 2$ м), отдающих газ в призабойное пространство лавы. Дегазации скважинами подвержена только часть пласта ($m_{д} = 1{,}8$ м), которая отделена от угольной пачки мощностью 0,2 м глинистым, практически непроницаемым слоем пород до 0,2 м мощности. Угольный пласт характеризуется начальным удельным газовыделением в скважины $q_{0} = 0{,}5$ м^3/(м^2.сут) и коэффициентом

снижения газовыделения во времени $a_c = 0{,}012$ сут$^{-1}$.

Дегазацию пласта будем осуществлять параллельными восстающими скважинами. Диаметр скважин 80 мм, глубина герметизации 6 м, полезная длина скважины $\ell_c = 134$ м.

При сроке дегазации пласта (блока) $t = 180$ сут и дегазируемой высоте этажа $h = 144$ м (условный пояс дренирования пласта подготовительной выработкой 6 м) расстояние R_i между параллельными восстающими скважинами составит (формула (3.1), Приложение 1)

$$R_i = \frac{K_в z \ell_c m_g \frac{g_0}{a_c} \ln(a_c t + 1)}{h\, m_л\, \gamma_y\, K'_{дег.пл}\, q_{пл}} =$$

$$= \frac{1 \cdot 0{,}75 \cdot 134 \cdot 1{,}8 \frac{0{,}5}{0{,}012} \ln(0{,}012 \cdot 180 + 1)}{144 \cdot 2 \cdot 1{,}4 \cdot 0{,}43 \cdot 11} = 4{,}6 \text{ м}$$

С целью повышения эффективности дегазации, а также концентрации метана в дегазационном трубопроводе, к которому подключаются подземные скважины, дегазирующие выработанное пространство, выполняется передовая дегазация пласта; при этом передовая дегазация выполняется путем подключения пластовых скважин, оказавшихся в зоне влияния забоя к дегазационному трубопроводу, на который работают скважины, дегазирующие выработанное пространство.

gost.e-ecolog.ru