РУКОВОДСТВО
ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ РОССИИ
(первая редакция)

Москва - Люберцы, 2002

gost.e-ecolog.ru

РУКОВОДСТВО
ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ РОССИИ
(первая редакция)

Москва - Люберцы, 2002

В первой редакции руководства 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.

Руководство разработали ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского, МГГУ, ВостНИИ и ПечорНИИпроект по заданию Департамента угольной промышленности Министерства энергетики Российской Федерации

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

1.1. 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 метана до безопасных концентраций.

1.2. Дегазация должна осуществляться на газообильных угольных шахтах, где средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в воздухе в пределах установленных ПБ норм.

Дегазация также должна применяться во всех случаях, когда экономически выгодно извлекать и использовать угольный метан.

1.3. Работы, связанные с проектированием дегазации, строительством дегазационных систем, осуществлением дегазации на шахтах и ее контролем, должны осуществляться в строгом соответствии с положениями настоящего руководства по дегазации угольных шахт.

1.4. Проектные решения на проведение дегазации, строительство и эксплуатацию дегазационных систем шахт, новых горизонтов, блоков, крыльев разрабатываются по заказу угольной компании, акционерного общества или шахты проектной организацией, согласовываются с ВостНИИ и утверждаются техническим руководителем заказчика в установленном порядке.

1.5. В проектах строительства (реконструкции) шахт, вскрытия и подготовки горизонтов дегазация должна быть представлена пояснительной запиской и графическими материалами, содержащими строительную, технологическую и электромеханическую части, контрольно-измерительные приборы и автоматику, а также обоснование способа и средств для использования каптируемого метана.

1.6. На газовых шахтах сдача в эксплуатацию горизонтов, блоков и панелей производится при выполнении всех работ по дегазации, предусмотренных проектной документацией, а выемочных участков и подготовительных забоев - при функционирующей на участке дегазационной системе в соответствии с проектом.

1.7. Комплекс мер и объемы работ по дегазации с поквартальной их разбивкой утверждаются угольной компанией, акционерным обществом, шахтой при рассмотрении программы развития горных работ на планируемый период и на основании проектов дегазации, прошедших экспертизу.

1.8. Раздел «Дегазация» является составной частью паспорта выемочного участка или подготовительного забоя, разрабатывается работниками шахт и утверждается в установленном порядке техническим руководителем шахты до начала работ на участке.

В случаях изменения геологических или горнотехнических условий, газообильности или газового баланса выработок осуществляется корректировка раздела «Дегазация» в срок не свыше 1 недели.

В случае загазирования выемочного участка или проводимой выработки раздел «Дегазация» должен быть пересмотрен в суточный срок

1.9. Раздел «Дегазация», входящий составной частью в паспорт выемочного участка или подготовительной выработки, должен состоять из пояснительной записки и графических материалов.

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

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

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

1.10. Применение новых способов дегазации, не изложенных в настоящем руководстве, допускается по специальному проекту, согласованному с ВостНИИ и управлением округа Госгортехнадзора России и утвержденному в установленном порядке.

1.11. 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 или схем дегазации одного или нескольких источников метановыделения.

Методы определения эффективности комплекса способов или схем дегазации приведены в Приложении 1.

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

1.13. 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 или в выработке принимается техническим руководителем шахты по согласованию с местными органами Госгортехнадзора РФ и оформляется протоколом.

Это решение не распространяется на случаи применения дегазации для предотвращения внезапных выбросов угля и газа, расширения зоны защитного влияния надработки (подработки) выбросоопасных пластов или для предотвращения прорывов метана и суфлярных выделений из вмещающих угольные пласты пород.

1.14. Ответственность за своевременное и качественное выполнение дегазационных работ возлагается на главного инженера шахты.

2. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

2.1. Дегазация пластов при проведении горных выработок

2.1.1. При проведении вертикальных выработок (стволов, шурфов, гезенков) дегазация осуществляется скважинами, пробуренными с поверхности или из камер (рис. 2.1.1). Скважины располагаются параллельно выработке на расстоянии 2,5-3м от ее стенок. Расстояние между забоями скважин составляет 4-5м. Величина неснижаемого опережения скважинами забоя выработки должна быть не менее 10м. Газоносный угольный пласт или слой газосодержащей породы перебуривается полностью.

2.1.2. При проведении квершлагов дегазация газосодержащего пласта осуществляется скважинами, пробуренными из забоя или из камер (рис. 2.1.2). Бурение скважин начинают до подхода забоя квершлага к угольному пласту или газосодержащему слою породы не ближе 5м.

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

2.1.3. При проведении полевых выработок вблизи метаноносных угольных пластов скважины на них бурят с опережением забоя выработки. Бурение и оборудование скважин должно быть завершено до начала разгрузки сближенных пластов. Расстояние между скважинами на подрабатываемый пласт составляет 20-25м, на надрабатываемый - 10-15м.

2.1.4. Для снижения газообильности выработок, проводимых по угольному пласту, применяется предварительная дегазация пластов или дегазация угольного массива вблизи проводимой выработки.

Предварительная дегазация угольного пласта проводится до начала проходческих работ по схемам, приведенным на рис. 2.1.3, 2.1.4. Срок каптажа газа составляет не менее 6 и 12 месяцев соответственно для восстающих (горизонтальных) и нисходящих скважин, буримых за контур будущих подготовительных выработок.

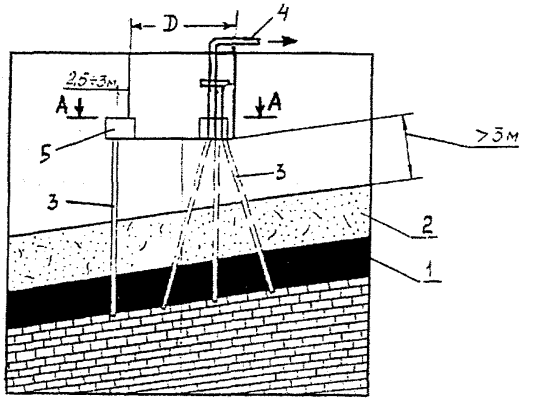
В целях сокращения сроков предварительной дегазации пласта следует применять гидроразрыв угольного массива.

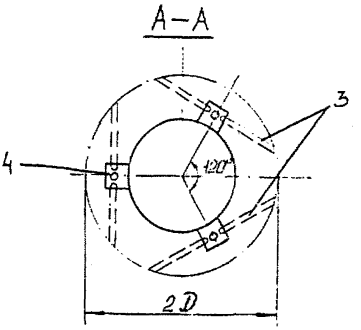
2.1.5. Если не представляется возможным осуществить предварительную дегазацию угольного пласта, то во время проведения выработки производят бурение барьерных скважин (рис. 2.1.5 - 2.1.6).

Барьерные скважины бурятся из камер под углом $3\text{-}5^0$ к оси выработки. Длина скважин до 100-150м. Расстояние между камерами на 15-20м меньше длины скважин, устья скважин располагаются на расстоянии 2-2,5м от стенки выработки. Количество и расположение скважин принимаются по табл. 2.1.1.

Если парные выработки проводятся с опережением одного из забоев и ширина целика между выработками не превышает 15м, то бурение барьерных скважин с обеих сторон выработки проводится только для опережающего забоя,

Схема дегазации газоносного массива при проходке вертикальных выработок

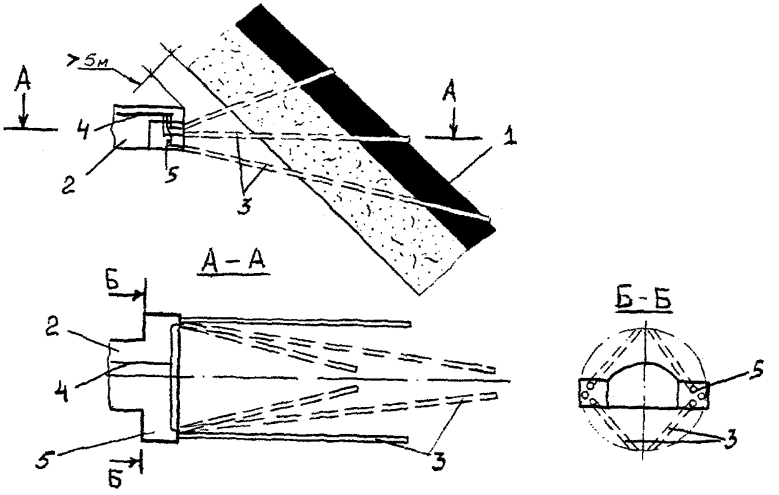




I - газоносный пласт угля;
2 - газосодержащая порода;
3 - дегазационная скважина;
4 - дегазационный трубопровод;
5 - ниша

Рис.2.I.I

Схема дегазации газоносного массива при его вскрытии квершлагом

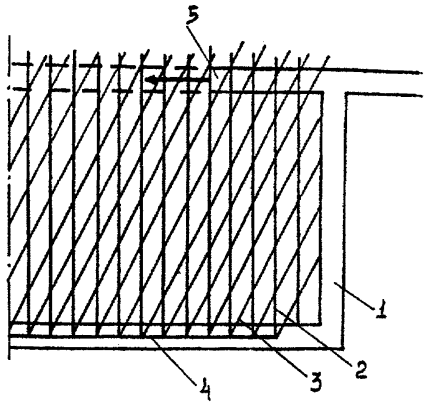


I - угольный пласт;
2 - квершлаг;
3 - скважина;
4 - дегазационный трубопровод;
5 - ниша

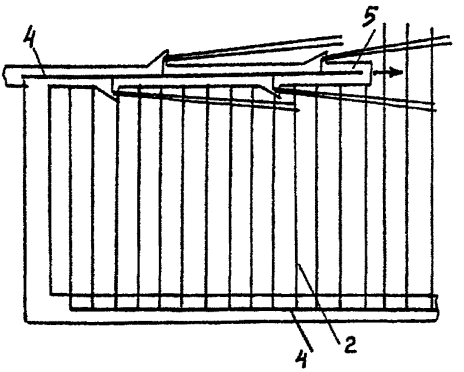
Рис.2.I.2

Схема дегазации пласта восстающими скважинами, пробуренными за контуры проводимых выработок

а



б



а - перекрещивающимися скважинами ;
б - параллельными и барьерными скважинами;
I - монтажная камера; 2 - скважина,параллельная забою;
3 - скважина,ориентированная на забой; 4 - дегазационный трубопровод; 5 - забой подготовительной выработки

Рис.2.I.3

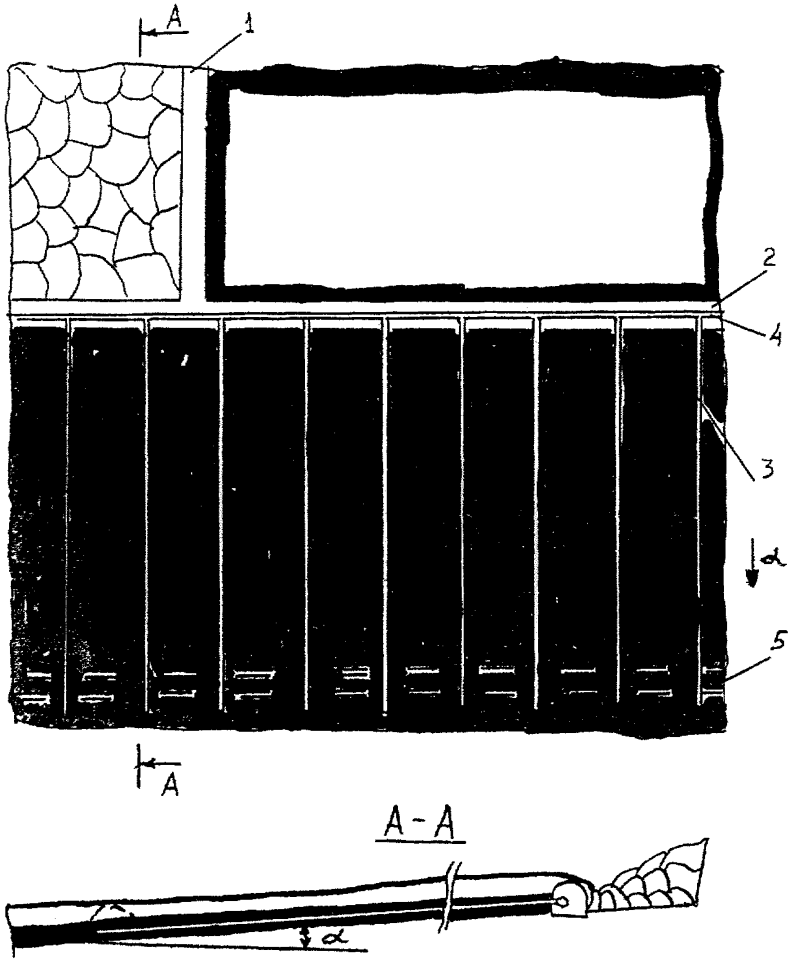


Рис. 2.I.4 Схема дегазации пологого пласта нисходящими скважинами, пробуренными за контуры будущей выработки

1 – лава; 2 – штрек вентиляционный действующей лавы;
3 – скважины нисходящие; 4 – газопровод;
5 – штрек будущей лавы

а для выработки, проводимой с отставанием, бурение скважин в боковой стенке со стороны целика необязательно.

Таблица 2.1.1

Число и расположение барьерных скважин

Мощность пласта, м	Расположение выработки	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	4	-	-	4
6-8	В нижней части пласта	4	-	2	6
4-6	В верхней части пласта	4	-	-	4
4-6	В нижней части пласта	4	-	-	4
2-4	В пласте	4	-	-	4
менее 2	В пласте	2	-	-	2

Барьерные скважины, расположенные на расстоянии более 100м от забоя выработки, могут быть отключены от дегазационной сети, если они не влияют на газообильность выработки.

2.1.6. Для снижения подсосов воздуха и повышения концентрации метана в каптируемой смеси применяется схема барьерной дегазации массива угля с использованием перекрещивающихся скважин (см. рис. 2.1.5, б).

По мере удаления забоя выработки барьерные скважины (серии I) отключают от дегазационного трубопровода и оставляют под вакуумом только короткие скважины серии II.

2.1.7. При расположении полевой выработки не далее 30м от крутого пласта дегазация осуществляется скважинами, пробуренными вкрест простирания пласта (рис. 2.1.7). Скважины бурятся из полевого штрека таким образом, чтобы один ряд скважин располагался на 2-4м выше будущей выработки, а другой ряд скважин - вблизи оси выработки.

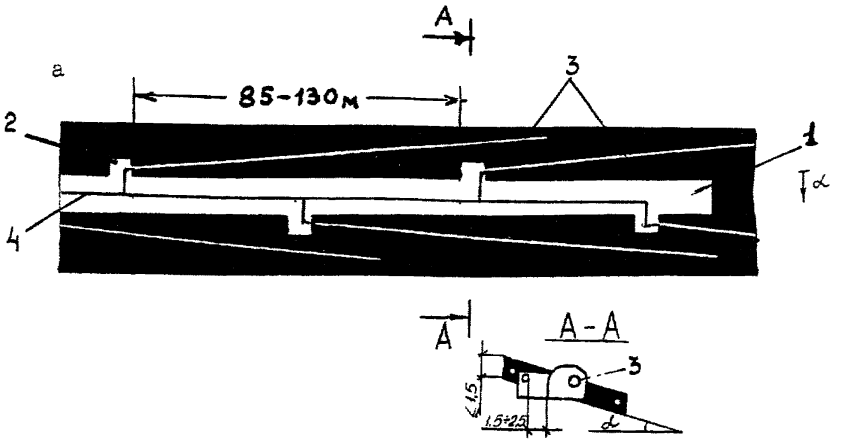
2.1.8. Для повышения эффективности дегазации необходимо применять гидроразрыв угольного пласта.

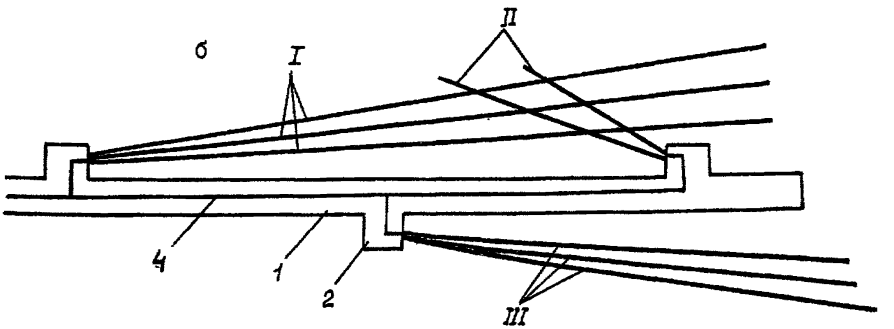
Жидкость в пласт подается через скважину в статическом режиме, либо проводится поинтервальный разрыв пласта. Условия применения, способы и параметры гидроразрыва устанавливаются в соответствии с рекомендациями научно-иссследовательских институтов.

При проходке выработок гидроразрыв пласта осуществляется через скважины, пробуренные из забоя проводимой выработки, до бурения барьерных скважин.

2.1.9. При проведении выработок вблизи геологических нарушений или при пересечении последних скважины бурят из камер заблаговременно за 30-40м до подхода забоя выработки к нарушению. Скважины должны пересекать зону геологического нарушения как внутри контура будущей выработки, так и на расстоянии двух-трех ее диаметров от оси выработки.

Схема дегазации пласта барьерными скважинами





а-бурение одиночных скважин; б-бурение перекрещивающихся скважин;

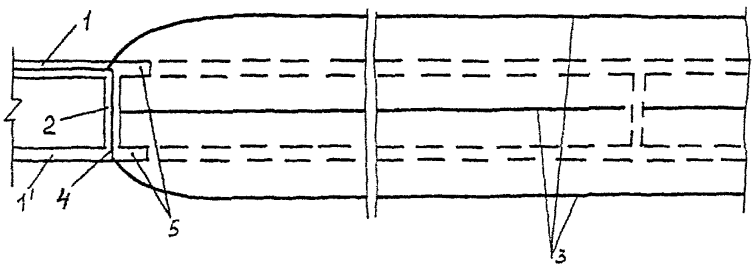
I и П - серии перекрестных барьерных скважин;

Ш - серия барьерных скважин;

1-штрек; 2-камера; 3- скважина; 4 - газопровод

Рис.2.I.5

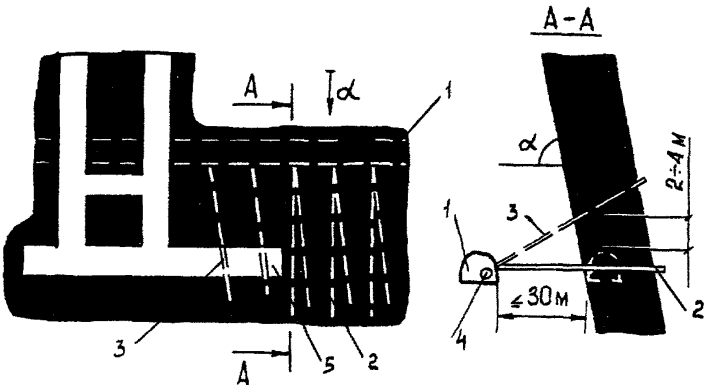
Схема дегазации пласта длинными скважинами направленного бурения:



I, I^{I} – выработки;
2 – сбойка;
3 – скважины направленного бурения;
4 – дегазационный трубопровод;
5 – забои спаренных выработок

Рис.2.I.6

Схема дегазации крутого пласта скважинами, пробуренными из полево.. выработки



I - полевая выработка;
2 - скважина вблизи оси проводимой выработки;
3 - скважина над будущей выработкой ;
4 - дегазационный трубопровод;
5 - пластовая выработка

Рис.2.I.7

2.1.10. Возможная эффективность различных способов дегазации при проведении выработок по угольным пластам приведена в табл. 2.1.2, а расчет параметров изложен в Приложении 2 (раздел 2.1).

Таблица 2.1.2.

Эффективность дегазации угольных пластов при проведении выработок

№№ п/п	Способ дегазации	Коэффициент дегазации		Минимальная величина разрежения	
		Без гидроразрыва	С предварительным гидроразрывом	10^{-3}Па (КПа)	мм рт.ст.
1.	Дегазация угольного массива по схеме:				
	рис. 2.1.1	0,15-0,2	0,2-0,3	13,3	100
	рис. 2.1.2	0,2-0,25	0,3-0,35	13,3	100
	рис. 2.1.3. а	0,3-0,4	0,4-0,5	6,7	50
	рис. 2.1.3. б	0,2-0,3	0,4-0,5	6,7	50
	рис. 2.1.4	0,2-0,25	0,25-0,3	13,3	100
	рис. 2.1.7	0,25-0,3	0.35-0.45	6,7	50
2.	Дегазация барьерными скважинами по схеме:				
	рис. 2.1.5, а	0,15-0,2	0,25-0,3	6,7	50
	рис. 2.1.5, б	0,2-0,3	0,25-0,35	6,7	50
	рис. 2.1.6	0,2-0,3	-	6,7	50

2.2. Подземная дегазация разрабатываемых пластов на выемочных участках

2.2.1. Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, применяется как при столбовых, так и при сплошных системах разработки, если в последнем случае имеется достаточное опережение подготовительной выработки относительно забоя лавы.

Дегазационные скважины бурятся в плоскости пласта по восстанию, простиранию, падению или под углом к линии простирания (параллельно линии очистного забоя, веером или перекрестно).

На крутых шахтах допускается бурение скважин через породную толщу вкрест простирания крутого пласта.

2.2.2. Дегазационные скважины на выемочном поле целесообразно бурить из проводимой выработки. При этом предпочтение следует отдавать схемам дегазации, при которых скважины бурятся за контуры будущей выработки (см.рис.2.1.3).

2.2.3. На оконтуренных выработками выемочных участках скважины не добуриваются до противоположной выработки на 10-15 м.

2.2.4. Скважины, пробуренные в плоскости пласта, герметизируются на 6-10 м, а пробуренные вкрест пласта – на 3-5 м в зависимости от состояния массива горных пород у устьев скважин.

2.2.5. Если буровая техника позволяет бурить сверхдлинные скважины, то дегазацию пласта целесообразно проводить по схеме, которая показана на рис.2.2.1, а при ограниченных возможностях бурения длинных скважин – на рис.2.2.2-2.2.4.

2.2.6. На пластах, склонных к внезапным выбросам угля и газа, необходимо применять схемы дегазации пласта с использованием перекрещивающихся скважин (см.рис.2.1.3,а, 2.2.1-2.2.3).

2.2.7. При слоевой отработке высокогазоносных и выбросоопасных мощных пологих пластов целесообразно применять: 1) схему дегазации, изображенную на рис.2.2.5, когда восстающие перекрещивающиеся скважины бурятся из конвейерного штрека, пройденного по верхнему слою, и дополнительно к ним бурятся восстающие ориентированные на очистной забой скважины по нижнему слою или 2) схему дегазации, показанную на рис.2.2.6, когда из конвейерного штрека бурятся восстающие перекрещивающиеся скважины по верхнему слою и скважины на нижний слой (желательно восстающие).

2.2.8. Дегазация крутых пластов осуществляется скважинами, пробуренными веером в плоскости разрабатываемого пласта (рис.2.2.7) или веером вкрест пласта (рис.2.2.8). В первом случае (см.рис.2.2.7) опорными точками геометрического расположения забоев дегазационных скважин являются вентиляционные квершлаги и линии, разделяющие очистной забой пополам и длину столба (высоту этажа) на части, равные 1/3 и 2/3, а во втором (см.рис.2.2.8) – линии, разделяющие высоту этажа пополам и на части, равные 1/3 и 2/3.

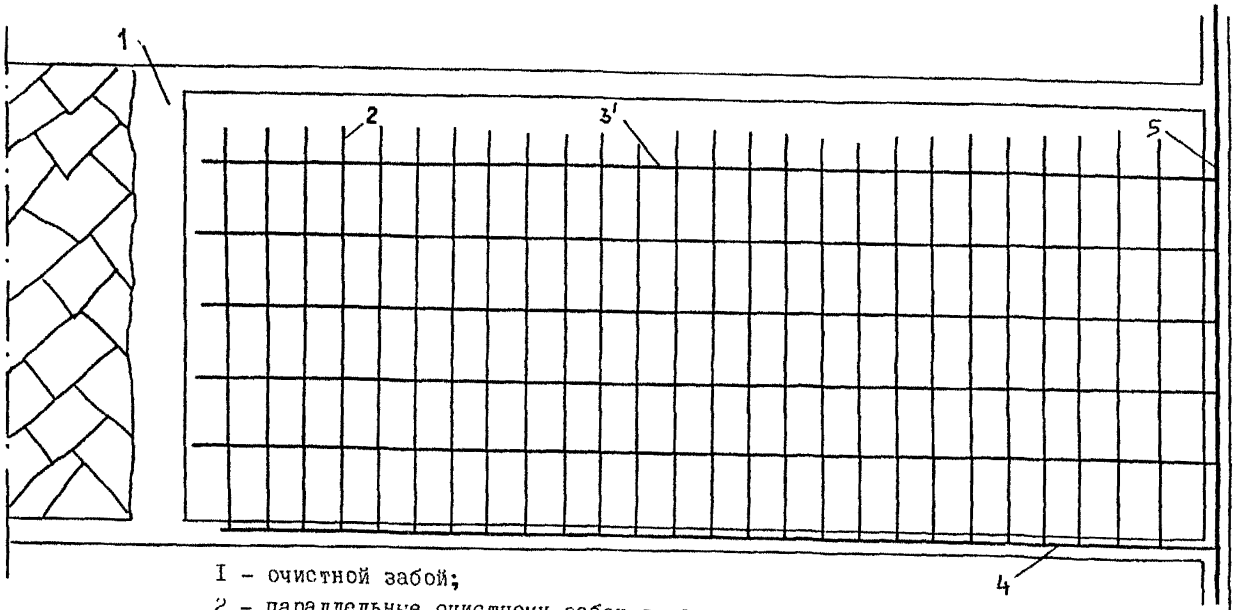
2.2.9. В случае, когда на пологих и наклонных пластах не удается пробурить скважины на всю ширину столба, применяются схемы дегазации, предусматривающие бурение скважин из двух подготовительных выработок. При этом скважины располагаются таким образом, чтобы их забойные части перекрещивались и способствовали осушению нисходящих скважин путем перетока из них воды по трещинам в восстающие скважины.

2.2.10. Предварительная дегазация пластов должна осуществляться не менее 6 месяцев восходящими (горизонтальными) скважинами и не менее 12 месяцев нисходящими.

Если обеспечивается осушение нисходящих скважин путем перетока воды в восходящие скважины (см.п.2.2.9), то срок предварительной дегазации пласта принимается равным 6 мес.

2.2.11. Дегазационные скважины, используемые для увлажнения пласта, вновь подключаются к газопроводу на расстоянии не менее 30 м от забоя лавы, чтобы воспользоваться эффектом интенсивной газоотдачи пласта в разгружаемой от горного давления зоне.

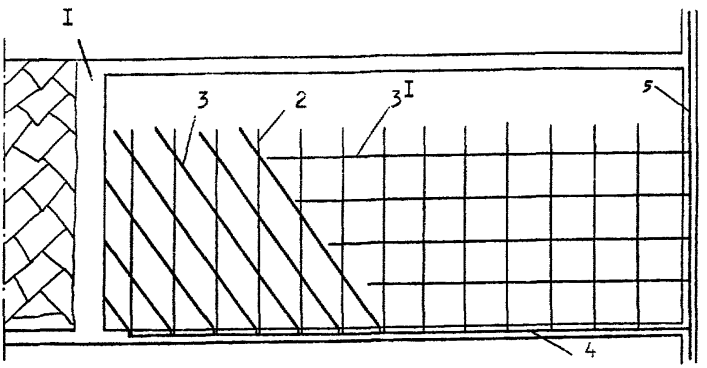
Схема дегазации угольного пласта при бурении параллельных и сверхдлинных, направленных на очистной забой скважин



I - очистной забой;
2 - параллельные очистному забою скважины;
3 - сверхдлинные скважины, ориентированные на очистной забой;
4 - участковый газопровод;
5 - магистральный газопровод

Рис.2.2.I

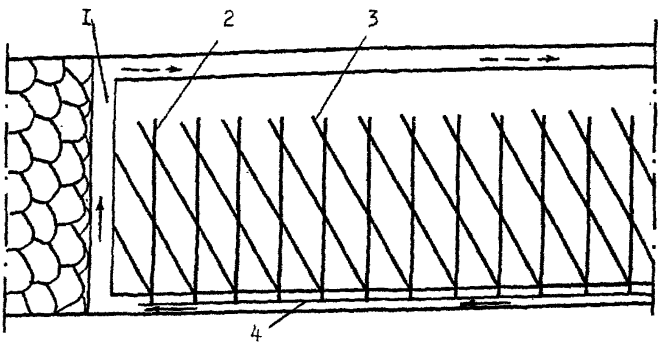
Схема дегазации угольных пластов при ограниченных возможностях буровой техники



I - очистной забой;
2 - скважины, параллельные очистному забою;
3 - скважины, ориентированные на очистной забой, пробуренные из конвейерного штрека;
3I - скважины, ориентированные на очистной забой, пробуренные из уклона;
4 - участковый газопровод;
5 - магистральный газопровод

Рис.2.2.2

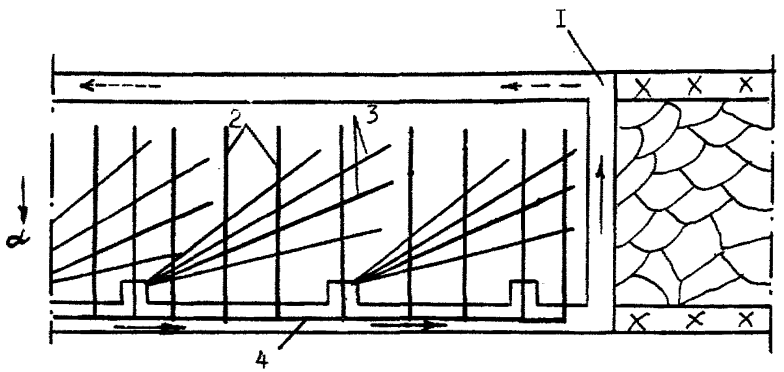
Схема дегазации угольных пластов перекрещивающимися скважинами, пробуренными из конвейерной выработки (штрека)



I - очистной забой;
2 - скважина, параллельная очистному забою;
3 - скважина, ориентированная на очистной забой;
4 - дегазационный трубопровод

Рис.2.2.3

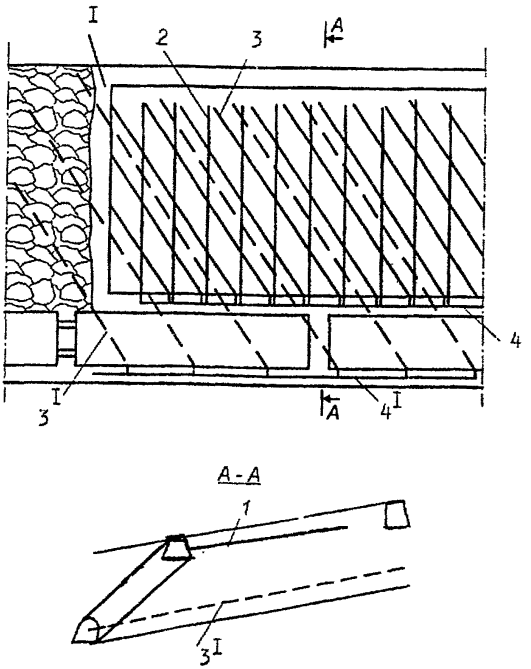
Схема дегазации пласта параллельными скважинами и веерными, ориентированными на очистной забой скважинами



I - очистной забой;
2 - параллельные очистному забою скважины;
3 - веерные скважины, ориентированные на очистной забой;
4 - дегазационный трубопровод;
α - угол падения пласта

Рис.2.2.4

Схема дегазации мощного пласта восходящими скважинами, пробуренными из выработок верхнего и нижнего слоев (схема I):



I - очистной забой;

2 - параллельные очистному забою скважины, пробуренные по верхнему слою;

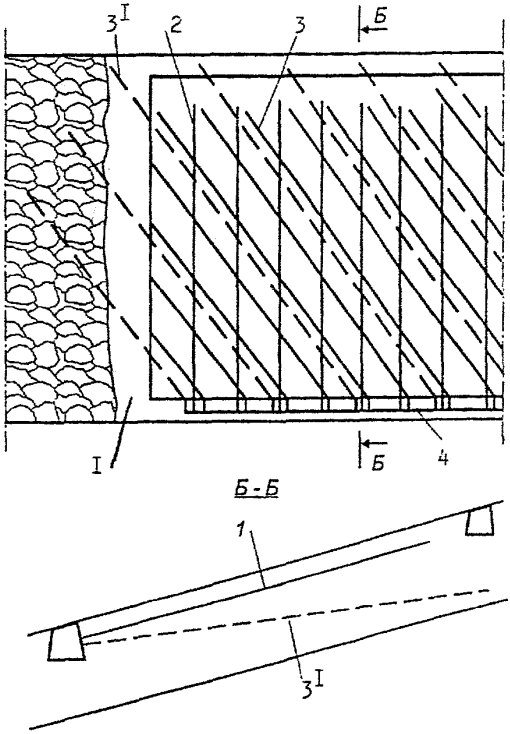
3 - ориентированные на забой скважины, пробуренные по верхнему слою;

3^{I} - ориентированные на забой скважины, пробуренные по нижнему слою;

$4,4^{I}$ - газопроводы

Рис.2.2.5

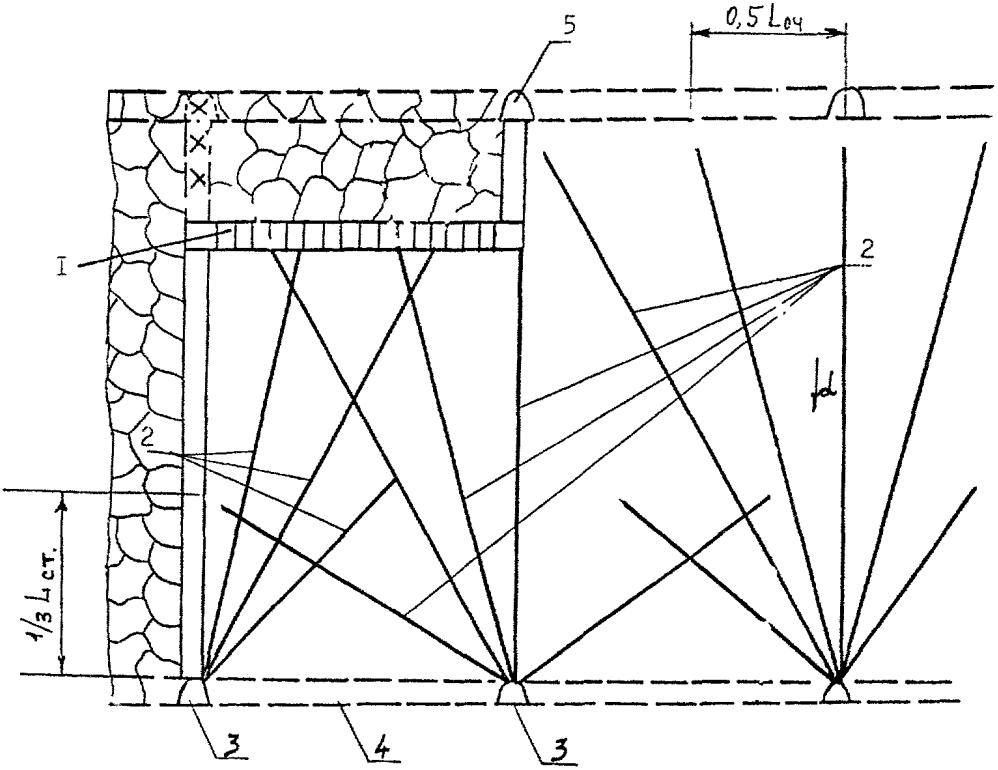
Схема дегазации мощного пласта восстающими скважинами, пробуренные из выработок верхнего слоя (схема П)



I - очистной забой;
2 - параллельные очистному забою скважины, пробуренные по верхнему слою;
3 - ориентированные на забой скважины, пробуренные по верхнему слою;
3I - скважины, пробуренные на нижний слой;
4 - газопровод

Рис.2.2.6

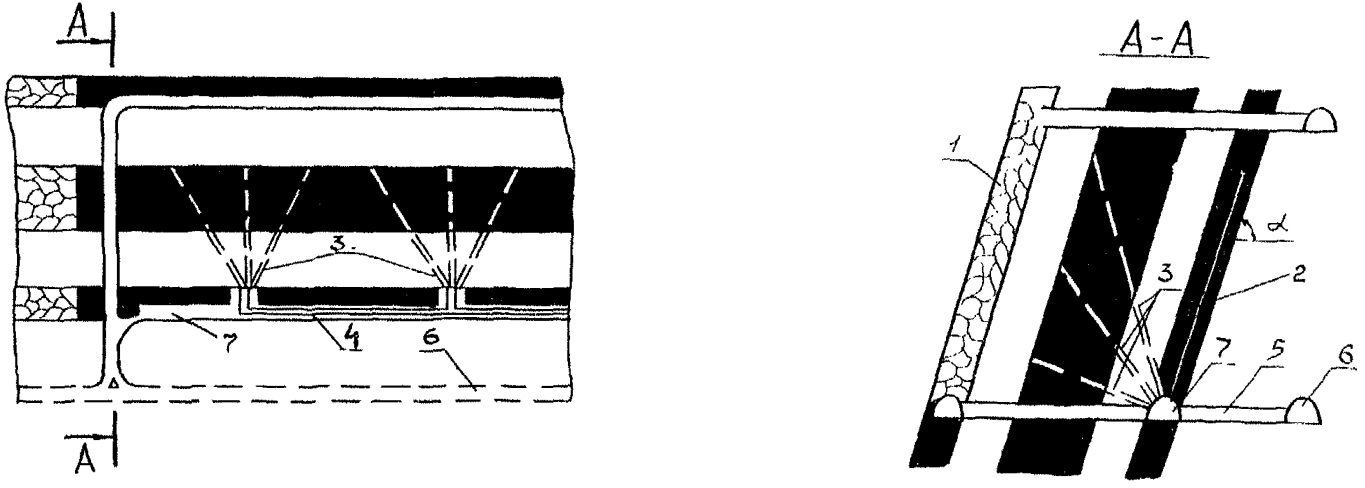
Схема дегазации разрабатываемого пласта скважинами, пробуренными в плоскости крутого пласта



I – очистной забой (щитовой агрегат);
2 – пластовые дегазационные скважины;
3 – промштрек откаточный;
4 – штрек полевой откаточный;
5 – квершлаг вентиляционный;
α – угол падения пласта

Рис. 2.2.7

Схема дегазации свиты крутых пластов скважинами, пробуренными вкрест одного пласта и в плоскости другого



1 – отрабатываемый пласт; 2 – пластовые дегазационные скважины;
3 – дегазационные скважины, пробуренные вкрест пласта; 4 – газопровод;
5 – кожухлаг; 6 – половой штрек; 7 – откаточный штрек

Рис.2.2.8

2.2.12. Для повышения эффективности дегазации разрабатываемых пластов подземными скважинами необходимо применять способы интенсификации газоотдачи угольного массива путем предварительного гидроразрыва (гидрорасчленения) пласта через скважины (см.п.2.1.8).

2.2.13. Численные значения возможной эффективности предварительной дегазации разрабатываемых пластов на участках ведения очистных работ приведены в табл.2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Эффективность предварительной дегазации разрабатываемых пластов на выемочных участках

№№ п/п	Схема расположения пластовых скважин	Коэффициент дегазации пласта	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
			10^{-3} Па	мм рт.ст
1.	Восстающие или горизонтальные параллельно-одиночные скважины на пологих пластах	0,2-0,25	6,7	50
2.	Нисходящие параллельно-одиночные скважины	0,15-0,20	13,3	100
3.	Пластовые параллельно-одиночные скважины в зоне предварительного гидроразрыва	$\frac{0,3-0,4^{*}}{0,2-0,3}$	$\frac{6,7}{13,3}$	$\frac{50}{100}$
4.	Перекрещивающиеся скважины	0,3-0,4	6,7	50
5.	Перекрещивающиеся скважины в зоне предварительного гидроразрыва	0,4-0,5	6,7	50
6.	Восстающие скважины на крутых пластах	0,25-0,30	6,7	50
7.	Скважины вкрест простирания крутых пластов	0,2-0,25	6,7	50

*) Числитель – для восстающих или горизонтальных скважин;
знаменатель – для нисходящих скважин

2.2.14. Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов скважинами на участках ведения очистных работ изложено в приложении 2 (раздел 2.2).

2.3. Дегазация разрабатываемых пластов скважинами с применением подземного гидроразрыва

2.3.1. Дегазация с предварительным гидроразрывом пластов применяется с целью повышения ее эффективности или сокращения сроков дегазации (до 4

месяцев для восстающих или горизонтальных, до 8 месяцев для нисходящих скважин).

2.3.2. Подземные скважины гидроразрыва бурятся по двум основным схемам: из полевых выработок – при полевой подготовке (рис.2.3.1), по разрабатываемому пласту – при пластовой подготовке (рис2.3.2). 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.

2.3.4. 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 10-20 м меньше длины лавы, если дегазация осуществляется как для очистных, так и для подготовительных выработок.

2.3.5. Гидроразрыв пласта осуществляется водой из шахтного водопровода, нагнетаемой под давлением не менее 15-20 МПа (150-200 кгс/см^2). Темп закачки не менее 30-40 м^3/ч.

2.3.6. Параметры гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные из горных выработок, определяются опытным путем или по формулам, приведенным в приложении 2 (раздел 2.3), с последующей корректировкой.

Глубина герметизации пластовых скважин гидроразрыва должна быть не менее половины расстояния между ними.

Условия применения и параметры гидроразрыва пластов должны быть согласованы с научно-исследовательской организацией, разработавшей способ.

2.3.7. Подготовка и проведение гидроразрыва из выработок включают измерение дебита метана из скважин до 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.

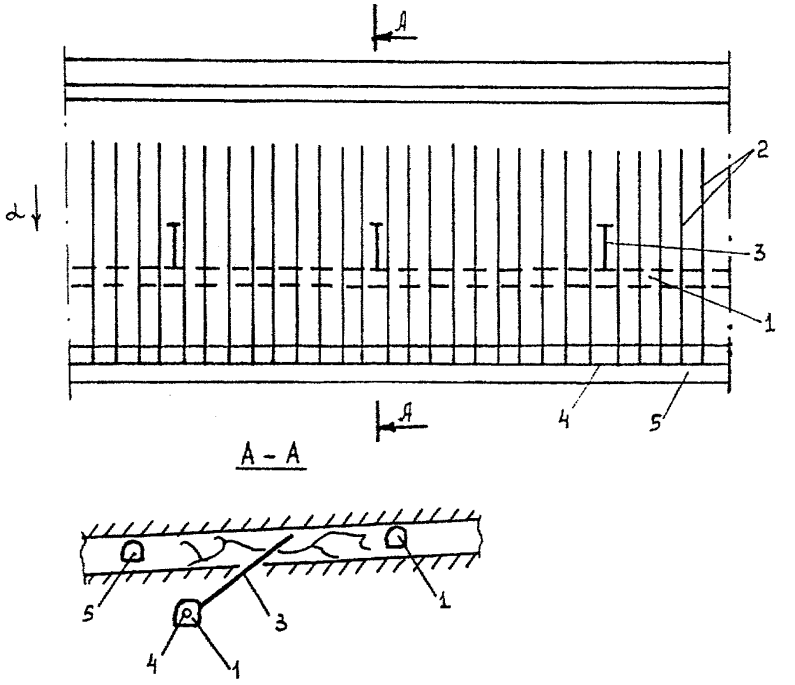
2.3.8. Гидроразрыв пласта прекращают после закачки в пласт заданного объема жидкости или появления воды в соседних скважинах или прилегающих выработках, а также при резком падении давления жидкости на насосе.

2.3.9. Скважины гидроразрыва подключаются к вакуумной сети после прекращения обильного выделения воды. Эффективность гидроразрыва пласта определяют путем измерения дебита метана.

2.3.10. Пластовые дегазационные скважины бурятся после проведения гидроразрыва.

2.3.11. Более эффективный подземный гидроразрыв угольных пластов в импульсном режиме или поинтервальный гидроразрыв выполняются по рекомендациям ННЦ ГП-ИГД им.А.А.Скочинского или ИУУ СО РАН соответственно.

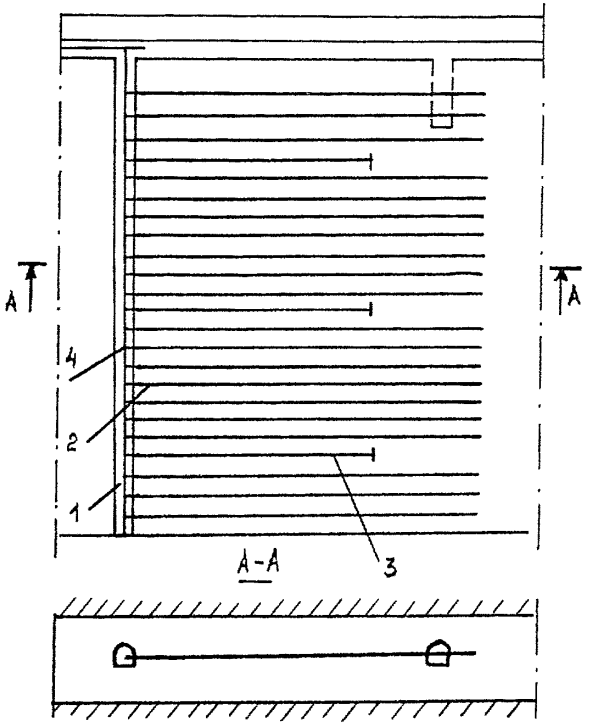
Схема дегазации с предварительным гидроразрывом угольного массива через скважины, пробуренные из полевой выработки



I - полевой штрек;
2 - дегазационные скважины;
3 - скважины гидроразрыва;
4 - дегазационный газопровод;
5 - конвейерный штрек;
α - угол падения пласта

Рис.2.3.I

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



I - конвейерный бремсберг;
2 - дегазационная скважина;
3 - скважина гидроразрыва;
4 - дегазационный газопровод

Рис.2.3.2

2.4. Дегазация неразгруженных угольных пластов с предварительным их гидрорасчленением через скважины, пробуренные с поверхности

2.4.1. Дегазация на основе гидрорасчленения (ГРП) применяется на пластах с природной газоносностью более 10 м^3/т и при их залегании в водонепроницаемых породах не ниже средней устойчивости.

2.4.2. Заблаговременная дегазация осуществляется при сроке извлечения метана из угольного пласта более 3 лет, а предварительная дегазация в сочетании с подземными пластовыми скважинами – при сроке функционирования скважин ГРП до 3 лет.

2.4.3. Технология дегазации угольных пластов с предварительным их гидрорасчленением включает три основных этапа: гидродинамическое воздействие: освоение скважин и извлечение газа из угольных пластов; отсос газа из выработанного пространства после подработки скважин ГРП очистными работами.

2.4.4. Гидрорасчленению из одной скважины могут быть подвергнуты пласты угля рабочей мощности, а также труднообрушаемые и газоносные породы.

2.4.5. Скважины при заблаговременной дегазации закладываются на расстоянии не менее 300 м от действующих пластовых выработок и не более радиуса влияния тектонических нарушений с амплитудами, превышающими мощность обрабатываемого пласта.

2.4.6. Скважины ГРП бурятся на 30-40 м ниже почвы последнего из принятых к гидрорасчленению угольных пластов, т.е. наиболее удаленного от земной поверхности пласта.

Конструкция скважины определяется числом пересекаемых интервалов водопоглощения, каждый из которых перекрывается промежуточной колонной с цементацией затрубного пространства.

Эксплуатационная колонна с внутренним диаметром не менее 98 мм цементируется на всю глубину.

2.4.7. Для гидрорасчленения могут быть использованы переоборудованные геологоразведочные скважины.

2.4.8. При гидрорасчленении выбросоопасных угольных пластов, на которых должна быть обеспечена разгрузка призабойной части пласта, может производиться дополнительное воздействие на вмещающую породу основной кровли.

2.4.9. Вскрытие подверженных гидровоздействию угольных пластов или вмещающих горных пород в обрабатываемой угленосной толще проводится путем гидро- или кумулятивной перфорации скважины.

2.4.10. Расчленение угольных пластов в свите производится последовательно, начиная с нижнего пласта. Все ранее обработанные интервалы скважины ГРП изолируются с помощью песчаной пробки или пакером.

2.4.11. В качестве рабочих агентов для расчленения пластов используются вода и водные растворы поверхностно-активных (ПАВ) или химически-активных (ХАВ) веществ, а также воздух.

Растворы ПАВ применяются для обеспечения лучшего проникновения рабочей жидкости в поры и трещины. В качестве ПАВ используются смачиватели ДБ, ДС-10, сульфонол и др. Рабочая концентрация ПАВ – 0,01-0,025% по объему (макс.).

Растворы ХАВ (соляная кислота, комплексоны и др.), воздействуя на минеральную составляющую угля, растворяют ее, повышая проницаемость и газоотдачу пласта.

Водные растворы соляной кислоты 2-4% концентрации применяются на пластах с содержанием карбонатов не менее 0,3%.

Водные растворы комплексонов (типа НТФ и ИСБ-М) применяются на угольных пластах с высоким (более 10%) содержанием пирита, халькопирита, сидерита и др. Рабочие концентрации растворов НТФ и ИСБ-М для углей марок «ОС», «Ж», «Т», «А» составляют 1-5% и 2-10% соответственно.

2.4.12. В случае падения давления, отмеченного при постоянном темпе нагнетания и свидетельствующего о гидравлической сбойке с полостью, закачка рабочей жидкости прекращается и производится тампонаж гидропроводных каналов древесными опилками или высоковязкими жидкостями. Тампонаж гидропроводных трещин проводится до тех пор, пока давление нагнетания достигает проектных величин.

2.4.13. При гидрорасчленении мощных пластов, залегающих на глубинах более 600 м, в скважину ГРП закачивается закрепитель, например, песок.

На пластах мощностью до 2 м нет необходимости в закрепителе, поскольку трещины сохраняются в раскрытом виде за счет остаточных деформаций угля.

2.4.14. После гидрорасчленения последнего из обрабатываемых пластов скважина ГРП закрывается на 3-12 мес. для выдержки рабочей жидкости в пласте.

По истечении срока выдержки скважина ГРП промывается до забоя. Рабочая жидкость из нее удаляется с помощью эрлифта, глубинных штанговых насосов с приводом от станка-качалки или погружных электронасосов.

2.4.15. При заблаговременной дегазации угольных пластов для повышения равномерности их обработки на этапе гидродинамического воздействия могут быть использованы пороховые генераторы давления, а на этапе освоения скважины применено циклическое пневмогидровоздействие.

2.4.16. При предварительной дегазации угольных пластов, осуществляемой в сочетании с пластовыми подземными скважинами, для интенсификации процесса освоения скважины ГРП применяется пневмооттеснение рабочей жидкости.

2.4.17. Каптаж газа из угольных пластов осуществляется в режиме самоистечения или путем подключения скважины к вакуум-насосной установке.

Если не достигается проектный дебит метана (или при его снижении на 30% и более), выполняются работы по интенсификации газоотдачи пласта, например, путем промывки скважины, пневмооттеснением, пневмовоздействием, повторным вскрытием и расчленением пласта, циклическим пневмогидроимпульсным воздействием или другими способами.

2.4.18. После подработки скважин гидрорасчленения очистными работами они подключаются к вакуум-насосной установке и используются для дегазации выработанного пространства. При этом скважина может быть дополнительно проперфорирована в требуемых интервалах ее длины.

2.4.19. Параметры дегазации угольных пластов с предварительным их гидрорасчленением устанавливаются в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении 2 (раздел 2.4).

3. ДЕГАЗАЦИЯ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЯ И ПОРОД ПРИ ИХ ПОДРАБОТКЕ ИЛИ НАДРАБОТКЕ.

3.1. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок.

3.1.1. Дегазация сближенных пластов применяется на очистных участках с использованием следующих вариантов схем расположения скважин:

а) скважины пробурены из выработки, отделенной от выработанного пространства целиком угля (рис.3.1.1);

б) скважины пробурены из сохраняемой за лавой выработки (рис.3.1.2);

в) скважины пробурены из выработки, погашаемой за лавой (рис.3.1.3);

г) скважины пробурены из двух выработок по схемам а и б (рис.3.1.4).

3.1.2. Параметры бурения скважин выбираются так, чтобы скважины пересекали в зоне разгрузки наиболее мощный из подрабатываемых пластов, расположенных на расстоянии М не далее 60 м по нормали от разрабатываемого пласта.

Если в этом интервале междупластий подрабатываемых угольных пластов нет (пласты угля залегают на расстоянии М>60м), то скважины следует бурить до пересечения ближайшего подрабатываемого пласта или до контакта с крепким породным слоем, расположенным на расстоянии М $\leq$ 60м.

Указанные схемы дегазации являются основными. Помимо них могут применяться другие схемы или их варианты. Предпочтение следует отдавать схемам дегазации, предусматривающим бурение скважин над целиком угля (см. рис. 3.1.1 и 3.1.4). Схема дегазации, показанная на рис. 3.1.3, не рекомендуется для применения в лавах со скоростями подвигания более 1,5 м/сут.

Применение новых схем дегазации должно быть согласовано с Институтом по безопасности (ВостНИИ) и организацией, разработавшей новую схему дегазации.

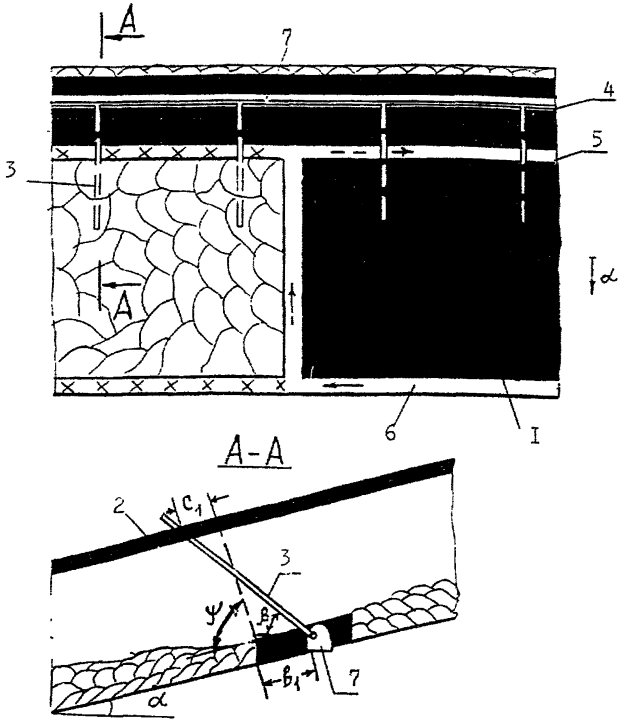
3.1.3. Для повышения эффективности дегазации на участках с погашением выработок за лавой скважины целесообразно оставлять в выработанном пространстве подключенными к газопроводу, приняв меры по охране устьев скважин и трубопровода.

3.1.4. Для дегазации сближенных пластов в период первичной посадки основной кровли рекомендуется дополнительно бурить фланговые скважины из уклона (см.рис.3.1.4) или из подготовительной выработки, пройденной за монтажной камерой на расстоянии не менее 5 м (рис.3.1.5).

3.1.5. При сплошной системе разработки применяется схема дегазации, при которой скважины бурятся из вентиляционной и/или откаточной выработки на сближенный пласт позади очистного забоя в направлении его движения.

3.1.6. На участках очистных работ с высокой метанообильностью и преобладающим метановыделением из подрабатываемых угольных пластов применяется комплекс схем подземной дегазации. Пример такой комплексной схемы дегазации показан на рис.3.1.4.

Схема дегазации подрабатываемых сближенных пластов скважинами, пробуренными из охраняемого целиком угля выработки



I-разрабатываемый пласт; 2-сближенный пласт; 3-скважина дегазационная; 4-газопровод; 5-вентиляционный штрек; 6-конвейерный штрек; 7-выработка, охраняемая целиком угля;

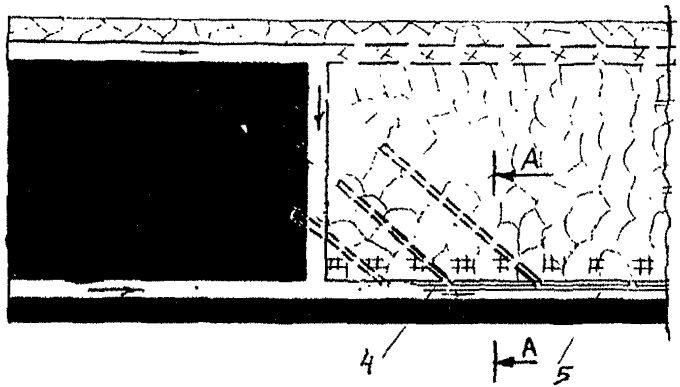
α - угол падения пласта;

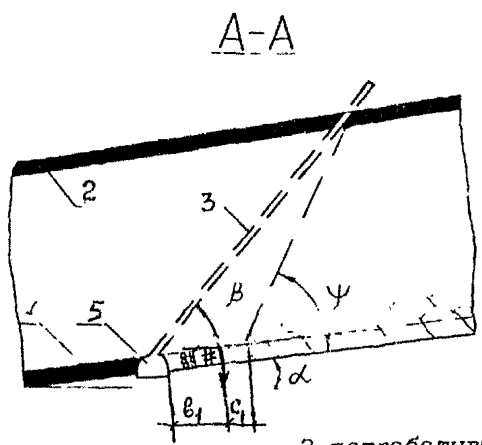
ψ - угол разгрузки пород кровли;

β - угол возвышения скважины

Рис.3.I.I

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

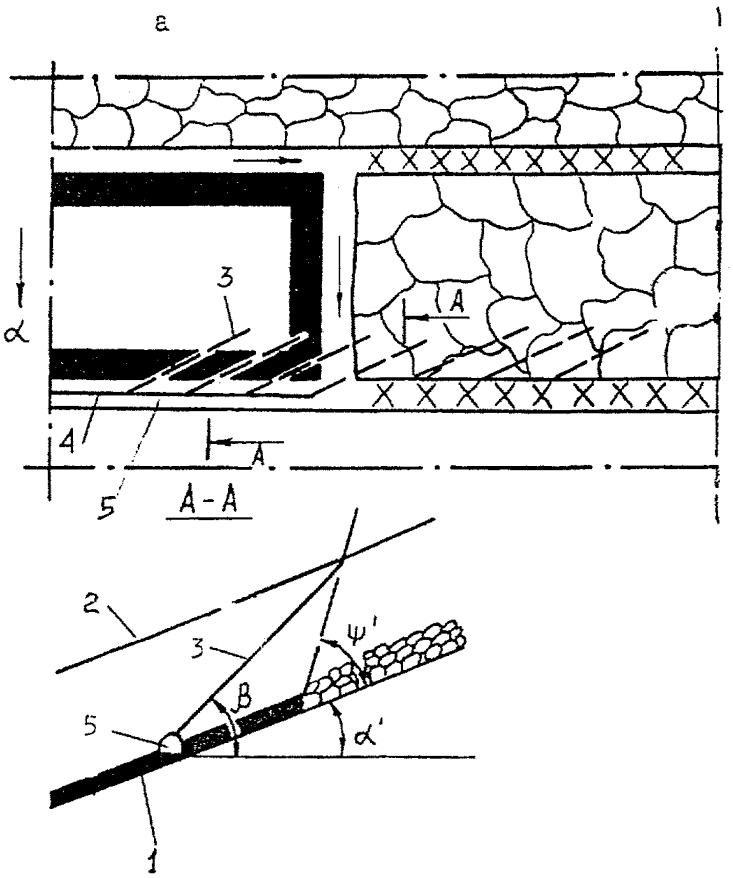




1 - разрабатываемый пласт; 2-подрабатываемый пласт; 3-дегазационная скважина; 4- газопровод; 5-выработка, поддерживаемая за лавой.

Рис.3.I.2

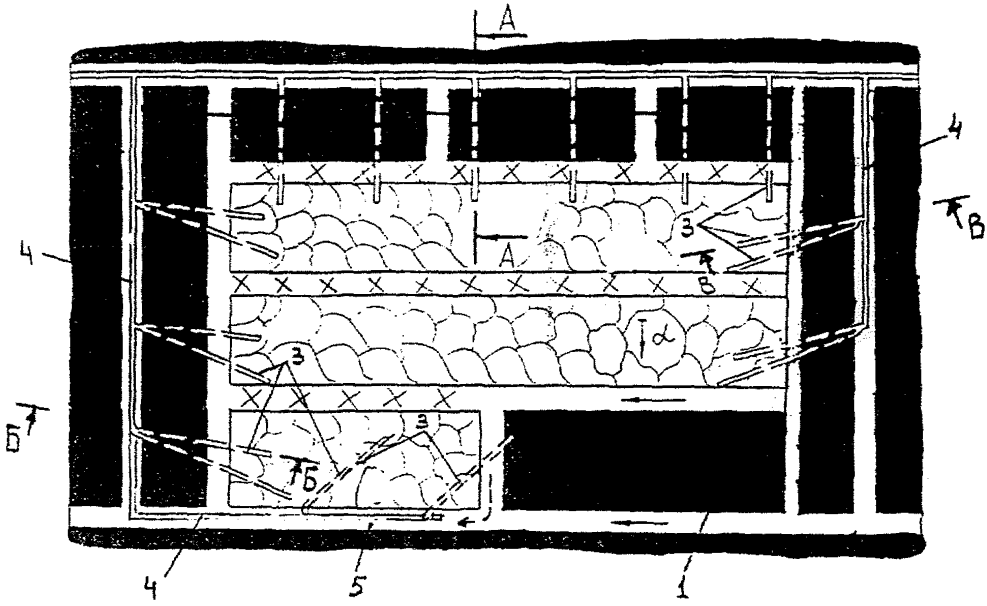
Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу движущемуся очистному забою

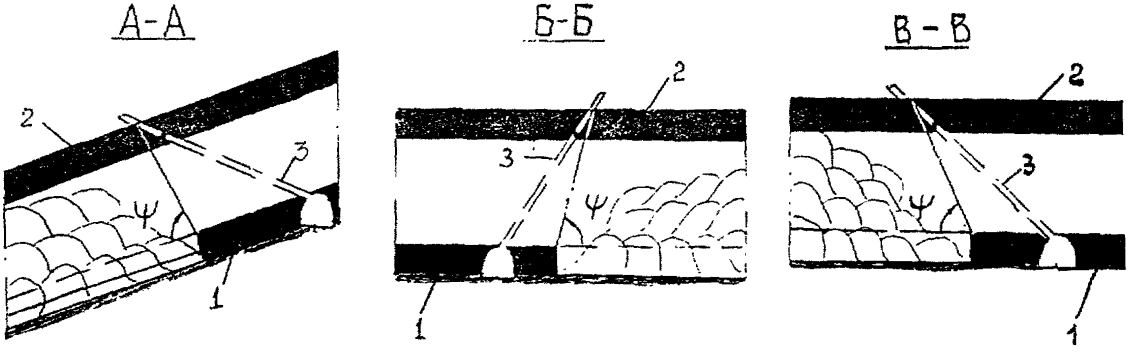


I - разрабатываемый пласт;
2 - подрабатываемый пласт;
3 - скважина;
4 - газопровод;
5 - вентиляционный штрек;

Рис.3.I.3

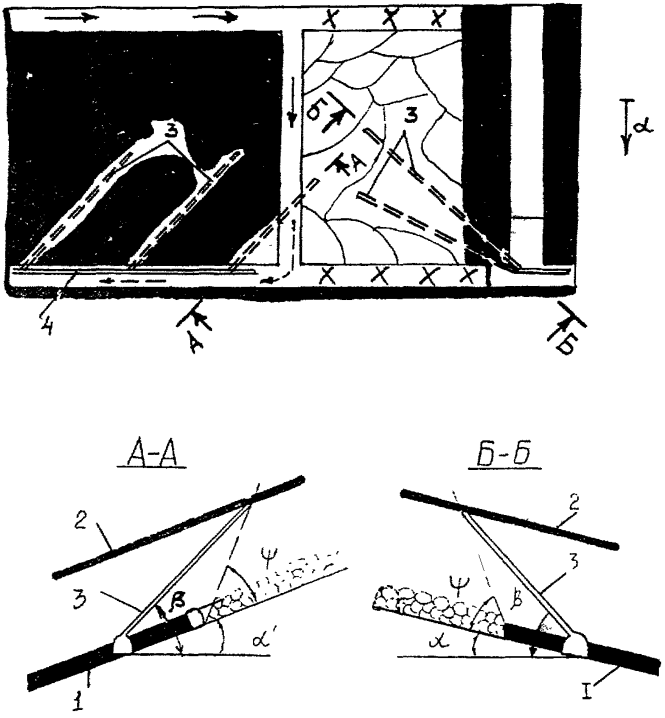
Схема комплексной дегазации подрабатываемого пласта на выемочном поле





I-разрабатываемый пласт; 2-сближенный пласт; 3-скважина; 4-газопровод; 5-вентиляционная выработка

Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу движущемуся очистному забою



I - разрабатываемый пласт;
2 - подрабатываемый пласт;
3 - скважина;
4 - газопровод.

Рис.3.I.5

3.1.7. Параметры скважин устанавливаются опытным путем на основе данных о фактической эффективности дегазации в конкретных горно-технических условиях разработки угольных пластов.

Параметры скважин могут быть также рассчитаны по формулам, изложенным в Приложении 3 (раздел 3.1), с последующей их корректировкой.

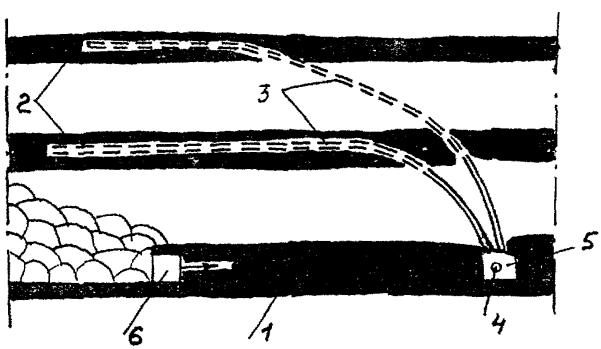
3.1.8. При использовании современной (например, иностранной) буровой техники применяется схема дегазации сближенного пласта длинными направленными скважинами, пробуренными из фланговой (рис.3.1.6) или из участковой (рис.3.1.7) выработки вдоль столба навстречу очистному забою. Горизонтальная часть скважины в лавах по простиранию пласта или наклонная в лавах по падению (восстанию) должна располагаться в сближенном пласте и пробурена до начала его разгрузки от горного давления.

3.1.9. Для дегазации подрабатываемых пластов, залегающих выше зоны обрушения горных пород, могут быть использованы изолированные от рудничной атмосферы газодренажные выработки, которые должны проводиться до начала разгрузки сближенного пласта, располагаться на плане горных работ вдоль лавы ближе к выработке с исходящей вентиляционной струей на расстоянии (0,25-0,35)$\ell_{оч}$ и подключаться к дегазационной системе.

Для интенсификации процесса дегазации сближенных пластов на них из газодренажной выработки целесообразно бурить дегазационные скважины.

3.1.10. Возможная эффективность дегазации подрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из горных выработок, и режимы функционирования скважин приведены в табл.3.1.1.

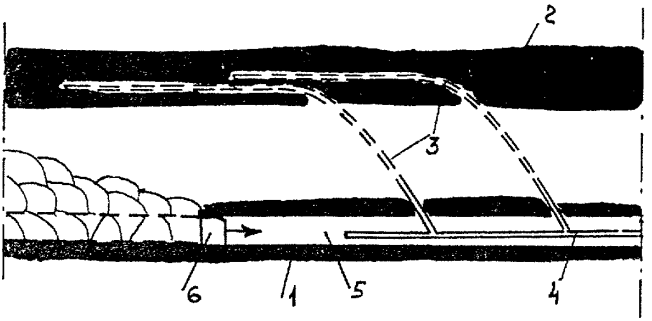
Скважины, пробуренные вдоль столба из фланговой выработки



I -разарабатываемый пласт;
2 -сближенные пласты;
3 - дегазационные скважины;
4 - дегазационный газопровод;
5 - фланговая выработка;
6 - очистной забой

Рис.3.I.6

Скважины, пробуренные на сближенный пласт из участковой выработки



I-разрабатываемый пласт;
2 - сближенный пласт;
3 - дегазационные скважины;
4 - дегазационный газопровод;
5 - участковая выработка;
6 - очистной забой

Рис.3.I.7

Таблица 3.1.1

Эффективность схем дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок

Схема дегазации	Вариант схемы расположения скважин	Условия применения и схема расположения скважин	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
				10^{-3} Па	мм рт.ст
1	2	3	4	5	6
Схема 1. Скважины пробурены из выработки, отделенной от участка (отрабатываемого столба) целиком угля	1а	Скважины пробурены в плоскости, параллельной очистному забою, над выработкой с исходящей струей (рис. 3.1.1)	0,6	13,3	100
	1б	То же, но скважины пробурены над выработкой с поступающей струей	0,5	13,3	100
Схема 2. Скважины пробурены из выработки, поддерживаемой за лавой	2а	Выработка за лавой охраняется и скважины пробурены с разворотом в сторону очистного забоя из вентиляционной выработки (рис. 3.1.2)	0,5	6,7	50
	2б	То же с дополнительными скважинами, пробуренными над монтажной камерой	0,6	6,7	50

Окончание таблицы 3.1.1.

1	2	3	4	5	6
Схема 3. Скважины пробурены впереди очистного забоя из выработки, погашаемой за лавой.	3а	Скважины пробурены навстречу очистному забою из вентиляционной выработки (рис.3.1.3)	0,3	6,7	50
	3б	То же, но дополнительно пробурены скважины над монтажной камерой (рис.3.1.5)	0,4	6,7	50
Схема 4. Скважины пробурены из выработок выемочного поля (комплекс схем дегазации).	4	Скважины пробурены из оконтуривающих выемочное поле выработок и из выработки, поддерживаемой за лавой (рис. 3.1.4)	0,7-0,8	6,7-13,3*)	50-100*)
Схема 5. Сверхдлинные направленные скважины пробурены в плоскости сближенного пласта навстречу очистному забою.	5а	Скважины пробурены вдоль столба из фланговой выработки (рис.3.1.6)	0,7-0,8	13,3	100
	5б	Скважины пробурены вдоль столба из участковой выработки (рис.3.1.7)	0,6-0,7	13,3	100

*) Минимальное значение принимается для скважин, пробуренных позади лавы в направлении очистного забоя

3.2. Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок.

3.2.1. Дегазация надрабатываемых пластов осуществляется скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта вкрест дегазируемого пласта (рис.3.2.1, 3.2.2) или из выработок, проведенных в надрабатываемом пласте с расположением скважин в плоскости надрабатываемого пласта (рис.3.2.3).

Предпочтение следует отдавать схеме дегазации с использованием пластовых скважин (см.рис.3.2.3). Скважины могут быть пробурены параллельно очистному забою или ориентированно на него.

3.2.2. Дегазация надрабатываемых пластов осуществляется на расстояниях до 45м по нормали с обязательным перебуриванием всех пластов, залегающих в 30-метровой зоне.

3.2.3. В условиях шахт Воркутского месторождения дегазацию надрабатываемых пластов целесообразно проводить по технологической схеме, приведенной на рис.3.2.4, при параметрах заложения скважин, сведенных в табл.3.2.1.

3.2.4. При дегазации вскрытого квершлагами надрабатываемого пласта скважины бурятся веерообразно в плоскости пласта до начала его разгрузки очистными работами.

3.2.5. Герметизация устьев скважин должна осуществляться на глубину не менее 10 м.

3.2.6. Параметры способа определяются опытным путем или по рекомендациям, изложенным в Приложении 3 (раздел3.2), с последующей их корректировкой.

3.2.7. Возможная эффективность дегазации надрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из горных выработок, приведена в табл.3.2.2.

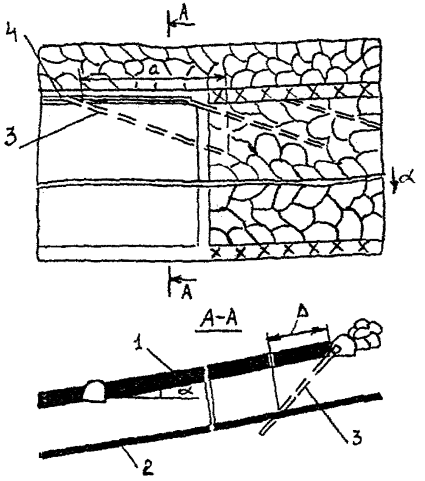
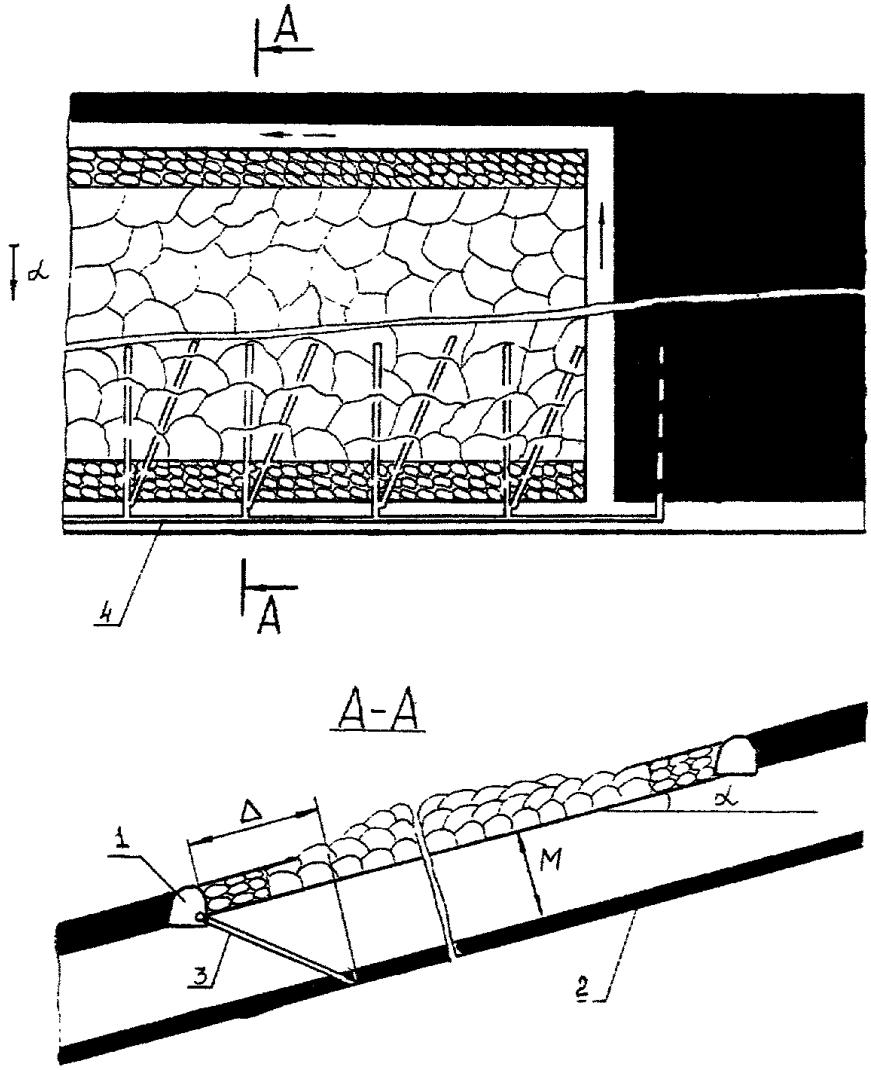


Рис.3.2.I Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами,пробуренными из вентиляционной выработки,при столбовой системе разработки с погашением выработки за лавой :
I - разрабатываемый пласт; 2-надрабатываемый пласт; 3 - дегазационные скважины; 4 - газопровод

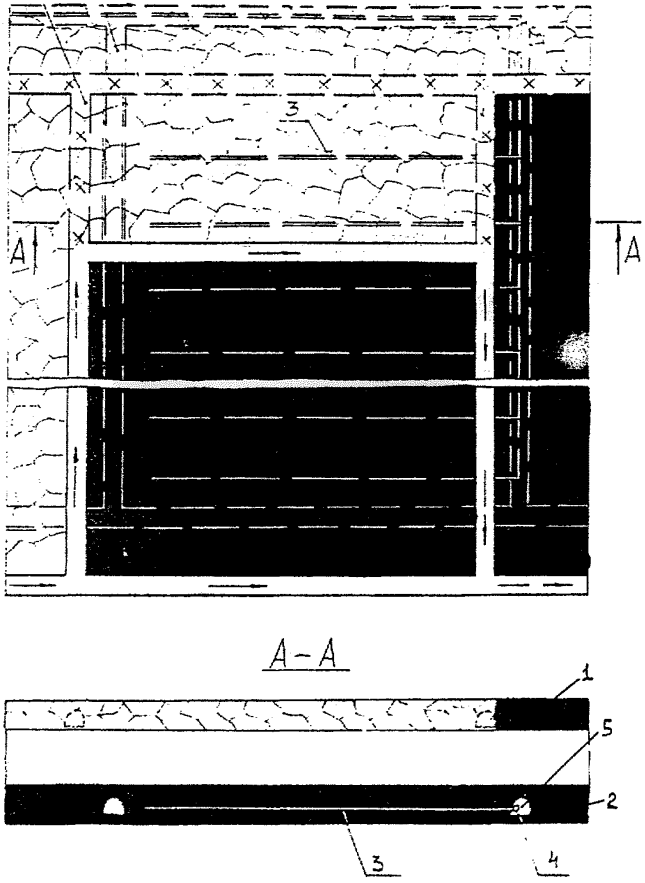
Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из поддерживаемой за лавой откаточной выработки



1 - разрабатываемый пласт;
2 - надрабатываемый пласт;
3 - дегазационные скважины
4 - газопровод

Рис.12.2

Схема дегазации надрабатываемого угольного пласта



1-разрабатываемый пласт;
2-надрабатываемый пласт;
3-дегазационная скважина по надрабатываемому пласту;
4-дегазационный трубопровод;
5-выработка по надрабатываемому пласту

Рис.3.2.3

Таблица 3.2.1

Технические параметры скважин

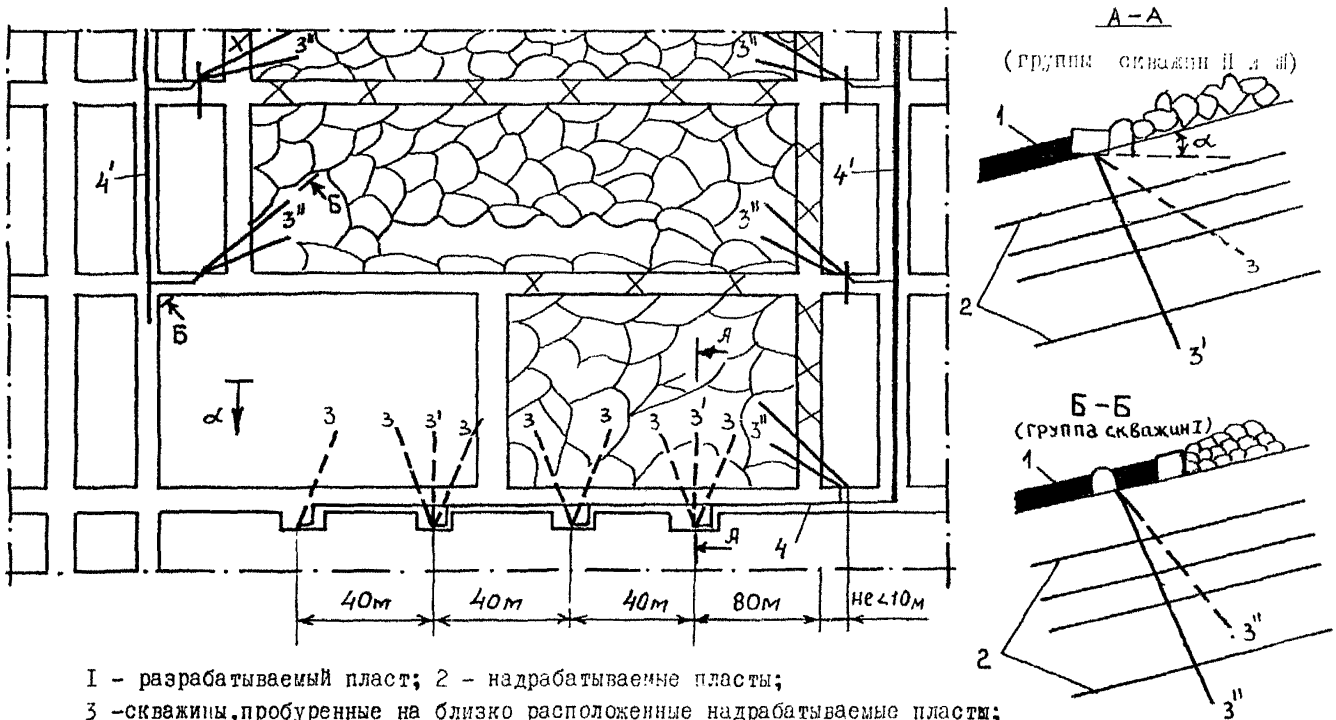
№ п/п	Показатели	Размерность	Группа скважин		
			I (скв. 3'')	II (скв. 3)	III(скв. 3')
1	Угол разворота скважин от оси выработки	град.	10-50	55-70	80-90
2	Угол падения скважин	град.	20-60	20-45	55-80
3	Расстояние от разрабатываемого пласта до дегазируемого	м	10-45	10-30	30-45
4	Расстояние между нишами (кустами скважин)	м	-	40	80
5	Расстояние между скважинами	м	15-20	15-20	80
6	Количество скважин в кусте, не менее	шт	2	2	2
7	Длина герметизации скважин, не менее	м	15	10	10
8	Способ герметизации		Цементация		

Таблица 3.2.2

Эффективность дегазации пологих и наклонных надрабатываемых пластов

Схема дегазации	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения на устье скважины	
		10^{-3} Па	мм рт.ст
Схема 1. Скважины пробурены из выработки, пройденной по надрабатываемому пласту (рис.3.2.3)	0,5-0,6	6,7	50
Схема 2. Скважины пробурены из погашаемой за лавой выработки при столбовой системе разработки (рис.3.2.1)	0,3	13,3	100
Схема 3. Скважины пробурены из поддерживаемой за лавой выработки, при сплошной (рис.3.2.2) или столбовой системе разработки	0,4	13,3	100
Схема 4. Скважины пробурены из выработок выемочного поля (рис.3.2.4).	0,4-0,5	13,3	100

Схема дегазации надрабатываемых пластов скважинами, пробуренными из выработок выемочного поля



I - разрабатываемый пласт; 2 - надрабатываемые пласты;

3 -скважины, пробуренные на близко расположенные надрабатываемые пласты;

3^{I} -скважины, пробуренные на удаленные надрабатываемые пласты;

3^{II} -скважины, пробуренные под монтажно-демонтажные камеры (фланговые скважины);

4,4' - дегазационный трубопровод

Рис.3.2.4

3.3. Дегазация крутых и крутонаклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок.

3.3.1. На крутых пластах применяются схемы дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта, соседнего с ним или полевой выработки (штрека, квершлага). Скважины могут быть пробурены вкрест дегазируемого пласта или в его плоскости параллельно друг другу или веером.

3.3.2. При полевой или групповой схемах подготовки свиты пластов дегазация осуществляется скважинами, пробуренными вкрест надрабатываемого пласта (рис. 3.3.1) или в его плоскости (рис. 3.3.2). При этом скважины должны быть пробурены до начала разгрузки надрабатываемого пласта.

3.3.3. Если промежуточные квершлаги пересекают надрабатываемый пласт, то скважины предпочтительнее бурить веером в его плоскости из места его пересечения промежуточным квершлагом (см.рис.3.3.3).

3.3.4. При пластовой подготовке крутого пласта дегазация подрабатываемых и надрабатываемых пластов производится скважинами, пробуренными из выработки разрабатываемого пласта (рис. 3.3.4).

3.3.5. При системе разработки длинными столбами по простиранию, когда штреки после прохода лавы погашаются, скважины на сближенный пласт бурятся навстречу движению лавы (рис. 3.3.4, а).

3.3.6. При сплошной системе разработки скважины бурятся из откаточного и/или вентиляционного штрека разрабатываемого пласта на сближенные пласты в зону, разгружаемую от горного давления (рис. 3.3.4, б).

3.3.7. Глубина герметизации скважин должна составлять не менее 10 м при бурении скважин из выработок разрабатываемого пласта и 6 м – при бурении скважин в плоскости соседнего пласта или в плоскости пласта, вскрытого промежуточным квершлагом.

3.3.8. Параметры дегазации сближенных крутых пластов устанавливаются опытным путем или по рекомендациям, изложенным в приложении 3.3, с последующим их уточнением.

3.3.9. Возможная эффективность дегазации сближенных крутых пластов скважинами, пробуренными из горных выработок, приведена в табл.3.3.1

3.4. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными с поверхности.

3.4.1. Дегазацию сближенных пластов скважинами с поверхности рекомендуется осуществлять при глубине разработки до 600 м, если подземные скважины недостаточно эффективны, а условия поверхности позволяют разместить буровое и дегазационной оборудование.

а б в

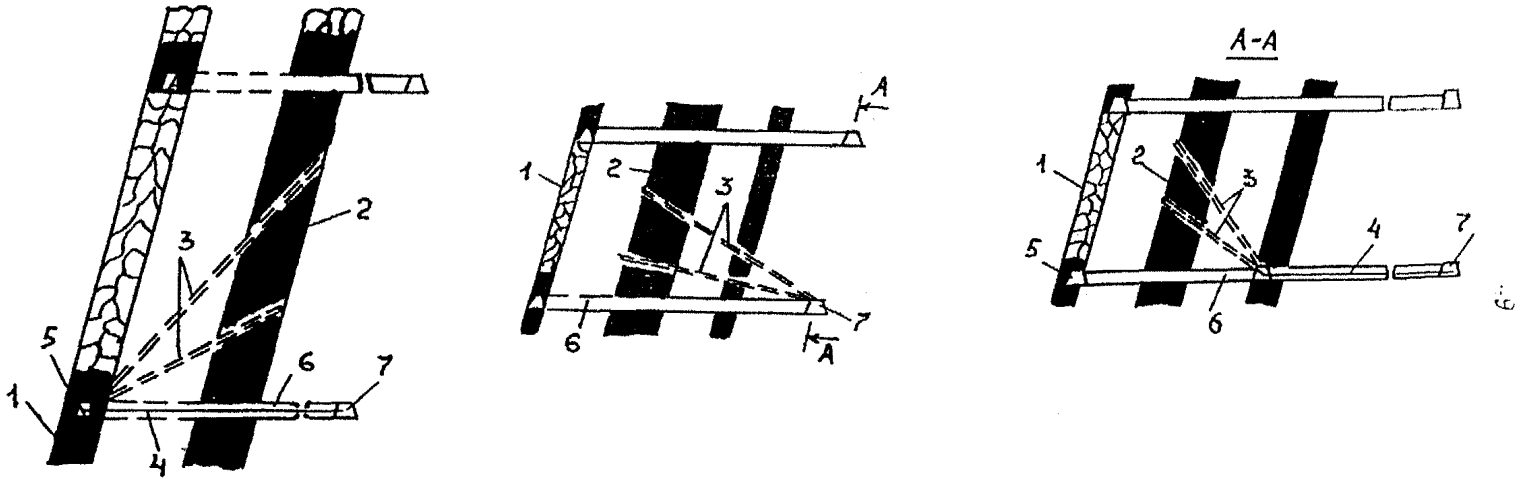


Рис. 3.5.1 Схема дегазации надрабатываемого крутого пласта:

а - скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта;

б - скважины, пробуренные из полевого штрека;

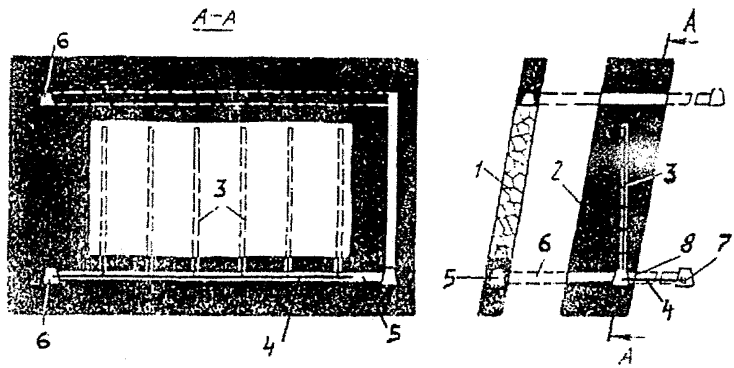
в - скважины, пробуренные из группового штрека;

I - разрабатываемый пласт; 2 - сближенный пласт; 3 - дегазационная скважина;

4 - дегазационный трубопровод; 5 - откаточный штрек;

6 - промежуточный квершлаг; 7 - полевой штрек

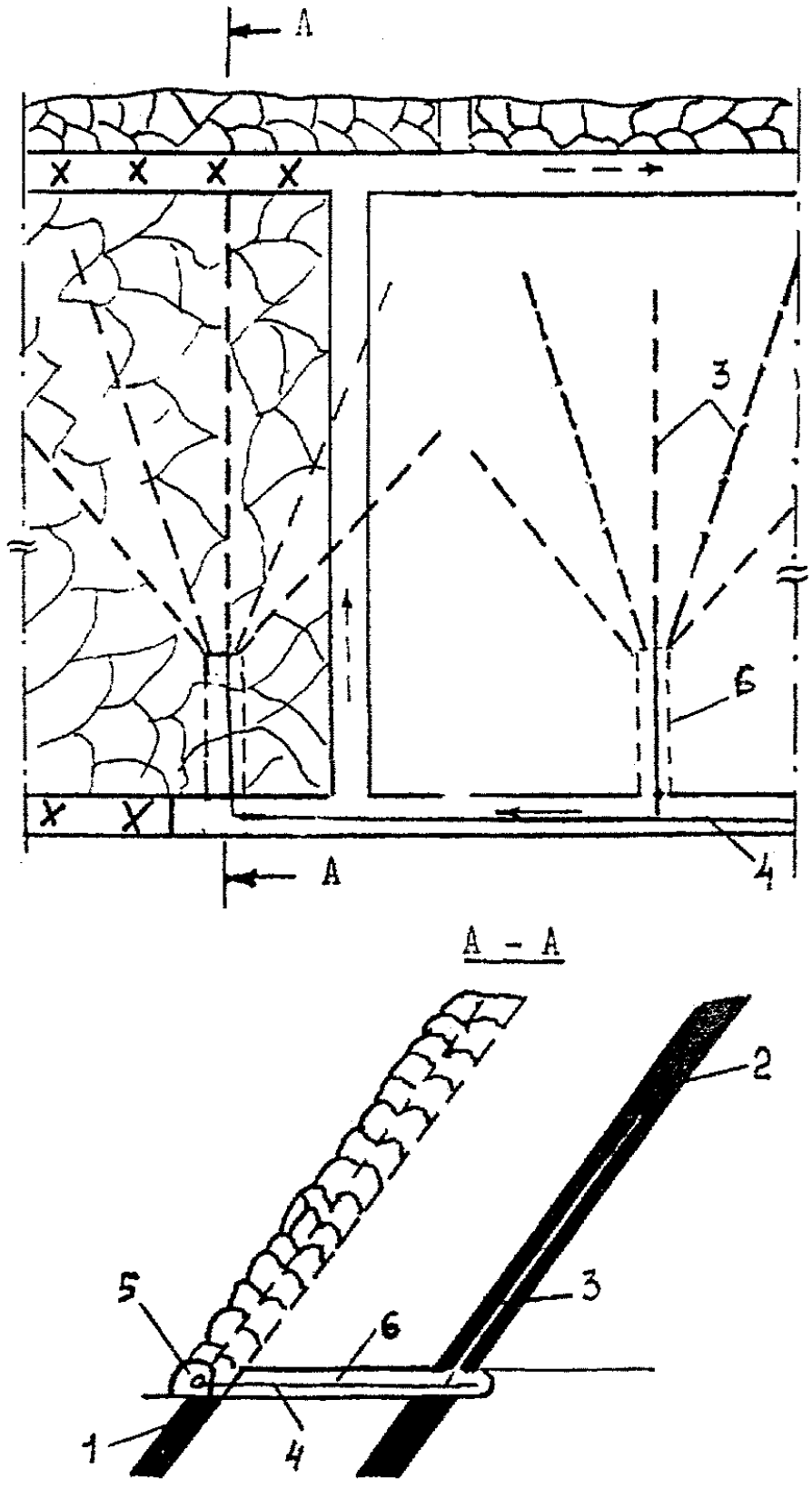
Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными по надрабатываемому пласту из подготовительной выработки



1 – разрабатываемый пласт;
2 – сближенный пласт;
3 – дегазационная скважина;
4 – дегазационный трубопровод;
5 – откаточный штрек;
6 – промежуточный квершлаг ;
7 – полевой штрек;
8 – подготовительная выработка

Рис.3.3.2

Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными веером из промежуточного квершлага



1-разрабатываемый пласт; 2-надрабатываемый пласт;
3-дегазационные скважины; 4-дегазационный трубопровод;
5-выработка разрабатываемого пласта;
6-промежуточный квершлаг

Рис.3.3.3

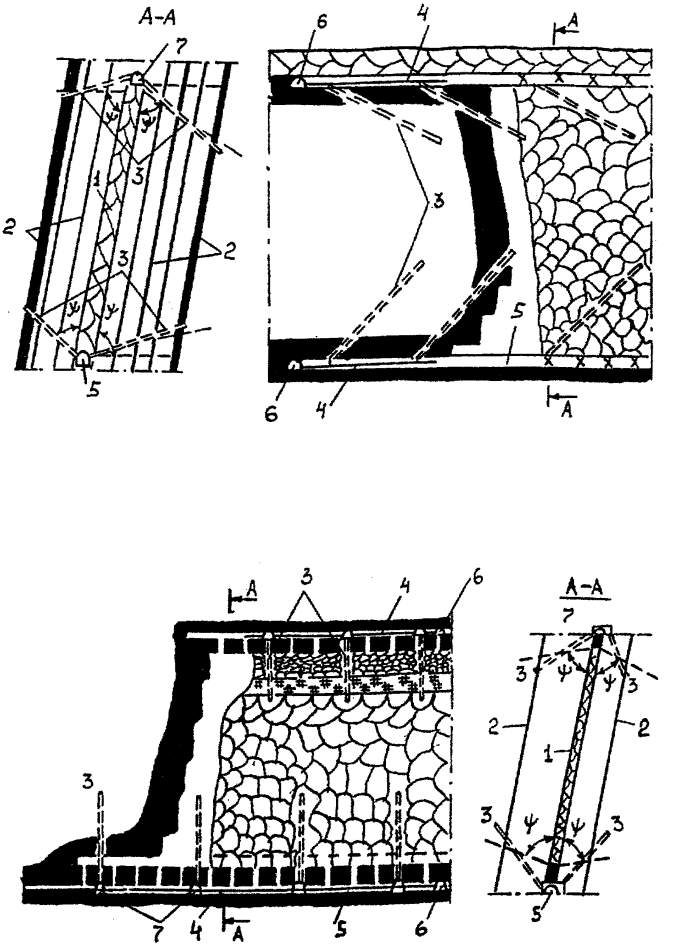


Рис.3.3.4 Схема дегазации крутых сближенных пластов скважинами,пробуренными из выработок разрабатываемого пласта:
а - при столбовой системе разработки;
б - при сплошной системе разработки;
1-разрабатываемый пласт; 2-сближенные пласты;
3-дегазационная скважина;4-дегазационный газопровод;
5-откаточный штрек; 6-промежуточный штрек;
7-вентиляционный штрек

Таблица 3.3.1

Эффективность схем дегазации сближенных крутых и крутонаклонных пластов

Схема дегазации	Вариант схемы	Условия применения и схема расположения скважин	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины	
				10^{-3} Па	мм рт.ст
Схема 1. Скважины пробурены вкрест надрабатываемого пласта	1а	Скважины пробурены из полевого или группового штрека (рис.3.3.1,б; рис.3.3.1,в)	0,5	6,7	50
	1б	Скважины пробурены из откаточного штрека разрабатываемого пласта (рис.3.3.1,а)	0,4	6,7	50
Схема 2. Скважины пробурены по восстанию надрабатываемого пласта	2а	Скважины пробурены параллельно из выработки разрабатываемого пласта (рис.3.3.2)	0,6	6,7	50
	2б	Скважины пробурены веером из промежуточных квершлагов (рис. 3.3.3)	0,7	6,7	50
Схема 3. Скважины пробурены веером на подрабатываемые и надрабатываемые пласты	3а	Скважины пробурены из откаточного и вентиляционного штреков при столбовой системе разработки с погашением выработок за лавой (рис.3.3.4, а)	0,4	6,7	50
	3б	Скважины пробурены из откаточного и вентиляционного штреков при сплошной системе разработки (3.3.4, б)	0,5	6,7	50

3.4.2. На пластах, склонных к самовозгоранию, дегазация скважинами с поверхности может быть применена при условии, что скорость подвигания очистного забоя будет составлять не менее 45 м/мес и будет осуществляться непрерывный контроль за температурным режимом выработанного пространства.

3.4.3. 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 1/3.....1/2 длины лавы (забой скважины должен находиться в разгружаемой зоне подрабатываемого пласта).

Первая скважина должна располагаться на расстоянии 30-40 м от монтажной камеры.

3.4.4. При отработке участков пласта, имеющих с обеих сторон выработанные пространства, вертикальные скважины целесообразно располагать в ряд по середине выемочного столба.

3.4.5. После окончания бурения скважины она должна быть промыта водой с целью удаления из нее шлама.

3.4.6. Перед обсадкой скважины необходимо производить инклинометрическую съемку. Скважина обсаживается стальными трубами диаметром не менее 100мм. Затрубное пространство тампонируется цементным раствором на глубину не менее 10 м, а также в местах пересечения водоносных горизонтов и выработанных пространств ранее отработанных вышележащих пластов.

Обсадная труба в местах пересечения подрабатываемых пластов перфорируется: диаметр отверстий 10-15 мм (20 отверстий на 1 м трубы). Конец неперфорированной части обсадной колонны обычно располагается от кровли отрабатываемого пласта на расстоянии не менее 30 вынимаемых его мощностей (30m).

При наличии в кровле отрабатываемого пласта крепких пород нижнюю часть скважины на расстоянии 30m от забоя скважины можно не обсаживать.

3.4.7. Для защиты труб от обмерзания в зимнее время верхняя часть должна быть утеплена.

3.4.8. Применяются две основные схемы дегазации сближенных пластов вертикальными скважинами:

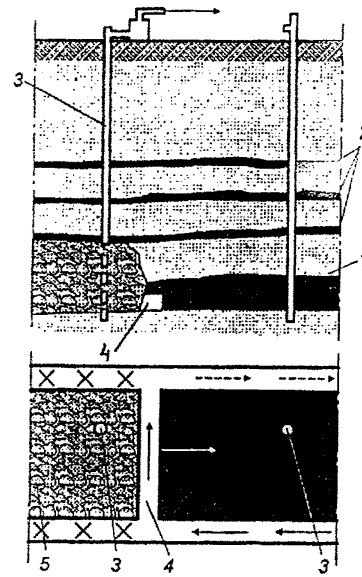
<u>схема 1</u> (рис.3.4.1) – при отработке мощного пласта слоями или с потерями угля по мощности и в целиках, когда скважинами перебуриваются сближенные пласты и вынимаемый пласт;

<u>схема 2</u> (рис.3.4.2) – при отработке пласта угля на полную мощность, когда скважинами перебуриваются только сближенные пласты, что способствует извлечению кондиционных по метану газовоздушных смесей, пригодных для использования.

3.4.9. При схеме 2 глубину скважины принимают такой, чтобы расстояние между ее забоем и кровлей отрабатываемого пласта было не менее десяти вынимаемых его мощностей (10m).

3.4.10. До подхода лавы к скважине последняя должна быть подключена к вакуум-насосу на расстоянии не менее 30м от очистного забоя.

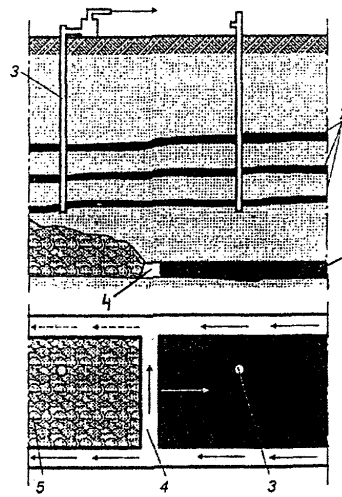
Схема дегазации сближенных пластов и выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности



I - разрабатываемый пласт;
2 - сближенные пласты;
3 - скважина;
4 - очистной забой;
5 - выработанное пространство

Рис.3.4.I

Схема дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными с поверхности



I - разрабатываемый пласт;
2 - сближенные пласты;
3 - скважина;
4 - очистной забой;
5 - выработанное пространство

Рис.3.4.2

Величина разрежения на устье скважины должна быть не менее 150 мм рт.ст.

3.4.11. Если на дегазируемом участке были пробурены скважины с целью гидрорасчленения угольных пластов, то их необходимо использовать для дегазации сближенных пластов и выработанного пространства.

3.4.12. Параметры скважин, режимы их работы и расстояния между скважинами определяются в зависимости от необходимой эффективности дегазации и в соответствии с Приложением 3 (раздел 3.4).

3.4.13. Возможная эффективность дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными с земной поверхности, приведена в табл.3.4.1.

Таблица 3.4.1.

Эффективность дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными с поверхности

Схема дегазации	Условия применения	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения на устье скважины	
			10^{-3} Па	мм рт.ст
Схема 1. Скважинами перебуриваются подрабатываемые пласты и разрабатываемый пласт (рис.3.4.1)	Отработка мощного пласта слоями или с потерями угля по его мощности	0,6-0,7	20	150
Схема 2. Скважинами перебуриваются подрабатываемые пласты (рис.3.4.2)	Отработка пласта на полную мощность	0,7-0,8	20	150

3.4.14. Для повышения эффективности дегазации и снижения объемов бурения скважин по пустым породам целесообразно бурить вертикально-горизонтальные скважины с выводом их забойной части на подрабатываемый пласт. При этом горизонтальную часть скважины бурят навстречу очистному забою.

Если в кровле отрабатываемого пласта залегает несколько пластов, попадающих в зону разгрузки, то горизонтальная часть скважины располагается в плоскости самого мощного из них или в ближайшем к нему нижезалегающем (ближе к лаве) пласте.

Реализации такого способа дегазации должны предшествовать проектные работы с привлечением НИИ.

4. ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

4.1. Условия применения

4.1.1. Дегазация выработанного пространства применяется для снижения метанообильности действующего участка, а также для извлечения метана из соседних с ним отработанных пространств или из старых ранее отработанных выемочных полей с целью его использования.

4.1.2. Извлекаемая газовоздушная смесь изолированно по трубопроводам отводится на поверхность или в исходящую струю выемочного поля (крыла, шахты).

4.1.3. Предпочтение следует отдавать схемам дегазации, способствующим отводу метана от очистного забоя.

4.2. Подземная дегазация выработанного пространства

4.2.1. Дегазация выработанного пространства действующего участка осуществляется с помощью скважин, пробуренных над куполами обрушения (рис.4.2.1-4.2.2) или с помощью отростков труб, заведенных в выработанное пространство через перемычки (рис.4.2.3-4.2.4).

4.2.2. Параметры дегазационных скважин устанавливаются опытным путем или определяются расчетом (Приложение 4, раздел 4.1) с последующей корректировкой в процессе эксплуатации.

4.2.3. При дегазации выработанного пространства действующей лавы с использованием скважин, пробуренных над целиком угля (схема 1,а), расстояние между опытными скважинами принимается равным 25-30 м. Фланговые скважины располагаются ближе к вентиляционной выработке.

4.2.4. При дегазации выработанного пространства действующей лавы с использованием сбоечных скважин и перфорированными отростками труб (схема 2) расстояние между скважинами принимается 40-50 м.

Сбоечные скважины проводятся до подхода лавы и с обоих концов обсаживаются трубами. К скважинам со стороны лавы подключаются перфорированные отростки труб, которые охраняются кострами.

4.2.5. Глубина герметизации скважин не менее 10 м.

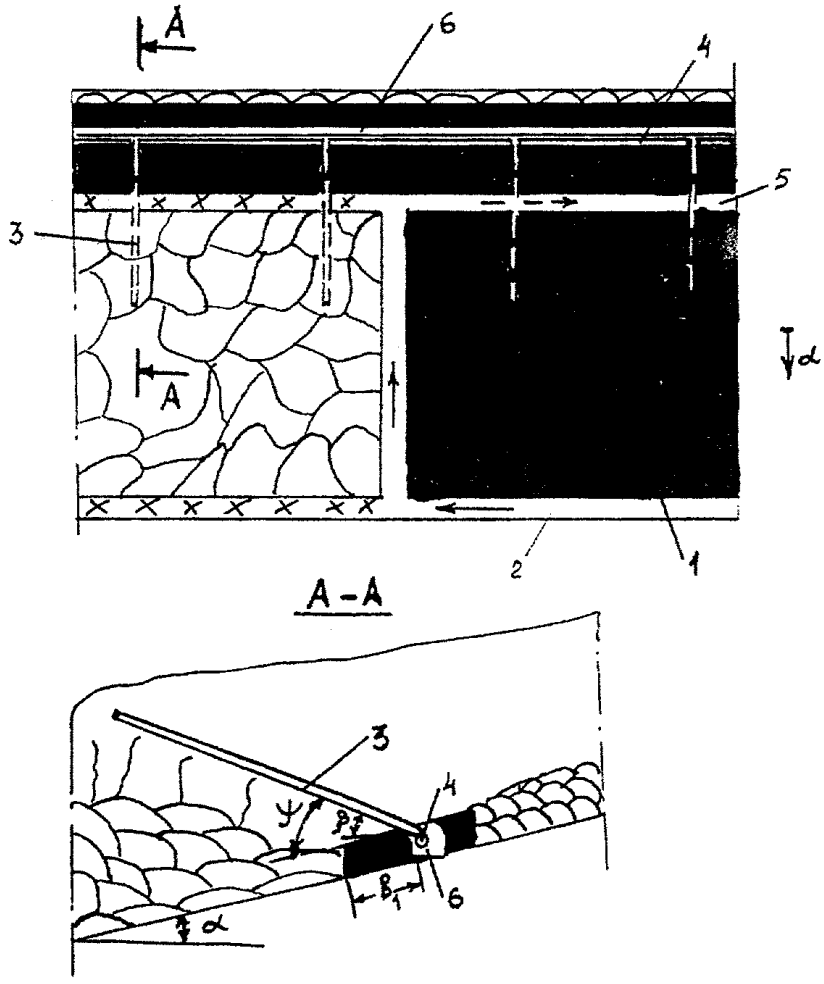
4.2.6. Величина разрежения на устье скважины устанавливается в соответствии с рекомендациями табл.4.2.1.

4.2.7. Дегазационные скважины и отростки труб закладываются вблизи выработок с исходящей вентиляционной струей.

4.2.8. Перфорированные отростки труб подключаются к дегазационному трубопроводу, который проложен в соседней выработке или оставляется в завале.

Параметры дегазации с использованием отростков труб устанавливаются опытным путем или принимается в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении 4 (раздел 4.3).

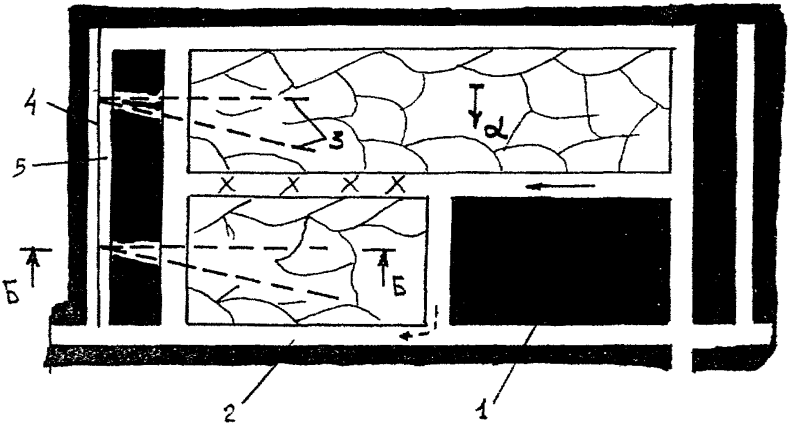
Скважины, пробуренные над целиком угля при сплошной системе разработки пологих или наклонных пластов



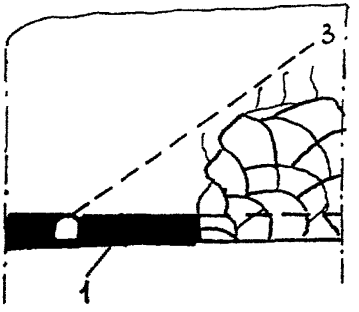
I-разрабатываемый пласт; 2-конвейерный штрек; 3-дегазационная скважина; 4-дегазационный трубопровод; 5-вентиляционный штрек; 6-выработка, охраняемая целиком угля; α - угол падения пласта; ψ-угол разгрузки пород кровли; β - угол возвышения скважины

Рис. 4.2.I а

Скважины, пробуренные из фланговой выработки при отработке пологих или наклонных пластов



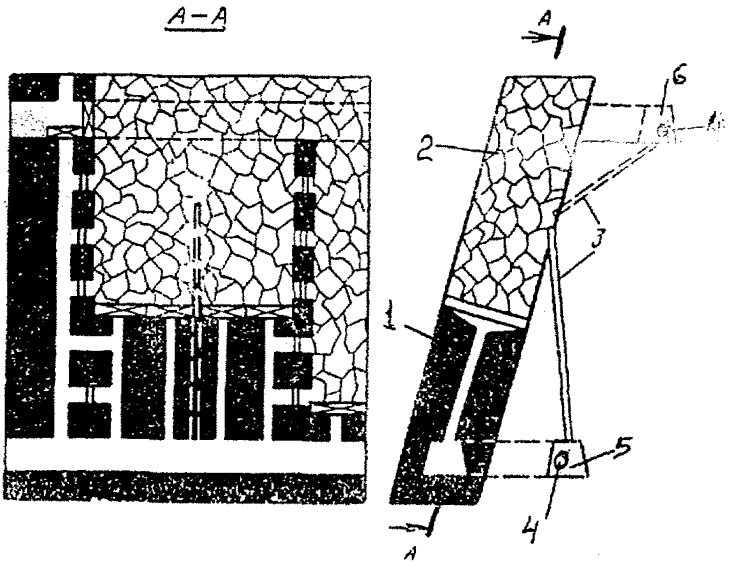
Б - Б



I - разрабатываемый пласт;
2 - вентиляционная выработка;
3 - дегазационные скважины;
4 - дегазационный газопровод;
5 - фланговая выработка

Рис.4.2.Iб

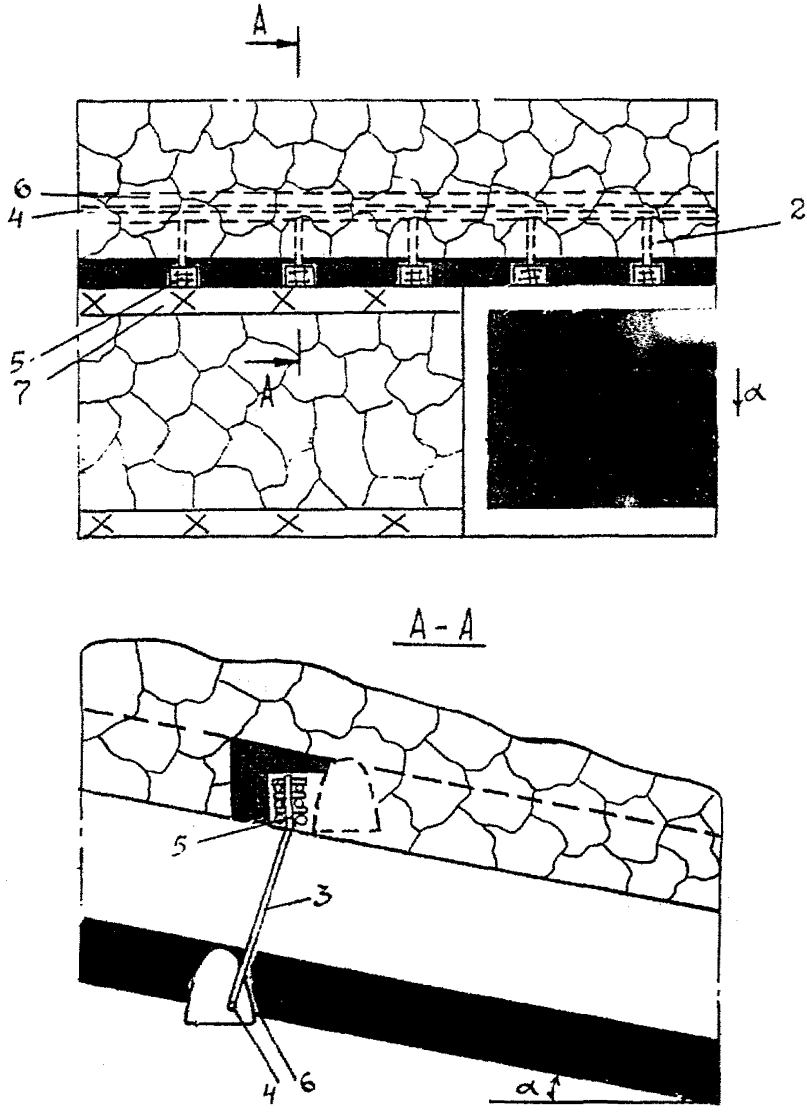
Схема дегазации выработанных пространств мощных крутых пластов скважинами, пробуренными из полевых выработок



1–разрабатываемый пласт;
2–выработанное пространство;
3–дегазационная скважина;
4–дегазационный газопровод;
5–полевой штрек откаточного горизонта;
6–полевой штрек вентиляционного горизонта

Рис.4.2.2

Схема дегазации выработанного пространства перфорированными отрезками труб с использованием сбоечных скважин



I – газопровод; 2 – выработанное пространство;
3-сбоечная скважина;4-дегазационный газопровод;
5-перфорированная труба;6-штрек по нижнему пласту;
7-вентиляционный штрек лавы

Рис.4.2.3

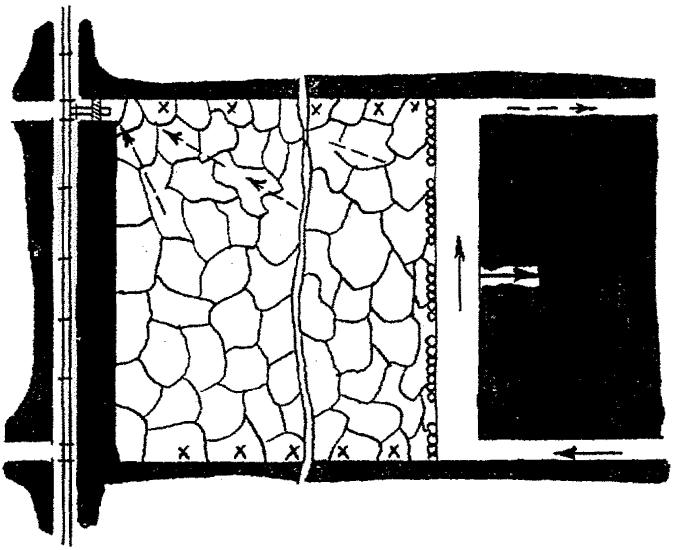


Рис.4.2.4 Отсос газа из выработанного пространства выемочного участка на фланговую выработку

Таблица 4.2.1

Эффективность и условия применения схем дегазации выработанного пространства

Схема дегазации	Вариант схемы	Условия применения и схема расположения скважин или отростков труб	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения у устья скважины/трубопровода	
				10^{-3} Па	мм рт ст
Схема 1. Дегазация скважинами, пробуренными из выработок	1а	Скважины, пробурены над целиком угля при столбовой системе разработки пологих или наклонных пластов (рис.4.2.1,а)	0,6-0,7	6,7	50
	1б	Скважины, пробурены из фланговой выработки при отработке пологих или наклонных пластов (рис. 4.2.1,б)	0,5-0,6	13,3	100
	1в	Скважины пробурены из полевой выработки при отработке крутых пластов (рис.4 2.2)	0,3-0,4	4,0	30
Схема 2. Отвод метана через перфорированные отростки труб	2а	Перфорированные отростки труб оставляются в погашаемой вентиляционной выработке и сообщаются со сбоечными скважинами (рис.4.2.3)	0,4-0,5	6,7	50
	2б	Перфорированные отростки труб заводят за перемычки вблизи монтажной камеры (рис. 4 2.4)	0	6,7	50
	2в	Перфорированные отростки труб подключаются к газопроводу, оставляемому в завале:			
		- подвод вакуума со стороны монтажной камеры	0,4-0,5	6,7	50
		- подвод вакуума со стороны демонтажной камеры	0,3	4,0	30

4.2.9. Величина разрежения, подводимого к отросткам труб, должна быть не менее $6,7 \cdot 10^3$Па (50 мм рт.ст.).

4.2.10. Эффективность и условия применения схем дегазации выработанного пространства приведены в табл.4.2.1.

4.3. Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности.

4.3.1. Дегазацию вертикальными скважинами, пробуренными с дневной поверхности, рекомендуется применять на глубинах разработки до 600 м, если подземные способы дегазации недостаточно эффективны, а условия на земной поверхности позволяют разместить буровое и дегазационное оборудование или можно использовать геолого-разведочные скважины (или скважины ГРП).

4.3.2. Скважина должна углубляться в породы почвы на 5-10 м, когда преобладающим источником метана является уголь разрабатываемого пласта, оставленный в выработанном пространстве при разработке пластов с потерями по площади, его мощности или при слоевой разработке мощных пластов.

4.3.3. Скважины располагаются вдоль вынимаемого столба. Первая скважина должна находиться от разрезной печи (монтажной камеры) на расстоянии 25-30 м. Место заложения последующих скважин выбирается опытным путем.

Расстояние проекции забоя скважины от вентиляционной выработки должно быть не более 1/3.....1/4 длины лавы.

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

4.3.4. Расстояние между вертикальными скважинами должно определяться опытным путем и приниматься кратным шагу обрушения пород основной кровли: минимальное расстояние между скважинами – 60 м, максимальное – 120 м.

4.3.5. Параметры скважин и конструкция обсадной колонны выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий (см. раздел 3).

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

4.3.7. Скважины обсаживаются стальными трубами диаметром не менее 100 мм. Фильтрующая часть обсадных труб перфорируется отверстиями диаметром 15-20 мм или щелевыми пазами.

4.3.8. При отработке пластов угля по бесцеликовой технологии дегазация осуществляется как скважинами, пробуренными на вынимаемом участке, так и скважинами, расположенными на ранее отработанных участках в пределах выемочного поля.

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

4.3.10. На пластах, не склонных к самовозгоранию, и при условии возможности сохранения скважины за монтажной камерой допускается отвод метана из выработанного пространства по неподдерживаемой выработке к скважине, пробуренной с поверхности на неподдерживаемую выработку и сообщенную с вакуумным насосом.

4.3.11. Места заложения вертикальных скважин и параметры дегазации выработанных пространств определяются опытным путем или по рекомендациям, изложенным в Приложении 3 (раздел 3.4), с последующим уточнением.

4.3.12. Возможная эффективность дегазации выработанных пространств действующих очистных участков приведена в табл.4.3.1.

Таблица 4.3.1

Эффективность дегазации выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности

Схема дегазации	Условия применения	Коэффициент дегазации источника, доли ед.	Минимальная величина разрежения на устье скважины	
			10^{-3} Па	мм рт.ст.
Схема 1	Столбовая система разработки с погашением выработок за лавой	0,5-0,6	20	150
Схема 2	Столбовая система разработки с поддержанием выработки с исходящей вентиляционной струей	0,4-0,5	20	150
Схема 3	Сплошная система разработки	0,3-0,4	20	150

5. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С СУФЛЯРАМИ

5.1. Для предупреждения суфлярного метановыделения в проводимые тупиковые выработки рекомендуется применять схемы скважинной дегазации окружающего выработку массива.

Скважины необходимо бурить в предполагаемую зону суфлярных трещин с применением устройства, позволяющего отводить газ в газопровод в процессе бурения. После окончания бурения и герметизации скважина должна быть немедленно подключена к дегазационному трубопроводу.

Скважины 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 суфлярных выделений метана в очистные выработки необходимо своевременно осуществлять дегазацию разрабатываемого, подрабатываемых и надрабатываемых пластов.

5.3. При возникновении суфляра необходимо интенсифицировать процесс дегазации предполагаемого источника его формирования путем повышения вакуума на скважинах. Если такое мероприятие не дает положительного результата, то необходимо бурение дополнительных скважин.

5.4. Если имеется доступ к суфлярным трещинам, обнаруженным в почве выработки, то допускается отвод газа в дегазационную сеть из-под каптажных колпаков, перекрывающих опасные трещины (рис. 5.1.1).

Колпаки могут быть изготовлены из бывших в употреблении решетаков, металлических вентиляционных труб или листового железа.

Размеры колпака определяются протяженностью видимых суфлярных трещин. Если метан выделяется на большой площади, то устанавливается несколько колпаков.

5.5. Перед установкой колпаков на площади выделения газа снимается слой угля или породы на глубину 30-40 см.

Для создания герметичности вокруг колпаков устраивается бетонная или глиняная подушка.

5.6. На колпаке предусматривается патрубок, посредством которого колпак через гибкий шланг сообщается с газопроводом.

Величина разрежения под колпаком должна быть в пределах 30-50 мм рт. ст.

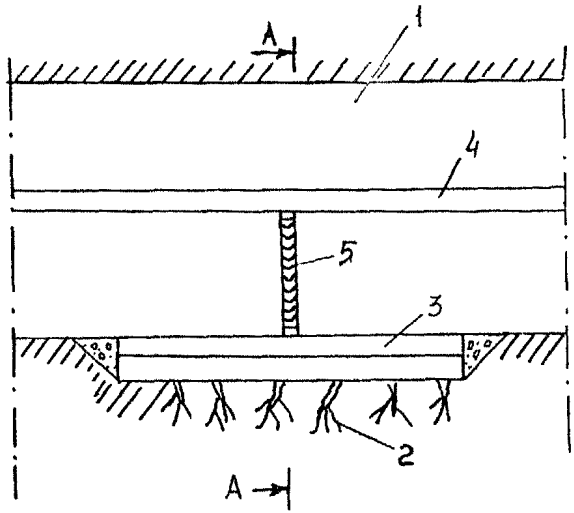
5.7. Допускается отвод газа из-под колпака в выработку с исходящей струей воздуха при наличии в ней камеры смешения.

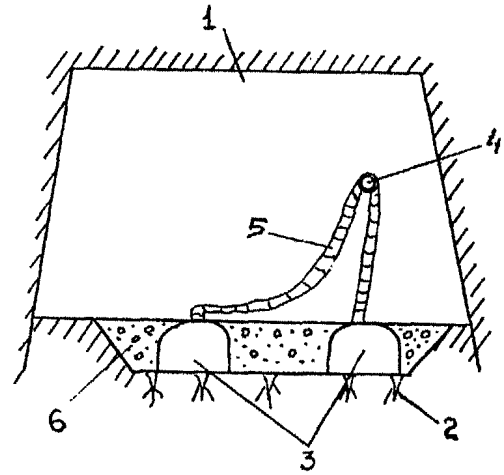
5.8. Если вместе с метаном выделяется вода, то вблизи колпаков монтируется водоотделитель.

5.9. При весьма интенсивных суфлярных выделениях газа, когда невозможно применить указанные выше способы или они оказываются неэффективными, выработку с суфляром необходимо изолировать перемычкой.

Перемычка устанавливается на устье выработки или ближе к ее забою с таким расчетом, чтобы изолировать обильные суфляры.

Схема отвода суфлярных газов при помощи каптажных колпаков

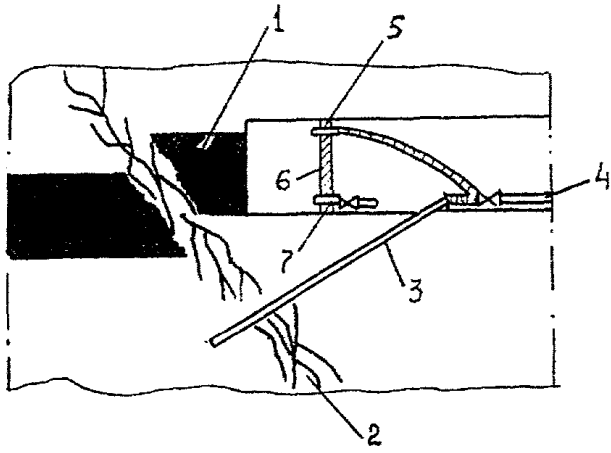




1 – выработка;
2 – массив угли или пород с суфлярными трещинами;
3 – каптажный колпак;
4 – дегазационный трубопровод;
5 – гибкий шланг ;
6 – подушка

Рис.5.1.1

Схема извлечения метана из-за перемычки.



1 - угольный пласт;
2 - геологическое нарушение;
3 - скважина;
4 - газопровод;
5 - труба для отвода газов;
6 - перемычка;
7 - труба с вентилем для слива воды

Рис.5.I.2

Газ из изолированной выработки или ее части отводится по трубе в дегазационный газопровод (рис. 5.1.2.).

5.10. Труба, по которой отводится газ, оборудуется диафрагмой с целью измерения разрежения, расхода извлекаемой газовоздушной смеси и содержания в ней метана.

5.11. На шахтах, опасных по суфлярным выделениям метана и не имеющих стационарных дегазационных систем, необходимо применять передвижные дегазационные установки.

6. ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ШАХТ

6.1. Стационарные вакуумные насосные станции

6.1.1. 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 6.1.1.

Таблица 6.1.1.

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. Машинный зал	А	В-1а
2. РУ до 1 кВ и выше 1 кВ	Г	-
3. Пункт оператора	Г	-
4. Помещение огнепреградителей	А	В-1а
5. Помещение насосов и баков гидросистемы	А	В-1а
6. Помещение аппаратуры газоподготовки	А	В-1а
7. Помещение приемников газоанализаторов	А	В-1а
8. Сливной колодец отработанной воды	А	В-1
9. Приемный колодец градирни	А	В-1г
10. Смотровые колодцы	А	В-1а
11. Тамбур между машинным залом и помещением приемников газоанализаторов	А	В-1б

6.1.2. Машинный зал, помещение огнепреградителей, помещение аппаратуры газоподготовки, помещение насосов и баков гидросистемы могут сообщаться между собой.

На окнах всех помещений ВНС должны устанавливаться металлические решетки.

В машинном зале следует предусмотреть место ремонта вакуум-насосов. Над каждым вакуум-насосом по его оси, а также над огнепреградителями должны устанавливаться монорельсы с ручными передвижными талями требуемой грузоподъемности.

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

6.1.3. 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 0,5м от планировочной отметки земли. Колодцы должны иметь вытяжную трубу с внутренним диаметром не менее 150 мм, выведенную на 3м выше перекрытия.

6.1.4. Упрощенная (принципиальная) технологическая схема ВНС приведена на рис 6.1.1.

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

6.1.6. Характеристики работы вакуум-насосов приведены на рис. 6.1.2 и 6.1.3.

6.1.7. На три одновременно работающих вакуум-насоса в стационарной ВНС необходимо иметь один резервный.

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

6.1.9. Для отвода в атмосферу извлекаемой из шахты газовоздушной смеси на нагнетательном газопроводе каждого коллектора должна предусматриваться труба (свеча), выведенная не менее, чем на 2м 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 1м от здания.

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

6.1.10. 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.

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

6.1.12. Газопроводы и их фасонные части (отводы, переходы, тройники, седловины, заглушки) должны быть стальными, а соединения газопроводов и их

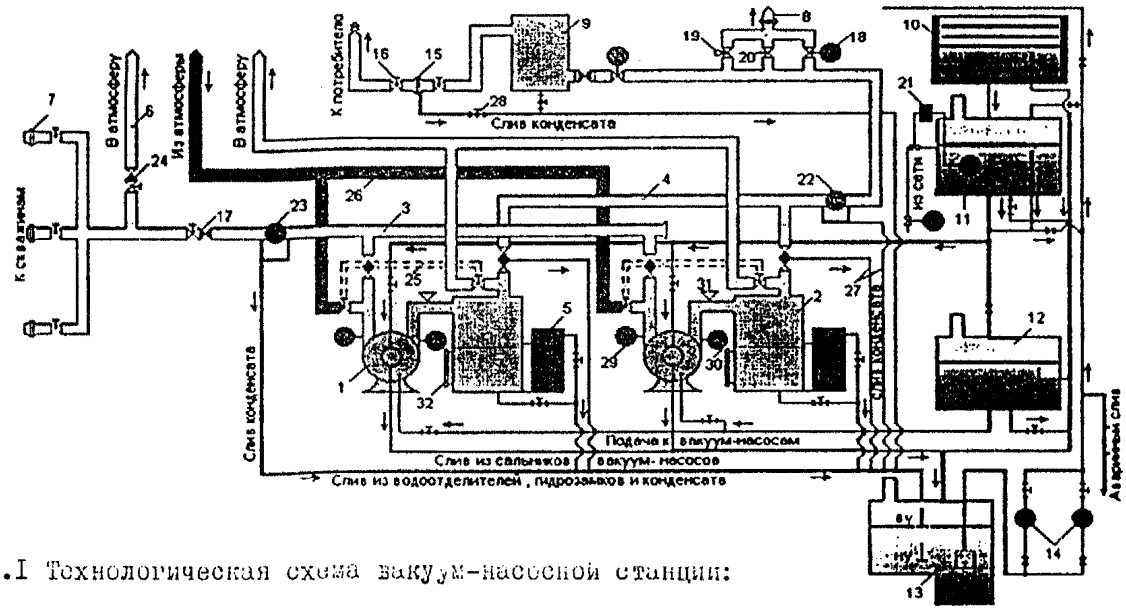


Рис.6.I.I Технологическая схема вакуум-насосной станции:

1 – вакуум-насос;
2 – бак водоотделителя;
3 – всасывающий коллектор;
4 – нагнетательный коллектор;
5 – гидравлический замок;
6 – свеча;
7 – газопроводы из шахты;
8 – свеча;
9 – каплеотделитель;
10 – градирня;
11 – напорный бак;
12 – промежуточный (уравнительный) бак;
13 – сливной колодец;
14 – перекачные насосы;
15 – огнепреградитель;
16 – ручная задвижка;
17 – клапан-отсекатель;
18 – задвижка с электроприводом;
19 – регулятор давления;
20 – предохранительный сбросной клапан;
21 – регулятор уровня;
22 – нормальная диафрагма;
23 – диафрагма с модулем ≥ 0,8;
24 – обратный клапан;
25 – импульсная трубка;
26 – трубопроводы для продувки ВН чистым воздухом;
27 – трубопроводы системы водоснабжения;
28 – вентиль;
29 – вакуумметр;
30 – манометр;
31 – термометр для контроля температуры газовой смеси,
32 – водомерное стекло

Совмещенные характеристика вакуум-насосов с номинальной производительностью 50 м³/мин

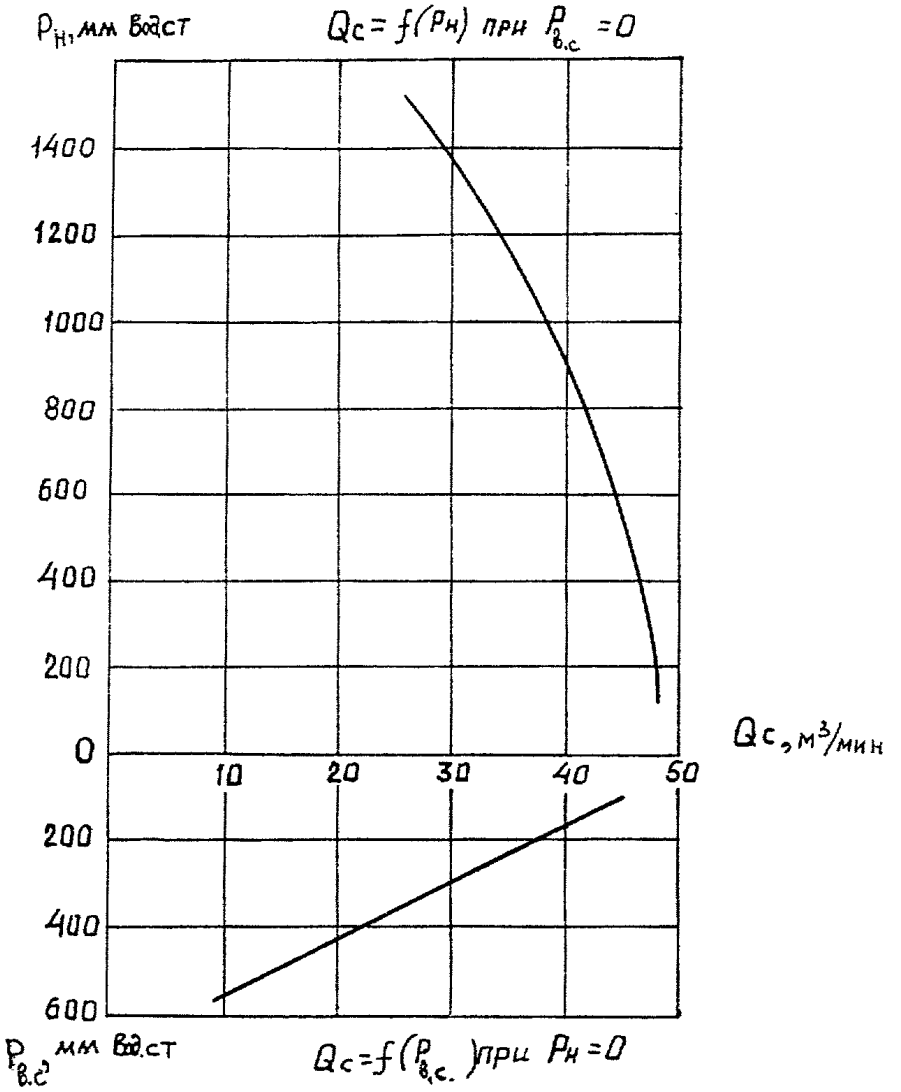


Рис. 6.I.2

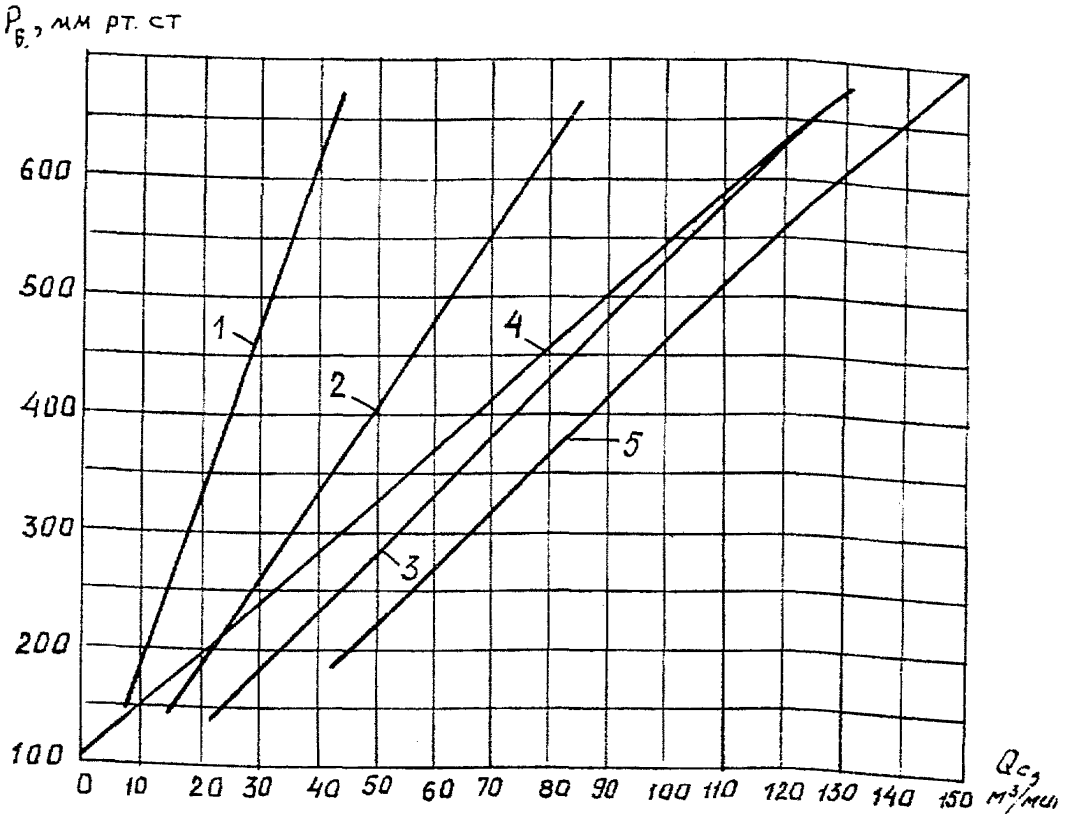


Рис. 6.1.3 Характеристика вакуум-насосов, работающих в режиме всасывания:

I-отдельно работающий насос с номинальной производительностью 50 м^3/мин;

2-два насоса с номинальной производительностью 50 м^3/мин, работающие параллельно;

3- три насоса с номинальной производительностью 50 м^3/мин, работающие параллельно;

4-четвре насоса с номинальной производительностью 50 м^3/мин, работающие параллельно;

5-отдельно работающий насос с номинальной производительностью I50 м^3/мин

фасонных частей - сварными. Соединения газопроводов и их фасонных частей допускается только фланцами.

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

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

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

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

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

6.1.16. ВНС относится к потребителям I категории по бесперебойности обеспечения электроэнергией.

6.1.17. Режим нейтрали ВНС определяется проектом. В сетях переменного тока до 1 кВ с изолированной нейтралью должен выполняться автоматический контроль изоляции с воздействием на отключение.

6.1.18. Территория ВНС, включая градирню или брызгательный бассейн, а также помещения ВНС должны иметь электроосвещение.

6.1.19. Газопроводная сеть ВНС при сдаче в эксплуатацию должна испытываться на плотность под разрежением 15 кПа (100 мм рт. ст.) с составлением акта испытаний.

Нагнетательная часть сети испытывается ежегодно.

6.2. Передвижные наземные вакуум-насосные станции (ПНВНС)

6.2.1. ПНВНС 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 ПНВНС устраиваются с шумопоглощением.

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

6.2.2. На ПНВНС должен быть установлен резервный вакуум-насос.

6.2.3. ПНВНС 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 ШИ-11 или ШИ-12;
- замерной диафрагмой на нагнетательном газопроводе.

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

6.2.5. Помещение машиниста в зимнее время должно отапливаться.

6.2.6. Передвижные подстанции в рудничном исполнении, предназначенные для электроснабжения ПНВНС, могут устанавливаться в пределах ограды ПНВНС.

6.2.7. ПНВНС должна быть обеспечена телефонной связью.

6.3. Передвижная подземная дегазационная установка (ППДУ)

6.3.1. Принципиальная технологическая схема ППДУ (на примере установки ПДУ-50) представлена на рис. 6.3.1.

6.3.2. Передвижные подземные дегазационные установки (ППДУ) должны быть оснащены соответствующими приборами для контроля разрежения, давления, температуры, расхода газовой смеси и уровня воды в водоотделителях.

6.3.3. ППДУ могут эксплуатироваться самостоятельно или совместно (последовательно) со стационарной ВНС.

Допускается использование секционных дегазационных установок (СДУ), состоящих из нескольких однотипных установок (ПДУ-50, ПДУ-25, ПДУ-12, ПДУ-3).

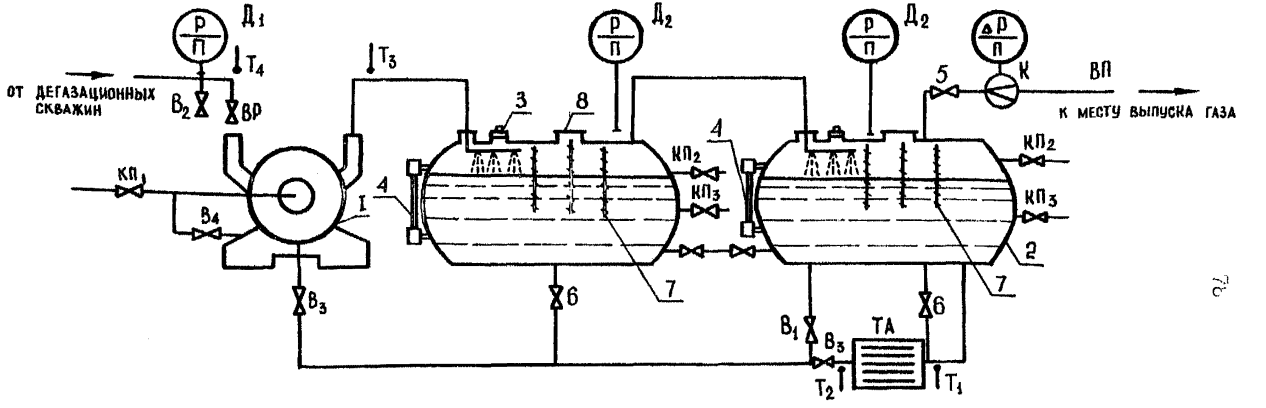
6.3.4. На подземных вакуум-насосных установках (кроме установок с закрытой замкнутой системой водоснабжения) вода должна отводиться в сточную канаву за местом установки вакуум-насоса по направлению вентиляционной струи.

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

6.3.6. Разрешается выпускать метан, извлекаемый ППДУ, в выработку с исходящей струей через камеру смешения. При этом содержание метана в атмосфере выработки за пределом смесителя не должно превышать допустимого параграфом 237 ПБ.

В случае невозможности выполнения настоящего требования извлекаемый метан должен отводиться на поверхность и выпускаться в атмосферу через трубу (свечу) высотой не менее 5м от уровня земли, расположенную далее 15м от промышленных или жилых объектов.

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 – мапюзи; 8 – люк; $Д_I$ – 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. 6.3.I

6.4. Газопроводы

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

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

6.4.3. Дегазационные трубы в шахте соединяются при помощи фланцев, свободно вращающихся на приварном кольце, или других соединений, обеспечивающих герметичность стыков.

6.4.4. Трубы газопровода в магистральных скважинах соединяются встык сваркой.

Для увеличения прочности на сварные швы накладываются пластинки или бандажи длиной 150-200мм.

6.4.5. Дегазационные трубы должны выдерживать давление 0,6 МПа (6 кгс/см^2) при прокладке газопровода по горизонтальным или наклонным выработкам и от 1.0 до 1.6 МПа (10-16 кгс/см^2) - при прокладке по вертикальным выработкам.

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

6.4.7. 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 пластовых дегазационных скважин выделяется вода, то допускается устанавливать один водоотделитель на группу скважин.

Конструкция водоотделителя должна исключать выход газа через него в выработку.

6.4.8. Подземные дегазационные скважины и перфорированные трубы, предназначенные для дегазации выработанного пространства, подсоединяются к самостоятельному газопроводу.

6.4.9. Расчет газопровода производится на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы.

Для участковых газопроводов диаметр должен быть не менее 150мм, магистральных - не менее 300мм.

6.4.10. Допускается прокладка участковых и магистральных газопроводов меньшего диаметра при дегазации разрабатываемых пластов подземными скважинами, имеющими низкие дебиты. В этом случае диаметры участковых и магистральных газопроводов устанавливаются по расходу метановоздушной смеси. Аналогичны допущения и для газопроводов, предназначенных для отвода суфлярных газов.

6.4.11. Методы определения исходных данных для проектирования дегазации и методика расчета газопроводов приведены в Приложениях 5 и 6 соответственно.

6.5. Контроль работы дегазационной сети

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

Основные положения по контролю работы дегазационной системы изложены в Приложении 7.

6.5.2. Отбор проб газовоздушной смеси из газопровода или скважины производится по схеме, изображенной на рис. 6.5.1., для чего используются бюретки Зегера или бутылки емкостью 250-500см^3.

Пробы газа можно отбирать с помощью поршневого насоса-шприца, периодически создающего в своей полости глубокий вакуум и подающего отобранную смесь в газоанализатор или в емкость, из которой затем отбирается проба на газовый анализ.

6.5.3. Объем каптируемого в шахтах метана определяется в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении 6.5.

6.5.4. Если дегазационные мероприятия не обеспечивают проектных показателей расхода и концентрации метана в дегазационной сети, то необходимо проводить вакуумно-газовые съемки, определять места и причины подсосов воздуха в скважины и трубопроводы, разрабатывать мероприятия по достижению проектных показателей (Приложение 8).

Схема отбора проб газовоздушной смеси из газопровода

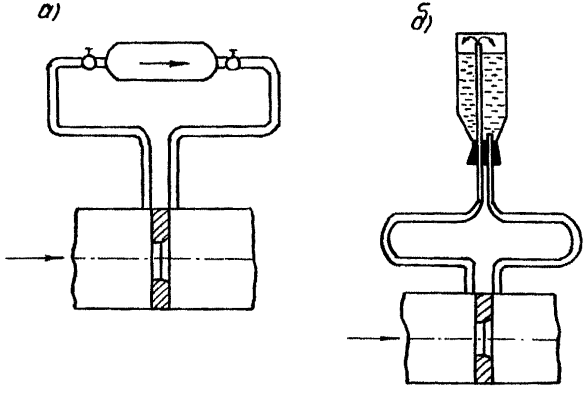


Рис. 6.5.1

7. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ

7.1. Бурение и герметизация скважин

7.1.1. Бурение скважин должно производиться в строгом соответствии с проектом дегазации и паспортом на бурение скважин.

Паспорта на бурение и герметизацию скважин составляются работниками шахты, утверждаются главным инженером шахты и согласовываются с главным инженером организации, производящей буровые работы.

7.1.2. 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.

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

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

7.1.5. Для бурения подземных скважин применяется инструмент диаметром 59, 76, 93, 97, 112 и 118 мм.

7.1.6. Удаление бурового шлама осуществляется с помощью воды, глинистых растворов или сжатым воздухом.

Применение сжатого воздуха допускается при бурении скважин диаметром не более 93мм в угольном и породном массиве, не разгруженном от горного давления, и при давлении воздуха в трубопроводе у бурового станка не менее 0,5 МПа (5 кгс/см^2).

7.1.7. Устье дегазационной скважины должно быть оборудовано обсадной трубой с тампонированием всего затрубного пространства с помощью цементного раствора, бурового шлама или других заполнителей.

Допускается применение герметизаторов (пакеров), исключающих подсосы воздуха.

После окончания тампонажных работ производится проверка качества герметизации (Приложение 9) и в случае необходимости производится перегерметизация устья скважины.

7.1.8. Глубина герметизации подземных скважин должна составлять не менее 6м при угле разворота скважины от оси выработки в пределах 60-90^0 и не менее 10м при угле разворота до 60^0.

Допускается герметизировать короткие скважины (длиной до 20м), предназначенные для борьбы с суфлярами, на глубину менее указанных величин, если обеспечивается разрежение не менее 30 мм рт. ст.

7.1.9. Обсадка скважин для подземного гидроразрыва производится трубами диаметром не менее 73мм, причем 10м обсадки от устья скважин выполняются из цельнотянутых труб, рассчитанных на давление не менее 200 кгс/см^2 (20 МПа). Остальная часть обсадной колонны (20-30м) может выполняться из электросварных труб.

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

7.1.11. Для снижения подсосов воздуха в подземные скважины могут быть применены герметизирующие покрытия, наносимые на стенки выработки (по рекомендациям НИИ и после согласования с ВостНИИ).

7.1.12. 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 представителями шахты и представителем подрядной организации, производящей работы.

7.2. Организация службы дегазации

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

7.2.2. 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 оборудования к бурению дегазационных скважин и определяет параметры скважин;

- производит бурение дегазационных скважин;

- контролирует качество бурения дегазационных скважин и 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 и дебитом метана, разрежением в скважинах и газопроводах;

- ведет установленную техническую документацию по осмотру и ремонту газопроводов, контролю работ дегазационных установок и скважин, параметров каптируемой метановоздушной смеси, подаваемой Потребителю, если таковая имеется;

- обеспечивает безопасность и качество ведения дегазационных работ в соответствии с требованиями ПБ и Инструкции по безопасному ведению дегазационных работ на шахтах, положений основных разделов настоящего Руководства и его Приложений (Приложения 1-10).

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

ИНСТРУКЦИЯ
ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ НА ШАХТАХ

Приложение к § 247 «Правил безопасности в угольных шахтах»

I Общие положения.

1. 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 Госгортехнадзора России.

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 обеспечивающих взрывобезопасность мер, согласованных с ВостНИИ и местными органами Госгортехнадзора России.

Для дегазации шахт должны применяться газоотсасывающие машины, исключающие возможность воспламенения в них отсасываемой метановоздушной смеси, и 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 или передвижные ВНС) должны быть расположены на поверхности. Допускается применение временных подземных вакуум-насосных установок для дегазационных работ, имеющих временный характер. Срок эксплуатации временных ВНС 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 таблице 1.

Территория ВНС должна быть обнесена оградой, изготовленной из негорючего материала. Расстояние от ограды до стен помещения или наружных установок ВНС должно быть не менее 5 м, а высота ограды - не менее 1,5м.

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

8. Помещения наземных стационарных и передвижных ВНС в зависимости от расположенного в них газоопасного оборудования относятся к классам взрывоопасности, указанным в таблице 2.

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

Таблица 1.

Расстояние от ВНС до промышленных и жилых объектов

Наименование объекта	Расстояние, м
1. Технические и жилые сооружения, автомобильные дороги общего пользования, железные дороги	20
2. Линии высоковольтных передач, открыто установленные трансформаторы и электрораспределительные устройства	30
3. Дегазационные скважины	15
4. Породные отвалы: горящие негорящие	 300 За пределами механической защитной зоны, но не более 100м.

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 не должно превышать допускаемого параграфом 237 ПБ.

В случае невозможности выполнения настоящего требования извлекаемый метан должен отводиться на поверхность и выпускаться в атмосферу через

трубу (свечу) высотой не менее 4 м от уровня земли, расположенную не ближе 15 м от промышленных или жилых объектов.

10. Стационарные 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 %.

Во временных и передвижных ВНС, извлекающих газовоздушные смеси через пробуренные с поверхности скважины, допускается контролировать расход газа и содержание метана переносными приборами.

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

Таблица 2

Классы взрывоопасности помещений и установок ВНС

№ п/п	Наименование газоопасного оборудования	Класс взрывоопасности помещения (ПУЭ)	Класс взрывоопасности установок (вне помещения)
1.	Резервуар для воды, поступающей из вакуум-насоса	В-1	В-1г
2.	Вакуум-насосы, водоотделители, каплеуловители, вентили, клапаны-отсекатели, измерительные диафрагмы, регуляторы давления газа, трубопроводы с фланцевыми соединениями	В-1а	В-1г
3.	Расходомеры газа, приемник стационарного анализатора метана	В-1б	

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 % и более.

12. Схема газопроводов в наземных 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 работы такой ВНС.

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, при этом место стока должно быть за вакуум-насосом по направлению вентиляционной струи.

14. Сварочные и автогенные работы в помещениях наземных ВНС допускаются только с разрешения технического руководителя предприятия. Указанные работы должны производиться в соответствии с «Инструкцией по ведению огневых работ в подземных выработках и надшахтных зданиях» при выполнении следующих 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 помещениях ВНС, где проводятся сварочные работы, должно непрерывно контролироваться содержание метана при помощи автоматических приборов. При повышении содержания метана в помещении до 0,5 % сварочные работы должны быть прекращены.

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

16. 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 ликвидаций аварий.

III. Газопроводы

19. Дегазационные газопроводы должны монтироваться из стальных труб с толщиной стенок не менее 2,5 мм с применением фланцев или муфт. Газопроводы, расположенные на поверхности, могут монтироваться из труб, соединяемых сваркой. Все вновь сооружаемые дегазационные газопроводы должны испытываться на плотность под разрежением 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 Госгортехнадзора РФ 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 лесом, а также использовать их в качестве опорных конструкций или заземлителей.

IV. Бурение дегазационных скважин

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

25. Дегазационные скважины разрешается бурить из камер или 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 скважины допускается только через устройство, обеспечивающее изолированный отвод газа из скважины в дегазационный трубопровод.

При бурении дегазационных скважин удаление буровой мелочи должно осуществляться промывочной жидкостью. Допускается бурение скважин с продувкой воздухом при условии принятия мер, исключающих возможность воспламенения метановоздушной смеси.

27. Бурение дегазационных скважин в разгружаемом от горного давления массиве должно производиться в следующем порядке: бурение под обсадную трубу, обсадка скважины и герметизация затрубного пространства, бурение скважины на проектную длину с изолированным отводом газа в дегазационный трубопровод.

28. Дегазационные скважины после окончания их бурения должны быть подключены к дегазационному трубопроводу или герметично закрыты.

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

На каждой действующей дегазационной скважине должны устанавливаться: задвижка, устройство, позволяющее измерять разрежение, расход 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 глубину не менее 2 м, а при диаметре 200 мм и более - ликвидированы в соответствии с параграфом 196 Правил безопасности.

29. При слоевой отработке пласта пробуренные по нижнему слою скважины во время их надработки лавами верхнего слоя не должны отключаться от газопровода до удаления лавы на расстояние не менее 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 50 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.

V. Обслуживание дегазационных систем

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

32. Запрещается остановка ВНС на срок более 30 мин без разрешения технического руководителя предприятия.

В случае остановки ВНС необходимо немедленно отвести поступающий по газопроводу газ в атмосферу, а на шахтах с всасывающим способом проветривания перекрыть все не подключенные к работающим передвижным наземным вакуум-насосным станциям 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 1).

34. При аварии в выработке, в которую отводится газ, извлекаемый подземной ВНС, 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, по которому или до которого они пробурены, а также с нанесением местоположения забоя лавы.

36. В случае воспламенения выбрасываемой в атмосферу метановоздушной смеси необходимо перекрыть задвижку на всасывающем газопроводе и остановить вакуум-насос.

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

Подача газа потребителям или ее прекращение производится после предварительного предупреждения потребителей, использующих каптируемый газ.

37. При монтажных 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 1

Журнал контроля работы ВНС

№ п/п	Дата	Смена	Время проведения	№ 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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

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_____

Приложения

Приложение 1

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕГАЗАЦИИ

1.1. Критерием, определяющим необходимость выполнения работ по дегазации источников метановыделения, является повышение метанообильности выработок I сверх допустимой по фактору вентиляции $I_в$ (без дегазации), т.е.

$$I > I_в = \frac{60VS(c - c_0)}{к_н}, \qquad (1.1)$$

где I - метанообильность выработки (фактическая или по прогнозу), $м^3$/мин;

$I_в$ - допустимое по фактору вентиляции метановыделение в выработку без дегазации источников метановыделения, $м^3$/мин;

V - скорость движения воздуха в выработке, $м^3$/с;

S - сечение выработки для прохода воздуха, $м^2$;

c - допустимая концентрация метана в вентиляционной струе, %;

c_0 - концентрация метана в поступающей вентиляционной струе, %;

$к_н$ - коэффициент неравномерности метановыделения, принимается согласно Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт.

1.2. Необходимое значение коэффициента дегазации ($К'_д$, доли ед.) выработки (призабойного пространства лавы, выемочного участка или подготовительной выработки) определяется по формуле

$$К'_д = 1 - \frac{I_в}{к_н I} \qquad (1.2)$$

1.3. Фактическая эффективность дегазации оценивается коэффициентом ($К_д$, доли ед.) дегазации, равным отношению величины снижения газообильности горной выработки за счет дегазации к газообильности выработки без применения дегазации

$$К_д = \frac{I - I'}{I}, \qquad (1.3)$$

где I' - метановыделение в выработку при применении дегазации, $м^3$/мин.

При фактически измеренном расходе каптируемого метана величина коэффициента $К_д$ может быть определена по формуле

$$K_g = \frac{I_g}{I_g + I'}, \qquad (1.4)$$

где I_g - суммарный расход метана, извлекаемого на выемочном участке средствами дегазации, $м^3$/мин.

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

$$K_{ge} = n_{пл}\,k_{g\,пл} + n_{с\,п}k_{g\,с.п} + n_{с\,н}k_{g\,с\,н} + n_{п}k_{g\,п}, \qquad (1.5)$$

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

$k_{g.пл}$, $k_{g.с\,п}$, $k_{g\,с.н}$, $k_{g.п}$ - коэффициент дегазации соответственно разрабатываемого пласта, сближенных подрабатываемых пластов, сближенных надрабатываемых пластов и газоносных пород, доли ед.

Долевое участие i-го источника (n_i, доли ед.) метановыделения в газовом балансе участка без дегазации устанавливается из соотношения

$$n_i = \frac{I_i}{I}, \qquad (1.6)$$

где I_i - метановыделение на участке из i-го источника метановыделения, $м^3$/мин;

I - метановыделение на выемочном участке, $м^3$/мин.

Значения n_i, I_i, I устанавливаются согласно Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт.

1.5. Коэффициент дегазации i-го источника метановыделения ($к_{g.i}$, доли ед.) рассчитывается по формуле

$$к_{g\,i} = \frac{I_{g\,i}}{I_i}, \qquad (1.7)$$

где $I_{g\,i}$ - расход метана, извлекаемого средствами дегазации из i-го источника , $м^3$/мин.

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

При оценке эффективности комплекса способов (схем) дегазации выемочного участка определяются фактические коэффициенты дегазации каждого способа и комплексной схемы в целом.

Оценка эффективности отдельных способов и схем дегазации источников метановыделения приведена в приложениях 2-4.

1.7. Эффективность работы дегазационной системы на шахте оценивается величиной коэффициента $K_{дег}$.

$$K_{дег} = \frac{\sum_{j=1}^{k} I_{дj}}{\sum_{j=1}^{k} \left(I_{д} + I'_{j} \right)}, \qquad (1.8)$$

где k - число дегазируемых горных выработок (подготовительных и выемочных участков);

j - индекс дегазируемого участка.

Количество извлеченного средствами дегазации метана ($I_{дj}$, м^3/мин) и газовыделение в вентиляционную сеть (I_j, м^3/мин) принимаются по отдельно взятым участкам.

Приложение 2

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ

2.1. *Параметры дегазации угольных пластов подземными скважинами*

2.1.1. На оконтуренном выработками участке пологого или наклонного пласта расстояние R_c (в метрах) между параллельными очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами определяется по формуле

$$R_c = \frac{\ell'_c m_q \frac{g_0}{a} \ln(a\tau + 1)}{\ell_{cq}\, m \gamma k'_{дпл} q_{пл}}. \qquad (2.1.1)$$

где - ℓ'_c - полезная длина скважины, м. Рассчитывается по формуле

$$\ell'_c = \ell_c - \ell_г \qquad (2.1.2)$$

ℓ_c - длина скважины, м;

$\ell_г$ - глубина герметизации устья скважины, м;

m_q и m - дегазируемая скважинами и полная мощность угольных пачек пласта соответственно, м;

g_0 - начальное удельное метановыделение в скважину, $м^3/(м^2\ сут)$;

a - коэффициент, характеризующий темп снижения метановыделения из пласта в скважины во времени, $сут^{-1}$;

τ - продолжительность дегазации пласта скважинами, сут;

$\ell_{оч}$ - длина очистного забоя, м;

γ - объемная масса угля, $т/м^3$;

$q_{пл}$ - метановыделение из пласта без его дегазации, $м^3/т$;

$K'_{дпл}$ - необходимая эффективность дегазации пласта, доли ед.

2.1.2. Длина скважин, буримых за контуры будущих выработок, устанавливается исходя из того, чтобы дегазируемый на участке массив угля был перебурен на 5-10м восходящими и на 15-20м нисходящими скважинами (см. рис. 2.1.3 и 2.1.4).

2.1.3. Величина g_0 принимается по фактическим данным или рассчитывается по формуле

$$g_0 = \beta \cdot x, \qquad (2.1.3)$$

где β - коэффициент, величина которого находится из выражения

$$\beta = \frac{1}{16 + 12m}; \qquad (2.1.4)$$

x - метаноносность дегазируемого пласта, $м^3/т$ с.б.м.

2.1.4. Величина коэффициента «а» принимается по фактическим данным или определяется по формуле

$$a = в - cV^{daf}, \qquad (2.15)$$

где V^{daf} - выход летучих веществ, %;

в и с - эмпирические коэффициенты, значения которых составляют при $V^{daf} \leq 25\%$ соответственно 0,042 и $8{,}8 \cdot 10^{-4}$, а при $V^{daf} > 25\%$ - 0,025 и $3{,}9 \cdot 10^{-4}$.

2.1.5. Значения показателей газоотдачи пласта g_0 и а, рассчитанные по формулам (2.1.3) и (2.1.5), подлежат корректировке по мере накопления данных о метановыделении в скважины или группу скважин (см. «Методические положения по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах», ННЦ ГП-ИГД им.А.А.Скочинского, Люберцы-Макеевка, 2000г., 116с.).

2.1.6. Показатели газоотдачи угольных пластов в скважины целесообразно определять до начала дегазационных работ по материалам газовоздушных съемок, которые необходимо проводить в тупиковых подготовительных выработках на подлежащем дегазации выемочном поле (участке) по методу ННЦ ГП-ИГД им.А.А.Скочинского (см. упомянутые выше «Методические положения.....»).

2.1.7. Расстояние $R_к$ между кустами восстающих или горизонтальных перекрещивающихся скважин (одна скважина пробурена параллельно очистному забою, вторая - ориентированно на забой лавы с углом встречи 30-35^0) рассчитывается по формуле

$$R_к = к_и R_c, \qquad (2.1.6)$$

где $к_и$ - коэффициент интенсификации метановыделения в перекрещивающиеся скважины

$$к_и = 2{,}8 - 1{,}31f \qquad (2.1.7)$$

f - крепость угля по М.М.Протодьяконову.

2.1.8. Углы заложения скважин, ориентированных на очистной забой, определяются по формулам, приведенным в табл. П.2.1.1.

2.1.9. При слоевой отработке мощных угольных пластов работы по дегазации проводятся в лавах верхнего слоя. При этом расстояние между ориентированными на забой лавы скважинами, пробуренными из выработки нижнего слоя (см.

рис. 2.2.5) или пробуренными на нижний слой из выработки верхнего слоя(см. рис. 2.2.6), принимается равным $2R_к$.

С таким же интервалом бурятся и ориентированные на очистной забой фланговые скважины (см. рис. 2.2.1 и 2.2.2).

После частичного или полного завершения очистных работ на дегазируемом участке параметры дегазации угольного пласта должны быть скорректированы.

2.1.10. Расстояние $R_н$ между параллельно-одиночными нисходящими скважинами определяется по формуле

$$R_н = R_c/2 \qquad (2.1.8.)$$

с последующей корректировкой.

Таблица П 2.1.1

Углы заложения ориентированных на очистной забой скважин, пробуренных из участковой выработки

Направление отработки пласта очистным забоем	Угол наклона скважин к горизонту β, град.	Угол разворота скважин φ, град.
По простиранию (скважины бурят из конвейерной выработки)	$\sin\beta = \sin\lambda \cdot \sin\alpha$	$\operatorname{ctg}\varphi = \operatorname{tg}\lambda \cdot \cos\alpha$
По простиранию (скважины бурят из вентиляционной выработки)	$\sin\beta = -\sin\lambda \cdot \sin\alpha$	$\operatorname{ctg}\varphi = \operatorname{tg}\lambda \cdot \cos\alpha$
По восстанию	$\sin\beta = -\cos\lambda \cdot \sin\alpha$	$\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{ctg}\lambda \cdot \cos\alpha$
По падению	$\sin\beta = \cos\lambda \cdot \sin\alpha$	$\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{ctg}\lambda \cdot \cos\alpha$

В табл. П 2.1 λ - угол между осью выработки и проекцией скважины на плоскость пласта, град. Определяется графически с плана горных работ.

2.1.11. Расстояние $L_г$ (в метрах) между скважинами гидроразрыва, буримыми из подземных выработок, определяется из выражения

$$L_г = 2R_г - 10, \qquad (2.1.9)$$

где $R_г$ - радиус действия скважины гидроразрыва, м. Определяется опытным путем или по рекомендациям НИИ (ориентировочно $R_г \leq 30$м).

2.1.12. Необходимое количество жидкости $Q_ж$ (в $м^3$ воды или воды с добавками) для гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные вкрест простирания пласта из полевых выработок, рассчитывается по формуле

$$Q_ж = \pi R_г^2 m k_з, \qquad (2.1.10)$$

где m - полная мощность пласта, м;

k_3 - коэффициент, учитывающий заполнение угольного массива жидкостью. Определяется опытным путем или принимается по табл. П 2.1.2

Таблица П 2.1.2

Пласты угля	Мощные	Средней мощности
Коэффициент $к_3$	0,0007-0,0010	0,0012-0,0017

2.1.13. При гидроразрыве угольного массива через скважину, пробуренную по разрабатываемому пласту, количество рабочей жидкости $Q_ж$ (в $м^3$) определяется по формуле

$$Q_ж' = (\pi R_г^2 + 2R_г \cdot \ell'_г)mk_3, \qquad (2.1.11)$$

где $\ell'_г$ - полезная длина скважины гидроразрыва, м.

2.1.14. Давление жидкости $P_г$ (МПа), при котором происходит гидроразрыв угольного пласта (опыт Караганды), определяется по формуле

$$P_г = 0{,}3H - 41{,}8, \qquad (2.1.12)$$

где Н - глубина залегания угольного пласта от земной поверхности, м.

2.1.15. Оборудование для проведения гидроразрыва пласта должно обеспечивать давление нагнетаемой жидкости не менее величины $P_г$, определенной по формуле (2.1.12).

2.1.16. Расчетное время $t_г$ (в часах) работы насоса рассчитывается как отношение требуемого количества жидкости (формулы 2.1.10 и 2.1.11) к темпу ее закачки, принимаемому равным производительности насоса, т.е.

$$t_г = Q_ж/q_н, \qquad (2.1.13)$$

где $q_н$ - темп нагнетания (закачки) жидкости в пласт угля, $м^3/ч$.

2.1.17. Расстояние между пластовыми скважинами, буримыми в зонах гидроразрыва, рассчитывается по формуле

$$R_c^г = K_н^г R_c, \qquad (2.1.14)$$

где $K_н^г$ - коэффициент интенсификации газовыделения в скважины предварительной дегазации, пробуренные в зонах гидроразрыва (табл. П 2.1.3)

Таблица П 2.1.3

Значения коэффициента $К_и^1$

Продолжительность предварительной дегазации угольных пластов, сут.	Величина коэффициента $К_и^1$
120	1,9
180	1,8
270	1,7
360	1,6
450	1,5

2.1.18. Параметры скважин при дегазации крутых и крутонаклоных угольных пластов устанавливаются с учетом геометрических размеров подготовленных (или подготавливаемых) к отработке выемочных столбов и указаний по расположению скважин, изложенных в п. 2.2.8 настоящего руководства (см. раздел 2).

2.2. Параметры активного воздействия на неразгруженные угольные пласты через скважины, пробуренные с поверхности

При заблаговременной дегазации угольных пластов

2.2.1. Эффективный радиус $R_э$ (в метрах) активного воздействия на не разгруженный от горного давления угольный пласт определяется по формуле

$$R_э = \sqrt{R_1 \cdot R_2}, \qquad (2.2.1)$$

где R_1 и R_2 - соответственно большая и малая полуоси эллипса зоны гидрорасчленения угольного пласта, м.

Эллипсы зоны гидрорасчленения ориентированы большой полуосью в направлении главной системы естественных трещин, причем

$$R_2 = 0{,}7 \cdot R_1 \qquad (2.2.2)$$

2.2.2. При заблаговременной дегазации величина $R_э$ принимается равной 120-140м в зависимости от раскройки шахтного поля и направления основной системы трещиноватости пласта.

2.2.3. Скважины, предназначенные для гидрорачленения, располагаются таким образом, чтобы 1) отсутствовали необработанные участки пласта при минимальном количестве скважин, 2) перекрывались зоны воздействия от смежных скважин и 3) скважины, пересекая пласт угля, находились на расстоянии 30-40м от запланированных на выемочном поле выработок.

2.2.4. Объем $Q_ж$ (в $м^3$) рабочей жидкости для закачки в пласт находится из выражения

$$Q_ж = K_н \pi R_э^2 m_п n_э, \qquad (2.2.3)$$

где $K_н$ - коэффициент, учитывающий потери жидкости на фильтрацию и нарушенность пласта на обрабатываемом участке. Принимается равным 1,1-1,6;

$m_п$ - полная мощность пласта, м;

$R_э$ - эффективный радиус воздействия, м;

$n_э$ - эффективная пористость угольного пласта, доли ед.

2.2.5. Необходимое количество товарной соляной кислоты $Q_{кт}$ (в тоннах) рассчитывается по формуле

$$Q_{кт} = 10^2 \pi R_э m_п \rho_{уг} C_к q_{уд} C^{-1}_{кт} к_ц к_и \qquad (2.2.4)$$

где $\rho_{уг}$ - плотность угля, т/м^3;

$C_к$ - содержание карбонатов в фильтрующих каналах, доли ед.;

$q_{уд}$ - удельный расход 100% соляной кислоты на 1т карбонатов. Принимается равной 0,73 т/т;

$C_{кт}$ - концентрация товарной кислоты ($C_{кт}$ = 26%);

$к_ц$ - коэффициент, учитывающий сорбцию и скорость реакции соляной кислоты с карбонатами ($к_ц$ = 0,02);

$к_н$ - коэффициент, учитывающий интерференцию скважин и неравномерность обработки массива ($к_и$ = 0,8).

2.2.6. Объем кислотного раствора $Q_{кр}$ (в м^3) с рабочей концентрацией $C_р$, равной 4%, составляет

$$Q_{кр} = \frac{Q_{кт} C_{кт}}{\rho_к C_р}, \qquad (2.2.5)$$

где $\rho_к$ - плотность соляной кислоты, принимается равной 1,1 т/м^3.

2.2.7. Кислотный раствор объемом $Q_{кр}$ закачивается порциями 180 м^3, между которыми подаются порции воды или раствора ПАВ.

Рабочий темп $q_р$ (м^3/с) закачки ПАВ и воды определяется по формуле

$$q_р = \frac{R - 90}{3,5} \sqrt{\frac{\pi m_п n}{Q'}}, \qquad (2.2.6)$$

где $Q = Q_ж - Q_{кр} - 200$, м^3.

2.2.8. Ожидаемое давление $P_у$ (МПа) на устье скважины при рабочем темпе нагнетания жидкости определяется из выражения

$$P_y = (0{,}02 \div 0{,}025)H, \qquad (2.2.7)$$

где H - глубина залегания пласта, м.

2.2.9. При циклическом пневмогидровоздействии темп и объем закачки рабочих агентов в каждом последующем цикле на 15-20% выше предыдущего. Число циклов определяется числом трещин (принимается по рекомендациям геологов).

2.2.10. Суммарный объем $Q_{пгв}$ (в $м^3$) нагнетаемых при пневмовоздействии рабочих агентов должен удовлетворять условию

$$Q_{пгв} \geq Q_{ж}. \qquad (2.2.8)$$

Объем рабочих агентов определяется по формуле

$$Q_{пгв} = Q_г + Q_{рж}, \qquad (2.2.9)$$

где $Q_{рж}$, $Q_г$ - соответственно объем жидкости и газообразного рабочего агента при давлении нагнетания $м^3$.

2.2.11 Общий объем $Q_{рж}$ (в $м^3$) закачиваемой рабочей жидкости при пневмогидровоздействии составит

$$Q_{рж} = \frac{Q_{рж} P_{з.в} Z}{P_{з.в} Z + (30 \div 50) P_0}, \qquad (2.2.10)$$

где $P_{з.в}$ - давление нагнетания газообразного агента, МПа;
P_0 - атмосферное давление, МПа;
Z - коэффициент сжимаемости газа. Принимается по таблицам в зависимости от давления нагнетания.

2.2.12. Рабочий темп закачки $q_р$ (в $м^3/с$) жидкости в последнем цикле, обеспечивающий необходимый радиус обработки, определяется по формуле

$$q_р = \frac{R_з - 90}{3{,}5} \sqrt{\frac{\pi m_п n_з}{Q_ж}}, \qquad (2.2.11)$$

2.2.13. Для каждого цикла в соответствии с радиусом обработки и объемами закачки определяется насыщенность пласта рабочими агентами, на основе которой корректируется величина эффективной пористости.

2.2.14. При проведении пневмовоздействия объем V (в $м^3$) закачиваемого в массив газообразного рабочего агента устанавливается по фактору заполнения всего фильтрующего объема в зоне обработки и определяется по зависимости

$$V = \pi R_э^2 m_п n_ф \frac{P_{ср}}{zP_0} \frac{T_в}{(T_0 + \Delta T_{пл})} K_1, \qquad (2.2.12)$$

где $m_п$ - мощность пласта или свиты пластов, м;

$n_ф$ - фильтрующая пористость пласта по газу, доли ед.;

$P_{ср}$ - среднее давление газообразной среды, МПа.

$$P_{ср} = \frac{P_{з.в} + P_{пл}}{2}, \qquad (2.2.13)$$

$P_{з.в}$ - давление закачки газообразного агента (воздуха), МПа;

$P_{пл}$ - давление газа в пласте, МПа;

$T_в$ - температура нагнетаемого воздуха, град;

K_1- суммарный коэффициент потерь воздуха (1,2-1,8);

$T_{пл}$ - температура пласта после нагнетания воздуха, град.

$$T_{пл} = T_0 + \Delta T_{пл}, \qquad (2.2.14)$$

Допускается принимать $T_{пл} = T_0$

2.2.15. Суммарный объем извлекаемого газа, зависящий от газоносности обрабатываемого пласта и времени эксплуатации скважин, определяется по формуле

$$q' = a \ln t/k_0 + b, \quad м^3/т \qquad (2.2.15)$$

где t - время освоения и эксплуатации скважин гидрорасчленения, т.е. срок дегазации (t>3 лет);

a,b - коэффициенты, значения которых приведены в табл. П 2.2.1;

k_0 - коэффициент приведения, k_0 = 1 год.

Таблица П 2.2.1

Значения коэффициентов a и b

Коэффициенты	Размерность	Природная газоносность пласта, $м^3/т$		
		10-15	15,1-20	20,1-25
a	$м^3/т$	2,1-2,8	2,9-3,3	3,4-3,7
b	$м^3/т$	0,7-1,0	1,1-1,4	1,5-1,9

Значения коэффициентов a и b внутри интервалов определяются интерполяцией.

При дегазации выемочных участков

2.2.16. При предварительной дегазации оконтуренных или подготавливаемых к отработке выемочных участков с последующим после гидрорасчленения

бурением пластовых скважин скважины гидрорасчленения располагаются по середине выемочного столба.

Величина $R_э$ (в метрах) в таком случае определяется из выражения

$$R_э = 0{,}5 \cdot l_{оч}, \qquad (2.2.16)$$

а расстояние R′ (в метрах) от разрезной печи до первой скважины гидрорасчленения - по формуле

$$R' = 0{,}35 \cdot l_{оч}, \qquad (2.2.17)$$

где $l_{оч}$ - длина лавы, м.

2.2.17. Расстояние R'' (в метрах) между последующими скважинами гидрорасчленения, располагаемыми вдоль столба, определяется из условия перекрытия зон воздействия соседних скважин и в зависимости от направления основной трещиноватости рассчитывается по формуле

$$R''_э = K_т \cdot l_{оч}, \qquad (2.2.18)$$

где $K_т$ - коэффициент, равный 0,9-1,3.

2.2.18. Объем закачиваемой рабочей жидкости в пласт на выемочном участке определяется по формуле (2.2.3).

2.2.19. Рабочий темп q (в $м^3/с$) закачки растворов ПАВ или воды на участке находится из выражения

$$q = 0{,}005 \cdot R_э \cdot \sqrt{\frac{\pi m_д n_э}{Q_ц}}, \qquad (2.2.19)$$

где $Q_ц$ - объем закачки жидкости за цикл, $м^3$.

2.2.20. Расстояние R (в метрах) между пластовыми скважинами в зонах гидрорасчленения принимается с учетом величины коэффициента интенсификации газоотдачи пластовых скважин ($K_{и.г.}$) и рассчитывается по формуле

$$R = K_{и.г.} \cdot R_с, \qquad (2.2.20)$$

где $R_с$ - расстояние между пластовыми дегазационными скважинами без применения средств интенсификации газоотдачи угольных пластов. Определяется опытным путем или по формуле (2.1.1).

2.2.21. Величина коэффициента $K_{и.г.}$ устанавливается опытным путем. Ориентировочные его значения могут быть приняты в пределах 1,5-3.

2.2.22. Параметры воздействия на углевмещающую толщу пород определяются по методике МГТУ для каждого пласта в свите в зависимости от горно-геологических и горнотехнических условий залегания и разработки угольных пластов.

Приложение 3

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ

3.1. Параметры дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов

3.1.1. Параметры скважин, буримых из участковых выработок на подрабатываемые пласты (см. в качестве примера рис. 3.1.1), определяются по формулам, приведенным в табл. П3.1.1.

3.1.2. При бурении скважин из фланговых выработок (см. рис. 3.1.4) задаются значением угла φ. Остальные параметры скважин определяются по формулам, приведенным в табл. П3.1.2.

Таблица П 3.1.2

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

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

3.1.3. При бурении развернутых на очистной забой скважин из поддерживаемой за лавой выработки (см. рис. 3.1.2) задаются величиной a_1 (проекция оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, в метрах), которая рассчитывается по формуле

$$a_1 = L_б = 1{,}3 t_{б.г} V_{оч} + M/\operatorname{tg}\psi, \qquad (3.1.1)$$

где $L_б$ - расстояние от очистного забоя до места установки бурового станка, м;

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

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

M - расстояние от разрабатываемого пласта до дегазируемого, м;

Таблица П3.1.1.

Параметры скважин для дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов

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

Обозначение символов:

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 табл. П 3.1.3), 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;

α - угол падения пласта, град;

a_1 - проекция оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м.

Примечание: Верхний знак (плюс или минус) здесь и в дальнейшем принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, нижний - в сторону восстания.

ψ - угол разгрузки подрабатываемой толщи пород, град. Определяется опытным путем или по табл. П 3.1.3.

Таблица П 3.1.3.

Значение угла разгрузки подрабатываемой толщи пород

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

3.1.4. В качестве величины М при расчете параметров скважин, предназначенных для дегазации подрабатываемых пластов и извлечения кондиционного метана в Печорском бассейне, принимается расстояние от разрабатываемого пласта до зоны повышенной газоотдачи, которая располагается в кровле на расстоянии 15-20 вынимаемых мощностей пласта.

3.1.5. Величина b_1 (протяженность зоны, препятствующей интенсивной разгрузке пород вблизи выработки, из которой бурится скважина) определяется по табл. П 3.1.4.

Таблица П 3.1.4

Протяженность зоны, в которой скважины защищены от разрушения

Способ охраны выработки, из которой пробурены скважины	Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки (b_1), м
Оставление целиков угля	$l_ц + 5$
Возведение костров, буто-костров, бутовых полос шириной менее 10м	5
Возведение бутовых полос шириной более 10м	$0{,}5l_б$

Примечание: $l_ц$ - ширина целика угля, м;

$l_б$ - ширина бутовой полосы, м

3.1.6. Графическое определение параметров дегазационных скважин при бурении их навстречу очистному забою производится на одномасштабных планшете (или выкопировке с плана горных работ) и вертикальном разрезе угленосной толщи дегазируемого участка.

На вертикальном разрезе, например, в лаве по простиранию, из точки А (рис. П 3.1.1), соответствующей устью скважины, по падению пласта откладывается отрезок $АК = c_1 + b_1$.

Из точки К под углом ψ разгрузки подрабатываемой толщи горных пород к линии падения пласта проводится линия КВ до дегазируемого подрабатываемого пласта. Отрезок АВ представляет собой проекцию скважины на вертикальную плоскость, проходящую через точку А. Из точки В опускается перпендикуляр BF на горизонталь АН, проведенную через точку А.

На плане горных работ параллельно вентиляционному штреку на расстоянии AF, взятом с разреза Б-Б, проводится линия FH. Из точки А по линии простирания пласта откладывается отрезок AG, равный величине a_1, затем из точки G восстанавливается перпендикуляр GC к линии AG до пересечения с линией FH. Отрезок АС есть проекция скважины на горизонтальную плоскость, угол FAC - искомый угол разворота скважины φ.

На вертикальном разрезе из точки А на горизонтали АН откладывается отрезок АС, взятый из плана горных работ. Из точки С восстанавливается перпендикуляр СД, равный BF. Отрезок АД есть искомая длина скважины в соответствующем масштабе, угол ДАС - искомый угол наклона скважины к горизонту (угол β).

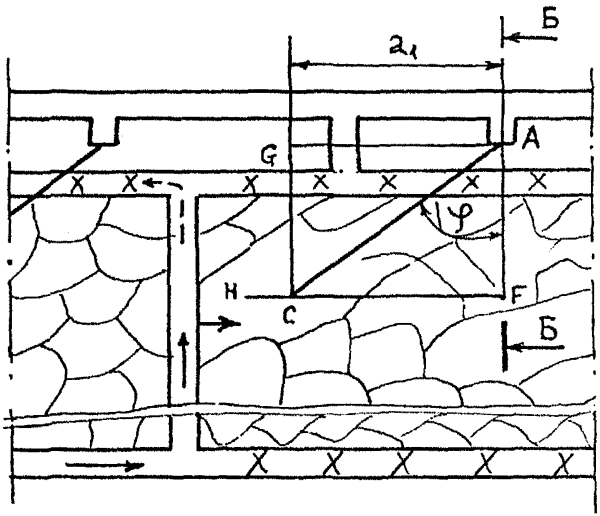
3.1.7. При бурении скважин в плоскости, параллельной очистному забою ($\varphi = 0$), графическое определение параметров упрощается. В этом случае отрезок АВ на вертикальном разрезе есть длина скважины в соответствующем масштабе, а угол BAF - угол наклона скважины к горизонту (угол β).

3.1.8. При бурении скважин над монтажной камерой (рис. П 3.1.2) геометрические построения начинают на вертикальном разрезе в плоскости, нормальной напластованию по линии простирания пласта, где откладывают b_1 и c_1 и проводят линию КВ под углом ψ. На плане горных работ на горизонтали АН откладывают отрезок $AG = a_1$ и восстанавливают перпендикуляр GC (отрезок $GC = a_1 tg\varphi$, поскольку углом φ задаются) . Затем на вертикальном разрезе определяют местоположение точки Д , то есть забоя скважины: на горизонтали АН откладывают отрезок АС, снятый с плана, и восстанавливают перпендикуляр CD до линии BD, параллельный горизонтали АН. Угол CAF на плане есть угол разворота скважины относительно линии простирания пласта (угол φ), угол САД на разрезе - угол наклона скважины к горизонту (угол β), а отрезок АД - длина скважины в соответствующем масштабе.

3.1.9. При бурении развернутых на очистной забой скважин из поддерживаемой за лавой выработки (рис. П 3.1.3), сначала задается длина проекции оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки (a_1), равная расстоянию между буровыми камерами, увеличенному на 15-20м.

На вертикальном разрезе из точки А откладывается отрезок $АК = b_1 + c_1$ (где b_1 - расстояние, равное сумме ширины поддерживаемой выработки и расстояния от устья скважины до выработки). Из точки К под углом ψ проводится линия КВ. Из точки В опускается перпендикуляр BF. Из точки А откладывается отрезок AG, равный величине a_1, затем из точки G восстанавливается перпендикуляр GC. Угол

Графическое определение параметров скважин, бурящих на подрабатываемый пласт



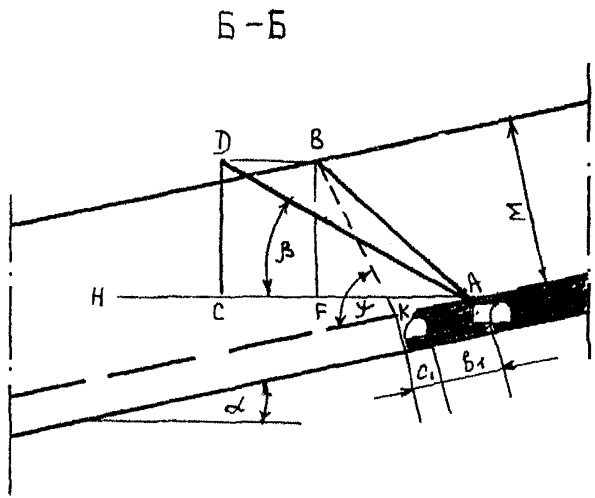


Рис.П3.1.1

Графическое определение параметров скважин, буримых на подрабатываемый пласт над монтажной камерой

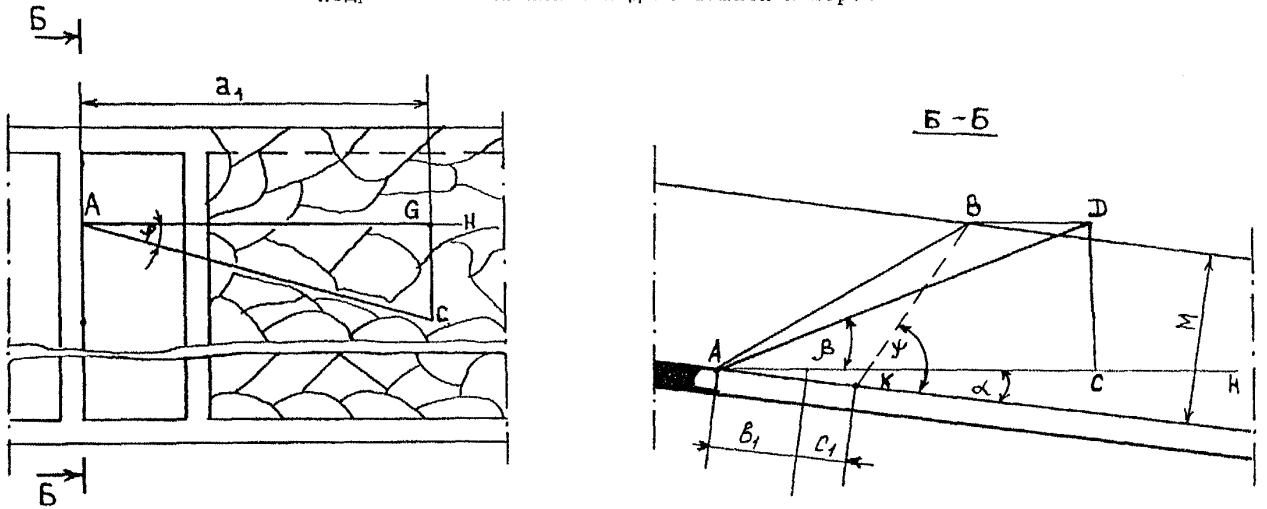
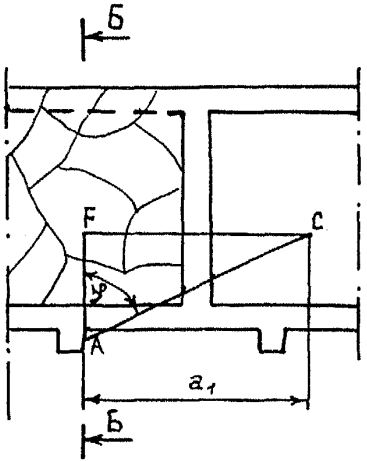


Рис. П3.I.2

Графическое определение параметров скважин, буримых из поддерживаемой за лавой выработки вслед очистному забою



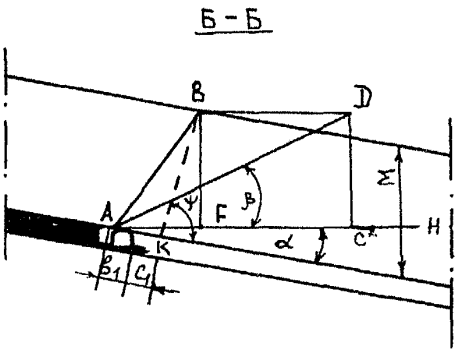


Рис.П3.I.3

FAC -искомый угол разворота скважины φ от линии падения пласта. Затем определяют местоположение точки Д, то есть забоя. Угол ДАС - искомый угол наклона скважины β, а отрезок АД - длина скважины в соответствующем масштабе.

3.1.10. Параметры скважин при других вариантах их бурения на подрабатываемые пласты (рис. П 3.1.4 - П 3.1.7) определяются аналогично описанному выше .

3.1.11. Местоположение на плоскости разрабатываемого пласта максимума (L_{max}, м) газовыделения в скважины, необходимого для выбора рационального по вакууму режима работы скважин, устанавливается опытным путем или находится по формуле

$$L_{max} = KM + N, \qquad (3.1.2)$$

где М - расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до дегазируемого, м;

К и N - эмпирические коэффициенты.

Величина «К» рассчитывается по формуле

$$K = D - A\exp(-\varepsilon V_{оч}), \qquad (3.1.3)$$

где D, A, ε - коэффициенты, равные 2,13, 2,4 и 0,66 соответственно;

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

Значение N принимается равным 3,3

3.1.12. Влияние скорости подвигания очистного забоя на эффективность дегазации $к_{д.с.п.}$ сближенных пластов подземными скважинами, пробуренными отечественными станками, оценивается по формуле

$$к_{д.с.п.} = B - \beta_л V_{оч}, \qquad (3.1.4)$$

где В и $\beta_л$ - эмпирические коэффициенты, равные в различных горнотехнических условиях 0,5-0,7 и 0,017-0,18 соответственно.

На участках с поддержанием вентиляционных выработок позади лавы величина коэффициента $\beta_л$ принимается равной 0,017-0,022, а на участках с их погашением - 0,08-0,18. В последнем случае областью применения скважин, пробуренных на подрабатываемые пласты, могут быть лавы со скоростью подвигания менее 2-2,5 м/сут.

3.1.13. Дебит метана ($I_д$, $м^3$/мин) и его концентрация (С, %) в каптируемой газовоздушной смеси на выемочном участке изменяются от зоны максимума газовыделения вдоль отрабатываемого столба по зависимостям:

$$I_д = I_{max} - b_c L', \qquad (3.1.5)$$

$$C = C_{max} - K_c L', \qquad (3.1.6)$$

Графическое определение параметров дегазационных скважин буримых на подрабатываемый пласт из погашаемой вслед за лавой выработки

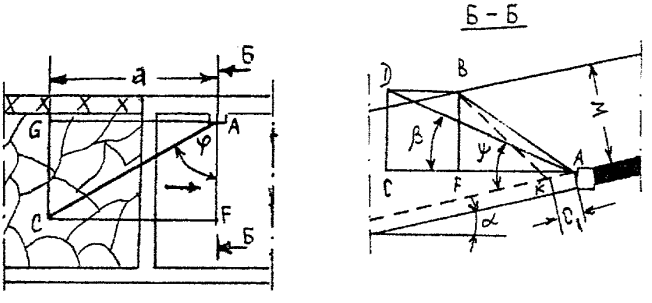


Рис. ПЗ.I.4

Графическое определение параметров дегазационных скважин, бурящих на подрабатываемый пласт из откаточного штрека, проведенного по пласту в сторону восстания

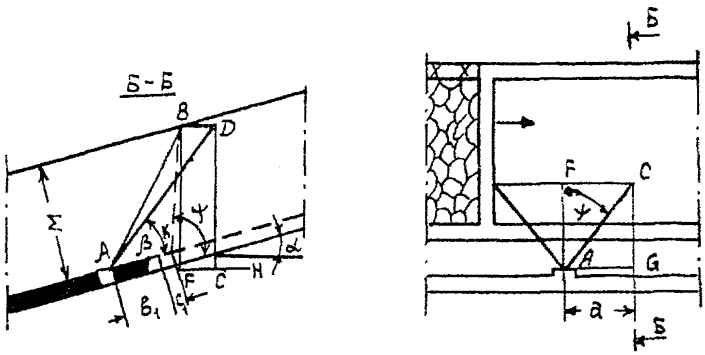


Рис. П3.I.5

Графическое определение параметров дегазационных скважин, буримых из погашаемой вслед за лавой выработки в сторону восстания пласта

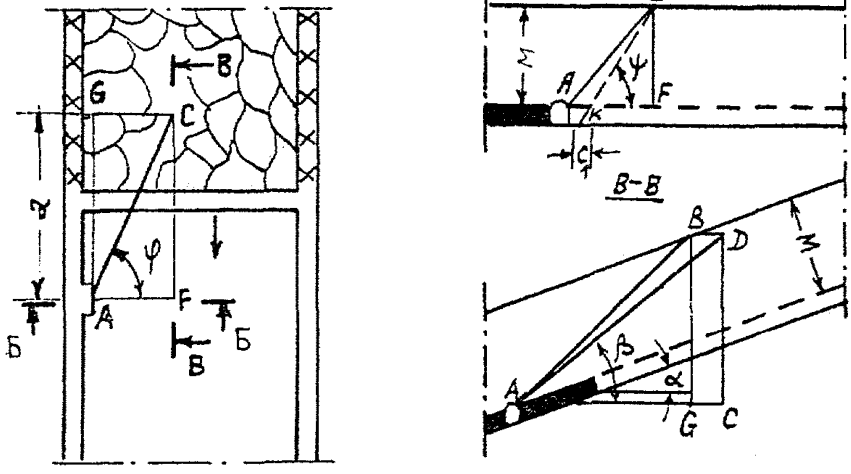


Рис. П3.I.6

Графическое определение параметров дегазационных скважин, буримых из поддерживаемой выработки при отработке пласта лавой по падению

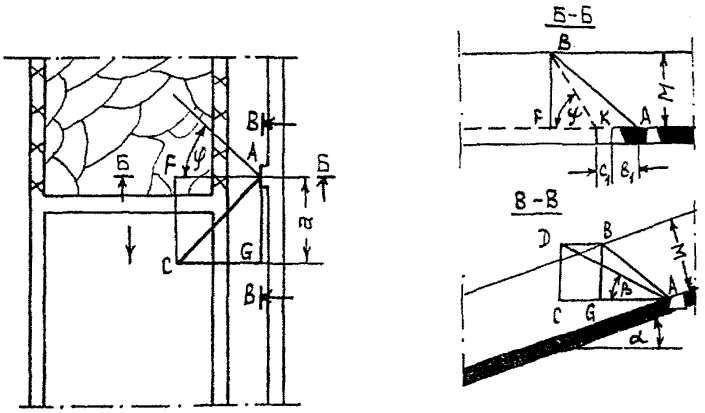


Рис. П3.I.7

где I_{max}, C_{max} - дебит ($м^3$/мин) и концентрация метана (%) в скважинах на расстоянии L_{max} от лавы соответственно;

L′ - длина отрабатываемого выемочного участка от зоны максимального газовыделения, м.

$$L' = L - L_{max} \qquad (3.1.7)$$

L - длина подготовленного к выемке участка пласта (столба), м;

b_c, K_c - эмпирические коэффициенты, для различных схем дегазации изменяющиеся в пределах 0,001-0,009 и 0,006-0,057 соответственно.

3.1.14. Расстояние между скважинами, буримыми на подрабатываемые угольные пласты, определяется опытным путем.

3.1.15. В неизученных условиях расстояние r_c (в метрах) между скважинами, буримыми на подрабатываемые пласты по схемам, приведенным на рис. 3.1.1 и 3.1.2 (наиболее применимы в современных условиях разработки и дегазации угольных пластов), может быть определено по номограмме (рис. П 3.1.8) в зависимости от необходимой эффективности дегазации сближенных подрабатываемых пластов, возможного разрежения в скважинах и коэффициента a'_i, характеризующего газоотдачу i-го сближенного пласта.

Величина коэффициента a'_i (1/(мс) рассчитывается по формуле

$$a'_i = \frac{I_{с.п}}{60L^2_{max.i}l_{оч}\Sigma m_i(1-\frac{M_i}{M_p})}, \qquad (3.1.8)$$

где $I_{с.п}$ - суммарное метановыделение из сближенных пластов в выработки участка, $м^3$/мин

$$I_{с.п} = \frac{Aq_{с.п}}{1440}, \qquad (3.1.9)$$

A - суточная производительность лавы, т/сут;

$q_{с.п}$ - метанообильность, обусловленная выделением метана из подрабатываемых сближенных пластов, $м^3$/т;

$L_{max.i}$ - расстояние (в плоскости разрабатываемого пласта) от лавы до места максимального метановыделения из дегазируемого пласта, м(см. формулу 3.1.2);

$l_{оч}$ - длина лавы, м;

m_i - мощность дегазируемого сближенного пласта, м;

M_i - расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до дегазируемого, м;

M_p - расстояние по нормали от разрабатываемого пласта, при котором метановыделение из сближенного пласта равно нулю, м.

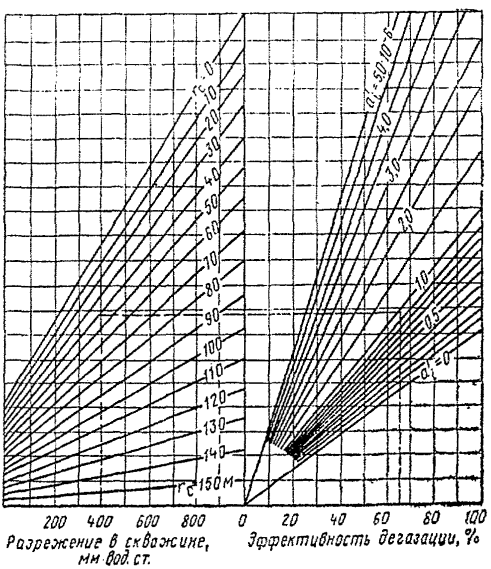


Рис.П3.I.8 Номограмма для определения расстояния между скважинами при их бурении на подрабатываемые угольные пласты

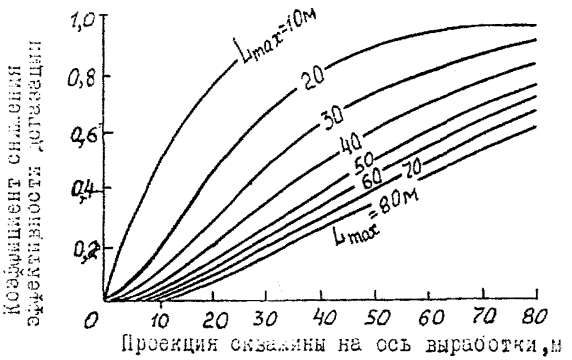


Рис. П3.I.9 Снижение эффективности дегазации сближенных угольных пластов на участках, отрабатываемых с погашением выработок за лавой

3.1.15. При бурении скважин из выработок, погашаемых за лавой, вводится коэффициент снижения эффективности дегазации, определяемый по номограмме рис. П 3.1.9.

3.1.16. После завершения дегазационных работ на выемочном участке показатели, входящие в зависимости (3.1.2 - 3.1.9), должны быть скорректированы (или определены) с привлечением сотрудников НИИ.

3.2. Параметры подземных скважин для дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов

3.2.1. При отработке пластов «Мощного» и «Четвертого» в условиях шахт Воркутского месторождения параметры скважин, буримых на надрабатываемые пласты по технологической схеме, приведенной на рис. 3.2.4, установлены опытным путем и сведены в табл. 3.2.1 (см. раздел 3.2).

3.2.2. В неизученных условиях параметры скважин, на надрабатываемые пласты, определяются по формулам, приведенным в табл. П 3.2.1. По завершению дегазационных работ параметры скважин должны быть скорректированы.

3.2.3. Величина Δ определяется в соответствии с рекомендациями, приведенными на рис. П 3.2.1, с последующей ее корректировкой

3.2.4. Графический метод определения параметров скважин, буримых на надрабатываемые пласты, изложен на рис. П 3.2.2.

3.2.5. Местоположение (на плоскости разрабатываемого пласта) максимума газовыделения в скважины определяется по формулам (3.1.2) и (3.1.3), приведенным в Приложении 3 (раздел 3.1), в которых принимается N = 4, D, A и ε - соответственно 3,48, 3,34 и 0,49.

3.2.6. При отсутствии опытных данных расстояние между скважинами принимается по рекомендациям, приведенным в табл. П 3.2.2.

Таблица П 3.2.2

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 (a_1), м
1	2	3	4
Сплошная или комбинированная система разработки:			
а) скважины бурят из нижнего штрека	до 10	15-20	0-50
	10-20	20-25	
	20-30	25-30	
б) скважины бурят из верхнего штрека	до 10	10-15	0-50
	10-20	15-20	
	20-30	20-25	

Окончание таблицы П 3.2.2

1	2	3	4
Столбовая система разработки:			
а) скважины бурят навстречу очистному забою	до 10 10-20 20-30	10-15 15-20 20-25	30-50
б) скважины бурят навстречу очистному забою с оставлением газопровода в погашаемой выработке	до 10 10-20 20-30	10-15 15-20 20-25	20-40
в) скважины бурятся из выработки, проведенной по нижнему пласту	до 10 10-20 20-30	15-20 20-25 25-30	0-30

Таблица П 3.2.1

Параметры скважин при дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов

Проведение выработки	Скважины бурятся в плоскости, параллельной забою лавы (a_1=0; φ=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	$tg(\beta \pm \alpha) = \frac{M}{b_1 + \Delta}$	$\ell_c = \frac{M}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$tg\varphi = \frac{a_1}{(b_1 + \Delta)\cos\alpha \mp M\sin\alpha}$	$tg\beta = \frac{[M \pm (\Delta + b_1)tg\alpha}{a_1}\sin\varphi\cos\alpha$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$
В почве разрабатываемого пласта, по простиранию	$tg(\beta \mp \alpha) = \frac{M - h}{b_1 + \Delta}$	$\ell_c = \frac{M - h}{\sin(\beta \mp \alpha)}$	$tg\varphi = \frac{a_1}{[(b_1 + \Delta)\cos\alpha \mp (M - h)\sin\alpha]}$	$tg\beta = \frac{(M - h)(b_1 + \Delta)tg\alpha}{a_1}\sin\varphi\cos\alpha$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$
По падению или восстанию пласта	$tg\beta = \frac{M}{(b_1 + \Delta)\cos\alpha}$	$\ell_c = \frac{M}{\sin\beta\cos\alpha}$	$tg\varphi = \frac{a_1}{b_1 + a_1}$	$tg\beta = \frac{(M \pm a_1\sin\alpha)\sin\varphi}{a_1\cos\alpha}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin\varphi\cos\beta}$

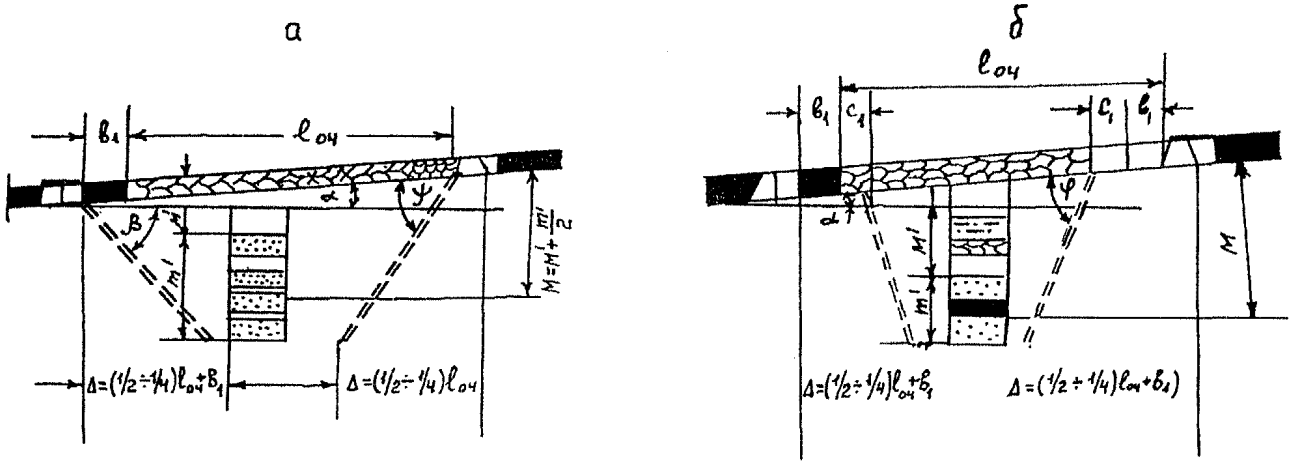
Обозначения символов:

Δ - величина, принимаемая в зависимости от длины лавы и местоположения границы разгрузки дегазируемого пласта, м;

h - расстояние от кровли разрабатываемого пласта до полевой выработки, м.

Остальные обозначения см. в табл. П 3.1.1.

Схемы дегазации надрабатываемой толщи горных пород:



А – а – при отсутствии сближенного угольного пласта;

б – при наличии сближенного угольного пласта;

M^I – расстояние по нормали между разрабатываемым пластом и дегазируемой толщей газосодержащих пород;

m' – мощность дегазируемой толщи пород

Рис.П3.2.I

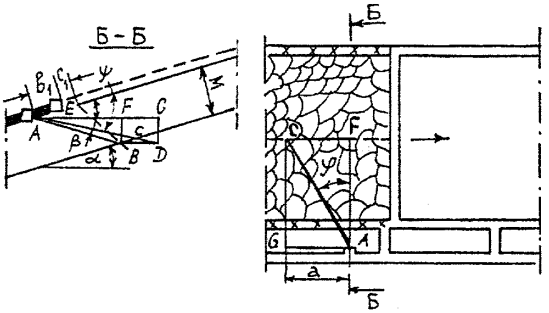


Рис. П3.2.2 Графическое определение параметров дегазационных скважин, буримых на надрабатываемые пласты

3.3. Параметры дегазации крутых и крутонаклонных пластов

3.3.1. Параметры дегазации подрабатываемых и надрабатываемых пластов устанавливаются опытным путем с учетом условий их залегания и отработки.

3.3.2. В неизученных условиях разработки пластов параметры дегазационных скважин определяются по формулам, приведенным в табл. П 3.3.1.

Таблица П 3.3.1

Определение длины и угла наклона скважин при дегазации сближенных крутых пластов

Схема дегазации сближенных крутых мощных пластов	Угол наклона скважин, град		Длина скважин, м
	к горизонту	к линии простирания пласта	
Скважинами, пробуренными из полевого штрека или пройденной по нижнему пласту выработки	$tg\beta = \frac{h_п \sin\alpha}{M'' \mp h_п \cos\alpha}$	90	$\ell_c = \frac{M'' + m}{\sin(180 \mp \alpha - \beta)}$
Скважинами, пробуренными из выработки по разрабатываемому пласту	$tg\beta = \frac{h_п \sin\alpha}{M'' \mp h_п \cos\alpha} \sin\varphi$	φ	$\ell_c = \sqrt{\frac{1}{\sin^2\varphi}[M'' \mp h_п ctg\alpha]^2 + h_п^2}$
Скважинами, пробуренными из откаточного штрека по восстанию надрабатываемого пласта	$\beta = \alpha$	90	На 5-10м меньше высоты этажа по восстанию пласта
Скважинами, пробуренными из промежуточных квершлагов по надрабатываемому пласту веером	$\beta \le \alpha$	5-90	На 5-10м не добуриваются до вентиляционного штрека

Обозначения:

Знак «+» принимается при надработке, знак «-» - при подработке.

$h_п$ - расстояние по вертикали от уровня откаточного горизонта до места пересечения скважиной сближенного пласта, м. Принимается равным от 0,3 до 0,7 высоты этажа по вертикали;

M'' - расстояние по нормали от полевого штрека до сближенного пласта, м.

3.3.3. При бурении скважин в плоскости, нормальной к простиранию пласта, параметры дегазационных скважин могут определяться простыми построениями (рис. П 3.3.1 - П 3.3.4) аналогично тому, как они определяются на пологих пластах (см. раздел П 3.1).

Исходными данными для определения параметров дегазационных скважин являются угол «α» залегания пластов, высота «b_1» целика у выработки, из которой производится бурение скважин, и границы зон повышенной газоотдачи сближенных пластов, определяемые углами «ψ» разгрузки горных пород (табл. П 3.3.2).

Таблица П 3.3.2

Определение угла разгрузки на крутых пластах

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

3.3.4. В неизученных условиях расстояние между дегазационными скважинами можно определять по табл. П 3.3.3 с последующей корректировкой.

Таблица П 3.3.3

Определение расстояния между скважинами на крутых пластах

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

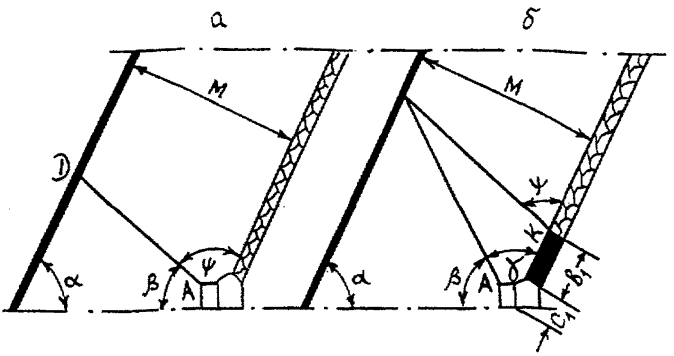


Рис.П3.3.1 Схема к определению направления скважины, буримой из откаточного штрека на вышележащий сближенный пласт в плоскости, нормальной к простиранию пласта:
а – при отсутствии целика (бутовой полосы) над штреком;
б – при наличии целика (бутовой полосы) над штреком

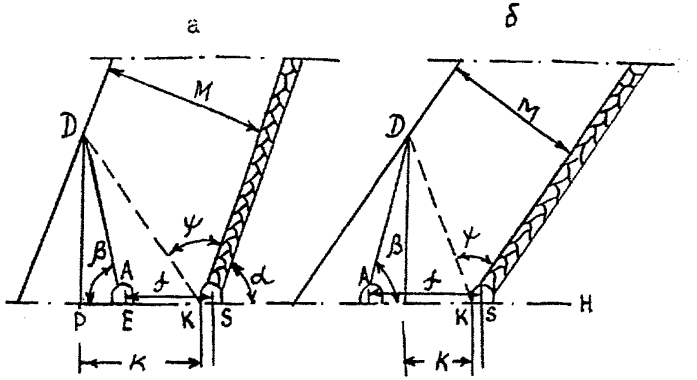


Рис.П3.3.2 Схема к определению направления скважины, буримой из группового откаточного штрека на вышележащий сближенный пласт, в плоскости, нормальной к простиранию пласта, при отсутствии целика угля (бутовой полосы) над штреком:
а) $K > f$; б) $K < f$; $K = PK$; $f = ES$

а

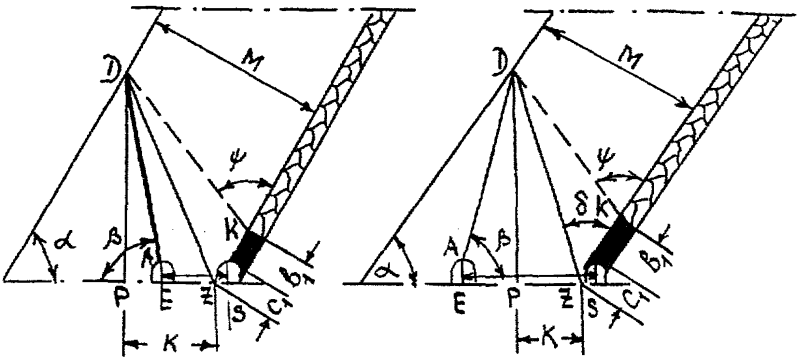


Рис.П3.3.3 Схема к определению параметров скважины, буримой из группового отказочного штрека на вышележащий сближенный пласт в плоскости ,нормальной к простиранию пласта и при наличии целика угля (бутовой полосы)над штреком: а) $K > f$; б) $K < f$; $K = PZ$; $f = ES$

а б

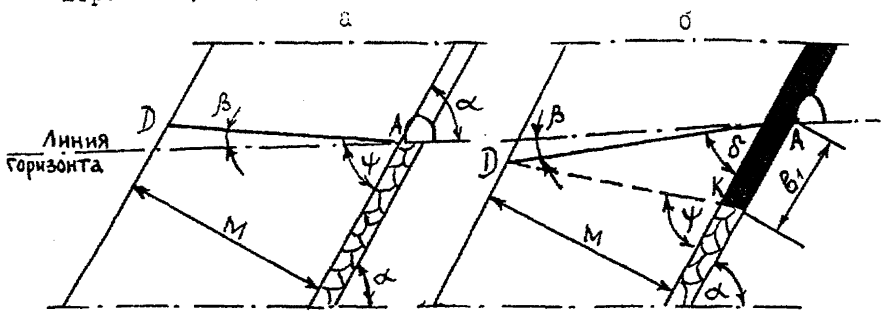


Рис. П3.3.4 Схема к определению направления скважины, буримой из вентиляционного штрека на вышележащий сближенный пласт в плоскости,нормальной к простиранию пласта:

а - при отсутствии целика угля (бутовой полосы)под штреком;

б - при наличии целика угля (бутовой полосы) под штреком

3.3.5. Ориентировочные значения коэффициента дегазации сближенных пластов могут быть определены по табл. П 3.3.4.

Таблица П 3.3.4

Значение коэффициента дегазации крутых сближенных пластов

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

3.4. *Параметры дегазации подрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности*

3.4.1. Оптимальное расстояние между вертикальными скважинами, пробуренными для дегазации подрабатываемых пластов и выработанных пространств действующих лав, устанавливается опытным путем с учетом условий залегания и отработки угольных пластов.

3.4.2. На высокометанообильных выемочных полях целесообразно использовать передвижные вакуум-насосные станции типа ПДУ-50, оборудованные вакуум-насосом с номинальной производительностью 50 $м^3$/мин (например КВН, ЖВН, ВВН и НВ), а на участках с невысоким метановыделением - ПДУ-25 с номинальной производительностью вакуум-насоса 25 $м^3$/мин.

3.4.3. При составлении проекта на дегазацию подрабатываемых пластов расстояние от вентиляционной выработки до проекции скважины на разрабатываемый пласт (L ,м) рассчитывается по формуле

$$L' = b_1 + M \operatorname{ctg}(\psi+\alpha) + K_{от} H_{в.п.}, \qquad (3.4.1)$$

где b_1 - протяженность зоны, препятствующей разгрузке горных пород, м;
M - расстояние по нормали от разрабатываемого до верхнего дегазируемого сближенного пласта, м;

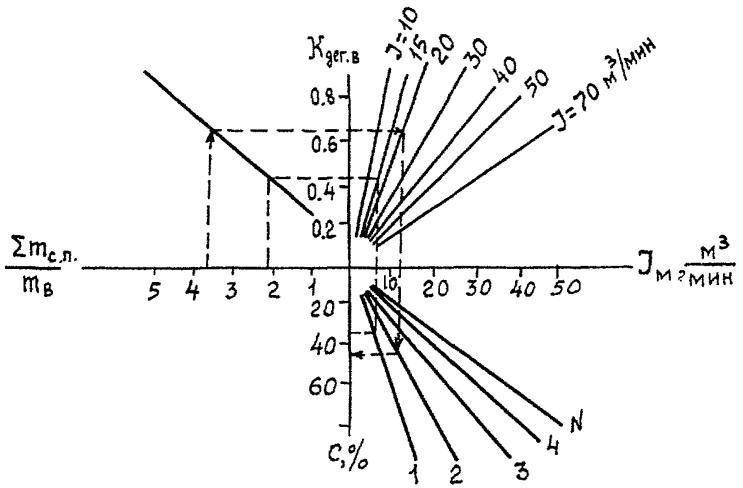


Рис.III.4.1 Номограмма для определения параметров дегазации сближенных пластов и выработанного пространства скважинами с поверхности.

$K_{от}$ - коэффициент, учитывающий возможное отклонение скважины при ее бурении, равный 0,05;

$H_{в.п.}$ - расстояние от земной поверхности до верхнего подрабатываемого пласта, м.

3.4.4. При дегазации выработанного пространства величина L′ находится из выражения

$$L' = b_1 + K_{от}\,\ell_c, \qquad (3.4.2)$$

где ℓ_c - длина (глубина) скважины, м.

3.4.5. Для условий Ленинского и Беловского районов Кузбасса параметры и режимы работы вертикальных скважин, буримых с целью дегазации сближенных пластов и выработанного пространства на действующих выемочных участках (см. рис. 3.4.1) и последующего использования каптируемого метана, определяются в соответствии с рекомендациями, суть которых для вакуум-насоса с номинальной производительностью 50 $м^3$/мин и расстоянии между скважинами 80-120м отражена на номограмме, изображенной на рис. П 3.4.1.

Расстояние между скважинами, пробуренными для дегазации подрабатываемых пластов (см. рис. 3.4.2), может быть увеличено.

3.4.6. В неизученных условиях расстояние между соседними скважинами принимается кратным шагу обрушения пород основной кровли, но не менее 60м и не более 120м.

Приложение 4

4. ПАРАМЕТРЫ ДЕГАЗАЦИИ ВЫРАБОТАННЫХ ПРОСТРАНСТВ

4.1. Параметры скважин, буримых из выработок над куполами обрушения

4.1.1. Геометрические параметры подземных скважин рассчитываются по формулам, приведенным в табл. П 3.1.1 и П 3.1.2. При этом численное значение М принимается равным $h_1 + 8$ (h_1 - мощность непосредственной кровли), а величина $c_1 = 10$м.

4.1.2. Графическим методом параметры скважин, буримых над куполами обрушения, определяются в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении 3 (раздел 3.1), при этом $M = h_1 + 8$, а $c_1 = 10$м.

4.1.3. Расстояние между скважинами определяется опытным путем. В неизученных условиях оно принимается кратным шагу обрушения пород кровли, но не менее 25м и не более 50м.

4.2. Параметры дегазации скважинами, буримыми с земной поверхности

4.2.1. Параметры дегазации выработанных пространств вертикальными скважинами устанавливаются опытным путем.

4.2.2. В неизученных условиях параметры дегазации определяются в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении 3 (раздел 3.4), с последующей их корректировкой.

4.3. Параметры дегазации выработанных пространств отростками труб

4.3.1. Оставляемый в завале вентиляционной выработки трубопровод и подсоединенные к нему перфорированные отростки труб монтируются из бывших в употреблении труб диаметром 75-100мм.

Интервал между отростками труб устанавливается опытным путем или принимается равным 40-50м с последующим его уточнением.

4.3.2. Расстояние между заводимыми через перемычки отростками труб принимается равным расстоянию между сбойками, пройденными со стороны вентиляционной выработки.

4.3.3. В случаях возведения бутовых полос вблизи вентиляционной выработки интервал между отростками труб, прокладываемых через бутовую полосу, принимается равным 40-50м, а по завершении дегазационных работ уточняется.

4.3.4. Режим работы отростков труб устанавливается исходя из выполнения требований §237 ПБ по содержанию метана в каптируемых газовоздушных смесях.

4.4. Дегазация старых выработанных пространств

4.4.1. Для извлечения и использования метана старых выработанных пространств рекомендуется повторное подключение к вакуумной сети шахты скважин, которые функционировали во время отработки выемочных участков. Такими скважинами могут быть вертикальные скважины и/или фланговые подземные скважины.

4.4.2. Режим работы скважин, предназначенных для дегазации старых выработанных пространств, устанавливается исходя из требований §237 ПБ и требований потребителя к каптируемым метановоздушным смесям.

Приложение 5

5. МЕТАНОДОБЫВАЕМОСТЬ ШАХТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ

5.1. Метанодобываемость при дегазации разрабатываемых угольных пластов

5.1.1. Фактический расход каптируемого пластовыми скважинами метана устанавливается замерами расхода газовоздушной смеси и содержания в ней метана, выполняемыми на участковой диафрагме (см. Приложение 7).

Динамика добычи метана на участке разрабатываемого пласта приведена на рис. П 5.1.1.

5.1.2. Прогнозное значение метанодобываемости при дегазации пласта параллельно-одиночными скважинами (G, м^3/мин) определяется по формулам в процессе обуривания участка пласта

$$G'_б = \frac{\ell'_c m\ N'}{1440\, t'_б} \cdot \frac{g_0}{a} \ln(a\ t'_б + 1)\ , \qquad (5.1.1)$$

после завершения буровых работ на участке

$$G'_\tau = \frac{\ell'_c m\ N}{1440(t - \tau)} \cdot \frac{g_0}{a} \ln \frac{at + 1}{a\tau + 1}, \qquad (5.1.2)$$

где $G'_б$ - дебит метана из скважин за время ($t'_б$, сут) обуривания участка, м^3/мин;

ℓ'_c - полезная длина скважины, м;

m - мощность дегазируемого пласта, м;

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

g_0 - начальное удельное метановыделение, м^3/(мин·м^2);

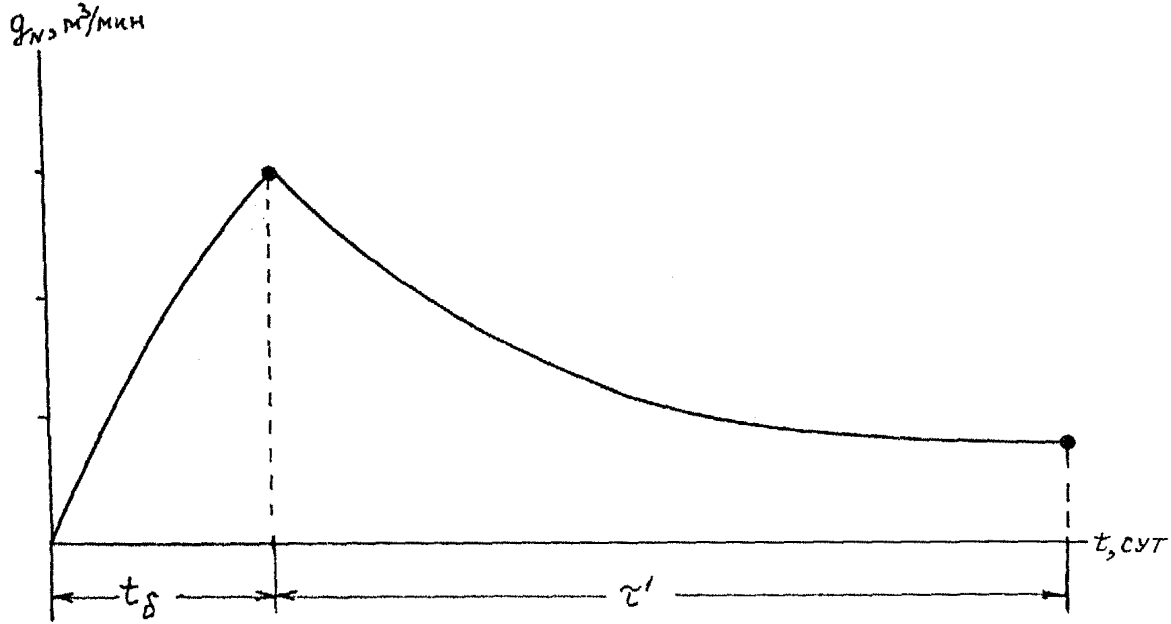
t - время, отсчитываемое с начала бурения скважин на дегазируемом участке, сут;

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

5.1.3. При применении предварительной дегазации угольного пласта скважинами, ориентированными на очистной забой, величина G'_τ (см. формулу 5.1.2) увеличивается на коэффициент ($K_и$) интенсификации дегазации, равный 1,2-1,5.

5.1.4. При применении предварительной дегазации угольного пласта перекрещивающимися скважинами величина G'_τ увеличивается на коэффициент ($K_и$) интенсификации дегазации , который рассчитывается по формуле (2.1.7) Приложения 2 (раздел 2.1).

Динамика метановыделения в дегазационные скважины, пробуренные по разрабатываемому пласту



q_N - метановыделение; t - время ; $t_б$ - время обуривания пласта на выемочном участке; τ' - продолжительность дегазации пласта группой скважин

Рис.П5.1.1

5.1.5. При интенсификации газоотдачи угольных пластов средствами гидроразрыва или гидрорасчленения (пневмогидрорасчленения) расход каптируемого метана из пластовых скважин определяется с учетом величины коэффициента интенсификации угольного массива в скважины ($К^{г}_{и}$).

5.1.6. Метанодобываемость скважин предварительной дегазации, пробуренных за контуры будущих выработок, определяется в соответствии с рекомендациями, изложенными в п.п. 5.1.2-5.1.4 настоящего Приложения.

5.1.7. Прогнозное значение метанодобываемости ($I_{д.б.}$, $м^3$/мин) при использовании барьерных скважин находится из выражения

$$I_{д.б.} = I_{п.в.}к_{д.б.}, \qquad (5.1.3)$$

где $I_{п.в}$ - метановыделение в подготовительную выработку без дегазации пласта, $м^3$/мин;

$к_{д.б.}$- коэффициент дегазации пласта барьерными скважинами, доли ед.

5.2. Метанодобываемость при дегазации сближенных пластов и выработанных пространств

5.2.1. Фактический расход каптируемого скважинами метана определяется путем измерения на диафрагме (участковой или отдельной скважины) расхода газовоздушной смеси и содержания в ней метана (см. раздел 7).

5.2.2. Прогнозное значение расхода ($I_{д.с.}$, $м^3$/мин) каптируемого метана из подрабатываемых сближенных пластов на действующем выемочном участке рассчитывается по формуле

$$I_{д.с.} = I_{с.п}к_{д.с.}, \qquad (5.2.1)$$

где $I_{с.п}$ - метанообильность, обусловленная выделением метана из подрабатываемых пластов, $м^3$/мин. Определяется по факту или по прогнозу;

$к_{д.с}$ - коэффициент дегазации подрабатываемых угольных пластов, доли ед.

5.2.3. Расход каптируемого метана при дегазации надрабатываемых пластов или выработанного пространства на действующем участке определяется аналогично п. 5.2.2.

5.2.4. Прогнозное значение метанодобываемости вертикальных скважин, пробуренных для дегазации подрабатываемых пластов и выработанного пространства на действующем участке, находится по номограмме, приведенной на рис. П 3.4.1.

5.3. Метанодобываемость шахтных дегазационных систем

5.3.1. Расход каптируемого метана подземными скважинами или скважинами, пробуренными с поверхности, устанавливается замерами расхода газовоздушной смеси и содержания в ней метана на нагнетательном трубопроводе ВНС (см. Приложение 7).

5.3.2. Прогнозное значение метанодобываемости шахтных дегазационных систем определяется как сумма расходов каптируемого метана из источников метановыделения на всех дегазируемых участках (см. разделы 5.1 и 5.2 настоящего Приложения).

Приложение 6

6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ

6.1. Проектирование дегазации

6.1.1. Проектные решения на проведение дегазации, строительство и эксплуатацию дегазационных систем на новых горизонтах (блоках, крыльях, панелях) разрабатываются проектными организациями по заказу угольной компании, акционерного общества или шахты, согласовываются с ВостНИИ и утверждаются техническим директором организации-заказчика.

6.1.2. В проектах строительства (реконструкции) шахт, вскрытия и подготовки горизонтов, блоков, панелей разделы по дегазации должны быть представлены пояснительной запиской и графическими материалами, содержащими строительную, технологическую и электромеханическую части, контрольно-измерительные приборы и автоматику, технологию использования каптируемого метана.

6.1.3. Проектирование дегазации шахт с применением новых способов и средств извлечения метана, не изложенных в настоящем Руководстве и не прошедших апробацию, допускается по специальному проекту, согласованному с ВостНИИ, разработчиком новых технико-технологических решений и Управлением округа Госгортехнадзора России и утвержденному техническим директором угольной компании (акционерного общества, шахты).

6.1.4. Необходимость проектирования дегазации определяется требованиями § 247 Правил безопасности в угольных шахтах (М., 1995) с учетом положений, изложенных в разделе 1 настоящего Руководства.

6.1.5. При проектировании дегазационного трубопровода следует принимать аэродинамические характеристики вакуум-насосов с учетом аэродинамического сопротивления арматуры и газопровода.

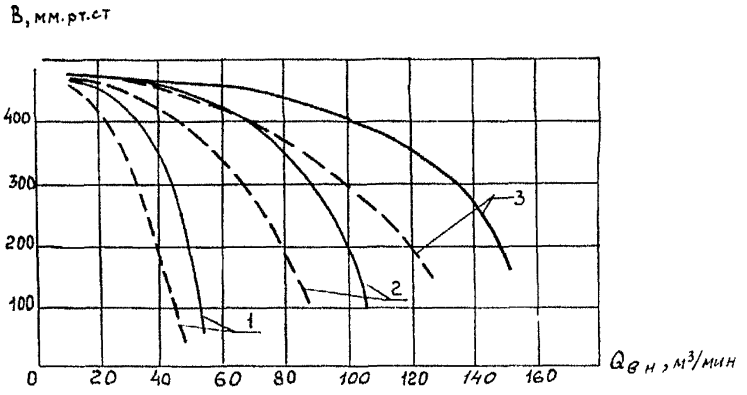
6.1.6. Тип и количество одновременно работающих вакуумных насосов выбираются по их характеристикам в зависимости от расхода газовоздушной смеси и разрежения на вакуумных насосах (рис. П 6.1.1 и П 6.1.2).

6.2. Эксплуатация дегазационных систем

6.2.1. Дегазационные системы шахт должны обеспечивать проектом заложенные показатели дегазации, основными из которых являются расход и содержание метана в каптируемой газовоздушной смеси.

6.2.2. Режимы работы дегазационных систем шахты, включая и режимы работы дегазационных скважин на очистных и подготовительных участках, должны способствовать как снижению метанообильности выработок до допустимого условиями проветривания уровня, так и извлечению пригодных для использования газовоздушных смесей с кондиционным (более 30%) содержанием в них метана.

Аэродинамическая характеристика вакуум-насоса
типа ЖВН-50



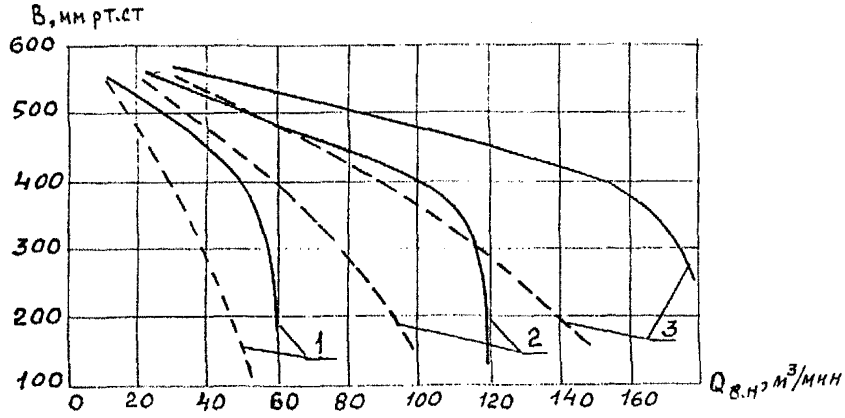
——— типовая аэродинамическая характеристика вакуум-насоса

– – – – аэродинамическая характеристика вакуум-насоса с учетом аэродинамического сопротивления арматуры и газопровода на ВНС

I,2,3 – аэродинамическая характеристика соответственно одного и параллельно соединенных двух и трех вакуум-насосов

Рис. П6.I.I

Аэродинамическая характеристика вакуум-насоса
типа НВ-50



——— типовая аэродинамическая характеристика вакуум-насоса

– – – – аэродинамическая характеристика вакуум-насоса с учетом аэродинамического сопротивления арматуры и газопровода на ВНС

1,2,3 – аэродинамическая характеристика соответственно одного и параллельно соединенных двух и трех вакуум-насосов

Рис. II6.I.2

6.2.3. Для действующего дегазационного трубопровода допускается уточнять аэродинамическую характеристику вакуум-насоса по фактически измеренным расходам газовоздушной смеси и разрежению на вакуумном насосе.

Для уточнения аэродинамической характеристики вакуум-насоса определяется аэродинамическое сопротивление арматуры и газопровода на ВНС по формуле

$$R_{в.н.} = \frac{B_{э.г} - B_{в.ф}}{Q^2_{в.ф}}, \qquad (6.2.1)$$

где $R_{в.н.}$ - аэродинамическое сопротивление, $\frac{\text{мм рт.ст.} \cdot \text{мин}^2}{\text{м}^6}$;

$B_{в.т}$ - разрежение, установленное по типовой аэродинамической характеристике вакуум-насоса и фактическому расходу газовоздушной смеси, мм рт.ст.;

$B_{в.ф}$ - измеренное на вакуум-насосе (фактическое) разрежение, мм рт.ст.;

$Q_{в.ф}$ - фактический (измеренный) расход газовоздушной смеси, $м^3$/мин.

Уточненная аэродинамическая характеристика строится путем вычитания из значений разрежения типовой аэродинамической характеристики вакуум-насоса (рис П 6.2.1, сплошная линия) потерь давления (см. рис. П 6.2.1, кривая 3).

6.2.4. Принцип построения аэродинамической характеристики сопротивления арматуры и газопровода на ВНС изображен на рис. П 6.2.1. Для заданных значений расхода (подачи) вакуум-насоса от 5-10 $м^3$/мин и выше определяются значения потерь давления, которые затем вычитаются из соответствующих значений разрежения на характеристике. При этом потери давления (ΔP, мм рт.ст.) при различных расходах (Q, $м^3$/мин) рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{в.н} = R_{в.н} Q^2_{в.н}, \qquad (6.2.2)$$

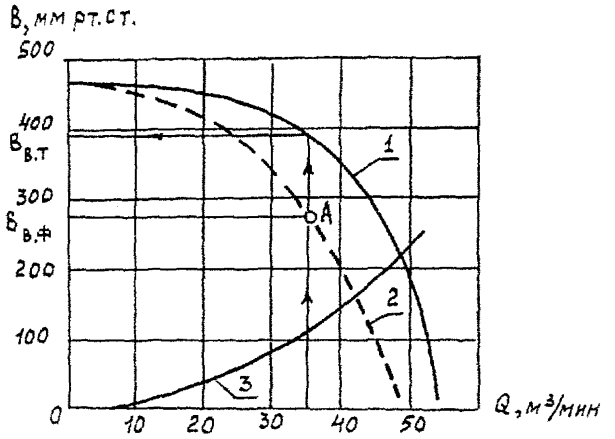
Парные значения $Q_{в.н}$ и $B_{н.ф}$ наносятся на график и строится уточненная аэродинамическая характеристика вакуум-насоса (см. рис. П 6.2.1, пунктирная линия).

6.2.5. Если точка А (см. рис. П 6.2.1), построенная по координатам фактически измеренных расхода смеси и разрежения на вакуум-насосе, располагается ниже типовой характеристики (т.е. ниже точки с координатами расчетного режима), то следует либо применить газопровод с большим диаметром труб, либо изменить схему соединения вакуум-насосов, обеспечивающую более высокий расход газовоздушной смеси.

6.2.6. Для дегазационной сети необходимо принимать такой вакуум-насос (или несколько вакуум-насосов, установленных параллельно), аэродинамическая характеристика которого проходит через точку с координатами расчетного (типового) режима кривой расхода смеси и разрежения или выше нее.

6.2.7. Решение о прекращении работ по дегазации шахт или временной консервации дегазационной системы принимается техническим советом угольной компании (акционерного общества, шахты) с участием представителей НИИ по

Уточнение аэродинамической характеристики вакуум-насоса по результатам измерений его подачи и разрежения



1-типовая аэродинамическая характеристика вакуум-насоса;

2-аэродинамическая характеристика вакуум-насоса, уточненная по результатам измерений его подачи и разрежения;

3-аэродинамическая характеристика сопротивления арматуры и газопровода на ВНС.

Рис. П 6.2.I

безопасности, проектной организации и Управления округа Госгортехнадзора России. Решение технического совета должно быть оформлено протоколом.

6.3. Расчет газопроводов, выбор вакуум-насосов

Система, работающая в режиме всасывания

6.3.1. Расчетная сеть представляет собой схему соединения газопровода. Начальными ветвями сети являются участки, к которым подключаются дегазационные скважины, конечной ветвью - 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.

Ветвь - участок газопровода, заключенный между двумя соседними узлами разветвления трубопровода или между скважинами и узлом разветвления. Узел - пункт, объединяющий не менее трех ветвей газопровода.

Расчет сводится к определению следующих параметров ветвей газопровода: дебита смеси, концентрации метана в смеси, давления в начальной и конечной точках ветви, диаметра газопровода и проверке действующих или выбору новых вакуум-насосов. Давление в конечной точке газопровода является давлением на всасе вакуум-насоса.

Составляется расчетная схема газопроводов (рис. П 6.3.1) с учетом развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы с указанием расчетной длины ее ветвей.

Расчетная длина (ℓ_i, м) газопровода, учитывающая местные сопротивления, принимается равной

$$\ell_i = 1{,}1\,\ell_ф, \qquad (6.3.1)$$

где $\ell_ф$ - фактическая длина ветви, м.

6.3.2. Дебиты метановоздушной смеси ($Q_{см}$, м^3/мин) начальных ветвей сети определяются по формулам, изложенным в соответствующих разделах по способам дегазации, а при предварительной пластовой дегазации

$$Q_{см} = I_д + П_с + П_г, \qquad (6.3.2)$$

где $I_д$ - дебит метана из скважин, м^3/мин;

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

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

Величина подсосов воздуха в газопровод рассчитывается по формуле

$$П_г = 0{,}001\,\ell_ф \qquad (6.3.3)$$

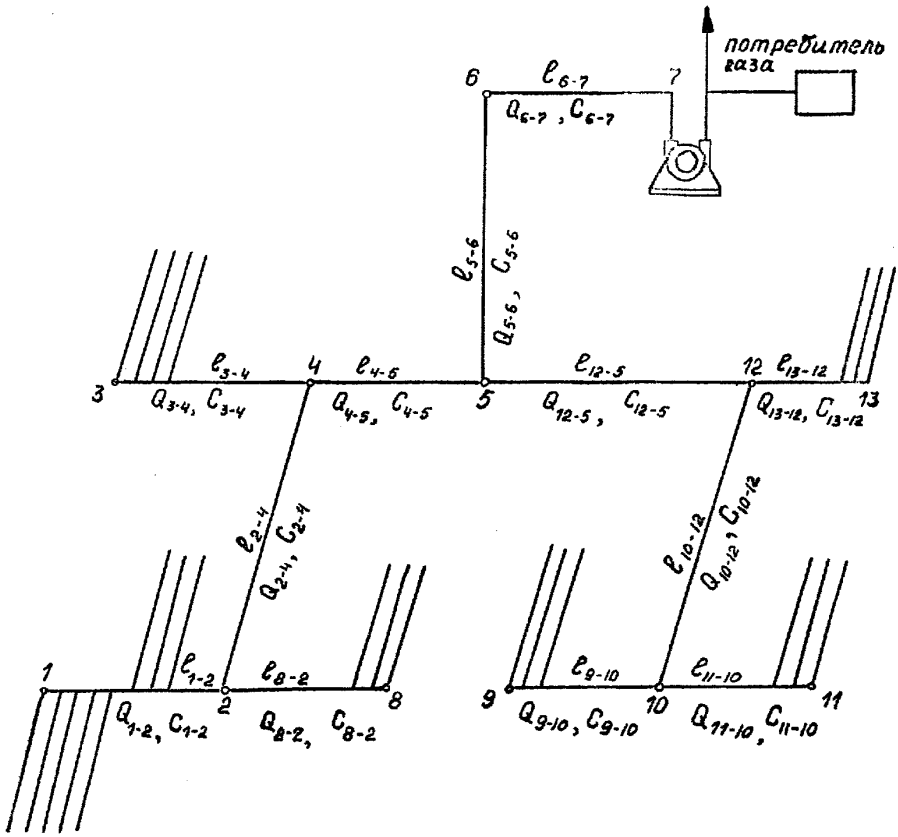


Рис. По.3.I Схема для расчета газопроводов

Величина подсосов воздуха в подземные скважины определяется по способам дегазации в зависимости от допустимых удельных подсосов воздуха в дегазационные скважины ($П_{уд}$, $м^3$/мин·(мм рт.ст)$^{1/2}$), величины разрежения на устьях скважин $В_у$ (мм рт. ст) и количества одновременно работающих скважин $n_с$:

$$П_с = n_с П_{уд} \sqrt{В_у} \qquad (6.3.4)$$

Допустимые удельные подсосы воздуха в дегазационные скважины принимаются по табл. П 6.3.1

Таблица П 6.3.1

Источники метановыделения, тип скважин	$П_{уд}$	
	$м^3$/мин(кПа)$^{1/2}$	$м^3$/мин(мм рт. ст.)$^{1/2}$
Разрабатываемые пласты:		
- барьерные скважины	0,16	0,06
- пластовые скважины	0,014	0,005
Подрабатываемые пласты:		
- подземные скважины	0,55	0,2
- вертикальные скважины	28	10
Надрабатываемые пласты:		
- скважины на надрабатываемый пласт	0,028	0,01
- скважины по надрабатываемому пласту	0,014	0,005
Выработанное пространство:		
- скважины над куполами обрушения	0,55	0,2
- вертикальные скважины	28	10

Примечание: до начала влияния горных выработок на скважины значения допустимых подсосов воздуха для всех видов скважин принимаются равными 0,005 $м^3$/мин (мм рт. ст.)$^{1/2}$.

Подсосы воздуха в вертикальные скважины, пробуренные с поверхности, определяются из выражения

$$П_с = n_с П_{уд} \sqrt{\frac{В_у}{\ell_с}} \quad , \qquad (6.3.5)$$

где $\ell_с$ - глубина скважины, м.

Величина $В_у$ для всех видов скважин рассчитывается по формуле 6.3.6., а для действующих скважин принимается равной фактической

$$В_у = В + \Delta В_{уд} \ell_{н.ч.} \qquad (6.3.6)$$

где В - разрежение в конце ненарушенной части скважины, мм рт. ст. Принимается по рекомендациям соответствующих разделов Руководства;

$\ell_{н.ч.}$ - длина ненарушенной части скважины, м;

$\Delta В_{уд}$ - удельные потери давления в скважине, мм рт. ст./м.

Удельные потери давления (мм рт. ст./м) в скважине определяются по номограмме (рис. П 6.3.2) или по уравнению

$$\Delta B_{уд} = 1{,}9 \cdot 10^{-8} \frac{Q_{с.у}^2}{n_{с.у}^2 d^{5.33}}, \qquad (6.3.7)$$

где $Q_{с.у}$ - дебит метановоздушной смеси из скважин на удаленном выемочном участке, входящем в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы, $м^3$/мин;

d - диаметр скважины, м;

$n_{с.у}$ - количество скважин на участке.

Длина ненарушенной части скважин, охраняемых целиками, и скважин, пробуренных на надрабатываемые пласты, принимается равной длине скважины.

При охране скважин кострами длину ненарушенной части принимают равной длине обсадной трубы. При охране скважин бутовыми полосами значение $\ell_{н.ч}$ принимают большим из сравнения глубины обсадки скважины с параметром ($\ell_б$, м), рассчитываемым по уравнению

$$\ell_б = \frac{b \sin\beta'}{\sin\beta \cos(\beta' \pm \alpha)}, \qquad (6.3.8)$$

где b - ширина бутовой полосы, м;

β'- проекция угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую через линию падения пласта, град. (см.Приложение 3);

β – угол наклона скважины к горизонту, град.;

α - угол падения пласта, град.

Знак «+» принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, а знак «-» в сторону его восстания.

6.3.3. Дебит метановоздушной смеси ($Q_{см.j}$, $м^3$/мин) всех последующих ветвей определяется суммированием поступающей в начальную точку ветви метановоздушной смеси и общих допустимых подсосов в ветви, рассчитанных по формуле (6.3.3)

$$Q_{см.j} = \Sigma Q_{см.i} + П_{т.j}, \qquad (6.3.9)$$

6.3.4. Концентрация метана (с, %) в метановоздушной смеси ветви газопровода определяется из выражения

$$c = \frac{100 I_д}{Q_{см}} \qquad (6.3.10)$$

6.3.5. Определяется расход метановоздушной смеси $Q_{см.i}$ в ветви i-го выемочного участка (см.рис.П.6.3.1, участковая ветвь 1-2, 3-4, 8-2 и т.д.) с учетом резерва пропускной способности газопровода

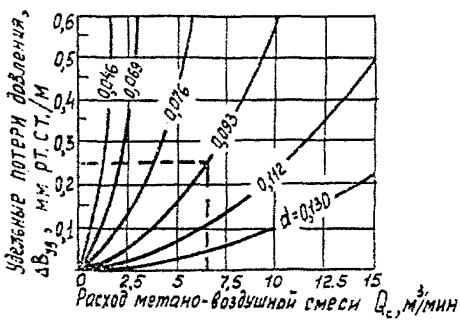


Рис. П6.3.2 Номограмма для определения удельных потерь давления в скважине

$$Q_{см.i}^{уч} = 1{,}25 Q_{см} \quad . \tag{6.3.11}$$

Рассчитывается концентрация метана в ветви i-го выемочного участка

$$c_{уч.i} = \frac{100 I_{д.i}}{Q_{см.i}^{уч}} \quad , \tag{6.3.12}$$

где $I_{д.i}$ – дебит метана из скважин i-го выемочного участка, $м^3$/мин.

6.3.6. Определяется расход метановоздушной смеси в i-ой ветви магистрального газопровода (см.рис.П6.3.1, магистральная ветвь 2-4 или 10-12) с учетом резерва его пропускной способности

$$Q_{см.i}^{м} = 1{,}25 \sum_{i=1}^{n_у} Q_{см.i}^{уч} \quad , \tag{6.3.13}$$

где $n_у$ – количество выемочных участков, из которых газ транспортируется в i-ую ветвь магистрального газопровода.

Рассчитывается концентрация метана i-ой ветви магистрального газопровода

$$c_{маг.i} = \frac{100 \sum_{i=1}^{n_у} I_{д.i}}{Q_{см.i}^{м}} \quad , \tag{6.3.14}$$

6.3.7. Проставляются по схеме (рис.П 6.3.1) расходы метановоздушной смеси и концентрации метана в каждой ветви участкового (ветви 1-2, 3-4, 8-2, 9-10, 11-10, 13-12), магистрального (ветви 2-4, 10-12), группового (ветви 4-5, 12-5) и шахтного (ветвь 5-6) газопроводов.

Расход метановоздушной смеси в ветви группового газопровода определяется суммированием расходов смеси в магистральных (магистральных и участковых) ветвях, а в шахтной ветви – суммированием расходов в групповых ветвях газопровода. Причем в обоих случаях расход смеси находят с учетом подсосов воздуха на соответствующей длине исследуемой ветви газопровода.

Концентрация метана в ветвях группового и шахтного газопроводов рассчитывается по формуле, аналогичной выражению (6.3.14).

6.3.8. Выбирается маршрут с наиболее трудными условиями транспортировки смеси (далее по тексту трудный маршрут) по минимальному значению условной величины ($x_м$, $\frac{мм.рт.ст.мин^2}{м^7}$)

$$x_м = \frac{350 - B_у}{\sum \ell_i Q_{см.pi}^2} \quad , \tag{6.3.15}$$

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

$Q_{см.р\,i}$ – расход метановоздушной смеси в i-ой ветви газопровода, м^3/мин. Для участковой и магистральной ветвей определяется по уравнениям (6.3.11) и (6.3.13) соответственно; для группового и шахтного – согласно пункту 6.3.7;

l_i - расчетная длина i-ой исследуемой ветви газопровода, м.

6.3.9. Определяется давление P_1 у скважин в участковом газопроводе, входящем в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы (например, ветвь 1-2 на рис. П6.3.1)

$$P_1 = P_б\,(1+1{,}17\cdot10^{-4}H) - B_у\,, \qquad (6.3.16)$$

где $P_б$ – барометрическое давление, мм рт.ст.;

H - глубина горных работ на выемочном участке (у устья скважины).

6.3.10. Определяются удельные потери давления ($\Delta P_{уд}$, мм рт.ст./м) в трубопроводе, входящем в наиболее протяженную и нагруженную ветвь дегазационной системы

$$\Delta P_{уд} = \frac{350 - B_у}{L_т}\,, \qquad (6.3.17)$$

где $L_т$ – длина трубопровода в наиболее загруженной и протяженной ветви дегазационной системы, м.

6.3.11. Рассчитывается давление (P_2 , мм.рт.ст.) на выходе из участкового трубопровода, входящего в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы

$$P_2 = P_i - \Delta P_{уд}\cdot l_{1\text{-}2}\,, \qquad (6.3.18)$$

6.3.12. Определяется средняя плотность метановоздушной смеси ($\gamma_{н\,1\text{-}2}$, кг/м^3) при нормальных условиях по уравнению

$$\gamma_{н\,1\text{-}2} = 5{,}37\cdot10^{-3}\,(224 - c_{1\text{-}2})\,, \qquad (6.3.19)$$

где $c_{1\text{-}2}$ – концентрация метана в газовоздушной смеси участкового трубопровода (ветвь 1-2 на рис.П.6.3.1), %.

6.3.13. Определяется диаметр участкового газопровода ($d_{1\text{-}2}$, м), входящего в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы

$$d_{1-2} = \sqrt[5.33]{\frac{4.8\cdot10^{-5}\,Q^2_{см1-2}\gamma_{н1-2}\ell_{1-2}}{P_1^2 - P_2^2}}\,, \qquad (6.3.20)$$

где d_{1-2} – диаметр участкового газопровода (ветвь 1-2 на рис. П 6.3.1), м;

$Q_{см\,1-2}$ – расход метановоздушной смеси в участковом газопроводе, $м^3$/мин;

l_{1-2} - длина участкового газопровода, м.

По результатам расчета принимается ближайший больший внутренний диаметр стандартного газопровода $d_{1-2\,ст}$.

6.3.14. Уточняется давление газа (P_2^1 , мм рт.ст) на выходе из участкового газопровода

$$P_2^1 = \sqrt{P_1^2 - \frac{4{,}8 \cdot 10^{-5} Q_{см1-2}^2 \gamma_{н1-2} \ell_{1-2}}{d_{1-2ст}^{5.33}}}, \qquad (6.3.21)$$

Для ветвей газопровода с разностью отметок z ($z=H_1-H_2$, м) более 400 м давление P_{2z} на выходе из газопровода рассчитывается по формуле

$$P_{2z} = P_2' \pm \frac{P_2' z(53 - 0{,}273 c_{1-2})}{4{,}65 \cdot 10^5} \qquad (6.3.22)$$

Знак «+» принимается при движении газа вниз, а знак «-» - при движении вверх.

6.3.15. Диаметр магистральной ветви 2-4 (см.рис.П6.3.1) определяется по уравнению (6.3.20), в котором вместо давлений P_1 и P_2 подставляются давления P_2'(или P_2z) и P_4 соответственно. Таким же образом последовательно рассчитываются диаметры газопроводов всех ветвей, входящих в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы.

Для ветвей с параллельными газопроводами вместо $d_{ст}$ подставляется эквивалентный диаметр ($d_{эк}$, м), определяемый по формуле:

$$d_{эк} = \sqrt[2.67]{\sum d_i^{2.67}} \qquad (6.3.23)$$

Для ответвлений газопроводов определяется давление по уравнению в начале ветви, а давление на выходе принимается равным давлению в соответствующем узле сопряжения трубопроводов, для которого было определено давление смеси газов при расчетах газопровода выбранной ветви дегазационной системы. Затем на основании подобных расчетов определяется давление газа в трубопроводе перед вакуум-насосами $P_н$.

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

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

6.3.17. Определяют количество одновременно работающих вакуум-насосов и их типоразмер. Точку, характеризующую требуемый режим работы дегазационной системы ($Q_н$, $P_н$), наносят на характеристику вакуум-насосов. Производительность $Q_н$ принимается равной расходу газа в ветви газопровода перед насосами, рассчитанному по рекомендациям пункта 6.3.7. Выбирают один или несколько параллельно работающих насосов, характеристика которых лежит ниже точки требуемого режима их работы.

Система, работающая в двойном режиме (всасывания и нагнетания)

6.3.18. Всасывающая часть газопровода рассчитывается согласно пунктам 6.3.1-6.3.17.

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.

6.3.19. Внутренний диаметр нагнетательного газопровода ($d_{тр}$, м) определяется при расстоянии от вакуум-насоса до котельной до 500 м из условия срабатывания опережающей защиты дегазационной системы по формуле

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{\left(\frac{V_г}{Q_г} + t_{газ} + t_{к.о}\right) Q_{см.п}}{47 \ell_н}} \qquad (6.3.24)$$

где $V_г$ - объем газового тракта от места отбора пробы газа до входа в газоанализатор, $м^3$;

$Q_г$ - количество газа, проходящего через газоанализатор, $м^3/с$;

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

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

$Q_{см.п}$ - расход газа, подаваемого потребителю, $м^3/мин$;

$l_н$ - длина нагнетательного газопровода, м.

6.3.20. При подаче газа потребителю диаметр нагнетательного газопровода наземной стационарной вакуум-насосной станции с типовой системой водоснабжения при расстоянии более 500 м принимается равным не менее 25 см при дебите смеси менее 30 $м^3/мин$ и не менее 30 см при дебите смеси более 30 $м^3/мин$ с последующей проверкой по формуле (6.3.24).

6.3.21. Необходимое избыточное давление в нагнетательном патрубке вакуум-насоса ($P_{ир}$, мм рт.ст.) составляет

$$P_{ир} = \Delta P_м + \Delta P_д + \Delta P_г - P_i + \Delta P_н , \qquad (6.3.25)$$

где $\Delta P_м$ - потери давления при прохождении газа через защитную и регулирующую аппаратуру, мм рт.ст.;

$$\Delta P_м = \alpha \cdot Q^2_{см.п} \gamma_н \qquad (6.3.26)$$

α - коэффициент, учитывающий сопротивление аппаратуры. Принимается равным 0,011 или 0,007 при диаметре газопровода соответственно 25 или 30 см;

$\gamma_н$ - плотность метановоздушной смеси, кг/м^3;

$\Delta P_д$ - потери давления при прохождении газа через диафрагму, принимаемые при проектировании 8 мм рт.ст., а на действующих установках по показаниям приборов;

$\Delta P_т$ - потери давления на трение газа в нагнетательном газопроводе, мм рт.ст.;

$$\Delta P_т = \sqrt{P_г^2 + \frac{4{,}8 \cdot 10^{-5} Q^2_{см.п} \gamma_н \ell_н}{d_{тр}^{5.33}}} - P_г \qquad (6.3.27)$$

$P_т$ - давление газа в горелках, равное 770 мм рт.ст.;

$\Delta P_п$ - потери давления газа в пламегасителе, равные 5-8 мм рт.ст.

6.3.22. 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:

$$Q_{в.н.} = 0{,}95 n_{в.н} Q_м \left(1 - \frac{B_{вс.р}}{B_{вс.м} - 1{,}7 P_{н.р}(760 - B_{вс.м})}\right) \cdot \sqrt{1 - \frac{P_{н.р}}{P_м} \cdot \frac{P_б}{760}} \quad , \qquad (6.3.28)$$

где $Q_{в.н}$ - производительность дегазационной установки при текущих значениях разрежения и давления нагнетания, м^3/мин;

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

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

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

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

$P_б$ - барометрическое давление, мм рт.ст.

Если $Q_{см.р.} \le Q_{в.н} \ge Q_{см.п}$, 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.

Значения параметров $Q_м$, $B_{вс.м}$, $P_м$ принимаются по данным завода-изготовителя.

На действующей дегазационной установке $Q_м$ определяется при полностью открытом всасе и выхлопе вакуум-насоса, $B_{вс.м}$ – при полностью закрытой задвижке на всасе вакуум-насоса и откытой задвижке на его выхлопе, $P_м$ – при открытой задвижке на всасе и закрытой задвижке на выхлопе.

Реконструкция дегазационной системы

6.3.23. Необходимость реконструкции дегазационной системы определяется:

при планировании более высоких нагрузок на очистные забои по сравнению с предусмотренными проектом;

при планировании увеличения добычи шахты за счет ввода большего количества выемочных участков, чем предусмотрено проектом;

при проектировании отвода газа дегазационной системой из выемочных участков, расположенных за пределами части шахтного поля, для которой спроектирована дегазационная система;

при несоответствии достигнутой эффективности дегазации выемочных участков предусмотренной проектом.

Расчет выполняется в следующем порядке.

6.3.24. По уравнению (6.3.11) определяется расход метановоздушной смеси в ветвях газопроводов проектируемых выемочных участков или участков, находящихся в эксплуатации, для которых требуется повышение эффективности дегазации. Для ветвей остальных выемочных участков принимаются фактические расходы газа.

6.3.25. По уравнению (6.3.13) определяется расход метановоздушной смеси в остальных ветвях газопровода, вплоть до вакуум-насосов.

6.3.26. Сравнивается расчетный расход газовой смеси в ветви перед вакуум-насосом $Q_{н.р}$ с фактическим $Q_{н.ф}$.

Если $Q_{н.ф} < Q_{н.р}$, то реконструкция необходима.

Если $Q_{н.ф} \geq Q_{н.р}$, то следует сравнить необходимые и фактические расходы в ветвях газопровода. Реконструкция, как правило, нужна, если фактический расход газовой смеси в одной из ветвей газопровода меньше расчетного, предусмотренного проектом.

6.3.27. Определяются виды работ и объем реконструкции. На характеристике насосов (рис. П 6.3.3) восстанавливается перпендикуляр к оси абсцисс из точки со значением $Q_{н.р}$ до пересечения с характеристикой действующего насоса или нескольких насосов, включенных параллельно. Если точка пересечения соответствует давлению во всасывающем патрубке более 450 мм рт.ст., то необходима замена насоса на более мощный или установка дополнительного насоса для параллельной их работы.

6.3.28. Определяются удельные потери давления в газопроводе ($\Delta P_{уд}$, мм рт.ст.) для наиболее протяженной и загруженной ветви дегазационной системы

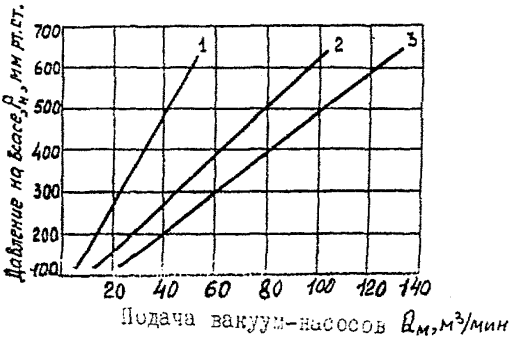


Рис. П6.3.3. Характеристика вакуум-насосов

1- подача 50 м³/мин;
2 -подача 100 м³/мин (или при параллельной работе двух насосов с подачей 50 м³/мин);
3 -подача 150 м³/мин

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_б - P_{вс} - B_у}{L_т} , \qquad (6.3.29)$$

где $P_б$ - барометрическое давление, мм рт.ст.;
$P_{вс}$ - давление на всасе вакуум-насоса, мм рт.ст.;
$B_у$ - разрежение в устье скважины, мм рт.ст.;
$L_т$ - длина трубопровода в наиболее протяженной и загруженной ветви дегазационной системы, м.

Разрежение $B_у$ в устьях скважин действующего выемочного участка в наиболее протяженной и загруженной ветви дегазационной системы, на котором не требуется повышение эффективности дегазации, принимается равным фактическому. Если же для такого выемочного участка требуется повышение эффективности дегазации, величина $B_у$ рассчитывается по уравнению (6.3.6). Величина давления газа в газопроводе перед вакуум-насосами $P_н$ определяется по характеристикам вакуум-насосных установок (см.п.6.3.17), действующих или выбранных для реконструкции. Она принимается равной давлению, которое развивает установка во всасывающем газопроводе по производительности $Q_{н.р}$, но не менее 350 мм рт.ст.

6.3.29. Рассчитываются требуемые диаметры каждой ветви газопровода ($d_{тр.i}$, м) по номограмме (рис. П 6.3.4) или по уравнению

$$d_{тр.i} = 0{,}04 \cdot \sqrt[5.33]{\frac{Q_{с.i}^2}{\Delta P_{уд}}} , \qquad (6.3.30)$$

где $Q_{с.i}$ – расход метановоздушной смеси в i-ой ветви газопровода, $м^3$/мин.

В соответствии с действующими ГОСТами выбираются стандартные диаметры труб $d_{ст\,i}$. Сравниваются требуемые диаметры каждой ветви газопроводов с фактическими $d_{ф.i}$.

Для ветвей, где $d_{ф.i} < d_{тр.i}$, принимается решение о замене трубопроводов. При этом сначала проектируется замена труб наиболее протяженной и загруженной ветви дегазационной системы. Если нет возможности заменить газопровод, находящийся в эксплуатации, на газопровод диаметром $d_{тр.i}$, то проектируется прокладка дополнительного газопровода, диаметр которого ($d_{д.i}$, м) рассчитывается по номограмме (рис. П 6.3.5) или по уравнению

$$d_{д.i} = d_{ф.i} \cdot \sqrt[2.67]{\left(\frac{d_{тр.i}}{d_{ф.i}}\right)^{2.67} - 1} \qquad (6.3.31)$$

В соответствии с действующими ГОСТами выбираются стандартные диаметры труб $d_{д\,ст.i}$.

Номограмма для определения диаметра газопровода

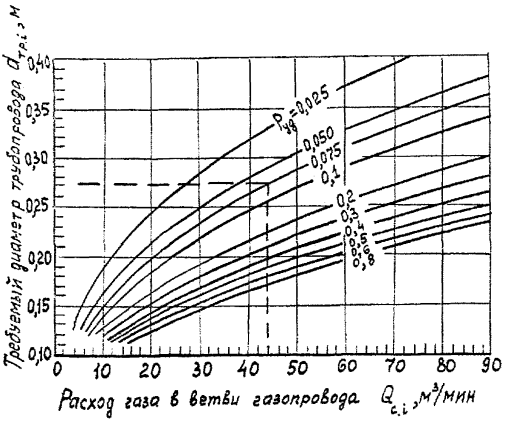


Рис. П6.3.4

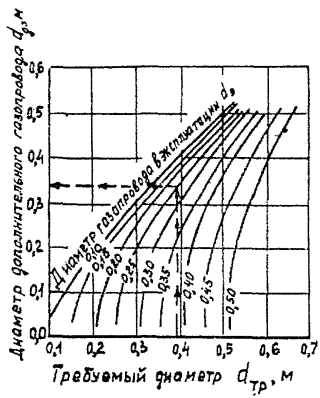


Рис. П6.3.5 Номограмма для определения диаметра дополнительного газопровода

6.3.30. Уточняется давление $P_{н.р}$ в газопроводе перед вакуумом, последовательно определяя давление на выходе ветви, входящей в наиболее протяженную и загруженную ветвь дегазационной системы ($P_{к.р.i}$, мм.рт.ст)

$$P_{к.р.i} = \sqrt{P_{н.i}^2 - \frac{4{,}8 \cdot 10^{-5} Q_{с.i}^2 \gamma_{в.i} \ell_{в.i}}{d_{ст.i}^{5{,}33}}} \quad , \qquad (6.3.32)$$

где $P_{н.i}$ - давление смеси газов на входе в i-ю ветвь газопровода, мм.рт.ст. Давление у скважин определяется по уравнению (6.3.16);

$\gamma_{н.i}$ - средняя плотность метановоздушной смеси в i-ой ветви газопровода, кг/м^3;

$l_{в.i}$ - длина i-ой ветви газопровода, м;

$d_{ст.i}$ - стандартный диаметр газопровода i-ой ветви, м. Для газопроводов, находящихся в эксплуатации, принимается равным фактическому $d_{ф.i}$, а для проектируемых или реконструируемых ветвей выбирается согласно действующим ГОСТам по величине $d_{тр.i}$.

Если при уточнении давления смеси газов на выходе i-ой ветви газопровода окажется, что

$$P_{н.i}^2 - \frac{4{,}8 \cdot 10^{-5} Q_{с.i}^2 \gamma_{н.i} \ell_{в.i}}{d_{ст.i}^{5{,}33}} \langle (P_б - P_{вс} - B_у)^2 \quad , \qquad (6.3.33)$$

то и для этой ветви выбирается $d_{ст.i}$ по $d_{тр.i}$, и затем используется в уравнении (6.3.32) для уточнения давления.

Если давление уточняется на выходе i-ой ветви, представленной параллельными газопроводами с диаметрами $d_{д.ст.i}$ и $d_{ф..i}$, то в уравнение (6.3.32) подставляется их эквивалентный диаметр ($d'_{тр.i}$,м), определенный по номограмме (рис. П6.3.5) или по уравнению

$$d'_{тр.i} = d_{ф.i} \sqrt[2{,}67]{\left(\frac{d_{д.ст.i}}{d_{ф.i}}\right)^{2{,}67} - 1} \qquad (6.3.34)$$

Если давление в смеси газов перед вакуум-насосами $P_{н.р} > P_{вс}$, то замена газопровода в i-ой ветви (или прокладка дополнительного газопровода для i-ой ветви) обеспечит требуемую производительность вакуум-насосной станции.

Если $P_{н.р} < P_{в.с}$, то необходимо предусмотреть замену газопровода (или прокладку дополнительного газопровода) в двух ветвях и повторить расчет давления смеси газов перед вакуум-насосами по формуле (6.3.32). Количество реконструируемых ветвей увеличивают до тех пор, пока не будет соблюдаться условие $P_{н.р} \geq P_{вс}$.

Для ответвлений газопроводов от наиболее протяженной и загруженной ветви дегазационной системы принимают диаметры газопроводов, рассчитанные по формуле (6.3.30).

Приложение 7

7. КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ

7.1. Определение объемов каптируемого метана

7.1.1. Измерение расхода отсасываемого метана на дегазационных скважинах и газопроводах осуществляется с помощью сужающего устройства (например, диафрагмы, рис. П 7.1.1), вмонтированного в газопровод, переносного U- образного манометра с водяным или ртутным заполнением и интерферометра (например, ШИ-12).

Схема отбора проб газовоздушной смеси из газопровода или обсадной трубы скважины показана на рис. П 7.1.2.

Для лабораторного анализа пробы газа отбираются в бюретки Зегера, бутылки емкостью 250 $см^3$ или в резиновые камеры.

7.1.2. Сужающее замерное устройство необходимо располагать на прямом участке газопровода. Минимальная длина прямого участка газопровода до и после диафрагмы выбирается в зависимости от типа и модуля сужающего отверстия согласно требованиям «Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД-50-213-80».

Осмотр и проверка диафрагм должны производиться не реже 1 раза в квартал.

7.1.3. Расход (Q, $м^3$/мин) смеси отсасываемых газов рассчитывается по формуле

$$Q = 0{,}209 \cdot 10^{-3}\, \varepsilon a \alpha d_0^2 \sqrt{\frac{h}{\gamma}}, \qquad (7.1.1)$$

где ε, a, α - коэффициенты, определяемые по номограммам рис. П 7.1.3, П 7.1.4 и П 7.1.5 соответственно;

d_0 - диаметр отверстия сужающего устройства, мм;

h - перепад давлений на диафрагме, мм вод. ст.;

γ - объемная масса газа в рабочем состоянии при фактической концентрации метана, кг/$м^3$.

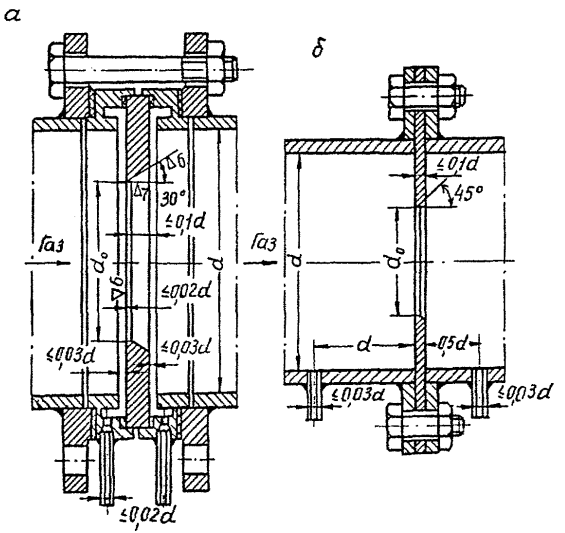
На упомянутых выше номограммах приняты следующие обозначения:

P_1 - давление газа в газопроводе, т.е. разность между атмосферным давлением у места установки диафрагмы и разрежением в газопроводе перед диафрагмой, мм.рт.ст.;

α - коэффициент расхода, определяемый в зависимости от отношения d^2_0 к квадрату диаметра трубопровода d^2 (величина $m = d^2_0/d^2$).

Выражение $0{,}209 \cdot 10^{-3}\, \varepsilon a \alpha d^2_0$ называется коэффициентом (К) диафрагмы. Тогда зависимость (7.1.1) можно представить в виде

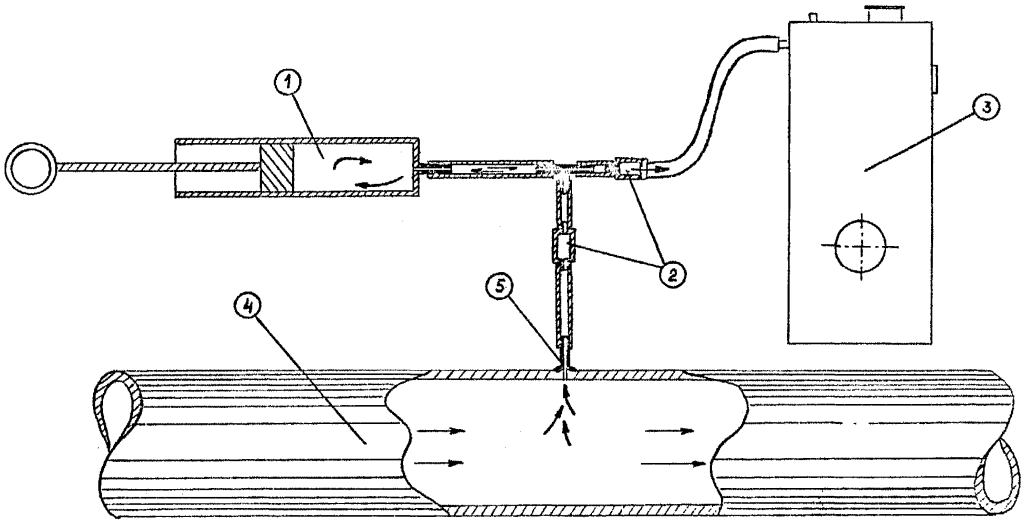
Диафрагмы для замера расхода газа



а – нормальная; б – дисковая

Рис.П7.1.1

Схема отбора проб газовоздушной смеси



1 – насос ручной
2 – обратный клапан
3 – интерферометр
4 – газопровод
5 – штуцер для отбора пробы

Рис. П7.1.2

Номограмма для определения коэффициента ε при малых (а) и при больших(б) значениях $h / 13{,}6\ P_I$

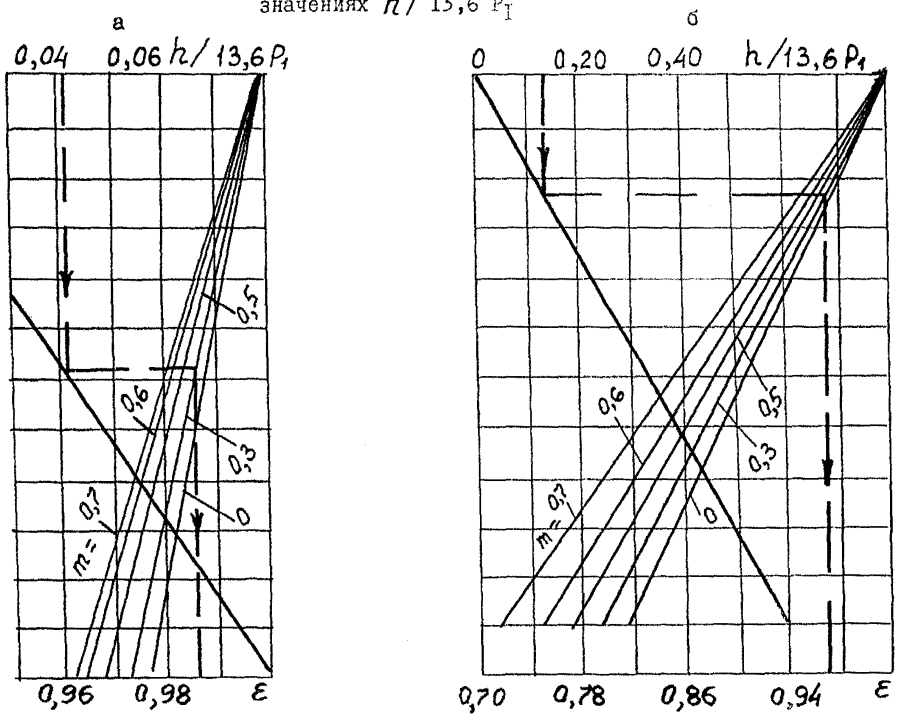


Рис. П7.I.3

Номограмма для определения поправочного коэффициента (а)

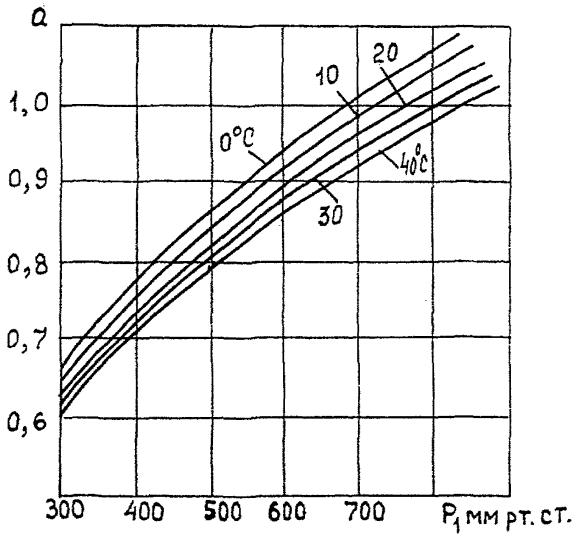


Рис.П7. I.4

$$Q = K\sqrt{\frac{h}{\gamma}} \qquad (7.1.2)$$

Величина γ определяется по формуле

$$\gamma = \frac{273P}{760(273+t)}\gamma_н, \qquad (7.1.3)$$

где t - температура газа перед диафрагмой, ^{0}C;

$\gamma_н$ - объемная масса газовой смеси при давлении 760 мм рт.ст. и температуре 273^{0}K

$$\gamma_н = \frac{0{,}717C_м + 1{,}293C_в}{100}, \qquad (7.1.4)$$

$C_м$ и $C_в$ - содержание в смеси соответственно метана и воздуха, %.

Рассчитанное значение расхода смеси газов приводится к нормальным условиям

$$Q_{н.у.} = Q\,\frac{P293}{760(273+t)}, \qquad (7.1.5)$$

7.1.4. Расход ($I_м$, м^3/мин) отсасываемого метана находится из выражения

$$I_м = Q_{н.у.}\,\frac{C_м}{100}, \qquad (7.1.6)$$

где $C_м$ - содержание метана в отсасываемой смеси, %.

7.1.5. Расход каптируемой смеси можно определить по номограмме (рис. П 7.1.6).

По измеренным перепаду давления на диафрагме, концентрации метана и температуре отсасываемой смеси, известных параметрах диафрагмы и газопровода определяются сначала расход метановоздушной смеси, а затем расход метана по формуле (7.1.6).

Ключ к номограмме изображен пунктирной линией и стрелками.

7.2. Отбор проб газовоздушной смеси

7.2.1. Схема отбора проб газовоздушной смеси для последующего определения в ней концентрации метана показана на рис. П 7.1.7.

При отборе проб газа по схемам а и б (см. рис. П 7.1.7) краники или зажимы на вакуумных (полувакуумных) резиновых трубках должны открываться и закрываться одновременно.

График зависимости коэффициента расхода α от $m = \frac{d_0^2}{d^2}$

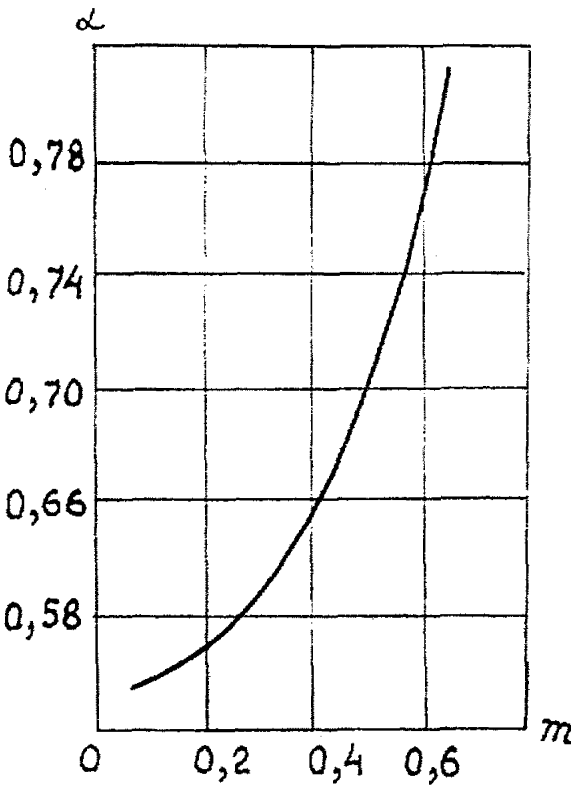


Рис.П7.I.5

Номограмма для определения расхода газа

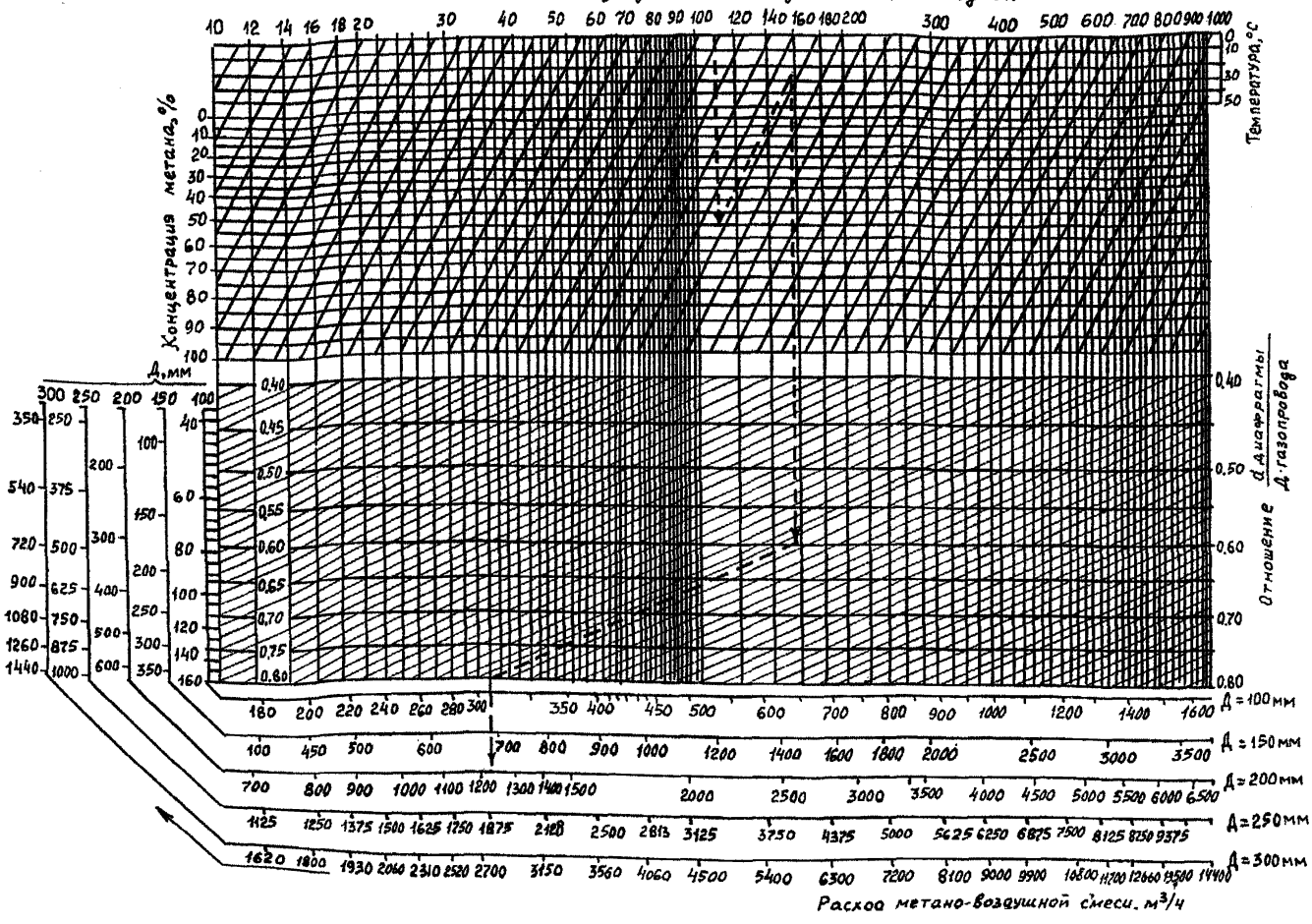


Схема отбора проб газовоздушной смеси из газопровода

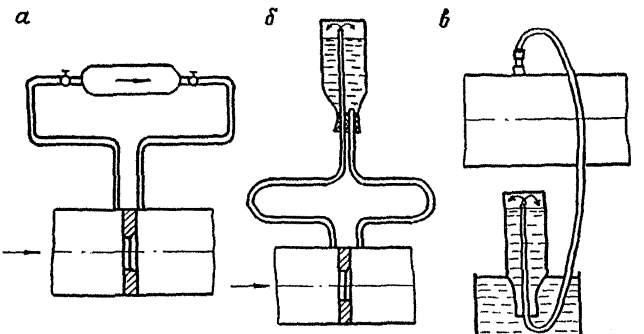


Рис. П7.1.7

Приложение 8

8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВАКУУМНО-ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ В ДЕГАЗАЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

8.1. Проведение вакуумно-газовой съемки

8.1.1. Вакуумно-газовая съемка в дегазационном трубопроводе проводится 1 раз в год, а также в случаях,когда не обеспечивается заданная эффективность дегазации или содержание метана в отсасываемом газе ниже установленной нормы.

Контролируемыми параметрами являются: разрежение, концентрация и дебит метана, величина подсосов воздуха на скважинах и на участках газопровода.

8.1.2. Перед производством вакуумно-газовой съемки на схеме дегазационной сети шахты выделяются участки газопровода и намечаются пункты замера параметров газовоздушного потока. Критериями выбора участков являются постоянство дебитов метана и диаметров газопровода.

Маршрут начинают от дегазационных скважин. Замерное устройство (диафрагма) для определения параметров метановоздушного потока устанавливается на скважинах и на выходе участкового газопровода. В остальных пунктах для замера разрежения, концентрации метана и температуры газа устанавливаются штуцеры. Последние должны располагаться не ближе 3м от разветвления трубопровода.

Измерения показателей потока производятся (рис. П8.1.1):

1) на скважинах (группе пластовых скважин);
2) на выходе участкового газопровода;
3) на прямолинейных участках через каждые 500м;
4) в шахте перед стволом (магистральной скважиной) и в местах разветвления трубопровода или изменения его диаметра;
5) на выходе газопровода из шахты (магистральной скважины);
6) в здании ВНС.

8.1.3. Вакуумно-газовая съемка должна выполняться группой квалифицированных работников, причем одновременно по всему дегазационному трубопроводу (от скважин до вакуум-насосов).

Время производства замеров в намеченных пунктах газопровода устанавливается графиком. Съемка должна быть проведена за время, не превышающее одну смену.

8.2. Оценка состояния дегазационного трубопровода

8.2.1. Состояние газопровода по пропускной способности оценивается путем сопоставления фактических потерь давления газовоздушной смеси с расчетным их значением на отдельных участках газопровода или на выбранных маршрутах (от скважин до ВНС).

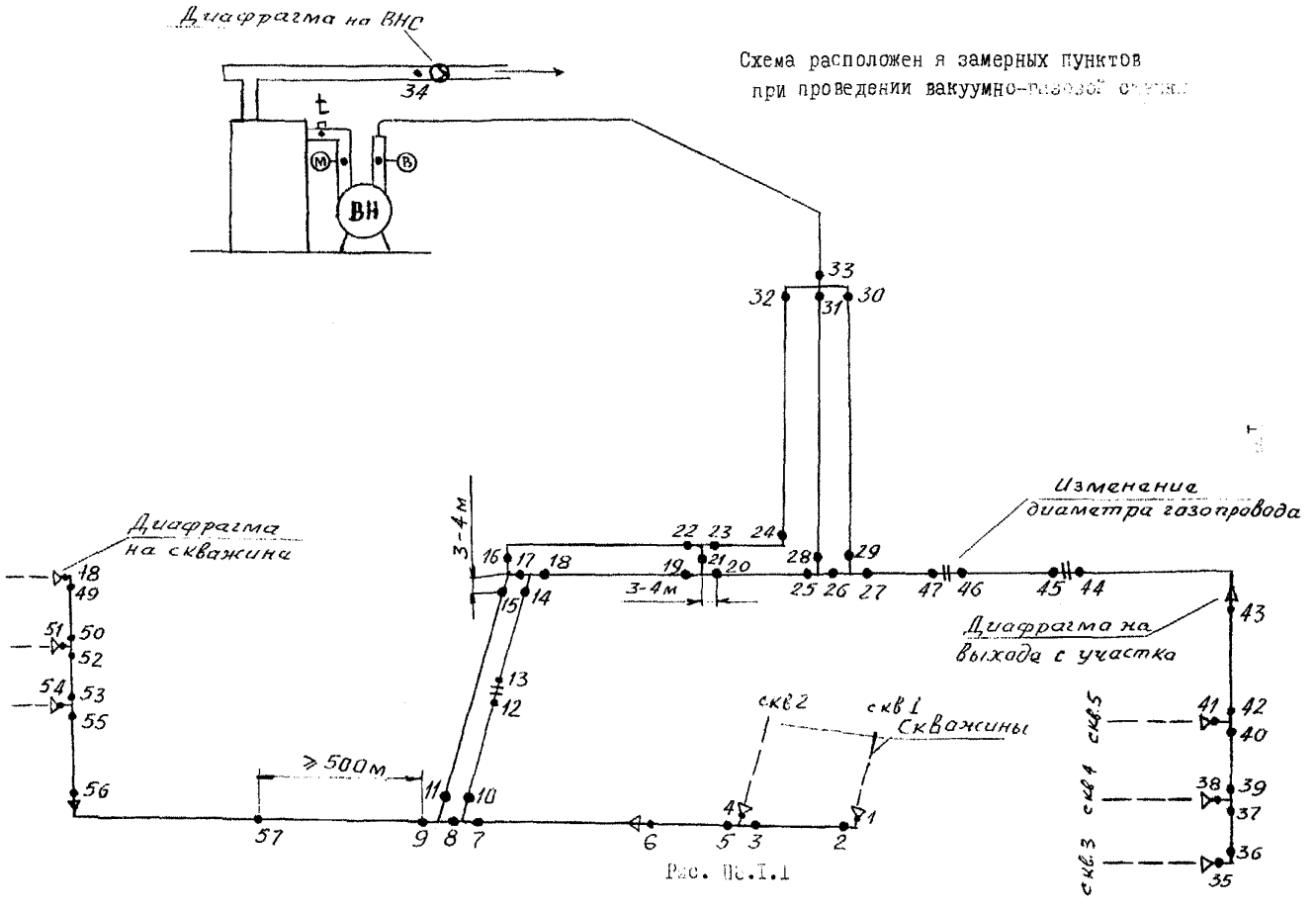

Диафрагма на ВНС
34
t
M
B
ВН
Схема расположен я замерных пунктов
при проведении вакуумно-
33
32
31
30
Изменение
диаметра газопровода
Диафрагма
на скважина
3-4м
22 23 24
16 17 18
19 21 20
28 29
3-4м
25 26 27 47 46 45 44
43
Диафрагма на
выхода с участка
18
49
51 50
52
54 53
55
56
15 14
13
12
скв 2
скв 1
Скважины
41 42
40
38 39
37
36
35
скв 5
скв 4
скв 3
≥ 500м
11 10
4 1
57 9 8 7 6 5 3 2

Рис. Пс.I.1

Фактические потери давления должны быть меньше расчетных значений, установленных проектом.

8.2.2. Подсосы воздуха в газопровод на отдельных его участках определяются как разность дебитов метановоздушной смеси, измеренных на концах исследуемого участка.

8.2.3. Дебит метана, измеренный на диафрагме, принимается постоянным на всем протяжении участка газопровода (до следующего пункта установки диафрагмы).

Дебит метановоздушной смеси в промежуточных точках участкового газопровода, где замерялись разрежение и концентрация метана, определяется по формуле

$$Q_{тр.i} = \frac{I_{д.i}}{0{,}01C_{м.i}}, \qquad (8.2.1)$$

где $Q_{тр.i}$ - расход метановоздушной смеси на i-ом участке газопровода, $м^3$/мин;

$I_{д.i}$ - дебит метана на i-ом участке газопровода, $м^3$/мин;

$C_{м.i}$ - концентрация метана в i-ом пункте замера,%.

8.2.4. Давление потока метановоздушной смеси в пунктах замера находится по формуле

$$P_т = P_ш - B_у, \qquad (8.2.2.)$$

где $P_т$ - давление газов 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.

8.2.5. Фактические потери давления газовоздушной смеси на отдельных участках газопровода определяются как разница измеренных величин давления газа на концах исследуемого участка газопровода.

8.2.6. Значения фактических и расчетных (или нормативных) потерь давления газа на участках (ветвях) газопровода заносятся в таблицы. При этом все величины метановоздушных потоков должны быть приведены к нормальным условиям.

8.2.7. Сопоставлением фактических подсосов воздуха и нормативных (или проектных) оценивается состояние дегазационного трубопровода и выявляются нарушенные его участки, если таковые имеются.

Приложение 9

9. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ГЕРМЕТИЗАЦИИ СКВАЖИН

9.1. Определение мест подсосов воздуха в скважины

9.1.1. Определение мест подсосов воздуха в скважину производится ИТР службы дегазации совместно с буровыми мастерами после герметизации скважины, а также в тех случаях, когда содержание метана в участковом газопроводе или эффективность дегазации ниже принятых в проекте.

9.1.2. Места подсосов воздуха определяются путем измерения расхода газовоздушной смеси из скважины и содержания метана по ее длине.

9.1.3. Отбор проб газа из скважины производят с помощью специального зонда (рис. П 9.1.1). 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 6 с газопроводом 4.

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 10, намотанная на катушку 11, двухклапанный насос 12 и камера 13.

9.1.4. 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 с диафрагмой и на его месте крепят к обсадной трубе 5 тройник 1. Патрубок 3 с помощью гофрированного шланга 14 соединяют с газопроводом 4. Через уплотнительный элемент 7 вводят первую штангу с газоотборным устройством 9. Гибкую трубку 10 соединяют с газоотборным устройством и крепят к штангам.

Всасывающий патрубок насоса 12 соединяют со свободным концом гибкой трубки 10, а нагнетательный - с камерой 13. Зонд готов к работе.

Открывают задвижку 15 и отбирают пробы газа из характерных пунктов скважины C_1; C_2; C_3; C_4 (см. рис. П 9.1.1), перемещая газозаборное устройство по скважине и наращивая штанги. Проба, набранная в камеру, анализируется на месте с помощью интерферометра ШИ-12. 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_1 и C_2 располагаются в нижней и верхней частях обсадной трубы, пункт C_3 - на расстоянии 0,5м от верхнего конца обсадной трубы, пункт 4 - на расстоянии - 35-40 м от устья скважины.

9.1.5. По результатам измерений рассчитывают долю притечек ΔQ_i воздуха в скважину на каждом интервале измерений. Результаты с погрешностью измерения содержания метана менее 4% следует считать одинаковыми (для интерферометра ШИ-12 погрешность равна 4%). Доля притечек воздуха в скважину на i-ом интервале рассчитывается по формуле

Характерные точки дегазационной скважины, схема устройства и применения зонда для измерения содержания метана

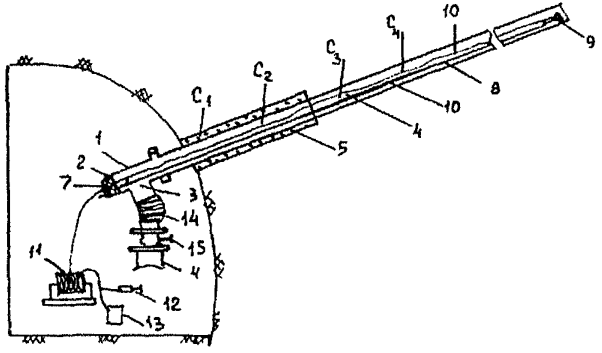


Рис.П9.1.1

$$\Delta Q_i = \frac{(C_{i-1} - C_i)C_i}{C_{i-1}C_1(1 - C_1)}100, \ \% \qquad (9.1.1)$$

где C_1, C_1 - содержание метана в пунктах C_1 и C_i, доли ед.;
i - порядковый номер пункта отбора проб.

9.1.6. Результаты измерений записываются в табл. П 9.1.1.

Таблица П 9.1.1

Результаты определения места и величины подсосов воздуха в скважины

Лава _____ Участок_____ Пласт_____

Параметры	Размерность	№№ скважин					
		1	2	3	4	.....	N
1	2	3	4	5	6	.....	n
Расход газовой смеси	$м^3$/мин						
Разрежение	мм рт.ст.						
Содержание метана	%						
в пунктах C_1							
C_2							
C_3							
C_4							
Общие подсосы воздуха в скважину	$м^3$/мин						
Доля подсосов воздуха на интервалах:	%						
C_1-C_2							
C_2-C_3							
C_3-C_4							
далее C_4							

9.1.7. По результатам измерений в отдельных скважинах выявляют характерные для обследованного участка места подсосов воздуха в скважины, определяют их причины и разрабатывают мероприятия с целью повышения содержания метана в скважинах.

Наиболее часто встречающиеся причины подсосов воздуха в дегазационную скважину и возможные мероприятия по их устранению приведены в табл. П 9.1.2.

Таблица П 9.1.2

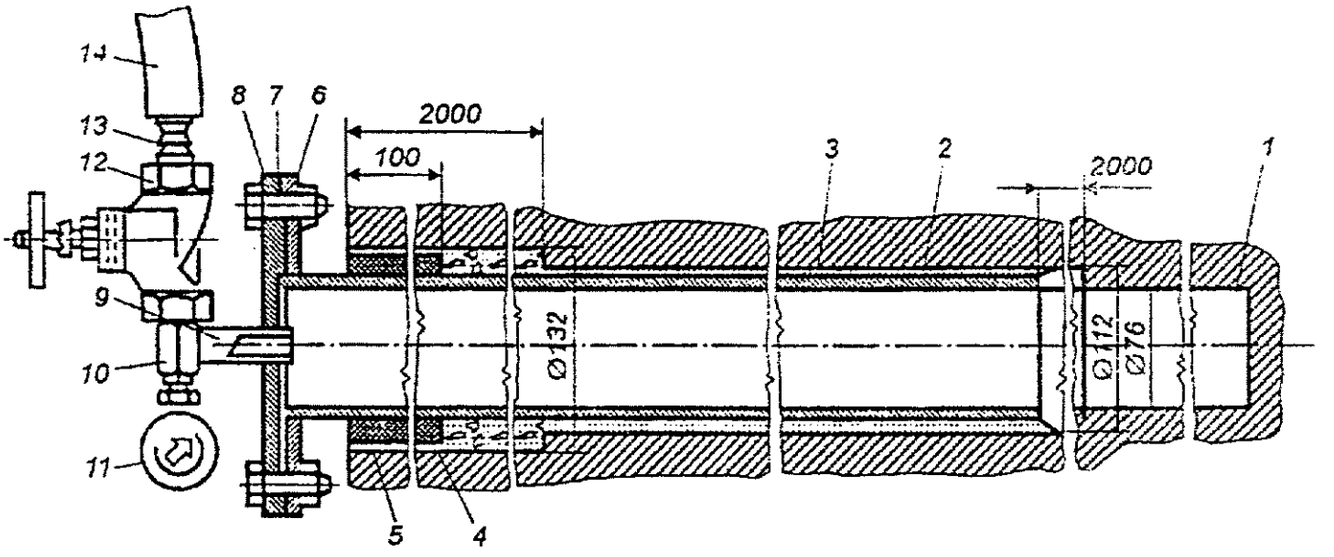
Причины подсосов воздуха в скважины и мероприятия по их снижению

Интервалы скважины	Причины подсоса воздуха в скважины	Мероприятия по сокращению подсосов воздуха в скважины
C_1-C_2	Нарушение целостности обсадной трубы (обычно 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 (герметизация) затрубного пространства	Усилить контроль за качеством цементации скважин. Применить механические герметизаторы.
C_3-C_4	Недостаточные глубина обсадки или угол подъема скважин, пробуренных на подрабатываемые пласты	Увеличить глубину обсадки скважин. Если при этом не обеспечивается $C_4 \geq 50\%$, то в последующем увеличить угол подъема скважин. Если увеличение угла подъема скважин до 60^0 не обеспечит $C_4 \geq 50\%$, то это свидетельствует о низком метановыделении из дегазируемых источников. Следует уменьшить разрежение на устье скважины.
C_4 - забой скважины	Недостаточен угол подъема скважин, пробуренных на подрабатываемые пласты	Увеличить угол подъема следующих скважин. Если увеличение угла наклона до 60^0 не обеспечит $C_4 \geq 50\%$, то это свидетельствует о низком метановыделении из дегазируемых источников. Следует уменьшить разрежение на устье скважины.

9.2. Контроль качества герметизации скважин

9.2.1. Для проверки качества герметизации необходимо определить герметичность затрубного пространства и стыков обсадной колонны. Для этого достаточно в скважине создать столб воды высотой на 0,2-0,3м больше, чем высота обсадной колонны труб. Если столб воды удерживается на этой высоте, то герметичны и затрубное пространство, и обсадная колонна. Если вода удерживается только на высоте обсадной колонны, то стыки труб герметичны, а затрубное пространство негерметично, если вода удерживается на отметке ниже высоты обсадной колонны, то на этой отметке колонна труб имеет негерметичный стык.

9.2.2. Для выполнения таких замеров необходимо к устью скважины подсоединить специальное устройство, которое крепится к обсадной колонне труб (рис. П 9.2.1). При открытом вентиле высота столба воды, подаваемой в скважину по шлангу от противопожарного водопровода, увеличивается. По параметрам заложения скважины известно, до какой высоты должен подняться столб воды, что-



Приспособление для контроля герметичности скважины:
1 - скважина без обсадки; 2 - обсадная колонна; 3 - герметизирующая среда;
4 - бетонь; 5 - деревянные клинья; 6 - патрубок обсадной колонны; 7 - уплотнение;
8 - фланец; 9 - трубка; 10 - тройник; 11 - манометр; 12 - вентиль;
13 - переходной штуцер; 14 - шланг.

Рис. П9.2.I

бы он стал на 0,2-0,3м выше обсадной колонны. Когда вода поднимается до этой высоты, вентиль закрывается. Высота столба воды определяется по манометру (10 кПа соответствуют 1м столба воды).

9.2.3. Более простой способ контроля качества герметизации скважин заключается в том, что после герметизации устья скважины последнюю подключают к дегазационному трубопроводу и создают в ней разрежение. Затем с помощью задвижки скважину перекрывают и по скорости роста давления (снижения вакуума) определяют наличие подсосов воздуха. Если подсосы большие, то их можно измерить в обсадной трубе прибором «Люга».

Приложение 10

10. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАПТИРУЕМОГО МЕТАНА

10.1 Требования к дегазационным системам шахт

10.1.1. Для стабильного и бесперебойного снабжения потребителя необходимым количеством газа содержание каптируемой смеси на выходе вакуум-насоса должно составлять 35-40%, а на выходе добычных участков - 50-55%.

10.1.2. При подаче каптируемого газа потребителю дегазационная установка, работающая в комбинированном режиме (т.е. наряду с разрежением на всасе вакуум-насоса создается избыточное давление на нагнетательном трубопроводе), должна иметь диаметр нагнетательного трубопровода не менее 250мм при дебите смеси меньше 30 $м^3$/мин и не менее 300 мм - при дебите смеси 30 $м^3$/мин и более.

10.1.3. Для предупреждения взрыва или воспламенения каптируемых метановоздушных смесей дегазационные установки должны быть в максимальной степени автоматизированы, а режим их работы должен постоянно контролироваться. Дегазационные установки должны оснащаться приборами контроля, регулировки и защиты, а в случаях бытового использования каптируемого метана - одоризаторами.

10.1.4. Для предотвращения аварий в дегазационных установках и обеспечения стабильной их работы необходимо непрерывно контролировать дебит и концентрацию метана, подаваемого потребителю, разрежение на стороне всасывания смеси и давление на нагнетательном трубопроводе.

Теплота сгорания и температура каптируемого газа контролируются Потребителем.

10.2. Утилизация каптируемых метановоздушных смесей

10.2.1. Мероприятия по утилизации каптируемых метановоздушных смесей должны осуществляться с учетом положений государственной программы по энергосбережению, закона об энергосбережении, федеральной целевой программы предотвращения опасных изменений климата и их отрицательных последствий, рамочной Конвенции ООН по изменению климата и Киотского протокола этой Конвенции.

10.2.2. Способы утилизации метановоздушных смесей выбираются исходя из объемов каптируемого на шахтах метана и его содержания в газовоздушных смесях, имеющегося для этой цели оборудования и наличия потребителей шахтного метана.

10.2.3. На использование извлекаемого шахтного метана проектной организацией составляется проект, заказчиком которого является угольная компания (акционерное общество или шахта).

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ 3
2. СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ 5
2.1. Дегазация пластов при проведении горных выработок 5
2.2. Подземная дегазация разрабатываемых пластов на выемочных участках 14
2.3. Дегазация разрабатываемых пластов скважинами с применением подземного гидроразрыва 24
2.4. Дегазация неразгруженных угольных пластов с предварительным их гидрорасчленением через скважины, пробуренные с поверхности 26
3. ДЕГАЗАЦИЯ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЯ И ПОРОД ПРИ ИХ ПОДРАБОТКЕ ИЛИ НАДРАБОТКЕ 31
3.1. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок 31
3.2. Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок 42
3.3. Дегазация крутых и крутонаклонных пластов скважинами, пробуренными из горных выработок 46
3.4. Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными с поверхности 48
4. ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА 56
4.1. Условия применения 56
4.2. Подземная дегазация выработанного пространства 58
4.3. Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности 65
5. МЕТОД ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ БОРЬБЫ С СУФЛЯРАМИ 67
6. ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ШАХТ 71
6.1. Стационарные вакуум-насосные станции 71
6.2. Передвижные наземные вакуум-насосные станции (ПВНС) 76
6.3. Передвижная подземная дегазационная установка (ППДУ) 77
6.4. Газопроводы 79
6.5. Контроль работы дегазационной сети 80
7. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ 82
7.1. Бурение и герметизация скважин 82
7.2. Организация службы дегазации 83
ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ДЕГАЗАЦИОННЫХ РАБОТ НА ШАХТАХ 85
I. Общие положения 85
II. Вакуум-насосные станции 85
III. Газопроводы 89
IV. Бурение дегазационных скважин 89
V. Обслуживание дегазационных скважин 91

ПРИЛОЖЕНИЯ 95
Приложение 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕГАЗАЦИИ 96
Приложение 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПОДЗЕМНЫМИ СКВАЖИНАМИ 99
2.1. Параметры дегазации угольных пластов подземными скважинами 99
2.2. Параметры активного воздействия на неразгруженные угольные пласты через скважины, пробуренные с поверхности 105
Приложение 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ 109
3.1. Параметры дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов 109
3.2. Параметры подземных скважин для дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов 124
3.3. Параметры дегазации крутых и крутонаклонных пластов 129
3.4. Параметры дегазации подрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности 133
Приложение 4. ПАРАМЕТРЫ ДЕГАЗАЦИИ ВЫРАБОТАННЫХ ПРОСТРАНСТВ 136
4.1. Параметры скважин, буримых из выработок над куполами обрушения 136
4.2. Параметры дегазации скважинами, буримыми с земной поверхности 136
4.3. Параметры дегазации выработанных пространств отростками труб 136
4.4. Дегазация старых выработанных пространств 137
Приложение 5. МЕТАНОДОБЫВАЕМОСТЬ ШАХТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ 138
5.1. Метанодобываемость при дегазации разрабатываемых угольных пластов 138
5.2. Метанодобываемость при дегазации сближенных пластов и выработанных пространств 140
5.3. Метанодобываемость шахтных дегазационных систем 141
Приложение 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ 142
6.1. Проектирование дегазации 142
6.2. Эксплуатация дегазационных систем 142
6.3. Расчет газопроводов, выбор вакуум-насосов 147
Приложение 7. КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ 163
7.1. Определение объемов каптируемого метана 163
7.2. Отбор проб газовоздушной смеси 168
Приложение 8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВАКУУМНО-ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ В ДЕГАЗАЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ 172

8.1. Проведение вакуумно-газовой съемки..... 172
8.2. Оценка состояния дегазационного трубопровода..... 172
Приложение 9. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ГЕРМЕТИЗАЦИИ СКВАЖИН..... 175
9.1. Определение мест подсосов воздуха в скважины..... 175
9.2. Контроль качества герметизации скважин..... 176
Приложение 10. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАПТИРУЕМОГО МЕТАНА..... 181
10.1. Требования к дегазационным системам шахт..... 181
10.2. Утилизация каптируемых метановоздушных смесей..... 181

gost.e-ecolog.ru