Министерство энергетики Российской Федерации
Российская академия наук
**ННЦ ГП - ИГД им. А. А. Скочинского**

Министерство угольной промышленности Украины
**МакНИИ**

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЕГАЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Люберцы - Макеевка
2000 г.

gost.e-ecolog.ru

Министерство энергетики Российской Федерации
Российская академия наук
НАЦИОНАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА-
ИНСТИТУТ ГОРНОГО ДЕЛА
им. А. А. СКОЧИНСКОГО
( ННЦ ГП - ИГД им. А. А. Скочинского )

Министерство угольной промышленности Украины
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МАКЕЕВСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО БЕЗОПАСНОСТИ В ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
(МакНИИ)

УТВЕРЖДЕНЫ:

Генеральным директором
ННЦ ГП-ИГД им.А.А.Скочинского
А.Д. РУБАНОМ

Директором МакНИИ
А.И. БОБРОВЫМ

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
## ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЕГАЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Люберцы - Макеевка
2000

УКД 622.831.325.3

**Методические положения по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах.** - Люберцы, ННЦ ГП-ИГД им. А.А.Скочинского, 2000 г., 116 с.

Приведены перспективные технологические схемы отработки газоносных угольных пластов, рациональные схемы проветривания выемочных участков с высокой производительностью очистных забоев, методы определения газообильности выработок и допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору. Даны рекомендации по выбору способов и определению параметров дегазации разрабатываемых пластов угля подземными скважинами, сближенных пластов и выработанных пространств подземными и наземными скважинами, а также указания по выбору комплекса мер по дегазации источников метановыделения и управлению метановыделением на выемочных участках средствами вентиляции. Изложены технология бурения и герметизации подземных скважин для извлечения кондиционного метана и контроль качества герметизации скважин.

Табл. 8, ил. 43, список лит. – 14 назв.

Авторы: **В.С.Забурдяев, А.Д.Рубан, И.В.Сергеев, Н.И.Устинов, Ю.С.Воронюк, Г.С.Забурдяев, М.М.Пучков, Е.Д.Барсукова, Н.Л.Юхман, И.И.Беломойцева, А.Н.Павлов, А.И.Бобров, О.И.Касимов, С.В.Пугач, А.А.Эннс, А.С.Пантелеев.**

# ВВЕДЕНИЕ

Угольные шахты России и Украины относятся к предприятиям с повышенной опасностью труда. Обильное метановыделение в шахтах еще в большей степени усугубляет эту опасность.

В 90-е годы на шахтах Российской Федерации и Украины количество аварий, вызванных взрывами и вспышками метановоздушных смесей, возросло по сравнению с 1985-1990 гг. в 2 раза, что привело к росту травматизма со смертельным исходом в 3 раза и выходу из строя ряда шахт, допустивших аварии, на продолжительное время, вплоть до закрытия отдельных шахт. Взрывы, вспышки и внезапные выделения метана с человеческими жертвами составили 96% общего числа аварий, обусловленных нарушением пылегазового режима.

Приведенные данные свидетельствуют о нерешенности многих вопросов борьбы с газом, к числу которых относятся вопросы устойчивости проветривания и управления газовыделением в шахтах, технологии и параметров извлечения кондиционного метана, исключающие обильные его выделения в горные выработки.

Актуальность этих вопросов еще больше возрастает при разработке угольных пластов на глубоких горизонтах, поскольку с ростом глубины увеличивается метаноносность пластов угля, газообильность шахт и участков. Средняя глубина шахт превысила 450 м, а на ряде шахт Донбасса и Воркуты составляет 800-1000 м и более. При этом особо следует отметить потенциальные возможности роста глубины разработки угольных месторождений России, в частности, Кузбасса.

В настоящее время более 70% шахт России являются опасными по метану, из них 55% - весьма опасными (шахты сверхкатегорные, III категории и выбросоопасные).

На опасных по газу шахтах добывается 85% угля. При сравнительно равных горнотехнических условиях в шахтах с метанообильностью 7-10 $м^3$/т добывается угля в 2-3 раза больше, чем в шахтах с метанообильностью 20-60 $м^3$/т, где число остановок угледобывающей техники по причине метановыделения значительно больше.

В перспективе угольных отраслей России и Украины предусмотрено дальнейшее повышение эффективности угледобычи на базе технического перевооружения шахт и обеспечения их новой высокопроизводительной техникой. Очистные участки ежесуточно должны добывать 2000-3000 т угля, а в отдельных менее метанообильных шахтах – 5000-8000 т.

При отработке газоносных пластов вопросы обеспечения условий для высокопроизводительной и безопасной работы горной техники по газовому фактору становятся еще более актуальными, поскольку технические возможности средств очистной выемки угля на пологих пластах в 3-4 раза превышают допустимую нагрузку на лаву по газовому фактору.

При отработке выемочных полей со сложным газовым балансом, включающим выделение метана из разрабатываемого пласта, подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов и газоносных пород, невозможно обеспечить высокопроизводительную работу выемочных машин без комплексного применения эффективных способов управления метановыделением на выемочных участках средствами вентиляции и дегазации источников газовыделения.

Настоящие «Методические положения...» разработаны ННЦ ГП - ИГД им. А.А.Скочинского и МакНИИ при участии ПечорНИИпроекта на основе исследований, выполненных по международному проекту «Разработка способов и средств дегазации угольных пластов с низкой газопроницаемостью и технологии управления метановыделением шахт Российской Федерации и Украины (российско-украинский научно-технический проект «Дегазация»)». При их разработке учтены современные достижения в этой области за 10-летний период, прошедший с момента выхода в свет действующих нормативных документов («Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт» и «Руководство по дегазации угольных шахт») и даны рекомендации по применению наиболее эффективных способов управления газовыделением средствами проветривания выемочных участков и дегазации источников газовыделения на шахтах России и Украины.

Методические положения разработали:
В.С.Забурдяев, А.Д.Рубан, И.В.Сергеев, Н.И.Устинов, Ю.С.Воронюк, Г.С.Забурдяев, М.М.Пучков, Е.Д.Барсукова, Н.Л.Юхман, И.И.Беломойцева, А.Н.Павлов, А.И.Бобров, О.И.Касимов, С.В. Пугач, А.А.Эннс, А.С.Пантелеев.

# 1. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОТРАБОТКИ ГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Выбор схем проветривания выемочных участков предопределяется не только газообильностью, но и принятой технологией отработки угольных пластов на шахтном поле.

В зависимости от горно-геологических и горнотехнических условий для пластов пологого падения мощностью от 1,8 до 5,0 м, на которых возможна работа высокопроизводительных очистных забоев с нагрузкой до 5 тыс.т/сут и более, рекомендуются технологические схемы разработки, которые отличаются подготовкой, направлением отработки выемочных столбов, способами охраны выемочных штреков, схемами проветривания выемочных участков.

Схема 1 включает подготовку и отработку пласта по простиранию в восходящем порядке по схеме «лава-этаж» с проведением выемочных штреков вприсечку (рис.1.1). Здесь применяется возвратноточная схема проветривания с восходящим проветриванием лавы.

Схема 2 включает разработку пласта односторонней панелью по простиранию с охраной выемочных штреков целиками угля (рис.1.2). Здесь предусмотрены отработка пласта по простиранию с частичной выемкой межстолбовых целиков и прямоточная схема проветривания выемочного участка с подсвежением и с отводом исходящей струи из лавы на заднюю сбойку. Ее применяют преимущественно на не склонных к внезапным выбросам угля и газа пластах с пониженной пожароопасностью.

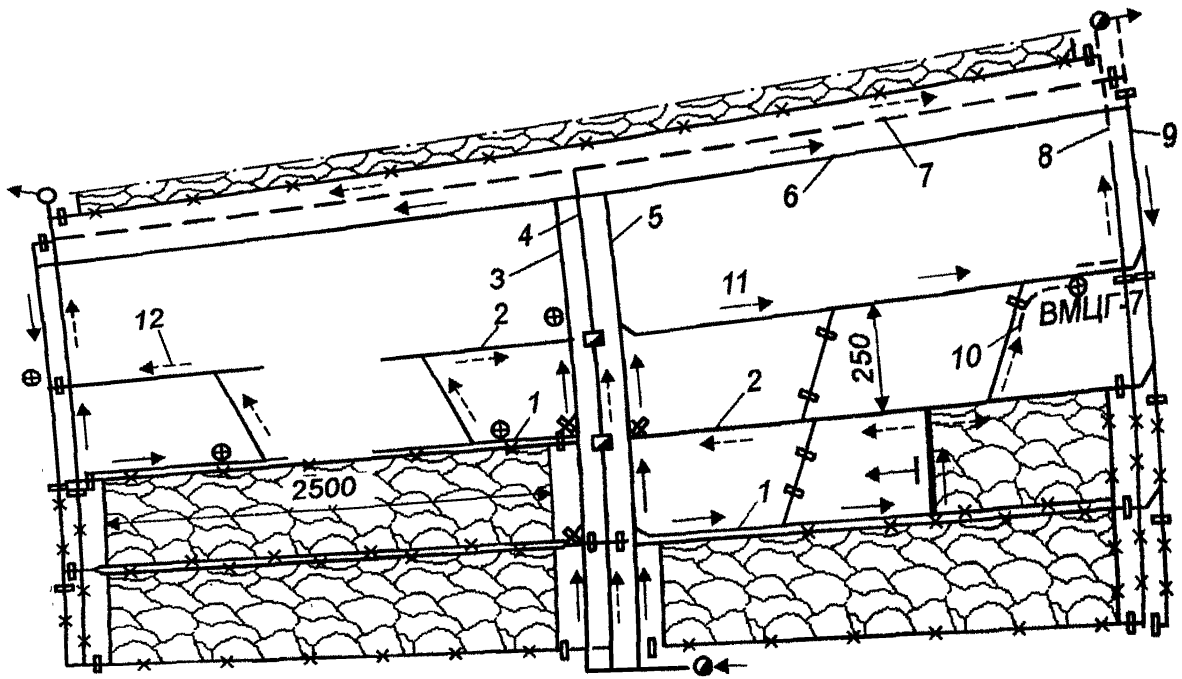



**Рис. 1.1 Схема отработки пласта по простиранию длинными столбами в восходящем порядке по схеме "лава-этаж";**
1 - присечной воздухоподающий штрек; 2 - конвейерный штрек; 3, 5, 4 -
воздухоподающие и конвейерный уклоны;
6 - главный воздухоподающий штрек; 7 - полевой транспортный штрек, 8, 9 - фланговые вентляционный
и воздухоподающий уклоны; 10 - диагональная сбойка; 11 - струя свежего
воздуха; 12 - струя исходящего воздуха

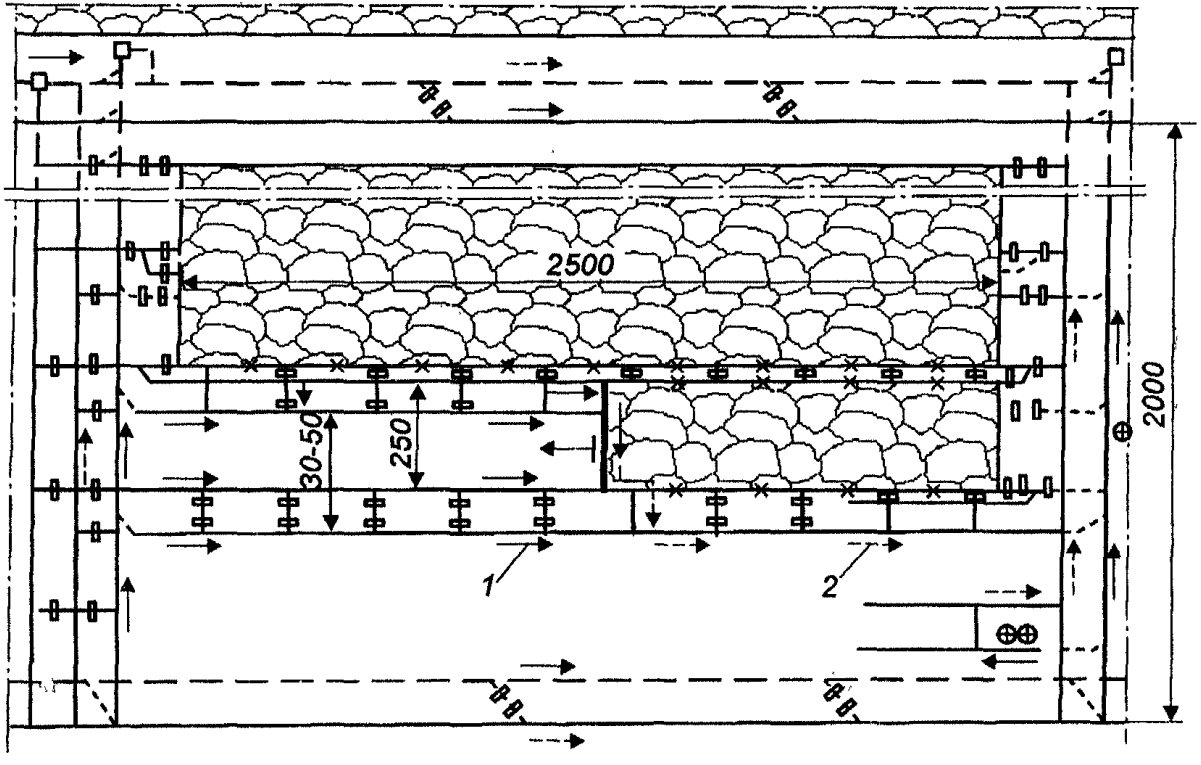



**Рис. 1.2. Схема отработки пласта длинными столбами по простиранию в нисходящем порядке с частичной выемкой межстолбовых целиков:**
1 - струя свежего воздуха; 2 - исходящая струя воздуха.

Схема 3 включает разработку пласта односторонней панелью по простиранию в нисходящем порядке с охраной выемочных штреков целиками угля шириной 20-40 м, с прямоточной схемой проветривания и подсвежением исходящей струи воздуха из лавы на заднюю сбойку (рис.1.3). Технологическая схема предназначена для пластов с высокой газоносностью (15-25 $м^3/т$).

Схема 4 включает разработку пласта односторонней панелью по простиранию в восходящем порядке с охраной выемочных штреков целиками угля, возвратноточной схемой проветривания выемочного участка, восходящим движением воздуха по лаве и с отводом метановоздушной смеси из верхней части лавы на заднюю сбойку (рис.1.4). Технологическая схема применима на невыбросоопасных пластах с высокой газоносностью (15-25 $м^3/т$) и повышенной пожароопасностью.

Схема 5 включает разработку пласта односторонней панелью длинными столбами по простиранию с охраной спаренных штреков временными целиками, возвратноточной схемой проветривания выемочного участка, восходящим движением воздуха по лаве и проветриванием ее тупиковой части через неохраняемую в выработанном пространстве выработку с помощью газоотсасывающего вентилятора (ВМЦГ-7 и др.), установленного в разрезной печи впереди лавы (рис.1.5).

Схема 6 включает разработку пласта длинными столбами в односторонней панели в нисходящем порядке по простиранию с сохранением выемочных штреков в выработанном пространстве, прямоточной схемой проветривания с нисходящим движением воздуха по лаве и проветриванием тупиковой части вентилятором местного проветривания (рис.1.6).

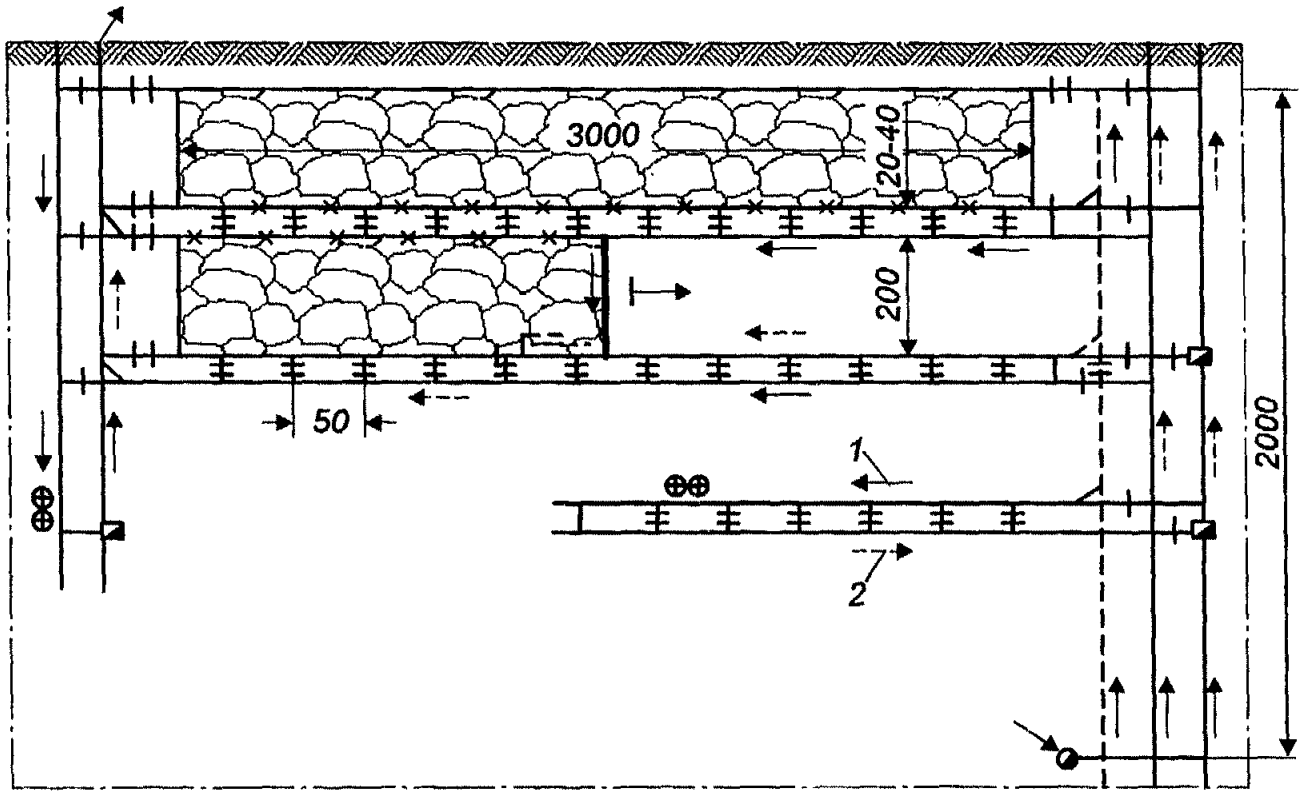



**Рис. 1.3. Схема отработки пласта длинными столбами по простиранию в нисходящем порядке с охраной выемочных штреков жесткими целиками угля:**
1 - струя свежего воздуха; 2 - исходящая струя воздуха.

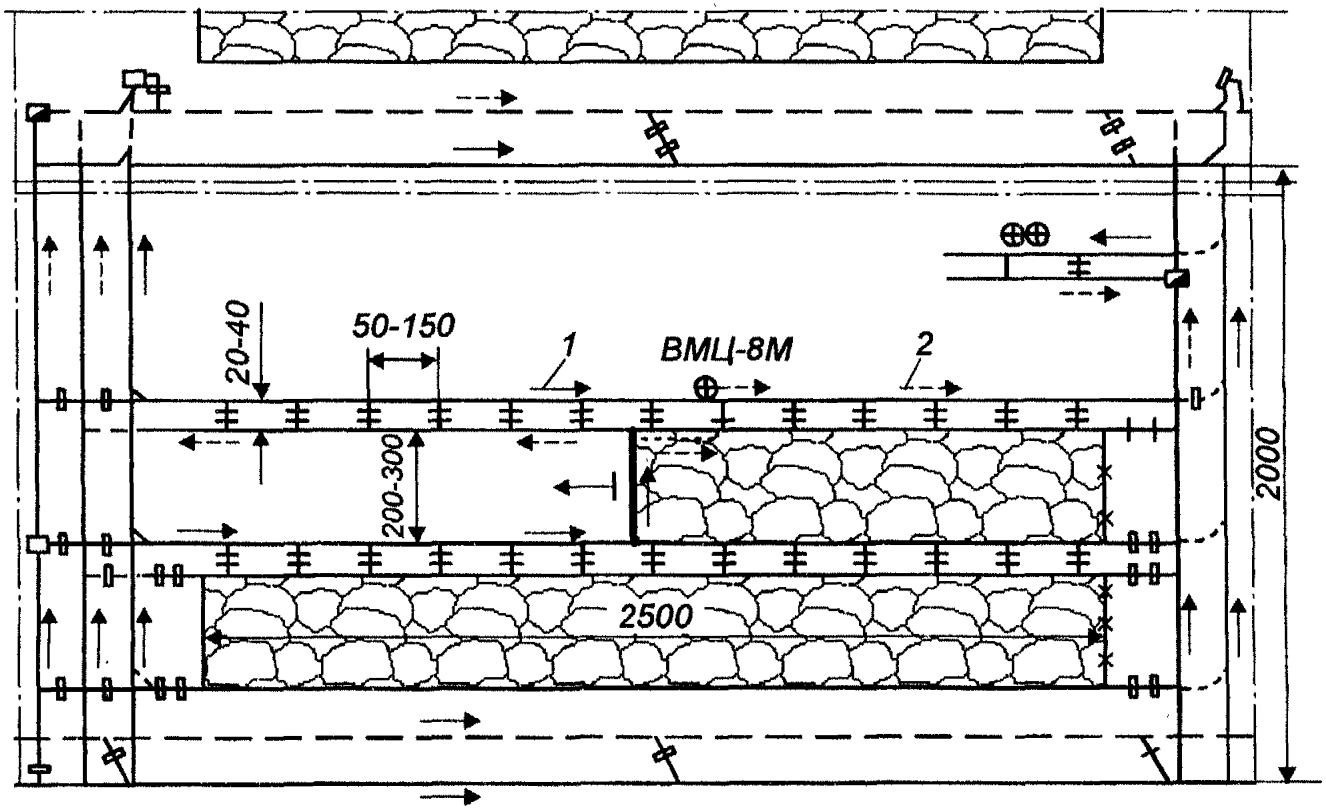



**Рис. 1.4. Схема отработки пласта длинными столбами по простиранию в восходящем порядке с охраной выемочных штреков жесткими целиками угля:**
1 - струя свежего воздуха; 2 - исходящая струя воздуха.

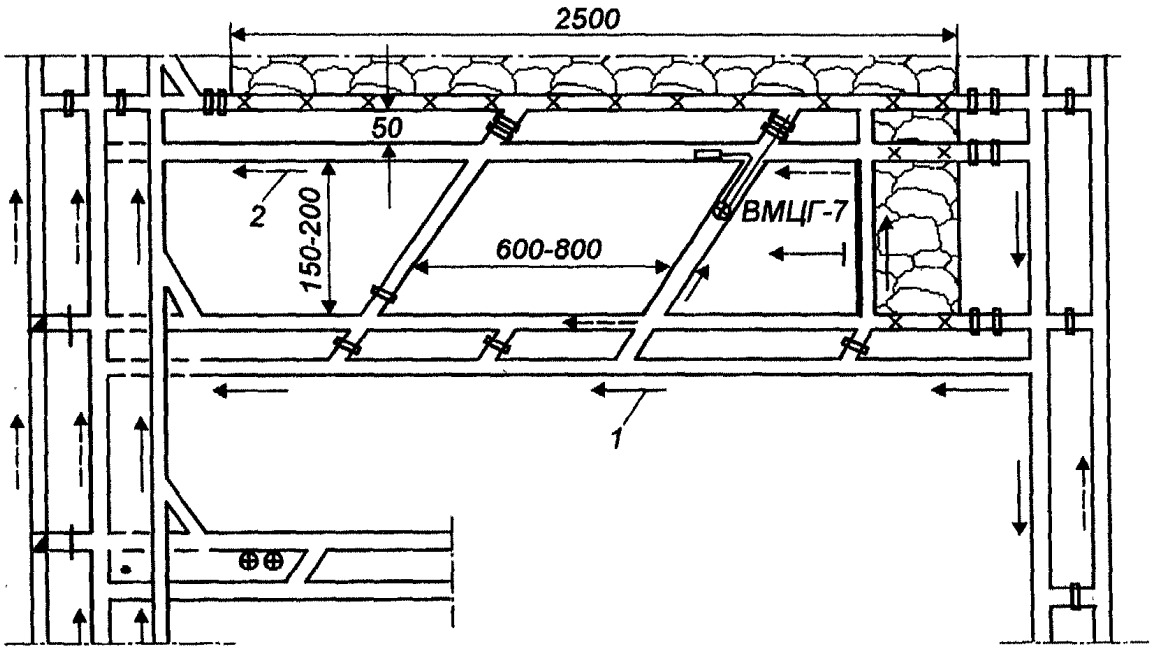



**Рис. 1.5. Схема отработки пласта длинными столбами *с сохранением спаренных штреков временными целиками:***
1 - струя свежего воздуха; 2 - исходящая струя воздуха.

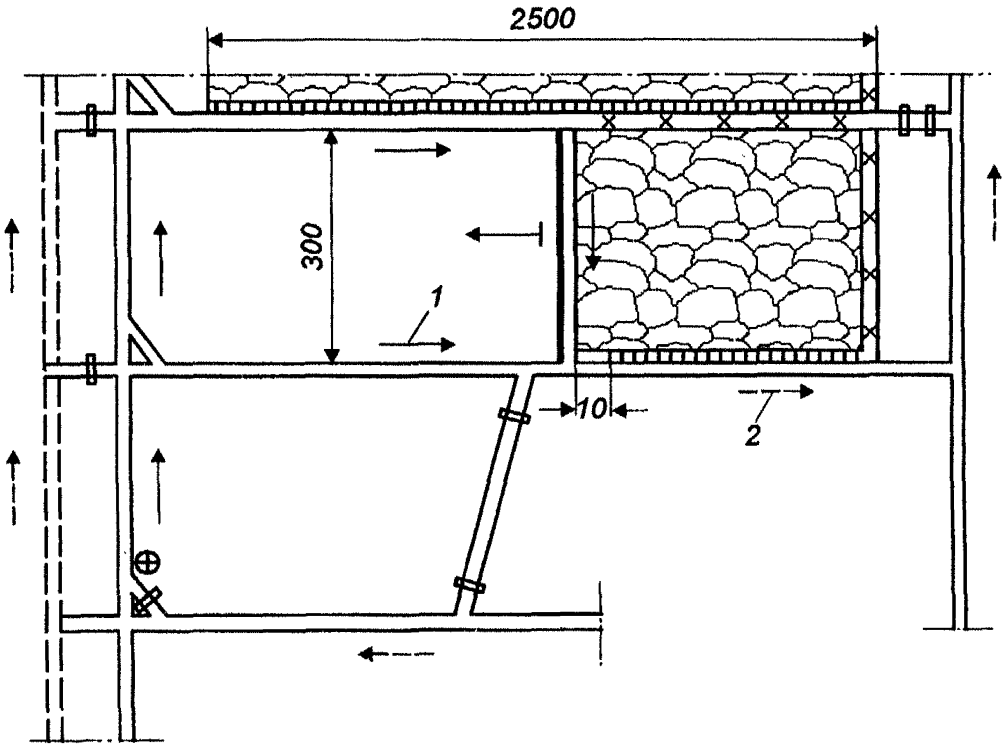



**Рис. 1.6. Схема отработки пласта длинными столбами в односторонней панели в нисходящем порядке с охраной выемочных штреков:**
1 - струя свежего воздуха; 2 - исходящая струя воздуха.

Таблица 1.1

## Метанообильность и нагрузка на лаву выемочных участков при различных схемах проветривания

| Шахта, пласт | Метано-обильность выемочного участка, $м^3$/мин | Схема проветривания выемочного участка | Средства механи-зации | Нагрузка на лаву, т/сут |
|---|---|---|---|---|
| «Полосухинская», 29а | 7-9 | Прямоточная на заднюю сбойку | КМ- 138 | 2500 |
| «Октябрьская», Полысаевский-2 | 5-8 | Возвратноточная на массив угля | КМ -144 | 3000 |
| «Комсомолец», Брсевский | 11-15 | Прямоточная с подсвежением на заднюю сбойку | 4КМ-138 | 2400 |
| Толмачевский | 17-22 | Возвратноточная с отсосом метано-воздушной смеси из выработанного пространства скважинами с поверхности | 4КМ-138 | 3200 |
| Им. С.М.Кирова, Болдырсевский | 6-9 | Прямоточная на заднюю сбойку | КМ-138 | 2500 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Им. 7 ноября,<br>Надбайкаимский<br>Байкаимский | <br>4-7<br>7-9 | Возвратноточная на массив угля<br>Прямоточная с подсвежением исходящей из лавы струи воздуха | КМ-144<br>КМ-144 | 2800<br>2000 |
| «Есаульская»,<br>29а<br><br>26а | <br>7-12<br><br>12-17 | <br>Прямоточная с подсвежением исходящей из лавы струи воздуха<br>Возвратноточная с отсосом метано-воздушной смеси из выработанного пространства вентилятором ВМЦГ-7 | <br>КМ-138<br><br>КМ-138 | <br>3000<br><br>2400 |
| «Распадская»,<br>15<br>10<br>7-7а<br>6-6а | <br>5-7<br>10-12<br>15-19<br>17-22 | <br>Возвратноточная с отсосом метано-воздушной смеси из выработанного пространства вентилятором ВМЦГ-7 | <br>2КМ-130<br>3КМ-138<br>2УКП5<br>«Longwall» | <br>2500<br>3700<br>5500<br>6500 |

Опыт разработки газоносных пластов высокопроизводительными лавами показывает (табл.1.1), что при метанообильности выемочных участков до 10 м$^3$/мин применялись возвратноточная на массив угля и прямоточная в сторону выработанного пространства схемы проветривания. При метанообильности выемочных участков 10-15 м$^3$/мин применялись, в первую очередь, прямоточная схема проветривания в сторону выработанного пространства на заднюю сбойку с подсвежением струи воздуха из лавы. При метанообильности 15-20 м$^3$/мин прямоточные схемы не обеспечивали допустимую концентрацию метана в выработках выемочных участков, поэтому стали применяться возвратноточные схемы, дополненные принудительным отсосом метановоздушной смеси посредством вентиляторов ВМЦГ-7, установленных в подземных выработках или на вертикальных скважинах, пробуренных с поверхности. Вентиляторы ВМЦГ-7 устанавливались в разрезных печах впереди лавы, со стороны выработанного пространства на бремсбергах и уклонах, в отдельных случаях - на поверхности. По трубопроводу или выработкам, предназначенным для этой цели, метановоздушная смесь вентиляторами удалялась на поверхность. Это комбинированная схема проветривания выемочных участков, поскольку значительная часть воздуха (до 30-40%, а в отдельных случаях - до 50%) от общего подаваемого на участки забиралась вентиляторами, предназначенными для удаления метановоздушной смеси из выработанного пространства.

# 2. РАЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ПРОВЕТРИВАНИЯ ВЫЕМОЧНЫХ УЧАСТКОВ С ВЫСОКОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ОЧИСТНЫХ ЗАБОЕВ

Перспективными планами развития угольной промышленности России и Украины предусмотрено дальнейшее повышение технического уровня и эффективности производства на базе технического перевооружения предприятий и обеспечения их новой высокопроизводительной техникой. Передовые коллективы очистных участков ежесуточно должны добывать 2000-3000 т угля, а в отдельных случаях 5000-8000 т и даже 10000 т.

На участках газоносных пластов еще более актуальными становятся вопросы обеспечения условий для высокопроизводительной и безопасной работы горной техники по газовому фактору, поскольку технические возможности средств очистной выемки угля на пологих пластах в 3-4 раза превышают допустимую нагрузку на лаву по газовому фактору.

На выемочных полях со сложным газовым балансом, когда источниками метана являются разрабатываемый пласт, сближенные угольные пласты и газоносные породы, невозможно обеспечить высокопроизводительную работу выемочных машин без совместного применения эффективных способов проветривания очистных участков и комплекса способов дегазации источников газовыделения. Поэтому на пластах с высокой газоносностью и различным газовым балансом выемочных участков необходимо обоснованно, с учетом факторов вентиляции и дегазации выбирать технологические схемы очистных работ.

## 2.1. Прямоточные схемы проветривания с подсвежением

Наибольшие возможности для удаления максимального количества газа из выработанного пространства дает применение восходящего или нисходящего прямоточного проветривания очистного забоя с подсвежением исходящей струи, что практически исключает влияние газовыделения из выработанного пространства на допустимую нагрузку на лаву по газовому фактору. Поэтому нормативными документами [1, 2] для технологических схем разработки газоносных пластов рекомендовано прямоточное проветривание с обособленным разбавлением метана по источникам его выделения. По такой схеме проветриваются высокопроизводительные очистные забои Донбасса, Кузбасса и Воркуты.

На рис.2.1, 2.2 представлены варианты прямоточной схемы нисходящего проветривания лавы с подсвежением исходящей струи и отводом ее через заднюю сбойку на пройденный вентиляционный штрек смежного неотработанного яруса [3]. Опыт использования нисходящего проветривания выработок свидетельствует о рациональности и правомерности его применения. При нисходящем проветривании выемочного поля выполняют следующие условия: нисходящее проветривание в лаве, подачу свежей струи по вентиляционному и конвейерному штрекам; выдачу исходящей струи через завальную сторону конвейерного штрека на вентиляционный штрек нижележащей готовящейся лавы.

Нисходящее проветривание практически исключает местные скопления метана на сопряжении лавы с вентиляционным штреком и является более благоприятным для лав, оборудованных комплексами, где ограниченные

размеры рабочего пространства обеспечивают большие скорости движения воздуха и исключают образование метановых слоев у кровли выработки. Подача дополнительного свежего воздуха по конвейерному штреку и непосредственный отвод его на исходящую струю обеспечивают обособленное разжижение и вынос метана, поступающего из отбитого угля с конвейеров. Подсвежение воздуха со стороны конвейерного штрека способствует исключению скоплений метана на сопряжении с лавой. Кроме того, завальная сторона конвейерного штрека, находясь непосредственно у целика угля, более устойчивая, чем завальная сторона вентиляционного штрека, примыкающего к выработанному пространству. Одновременно устойчивее будут и сбойки, и нижний вентиляционный штрек, используемый для исходящей струи. Схема не содержит дополнительных выработок, чем выгодно отличается от схемы со специальным дренажным штреком. Проветривание подготовительных выработок осуществляется через шлюз заезда, а исходящие из очистных забоев струи воздуха направляют по обособленным магистральным выработкам, что значительно повышает надежность проветривания выемочного поля.

Схема наиболее совершенна и предпочтительна для отработки бремсберговых и уклонных выемочных полей. Аналогична ей схема, представленная на рис.2.3, при которой метан из выработанного пространства выносится утечками воздуха на конвейерный штрек, где разбавляется воздухом и удаляется по бортовому уклону за пределы выемочного участка. Эта схема, в отличие от схем 2.1, 2.2, характеризуется более интенсивным выносом метана из выработанного пространства на конвейерный штрек и применяется при газообильности участка более 10

$м^3$/мин. Условия ее применения определяются возможностью поддержания штрека за лавой, поэтому она может быть использована на пластах мощностью до 3,5 м с углом падения до $18^\circ$ с легко- и среднеобрушаемыми породами основной кровли.

При прямоточной схеме проветривания с подсвежением на выработанное пространство широкими возможностями в обеспечении безопасной газовой обстановки на выемочном участке обладает вентиляция. Однако газовыделение на участке при этом возрастает по сравнению с возвратноточной схемой проветривания с погашением выработок за лавой, в результате чего на выемочный участок необходимо подавать в 1,5-2 раза больше воздуха. Нередко такое увеличение количества воздуха бывает трудно обеспечить на действующих шахтах, в особенности при отработке уклонных полей. Поэтому возникает необходимость в применении способов снижения газовыделения в исходящую струю воздуха на концевом участке выемочного столба.

## 2.2. Возвратноточная схема проветривания

В условиях применения возвратноточной на массив схемы проветривания с погашением выработок за лавой возможности вентиляции ограничены, и высокие нагрузки на лаву обеспечиваются применением дегазации источников метановыделения, в первую очередь, с целью снижения газовыделения на сопряжении с вентиляционной выработкой. Для снижения газовыделения из выработанного пространства осуществляется искусственное удаление метановоздушной смеси посредством газоотсоса [1,4].

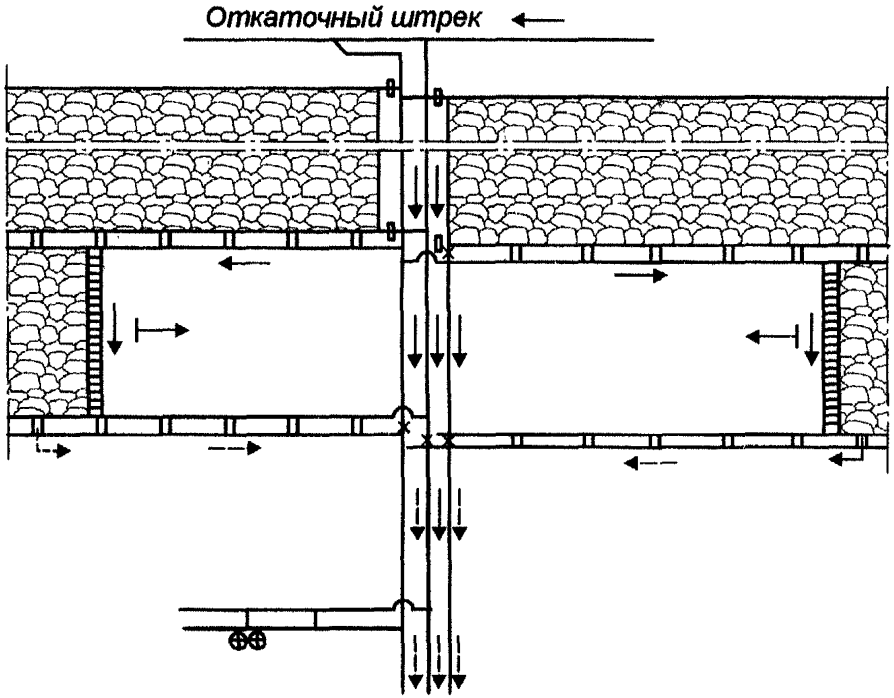



**Рис. 2.1. Схема нисходящего проветривания выемочного поля при двухстороннем расположении воздухоподающего и воздуховыдающего горизонтов.**

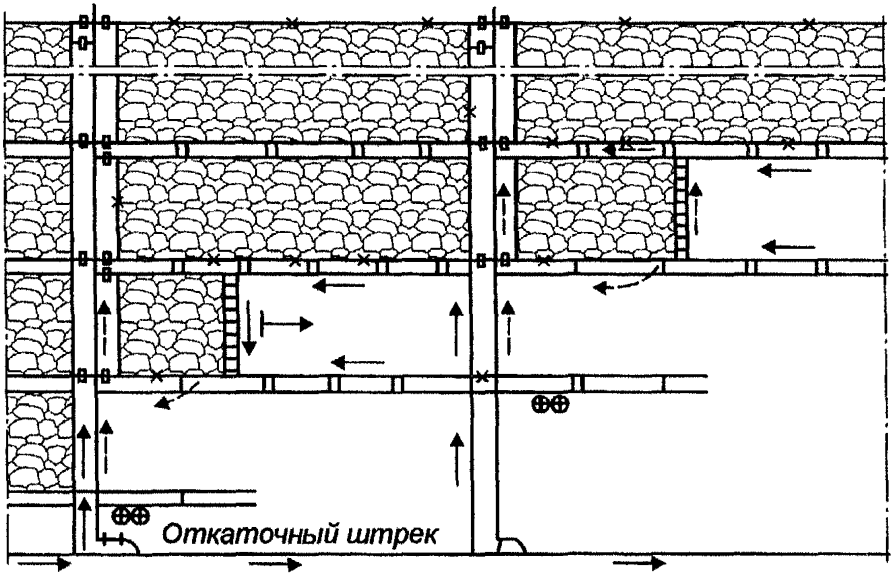



**Рис. 2.2 Схема проветривания выемочного поля при двухстороннем расположении воздухоподающего и воздуховыдающего горизонтов и прямоточном проветривании лав с подсвежением исходящей струи.**

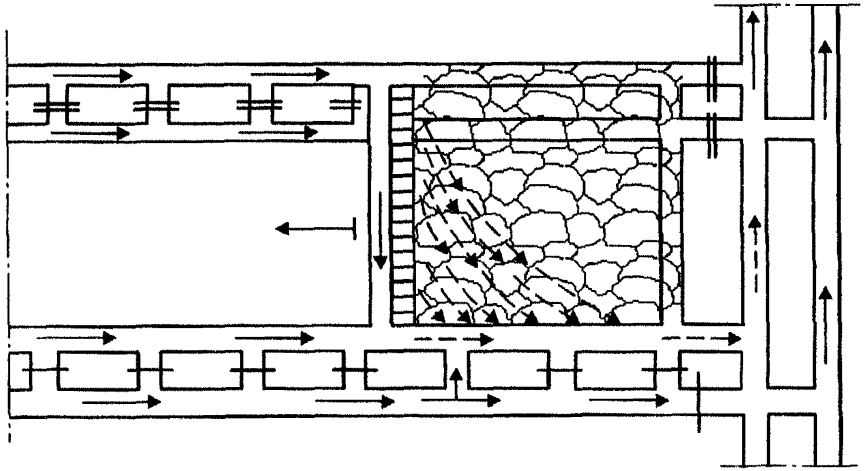


**Рис. 2.3. Схема прямоточного нисходящего проветривания выемочного участка с удалением метановоздушной смеси из выработанного пространства в исходящую струю воздуха лавы посредством общешахтной депрессии.**

Газоотсос из выработанного пространства по неподдерживаемой выработке осуществляется через скважину, пробуренную с поверхности за пределами зоны сдвижения пород на фланге выработанного пространства и сообщенную с неподдерживаемой выработкой (рис. 2.4.). На поверхности у скважины устанавливают вакуум-насос или вентиляционную установку ВМЦГ-7. Способ применяется при метановыделении из выработанного пространства до 10 м$^3$/мин и длине неподдерживаемой выработки до 1000 м.

Газоотсос из выработанного пространства с использованием сбоечных скважин (рис.2.5) применяется при наличии подготовительных выработок на сближенных пластах или пройденных по породе, из которых можно пробурить скважины на разрабатываемый пласт. В зависимости от подводимого к сбоечным скважинам вакуума и их параметров можно в широком диапазоне управлять газовыделением из выработанного пространства к сопряжению лавы с вентиляционной выработкой.

Отвод метана из тупика погашаемой вентиляционной выработки с помощью газоотсасывающего вентилятора производится по жесткому газопроводу диаметром 0,5-0,9 м (рис.2.6). При этом газовыделение из выработанного пространства не должно превышать 15 м$^3$/мин. Тупик отделяется от выработки дощатой перемычкой, обшитой прорезиненной тканью. Перемычка переносится через каждые 2-3 м подвигания очистного забоя. Проветривание камеры газоотсасывающего вентилятора должно обеспечиваться свежим воздухом за счет общешахтной депрессии. При небольшом газовыделении из выработанного пространства (до 3 м$^3$/мин) для отсоса метана может применяться установка УСМ-2 с выпуском метановоздушной смеси в исходящую струю выемочного

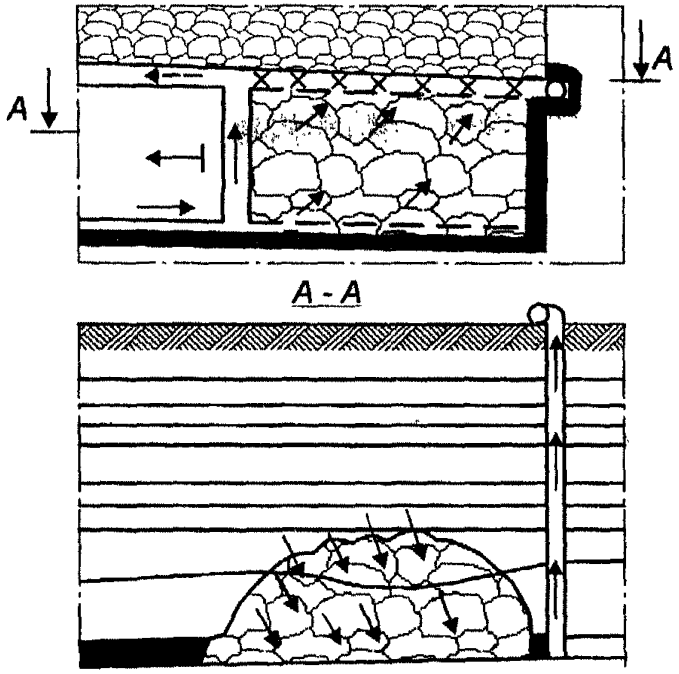



**Рис. 2.4. Схема изолированного отвода метана по неподдерживаемой выработке и скважине**

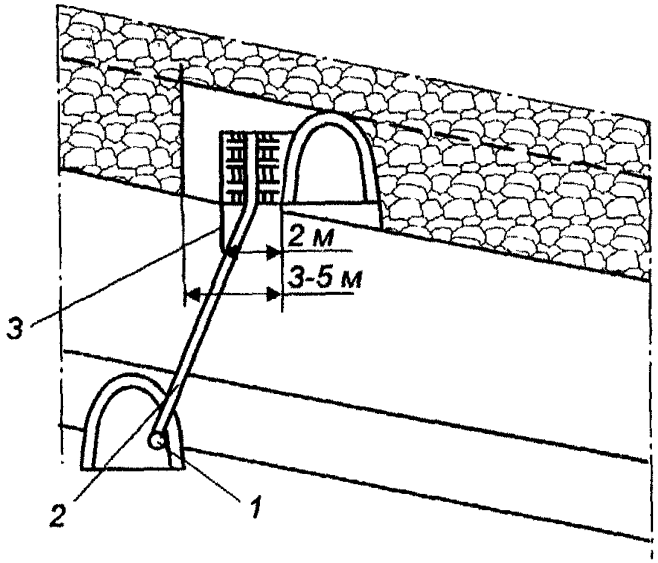



**Рис 2.5. Схема дегазации выработанного пространства перфорированными отростками труб с использованием сбоечных скважин:**
1- манометр; 2 - скважина; 3 - камера.

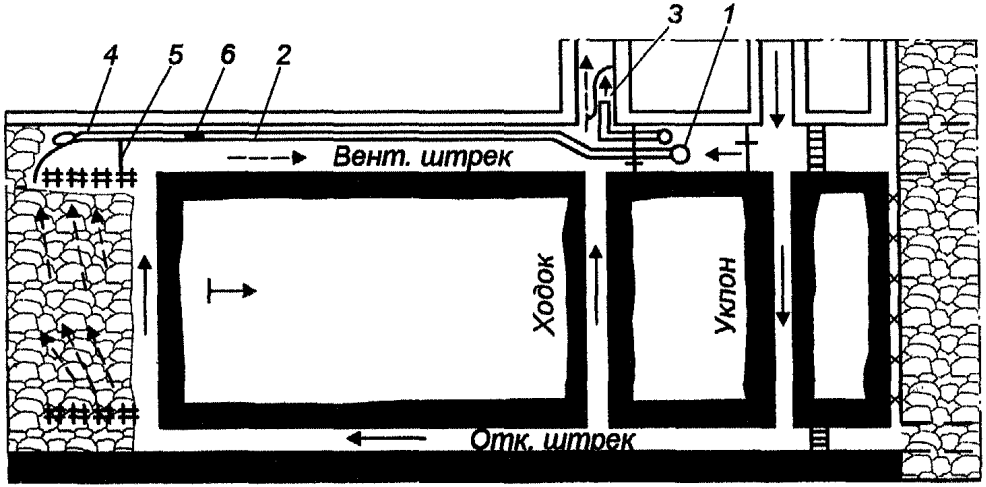



**Рис. 2.6. Схема изолированного отвода метана из тупика погашаемой выработки газоотсасывающим вентилятором:**

1 - вентилятор; 2 - трубопровод; 3 - смесительная камера;
4 - всасывающий патрубок; 5 - перемычка; 6 - клапан.

участка, а при более высоких дебитах метана - газотсасывающая установка ВМЦГ-7.

Преимущественная область применения газоотсоса из выработанного пространства по неподдерживаемой выработке (рис.2.7) - это залегание сближенных пластов в кровле разрабатываемого пласта, обильное метановыделение из оставляемых в выработанном пространстве угольных слоев (пачек), целиков и надрабатываемых пластов. Способ применим на пластах, не склонных к самовозгоранию, а на самовозгорающихся - при регулярном контроле атмосферы выработанного пространства и возможности применения оперативных мер по ликвидации очагов самовозгорания.

Газоотсос из выработанного пространства по неподдерживаемой выработке через пробуренную на нее скважину с поверхности в сочетании с фланговой дегазацией наиболее эффективен при возвратноточном на массив проветривании, когда очистной забой отходит от разрезной печи на расстояние свыше 300 м. Скважина на вентиляционную выработку должна быть пробурена вне зоны интенсивных смещений пород за очистным забоем. В большинстве случаев для этого достаточно обеспечить бурение скважины на выработку, если расстояние от очистного забоя составит 130-150 м. Исходя из этого условия и принимая расстояние, на котором фланговая дегазация достаточно активно влияет на газовыделение из выработанного пространства в лаву, равным 300 м, первую скважину на вентиляционную выработку бурят на удалении 150 м от разрезной печи.

При отработке пластов с труднообрушаемыми породами основной кровли возникают сложности с поддержанием присечного штрека, в связи с чем при подготовке выемочного столба технологи отказались от его про-

ведения и стали проветривать верхнюю тупиковую часть лавы с отводом исходящей струи воздуха через выработанное пространство с помощью вентилятора ВМЦГ-7 (рис.2.8). Газообильность выемочного участка при этом не должна превышать 5 $м^3$/мин. В лаве длиной 120 м применяли механизированный комплекс КМ-142, при работе которого средняя нагрузка на лаву составила 4050 т/сут (шахта «Распадская»).

## 2.3. Комбинированное проветривание выемочного участка

Одной из наиболее рациональных схем проветривания высокопроизводительных очистных забоев является комбинированное проветривание выемочных участков с применением газоотсасывающих вентиляторов для изолированного отвода метана из выработанного пространства.

Суть комбинированного способа проветривания выемочного участка [5] заключается в удалении с помощью газоотсасывающей установки метана, выделяющегося из различных источников в выработанное пространство очистного забоя, минуя действующие выработки участка.

Принципиальная схема данного способа управления метановыделением действующего участка приведена на рис.2.9.

На добычной участок подают воздух в количестве $Q_{вх}$ ($м^3$/мин), часть которого направляется через призабойное пространство лавы на исходящую струю участка ($Q_{оч}$) для разбавления метана, выделяющегося в призабойной зоне выемочного участка, а другая часть ($Q_{вп}$) - через выработанное пространство для изолированного

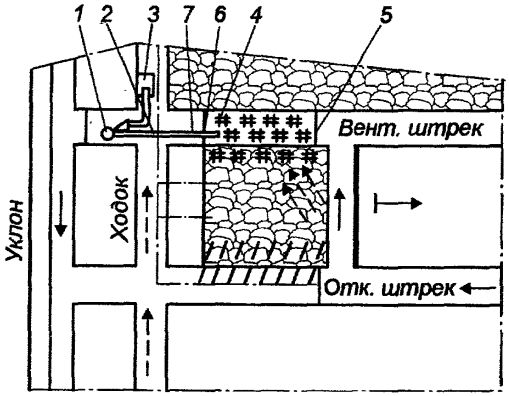



**Рис. 2.7. Схема изолированного отвода метана по неподдерживаемой выработке:**
1 - вентилятор; 2 - трубопровод; 3 - смесительная камера; 4 - газоотсасывающая выработка; 5 - переносимая перемычка; 6 - стационарная перемычка; 7 - клапан.

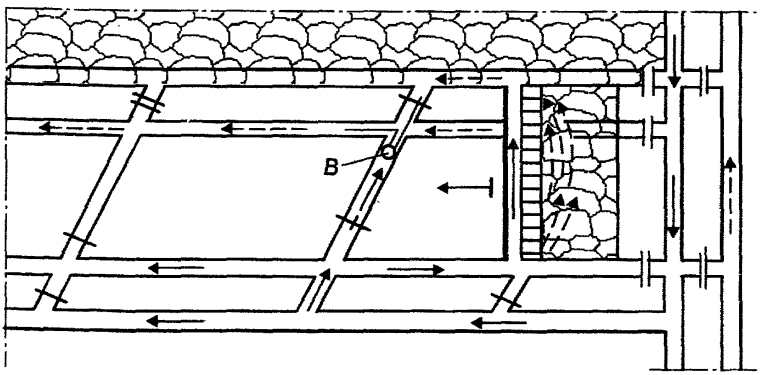



**Рис. 2.8. Схема возвратноточного проветривания выемочного участка с удалением метановоздушной смеси из тупиковой части лавы по неохраняемому конвейерному штреку отработанной вышерасположенной лавы вентилятором В, установленным впереди лавы в разрезной печи.**

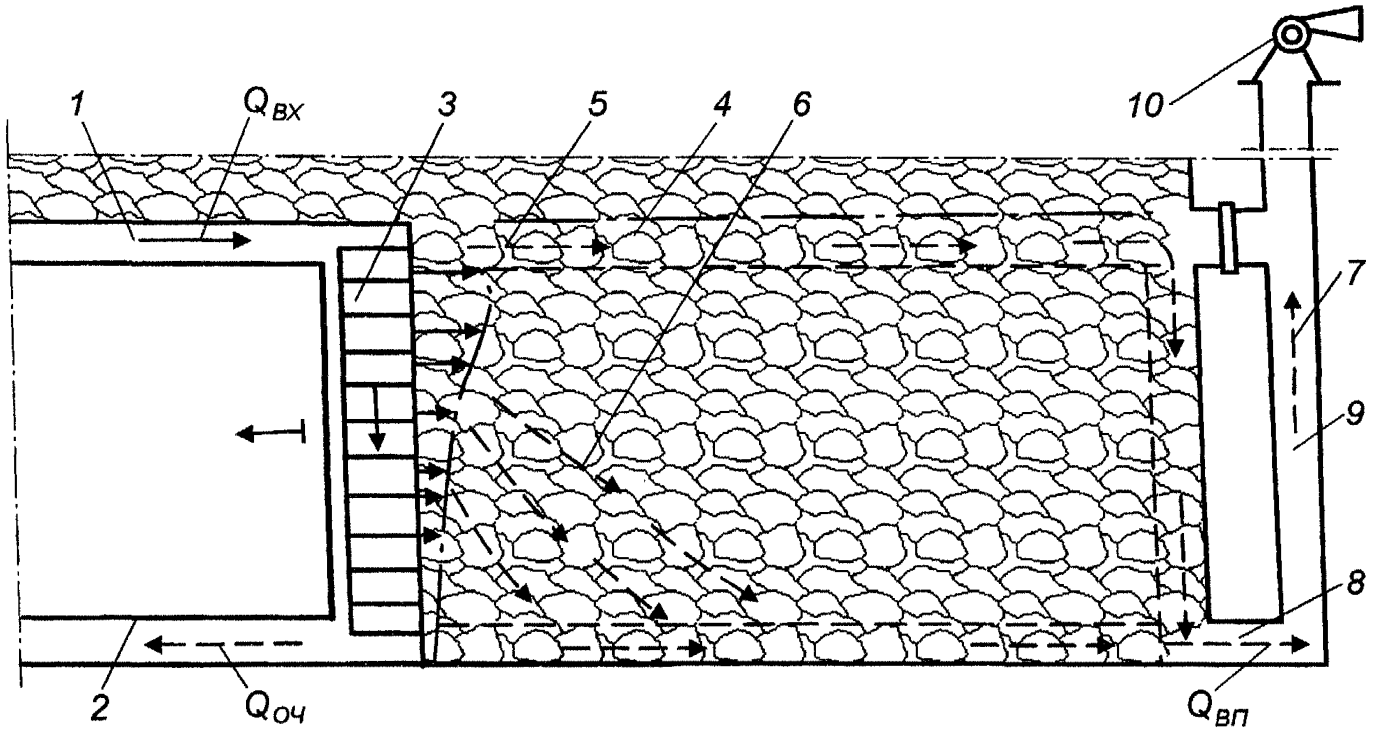



**Рис. 2.9. Способ комбинированного проветривания:**
1, 2 - воздухоподающая и воздуховыдающая выработки;
3 - очистной забой; 4 - выработанное пространство;
5, 6 - линии тока метановоздушной смеси;
7 - метановоздушная смесь; 8 - сбойка; 9 - газоотводящая выработка;
10 - газоотсасывающий вентилятор.

отвода метана, выделяющегося из подрабатываемой и надрабатываемой угленосной толщи.

Комбинированное проветривание выемочных участков в уклонных и бремсберговых полях с применением наземных или подземных газоотсасывающих установок (ВМЦГ-7, УВЦГ-7М, УВЦГ-9, УВЦГ-15) может применяться как самостоятельно, так и в совокупности с другими способами снижения газообильности очистных забоев и способами предотвращения опасных скоплений метана в сети выработок выемочных участков.

Критериями, определяющими вероятность формирования местных скоплений метана на добычном участке за счет выноса метановоздушной смеси из газодинамически активной зоны выработанного пространства, являются коэффициенты $k_0$ и $k'_0$, методика определения которых приведена в разделе 4.

Областью применения комбинированного способа проветривания выемочных участков являются свиты пологих и наклонных газоносных пластов при вынимаемой мощности пласта до 4,5 м и газовыделении в призабойной зоне лавы до 15 $м^3$/мин. При этом нет лимитирующей величины газовыделения из выработанного пространства при применении наземных газоотсасывающих установок. При использовании последних с допустимой концентрацией метана 3% на вентиляторе область применения способа ограничивается величиной газовыделения из выработанного пространства до 15 $м^3$/мин.

Обязательным условием является отработка угольных пластов длинными столбами при их длине до 3000 м и ширине столба (длина очистного забоя) до 300 м. Нагрузка на очистной забой не должна превышать 7 тыс. т угля в сутки. Глубина отработки при применении назем-

ных газоотсасывающих установок определяется возможностями применяемой буровой техники и параметрами газоотсасывающих установок, а при использовании подземных установок не ограничивается.

Типовые технологические схемы управления газовыделением при комбинированном проветривании, обеспечивающие снижение газообильности выемочных участков и исключающие образование местных скоплений метана, приведены на рис.2.10-2.16.

В схемах на рис. 2.10-2.13 отсос газа из выработанного пространства производится вентилятором, установленным в подземной выработке. Метановоздушная смесь через смесительную камеру выпускается в исходящую струю. Отсос газа производится как при восходящем (рис.2.10, 2.12, 2.13 ), так и при нисходящем (рис.2.11) проветривании очистного забоя.

В схемах на рис. 2.14-2.16 отсасываемая из выработанного пространства метановоздушная смесь при помощи вентилятора удаляется на поверхность по наклонной выработке или скважине.

При разработке пластов, склонных к самовозгоранию, допускается применять комбинированный способ проветривания без специальных мероприятий при надежной изоляции горных работ в следующих случаях: при отработке пластов на полную мощность; при отработке первого слоя мощных пластов и отсутствии разрывных геологических нарушений; при оставлении в кровле пласта пачки угля мощностью менее 0,4 м, отсутствии сближенных подрабатываемых пластов, попадающих в зону обрушения; при отсутствии в пределах отрабатываемого выемочного поля признаков самонагревания угля; при скорости подвигания очистного забоя более 40 м в месяц.

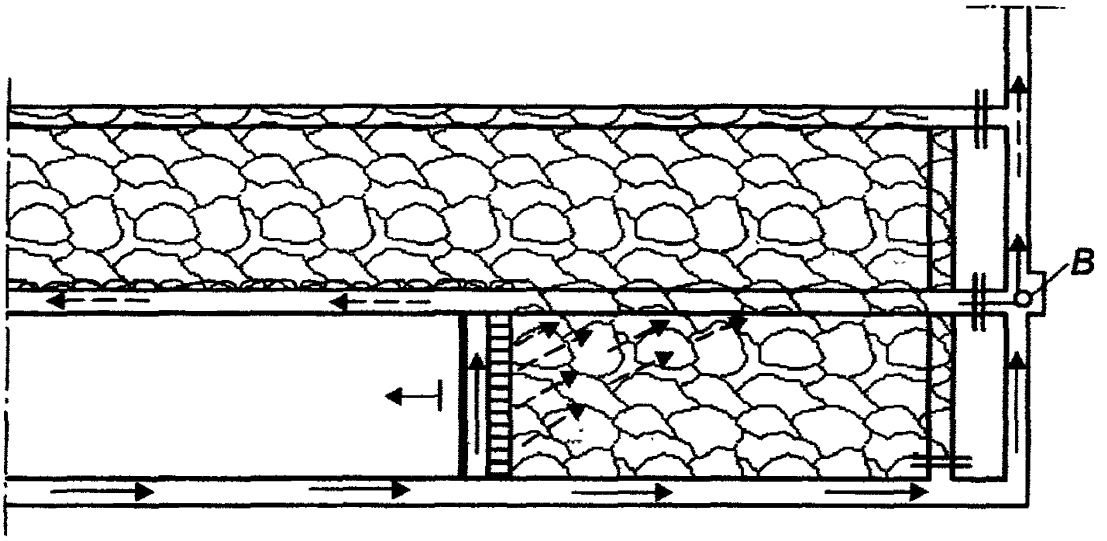



**Рис. 2.10. Схема комбинированного проветривания выемочного участка с отсосом метановоздушной смеси по неохраняемой в выработанном пространстве выработке вентилятором В, установленным на фланговом уклоне.**

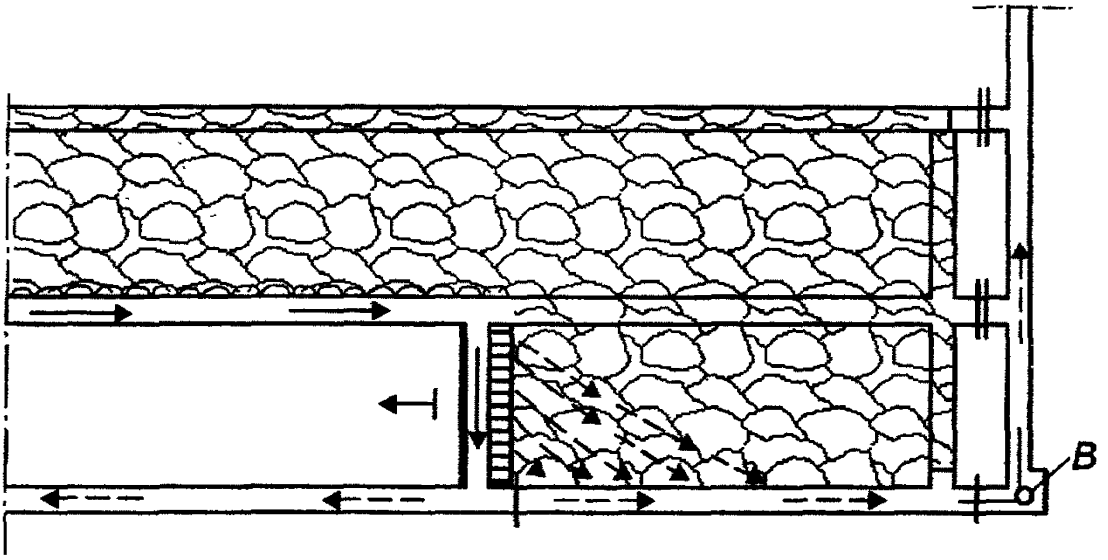



**Рис. 2.11. Схема комбинированного нисходящего проветривания выемочного участка с отсосом метановоздушной смеси по охраняемой в выработанном пространстве выработке вентилятором В, установленным на фланговом уклоне.**

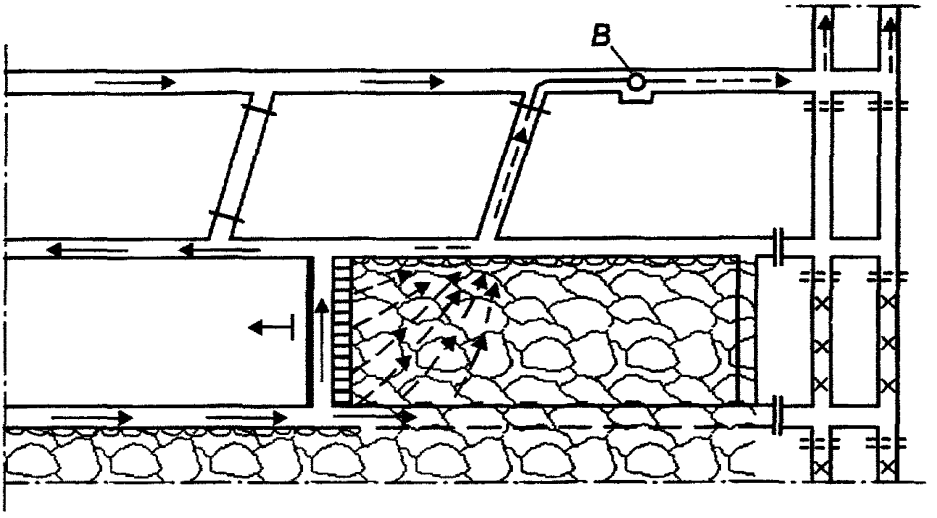



**Рис. 2.12. Комбинированная схема проветривания выемочного участка с отсосом метановоздушной смеси по охраняемой в выработанном пространстве выработке и разрезной печи вышележащей лавы вентилятором В, установленным на вентиляционном штреке этой лавы.**

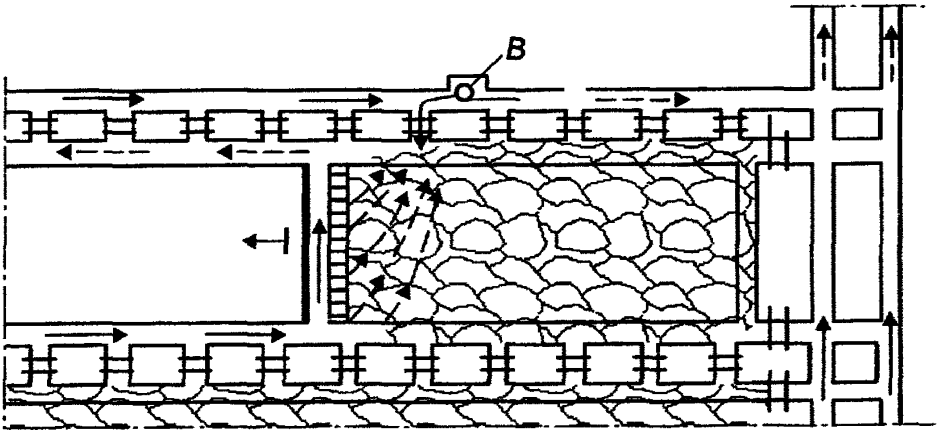



**Рис. 2.13. Схема комбинированного проветривания выемочного участка с отсосом метановоздушной смеси по неохраняемому в выработанном пространстве вентиляционному штреку вентилятором В, установленным в конвейерной выработке вышерасположенной лавы**

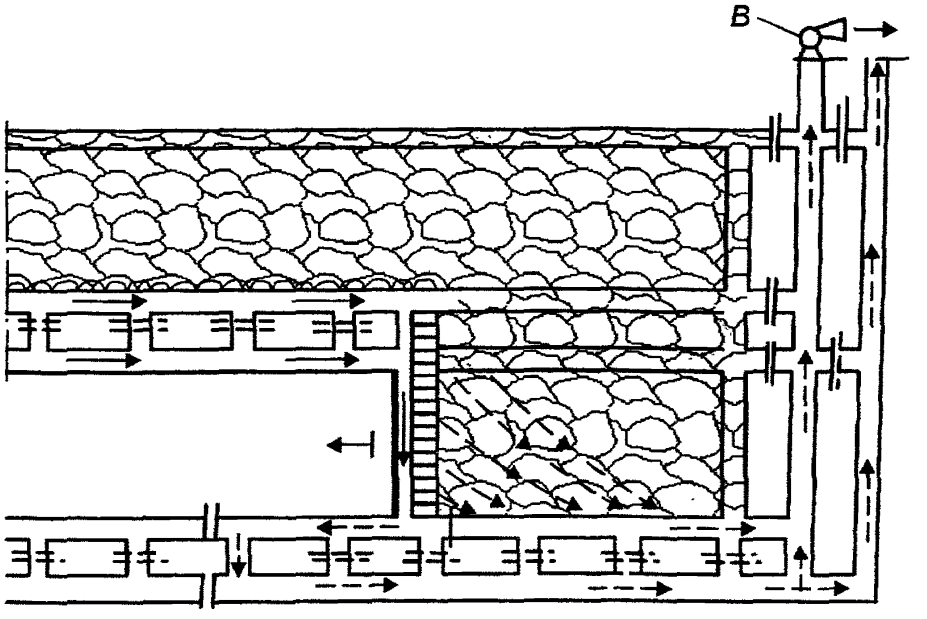



**Рис. 2.14. Схема комбинированого нисходящего проветривания выемочного участка с отводом исходящей струи воздуха из лавы на переднюю сбойку и отсосом метановоздушной смеси по охраняемой в выработанном пространстве выработке вентилятором В, установленным на поверхности.**

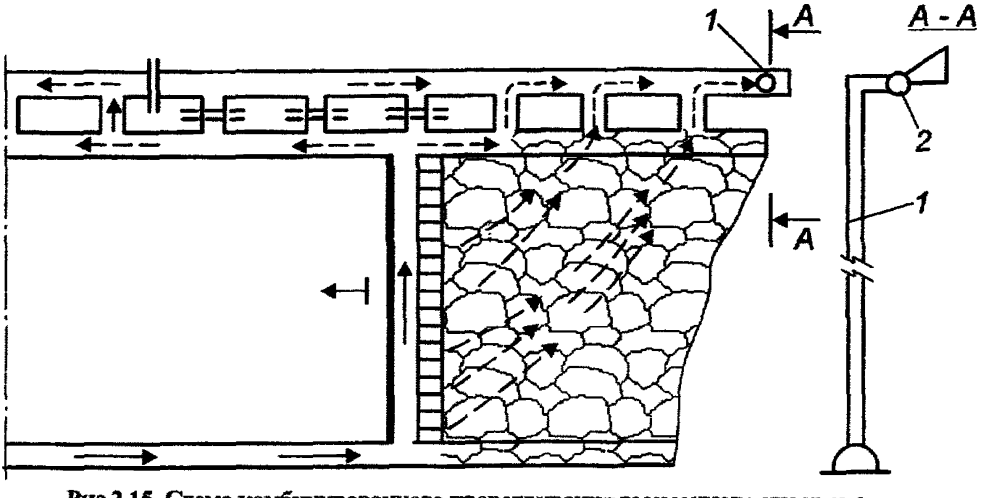



**Рис.2.15. Схема комбинированного проветривания выемочного участка с удалением метановоздушной смеси из выработанного пространства на заднюю сбойку, затем по конвейерной выработке вышерасположенной лавы и вертикальной скважине вентилятором или вакуумнасосом, расположенным на поверхности:**

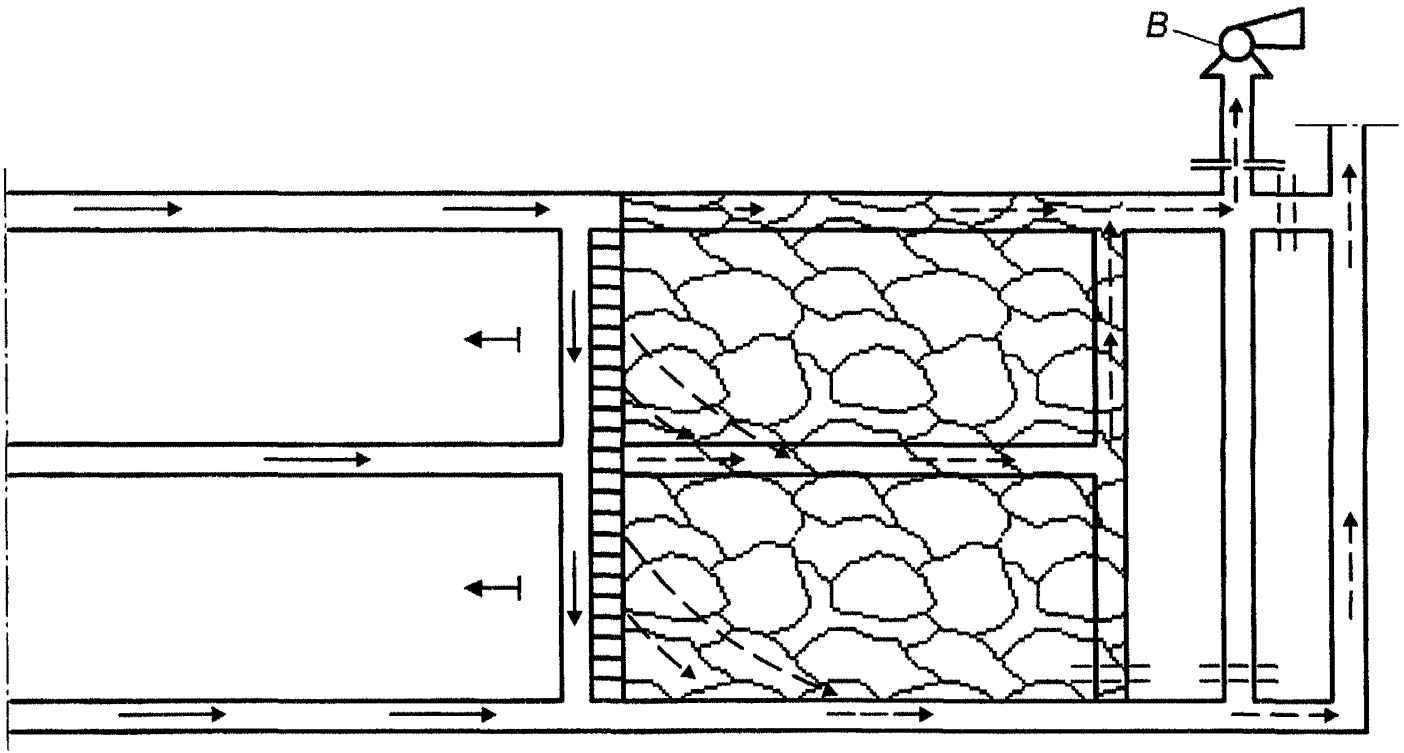



***Рис. 2.16. Схема комбинированного нисходящего проветривания*** **выемочного участка с удалением метановоздушной смеси из выработанного пространства спаренных лав по неохраняемой вентиляционной выработке верхней лавы, фланговому уклону вентилятором В, установленным на поверхности.**

В случае, когда горно-геологические и горнотехнические условия не соответствуют этим требованиям, профилактика эндогенной пожаробезопасности должна предусматривать дополнительный комплекс специальных мероприятий.

При комбинированной схеме проветривания выемочные участки должны оборудоваться системой централизованного автоматического контроля содержания метана в горных выработках (АКМ).

# 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗООБИЛЬНОСТИ ВЫРАБОТОК И ДОПУСТИМОЙ НАГРУЗКИ НА ОЧИСТНОЙ ЗАБОЙ ПО ГАЗОВОМУ ФАКТОРУ

Газообильность горных выработок выемочного участка обусловлена газовыделением из разрабатываемого пласта и выработанного пространства и зависит от длины очистной выработки, скорости ее подвигания, ширины захвата выемочной машины, степени измельчения добытого угля, рабочей скорости подачи выемочной машины, времени нахождения угля в лаве и в выработках участка, по которым движется струя воздуха, поступающая в очистной забой, продолжительности выемочного цикла, системы разработки и способа управления кровлей [1].

Сочетание перечисленных показателей обусловливает величину относительной метанообильности $q_{оч}$. Варьируя их, можно определить максимальную по газовому фактору минутную производительность выемочной машины при заданных величинах сечения призабойного пространства ( $S_{оч}$, $м^2$ ), максимально допустимых ПБ скорости движения воздуха в очистной выработке ( $V_{max}$, м/с ) и концентрации метана в исходящей вентиляционной струе (С, % ) [6].

При определении газообильности по газоносности угольных пластов нагрузка на лаву составляет

$$A_{оч} = jT_м , \qquad (3.1)$$

где j - производительность выемочной машины, т/мин;

$T_м$ - время работы машины по добыче угля в течение суток, мин.

При коэффициенте машинного времени $k_м > 0,5$, характерном для современных механизированных комплексов, величина j находится по формуле

$$j = \frac{0,6 V_{max} S_{оч.р} C}{k_{оч.} q_{оч.}}, \text{ т/мин} \qquad (3.2)$$

где $S_{оч.р}$ - расчетная площадь поперечного сечения призабойного пространства очистной выработки, $м^2$; определяется в соответствии с рекомендациями [1], а значение $S_{оч}$ принимается по табл. 3.1;

$q_{оч}$ - относительная метанообильность очистной выработки, $м^3/т$;

$k_{оч}$ - коэффициент, учитывающий долю газовыделения в течение времени выемки угля к общему газовыделению в течение суток.

При схемах проветривания выемочных участков с последовательным разбавлением метана по источникам его выделения метанообильность очистной выработки рассчитывается по формуле

$$q_{оч} = k_e q_{пл} ( 1 - k_{дег.пл}) + [(1 - k_e) q_{пл}( 1 - k_{дег.пл}) + + k_{в.п.} q_{в.п} ( 1 - k_{дег.с.п.} )]k_м, м^3/т \qquad (3.3)$$

а при схемах проветривания с обособленным разбавлением метана по источникам -

$$q_{оч} = q_{о.у} ( 1 - k_{дег.пл}) + [q_{оп} (1 - k_{дег.пл}) + + k_{в.п.} q_{в.п} ( 1 - k_{дег.с.п.} )]k_м , м^3/т \qquad (3.4)$$

где $q_{пл}$ и $q_{в.п}$ - относительное газовыделение соответственно из разрабатываемого пласта и из выработанного пространства, $м^3/т$; определяются в соответствии с рекомендациями [1];

$k_e$ - коэффициент, учитывающий естественную дегазацию пласта в зоне выемки, доли ед;

$k_{дег.пл}$ и $k_{дег.с.п.}$ - коэффициенты, учитывающие эффективность искусственной дегазации соответственно разрабатываемого пласта и сближенных пластов и выработанных пространств [7], доли ед;

$k_{в.п.}$ - коэффициент, учитывающий метановыделение из выработанного пространства в призабойное, доли ед;

$q_{оу}$ и $q_{оп}$ - относительная метанообильность, обусловленная выделением метана соответственно из отбитого угля и с поверхности очистного забоя, $м^3/т$.

Коэффициенты $k_{ут.в}$, $k_{оз}$ и $k_{вп}$ принимаются по рекомендациям [1].

Коэффициент, учитывающий естественную дегазацию пласта в зоне выемки, определяется по формуле

$$k_{.e} = 1 - k\, e^{-n}, \qquad (3.5)$$

Значения k и n принимаются в соответствии с указаниями [1].

Коэффициенты $k_{оч}$ и $k_м$ определяются по формулам:

$$k_{оч}=k_м\left[\frac{(x-x_1)(1-k_м)(1-k_{дег\,пл})}{q_{оч}}+1\right] \qquad (3.6)$$

$$k_м = \frac{T_м}{1440} \qquad (3.7)$$

где x - природная метаноносность пласта, $м^3/т$;

$x_1$ - остаточная метаноносность угля при выдаче его за пределы выемочного участка, $м^3/т$.

При этом относительная газообильность лавы определяется по формуле

$$q_{оч} = q_{пл}\,(1-k_{дег.пл})+k_{в.п.}q_{в.п}(1-k_{дег.с.п.}),м^3/т \qquad (3.8)$$

Таблица 3.1

Площадь поперечного сечения призабойного пространства очистных выработок с механизированными крепями

| Тип крепи (комплекса) | Вынимаемая мощность пласта, м | Сечение в свету $S_{оч}$,$м^2$ |
|---|---|---|
| 1КМТ | 1,5 - 2,1 | 2,4 - 3,3 |
| МК-75Б | 1,6 - 2,2 | 2,8 - 4,7 |
| КМ-700\800 | 1,3 - 2,6 | 2,0 - 5,2 |
| 1КМ-144К | 2,1 - 2,8 | 4,5 - 7,1 |
| КМ-138 | 1,4 - 3,2 | 2,9 - 5,2 |
| КМ-130 | 2,0 - 3,6 | 4,5 - 9,7 |
| 2 ОКП-70 | 2,3 - 3,5 | 4,8 - 6,8 |
| 4 КМ-130 | 2,8 - 4,1 | 4,7 - 8,2 |
| КМ-142 | 2,5 - 4,5 | 3,8 - 8,8 |
| КМ-144 | 2,0 - 4,5 | 3,5 - 7,0 |
| КМ-171 | 2,5 - 4,7 | 3,5 - 8,2 |
| JOY | 1,6 - 3,2 | 3,5 - 10,7 |
| JOY | 2,8 - 4,7 | 4,5 - 13,3 |
| «Глиник» | 1,0 - 3,4 | 1,4 - 6,7 |
| «Фазос» | 1,8 - 3,7 | 3,1 - 6,9 |
| «Пиома» | 2,4 - 4,5 | 3,6 - 8,8 |
| 1КМ-103 | 0,7<br>0,95 | 1,4<br>1,9 |
| КМ-87УМН | 1,15 | 2,3 |
| КМ-87УПМ | 1,95 | 4,6 |
| КМ-87УМА | 1,15 | 2,3 |
| КМ-87УМВ | 1,95 | 4,6 |

| | | |
|---|---|---|
| КМ-88 | 1,0<br>1,3 | 2,3<br>2,7 |
| КМ-81 | 2,0<br>3,2 | 3,5<br>6,3 |
| КМ-137 | 0,8<br>1,1 | 1,58<br>3,44 |
| КСМ (АМС) | 2,2<br>3,0 | 4,5<br>6,7 |
| 1КМ-97Д | 0,7<br>1,3 | 1,5<br>3,4 |
| 1ОКП, 2ОКП | 1,85<br>3,0 | 2,7<br>5,4 |
| 3ОКП | 2,5<br>3,3 | 3,1<br>5,8 |
| ОКП-70 | 1,9<br>3,5 | 3,1<br>6,5 |
| 2ОКП-70 | 2,3<br>3,3 | 4,8<br>6,4 |
| КМ-130 | 2,35<br>3,2 | 4,7<br>8,2 |
| КД-80 | 0,85<br>1,2 | 1,7<br>2,4 |
| 1КМТ | 1,1<br>1,5 | 2,4<br>3,3 |
| 1УКП | 1,3<br>2,5 | 2,0<br>4,5 |
| КМ-138 | 1,4<br>2,2 | 2,93<br>5,15 |
| 2УКП | 2,4<br>4,0 | 4,0<br>8,0 |

# 4. ВЫБОР СХЕМ ПРОВЕТРИВАНИЯ ВЫЕМОЧНОГО УЧАСТКА И СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕМ

При выборе схем проветривания выемочных участков первостепенное значение имеют условия безопасности, а также обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий труда [1].

Схема проветривания выемочного участка должна обеспечивать:

устойчивое проветривание как при нормальных, так и аварийных режимах, благоприятные условия для спасения людей и ликвидации аварии;

возможность ведения работ по эффективной дегазации на выемочных участках;

на газообильных и глубоких шахтах полное обособленное разбавление вредностей (газа, пыли, тепла), выделяющихся из источников;

максимальную нагрузку на очистной забой по газовому фактору;

подачу к очистному забою свежего воздуха по двум выработкам при разработке выбросоопасных пластов.

При отработке пластов угля, склонных к самовозгоранию, выбранная схема проветривания, кроме того, должна обеспечивать:

минимальную ширину проветриваемой призабойной зоны выработанного пространства с тем, чтобы время ее проветривания было меньше продолжительности инкубационного периода самовозгорания угля;

надежную изоляцию выработанных пространств по мере подвигания очистного забоя;

возможность исключения в случае возникновения пожара выемочного участка (поля) из общей сети горных выработок.

В качестве основной схемы проветривания выемочного участка на негазовых шахтах следует принимать возвратноточную с выдачей исходящей струи по выработке, расположенной в массиве угля, как обеспечивающую минимальные утечки воздуха через выработанное пространство и эффективное проветривание рабочего пространства лавы.

При отработке газоносных пластов следует применять схемы проветривания с обособленным разбавлением метана по источникам [1].

По степени обособленности разбавления метана различают последовательное (1-й тип), частичное (2-й тип) и полное разбавление (3-й тип).

Схемы проветривания выемочного участка 1-го типа в основном могут применяться при условии, когда нагрузка на лаву не ограничивается газовым фактором.

При разработке газоносных пластов следует применять схемы 3-го типа с полным обособленным разбавлением вредностей по источникам выделения с учетом рекомендаций раздела 2 настоящих «Методических положений...».

Схемы 2-го типа с частично обособленным разбавлением вредностей следует применять в тех случаях, когда по каким-либо причинам невозможно или затруднительно использовать схемы с полным обособленным разбавлением вредностей.

Прямоточные схемы проветривания 3-го типа могут применяться при отработке пластов, склонных к самовозгоранию, только при условии надежной изоляции выработанных пространств.

После выбора схемы проветривания выемочного участка она должна быть проверена по опасности формирования повышенных концентраций метана в выработках участка.

Оценку схем проветривания выемочных участков согласно действующего нормативного руководства [1] рекомендуется производить по двум показателям:

по вероятности образования повышенных скоплений метана на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой и в призабойном пространстве очистного забоя;

по подаваемому в очистную выработку количеству воздуха, которое должно обеспечивать разбавление метана, выделяющегося из всех источников, до допустимой ПБ [8] концентрации.

Но этих показателей явно недостаточно, когда речь идет о сложных схемах проветривания выемочных участков, при которых повышенные концентрации метана постоянно наблюдаются не только в очистном забое и на его сопряжении с вентиляционной выработкой, но и по всей длине поддерживаемых за лавой выработок, а также в тех случаях, когда речь идет о труднопроветриваемых и потенциально опасных по вероятности загазования выработках.

В таких случаях, кроме нормативных параметров [1], характеризующих опасность образования повышенных концентраций метана на сопряжениях лав с вентиляционными выработками ($k_0$) или в очистных забоях ($k'_0$), при оценке схем проветривания по вероятности формирования в выработках участка зон с повышенным содержанием газа необходимо дополнительно определить ряд параметров и полученные значения сопоставить с нор-

мативными (для коэффициентов $k_0$ и $k'_0$) или с фактическими данными.

К числу таких параметров относятся:

наличие и количество ($N_в$) на участке трудно- и особенно труднопроветриваемых выработок;

минимально допустимые ПБ значения расхода воздуха ($Q^д_{min}$, м$^3$/мин) в труднопроветриваемых выработках;

минимально допустимые ПБ значения дебита метана из выработанного пространства в поддерживаемую за лавой выработку ($I^д_{вп}$, м$^3$/мин) и соответствующие им допустимые значения утечек воздуха ($Q^д_{ут.вп}$, м$^3$/мин).

С учетом изложенного оценка схем проветривания по опасности формирования повышенных концентраций метана в выработках участка производится следующим образом.

1. Определяются перечень и количество труднопроветриваемых выработок, исходя из следующего неравенства:

$$Q_i = \frac{1300}{1+15R_i} < 200 - 300, \qquad (4.1)$$

где $Q_i$ - расход воздуха в i-ой выработке, м$^3$/мин;

$R_i$ - аэродинамическое сопротивление i-ой выработки, кμ; принимается по данным депрессионных съемок на участке.

В случае отсутствия данных по определению величины $R_i$ к труднопроветриваемым выработкам ориентировочно относят те, расход воздуха в которых не превышает 200 м$^3$/мин.

2. Определяются значения коэффициентов $k_0$ и $k'_0$ по формулам [1].

При схемах проветривания выемочных участков с выдачей исходящей струи в направлении массива угля и погашении вентиляционных выработок за лавой местные скопления метана с концентрацией выше нормы на сопряжении (в тупике погашения) исключаются, если

$$k_0 = \frac{1434\bar{I}_{вп}\sqrt{S}}{Q_{оч.}^{1,5}\ (k_{ут.в}-1)^{1.5}} < 1, \qquad (4.2)$$

При схемах проветривания выемочных участков с выдачей исходящей струи на выработанное пространство возможность образования опасных скоплений метана в лаве у выработанного пространства под вентиляционным штреком исключается, если

$$k'_0 = \frac{113{,}2 \cdot \bar{I}_{вп} k_{вп}}{Q_{оч.}(k_{ут.в}-1)k_{ут.л}} < 1, \qquad (4.3)$$

В формулах (4.2) и (4.3) приняты следующие обозначения:

$I_{ВП.}$ - среднее фактическое метановыделение из выработанного пространства, $м^3$/мин;

S - площадь поперечного сечения вентиляционной выработки в свету, $м^2$;

$О_{оч}$ - расчетный расход воздуха в очистной выработке, $м^3$/мин;

$k_{ут.в}$ - коэффициент, учитывающий утечки воздуха через выработанное пространство;

$k_{вп}$ - коэффициент, учитывающий поступление метана из выработанного пространства в лаву;

$k_{ут.л}$ - коэффициент, учитывающий поступление воздуха из выработанного пространства в призабойное.

3. Определяется минимально допустимый ПБ расход воздуха в труднопроветриваемых выработках ($Q^{д}_{min}$, м$^3$/мин) по формуле:

$$Q^{д}_{min} = 60\ V_{min}\ S_{тр}, \qquad (4.4)$$

где $V_{min}$ - минимально допустимая ПБ скорость воздуха в выработках, м/с; для дренажных выработок и очистного забоя межлавного целика $V_{min}$ = 0,5 м/с, для тупиковых выработок $V_{min}$ = 0,25 м/с;

$S_{тр}$ - сечение выработок в свету, м$^2$.

4. Определяются минимально допустимые ПБ значения дебита метана из выработанного пространства в сохраняемую за лавой выработку ($I^{д}_{ВП}$) и утечек воздуха ($Q^{д}_{ут.вп}$) по формулам:

$$I^{д}_{вп} = 0{,}01\ Q_{ут.вп}\ C^{д}_{вп}; \qquad (4.5)$$

$$\frac{I^{ф}_{вп}}{I^{д}_{вп}} \le 100k; \qquad (4.6)$$

$$\frac{Q^{ф}_{ут.вп}}{Q^{д}_{ут.вп}} = E \ge 1; \qquad (4.7)$$

$$Q^{д}_{ут.вп} = 100(d + m\ l_{вп}),\ м^3/мин \qquad (4.8)$$

где $C^{д}_{вп}$ - допустимая ПБ концентрация метана в сохраняемой за лавой выработке, %; $C^{д}_{вп}$ = 1,0%;

$I^{ф}_{вп}$ - фактический дебит метана из выработанного пространства в сохраняемую за лавой выработку, м$^3$/мин;

$Q^{ф}_{ут.вп}$ - фактические утечки воздуха через выработанное пространство, м$^3$/мин;

$l_{вп}$ - длина выработанного пространства, м;

E - показатель обеспеченности выработки необходимым количеством воздуха;

k, d, m - эмпирические коэффициенты, равные

$$k = 0{,}012,\ d = 0{,}6,\ m = 0{,}009.$$

5. При применении схем проветривания выемочных участков с выдачей исходящей струи на вентиляционную выработку, расположенную в выработанном пространстве, особенно при технологических схемах ведения очистных работ без оставления межлавных целиков и длине очистных забоев более 150 м, должна оцениваться обеспеченность лавы необходимым количеством воздуха.

Для этого по данным поперечных газовых съемок устанавливаются утечки воздуха из лавы в выработанное пространство ($Q_{ут.л\ i}$, м$^3$/мин) и коэффициент утечек ($k_{ут.л.i}$) по формулам:

$$Q_{ут.л\ i} = Q_п - Q_{л\ i}, \qquad (4.9)$$

$$k_{ут.л.i} = \frac{Q_{ут.л.i}}{Q_п}, \qquad (4.10)$$

где: $Q_п$ - расход воздуха, подаваемого на участок, м$^3$/мин;

$Q_{л\ i}$ - расход воздуха на i-ом отрезке лавы, м$^3$/мин;

i = 1,2,3..... пункты замера.

По полученным значениям $k_{ут.л\ i}$ устанавливается зависимость $k_{ут.л\ i} = f(l_{л\ i})$ вида:

$$k_{ут.л\ i} = g + f\,l_{л\ i}, \qquad (4.11)$$

где $l_{л\ i}$ - длина очистного забоя до i-го пункта замера, м;

g и f - эмпирические коэффициенты.

После этого определяются максимально допустимые утечки воздуха из лавы $k_{доп.ут}$ по формуле:

$$k_{доп.ут} = \frac{Q_п - Q_{л.min}}{Q_п}, \qquad (4.12)$$

где $Q_{л.min}$ - минимально допустимый расход воздуха в лаве, $м^3/мин$

$$Q_{л.min} = 60\ V_{min}\ S_{оч}, \qquad (4.13)$$

$S_{оч}$ - сечение призабойного пространства, $м^2$; принимается по паспорту применяемого комплекса.

Затем путем сопоставления зависимостей (4.11) и (4.12) при нарушении условия $\frac{k_{ут.л.i}}{k_{доп.ут.}} < 1$ определяются участки лавы, не обеспеченные необходимым количеством воздуха, и их протяженность по формуле

$$\ell^{но}_{л.i} = \frac{k_{доп.ут} - q}{f}, \qquad (4.14)$$

Если проверка покажет, что в выработках участка возможно образование опасных скоплений метана, следует пересмотреть схемы дегазации сближенных пластов и выработанных пространств с целью повышения их эффективности, после чего вновь произвести проверку схемы по опасности скоплений метана. Если при этом не устраняется опасность, то нужно изменить схему проветривания, а если и после этого опасные скопления не устраняются, то рекомендуется использовать способы управления метановыделением средствами вентиляции в соответствии с рекомендациями [1] и раздела 2 настоящих «Методических положений...».

# 5. ВЫБОР СПОСОБОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ ИЗ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

## 5.1.Определение метаноносности угольных пластов и метанообильности призабойного пространства лавы

Поскольку действующие нормативные руководства по проектированию вентиляции и дегазации угольных шахт [1, 7] опираются на методы расчета, включающие величину природной метаноносности угольных пластов, то эту величину принимают фактической, определенной геологами, или рассчитывают по зависимости

$$x = D - \frac{B}{C + H'}, \qquad (5.1)$$

где x - природная метаноносность пласта, $м^3/т$ с.б.м;

$H'$ - глубина залегания пласта угля от верхней границы зоны метановых газов, м;

D, B, C - эмпирические коэффициенты, значения которых для пластов Воркутского месторождения приведены в табл. 5.1.

Если разработка угольных пластов ведется на глубинах менее 500-600 м, то их метаноносность может быть рассчитана по формуле

$$x = d + bH, \qquad (5.2)$$

где d и b - эмпирические коэффициенты, которые

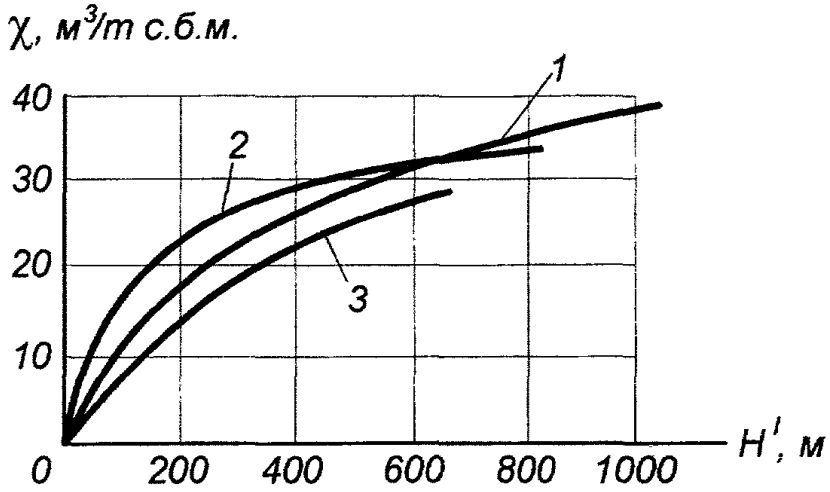
Таблица 5.1.

Значения коэффициентов D, B, C для шахт Воркутского месторождения

| Участки воркутской синклинали | Коэффициенты | | |
|---|---|---|---|
| | D | B | C |
| Западное крыло воркутской синклинали (шахты «Заполярная» и «Комсомольская») | 34 / 31 | 13919 / 1338 | 453 / 458 |
| Северо-восточное замыкание воркутской синклинали (шахта «Северная», блок 1-2) | 34,5 / 28,5 | 13705 / 8928 | 4741 / 348 |
| Восточное крыло и южная часть западного крыла воркутской синклинали (шахта «Заполярная», восточное крыло) | 45 / 43 | 17879 / 18517 | 421 / 453 |

Примечание: числитель – для расчета максимального значения;
знаменатель – среднего значения газоносности

а




б

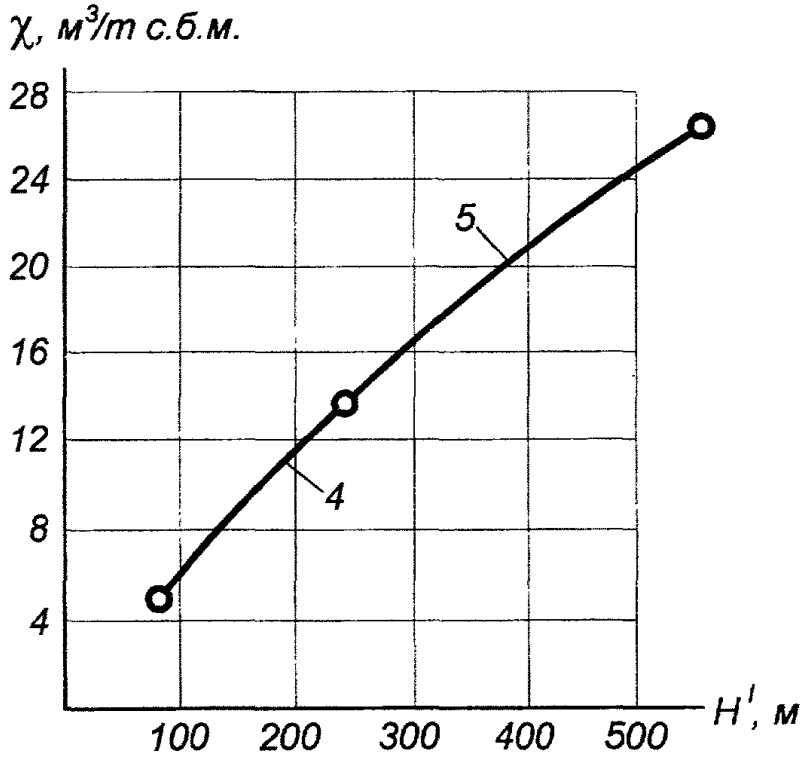



**Рис. 5.1 Графики зависимости метаноносности угольных пластов от глубины их залегания в зоне метановых газов:**
а - фактическая зависимость: б - аппроксимированная зависимость.
1, 2, 3 - пласты с углями различных марок;
4, 5 - до и свыше 230 м, соответственно

определялись путем обработки результатов прямого газового опробования, выполненного геологоразведочной партией.

Графики зависимостей (5.1) и (5.2) изображены на рис. 5.1.

В том случае, когда отсутствуют данные газового опробования угольных пластов или эти данные вызывают сомнение, метаноносность пласта должна приниматься по рекомендациям НИИ.

На действующих шахтах метановыделение в призабойном пространстве лавы определяется с учетом метановыделения в лаве-аналоге в добычную смену по зависимости

$$I_л = I_ф + CA_{оч}, \text{ м}^3/\text{мин} \qquad (5.3)$$

где $I_ф$ - фоновое метановыделение, $м^3$/мин;

$A_{оч}$ - суточная производительность очистного забоя (нагрузка на лаву), т/сут;

С - эмпирический коэффициент.

Величины $I_ф$ и С устанавливаются по результатам исследования НИИ динамики метановыделения в лаве-аналоге в добычную смену или путем математической обработки декадных замеров, выполненной сотрудниками НИИ или работниками ВТБ шахты (по материалам замера расхода воздуха и концентрации метана в добычную смену).

Графики зависимости (5.3) показаны на рис. 5.2.

Для условий проектируемых шахт и очистных забоев, не имеющих забоя-аналога, метанообильность лавы определяется по рекомендациям, изложенным в разделе 3.

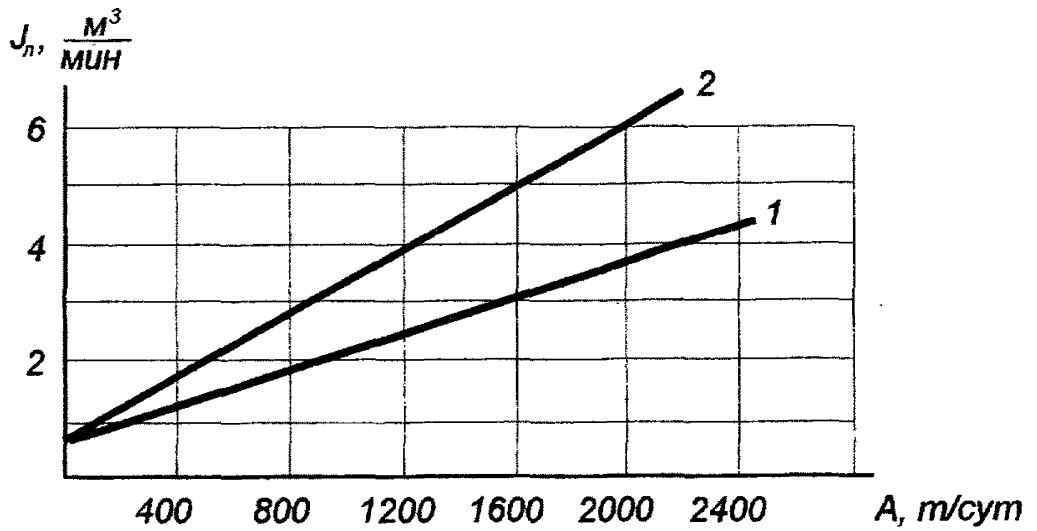



**Рис.5.2. Графики зависимости метановыделения в лаве от суточной добычи угля:**
1 - среднее за сутки; 2 - среднее в добычную смену.

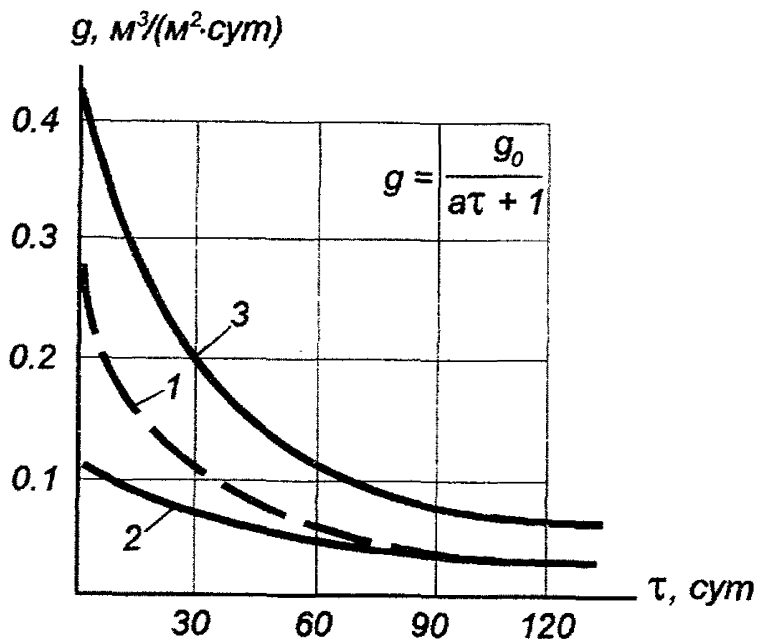



**Рис. 5.3. Графики зависимости удельного метановыделения из угольных пластов в скважины:**
1, 2, 3, - в условиях пластов угля с различной газоотдачей и газопроницаемостью.

## 5.2. Определение показателей газотдачи разрабатываемых угольных пластов в дегазационные скважины

Для описания процесса метановыделения из неразгруженного пласта угля в дегазационную скважину используется дробно-линейная зависимость

$$g = \frac{g_0}{a\tau + 1}, \ м^3/(м^2 сут). \qquad (5.4)$$

где $g_0$ - начальное метановыделение из пласта в скважину, $м^3/(м^2$ сут);

g - метановыделение в скважину на период времени $\tau$ дегазации пласта, $м^3/(м^2$ сут);

a - коэффициент снижения метановыделения из пласта в скважину в зависимости от времени его дегазации, $сут^{-1}$;

$\tau$ - продолжительность дегазации пласта скважиной, сут.

Время $\tau$ отсчитывается с момента окончания бурения скважины.

Показатели газоотдачи неразгруженных пластов угля в дегазационные скважины определяются 3 методами:

1) путем обработки фактических данных метановыделения из пласта в дегазационные скважины на участке лавы-аналога;

2) по зависимостям, установленным ННЦ ГП-ИГД им.А.А.Скочинского, на основе опыта ведения дегазационных работ на шахтах России, Украины и Казахстана;

3) по газовоздушным съемкам, выполненным в проводимой в массиве угля подготовительной выработке (с последующим расчетом показателей газоотдачи пласта в дегазационные скважины).

По методу 1 фактические замеры дебита метана на скважинах, оборудованных диафрагмами, переводятся в удельное метановыделение (дебит метана, поделенный на полезную длину скважины и на мощность пласта), строится график зависимости $g = f(\tau)$, изображенный на рис. 5.3, и определяются начальное метановыделение из пласта в скважины ($g_0$) и коэффициент (темп) его снижения (а) во времени $\tau$. Время $\tau$ (сут) отсчитывается с момента окончания бурения скважины.

Если дебит метана из группы пластовых скважин замеряют на участковой диафрагме, то динамика метановыделения из пласта в скважины на выемочном участке описывается зависимостью, изображенной на рис. 5.4.

Экспериментально установленная зависимость $g_N = f(\tau')$ в координатах $g_N$ и $\tau'$ (см. рис. 5.4) позволяет после математической обработки получить фактические значения $g_{max}$ и $a_N$.

Тогда

$$g_N = \frac{g_{max}}{a_N \tau' + 1}, \ м^3/(м^2 \text{ сут}) \qquad (5.5)$$

а при известной величине $t_б$

$$g_0 = \frac{g_{max}}{a_N t_б}, \ м^3/(м^2 \text{ сут}) \qquad (5.6)$$

где $g_{max}$ и $a_N$ - экспериментально определенные коэффициенты уравнения (5.5) при дегазации пласта группой скважин;

$\tau'$ - продолжительность дегазации пласта группой скважин, сут. По нормативу $\tau' = 180$ сут;

$t_б$- продолжительность обуривания выемочного участка, сут.

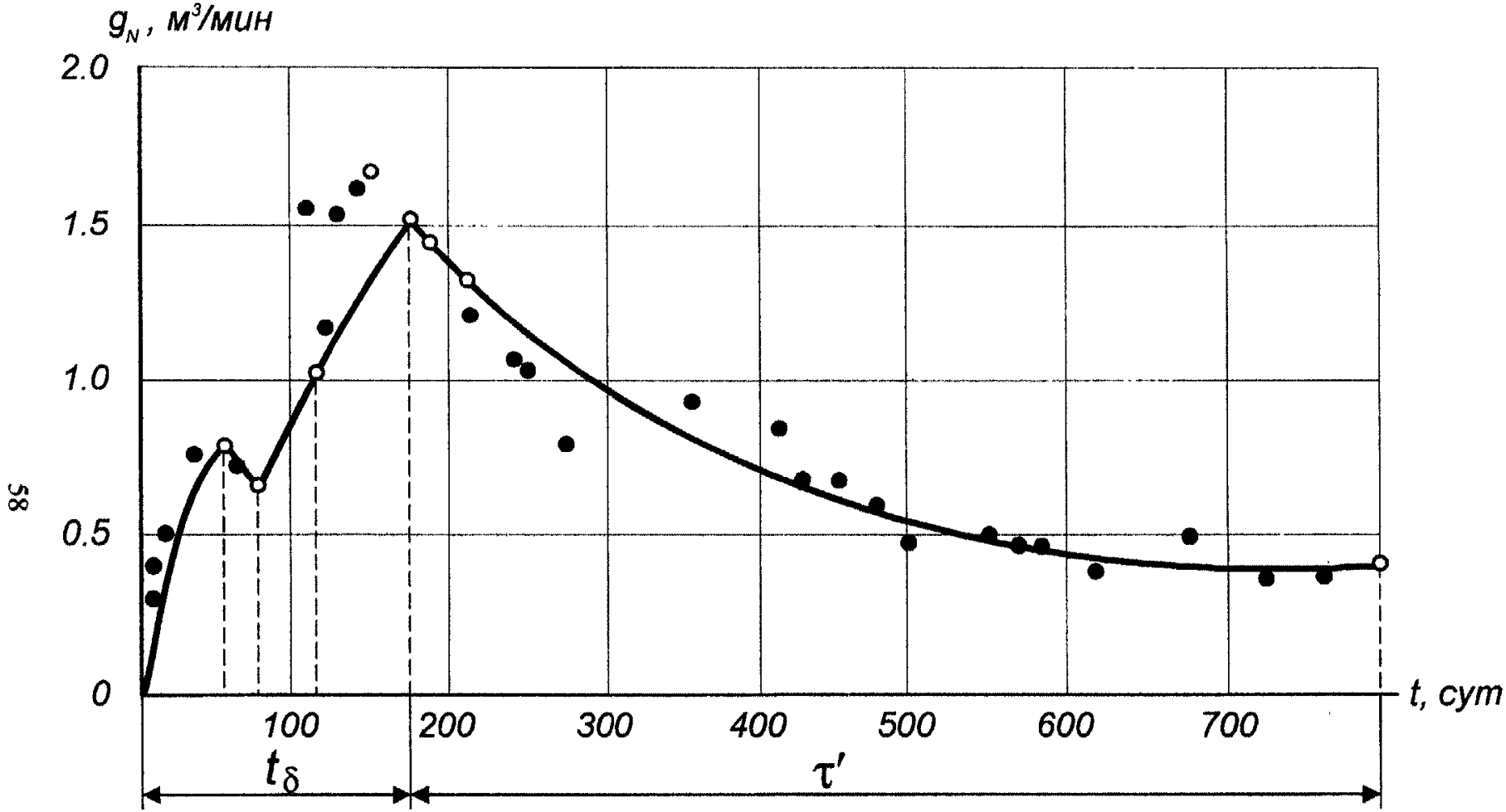



**Рис. 5.4. Динамика метановыделения в дегазационные скважины, пробуренные по разрабатываемому пласту:**
$g_N$ - метановыделение; t - время; $t_б$ - время обуривания пласта на выемочном участке; τ - продолжительность дегазации пласта группой скважин

Если на выемочном участке пробурено N скважин, тогда через нормативное время дегазации, равное 180 сут, удельное метановыделение g составит

$$g \approx \frac{g_N}{N}, \text{ м}^3/(\text{м}^2 \text{ сут}) \qquad (5.7)$$

а величина коэффициента «а» (темпа снижения метановыделения во времени) может быть рассчитана по формуле

$$a = \frac{g_0}{g\tau} - \frac{1}{\tau}, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.8)$$

где $\tau$ = 180 сут.

По методу 2 показатели газоотдачи разрабатываемого пласта в дегазационные скважины рассчитываются по формулам:

начальное метановыделение

$$g_0 = \beta' x, \quad \text{м}^3/(\text{м}^2 \text{ сут}) \qquad (5.9)$$

коэффициент снижения метановыделения во времени:

для пластов Кузбасса

$$a' = 0{,}002 + 0{,}0041m, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.10)$$

$$a'' = 0{,}025 - 3{,}9\ 10^{-4}\ V^{daf}, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.11)$$

$(V^{daf}$ = 20-40%)

для пластов Донбасса

$$a' = 0{,}002 + 0{,}0075m, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.12)$$

$(V^{daf}$ = 29-35,5%)

$$a' = 0{,}002 + 0{,}030m, \text{ сут}^{-1}$$

$(V^{daf}$ = 4,8-22,6%)

$$a'' = 0{,}042 - 8{,}8\ 10^{-4}\ V^{daf}, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.13)$$

$(V^{daf}$ = 4,8-29%)

$$a'' = 0{,}025 - 3{,}9\ 10^{-4}\ V^{daf}, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.11)$$

$(V^{daf}$ = 29-35,5%)

*для пластов Воркутского месторождения*

$$a' = 0{,}002 + 0{,}0032m, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.14)$$

$$a'' = 0{,}025 - 3{,}9\ 10^{-4}\ V^{daf}, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.11)$$

$$(V^{daf} = 30\text{-}35\%)$$

В формулах (5.9) - (5.14) приняты следующие обозначения:

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

β′ -эмпирический коэффициент;

m - мощность угольного пласта, м;

$V^{daf}$ - выход летучих веществ, %.

Коэффициент β′ рассчитывается по формуле

$$\beta' = \frac{1}{16 + 12m} \qquad (5.15)$$

По методу 3 показатели газоотдачи пласта определяются путем проведения газовоздушной съемки в тупиковой выработке на подготавливаемом к отработке участке разрабатываемого пласта, определения показателей газоотдачи угольного массива в выработку и последующего расчета показателей газоотдачи пласта в дегазационные скважины по формулам:

$$g_0 = \frac{\pi d}{2m} G_0, \ м^3/(м^2 сут) \qquad (5.16)$$

$$a = kg_0, \text{ сут}^{-1} \qquad (5.17)$$

где $G_0$ - начальное метановыделение из пласта в подготовительную выработку, $м^3/(м^2$ сут);

d - диаметр дегазационных скважин, м;

m - мощность угольного пласта, м;

k -коэффициент, характеризующий газодинамические и фильтрационные свойства угольного пласта (k - фактор), $м^2/м^3$.

Численное значение коэффициента «k» определяется экспериментально по материалам газовоздушной съемки путем выравнивания дробно-линейной зависимости $G = f(t)$, представленной в виде

$$1/G=kt+b, \qquad (5.18)$$

а начальное метановыделение $G_0$ рассчитывается по формуле

$$G_0 = 1/b, \text{ м}^3/(\text{м}^2 \text{ сут}) \qquad (5.19)$$

Прогнозные величины $G_0 = f(x)$ и $k = \varphi(H')$ определяются по формулам:

$$G_0 = \beta^* x, \text{ м}^3/(\text{м}^2/\text{сут}) \qquad (5.20)$$

и

$$k = \alpha^* H', \text{ м}^2/\text{м}^3 \qquad (5.21)$$

где $\beta^*$ , $\alpha^*$ - экспериментально определенные коэффициенты.

Если нет возможности провести газовоздушные съемки в тупиковых выработках, то коэффициент «k» определяется по зависимости:

$$k = 6{,}25\ 10^{-5}\ m\ H', \text{ м}^2/\text{м}^3 \qquad (5.22)$$

где $H'$ - глубина залегания пласта от верхней границы метановых газов, м.

## 5.3. Рекомендации по выбору технологических схем и параметров дегазации разрабатываемых пластов

Выбор схем и параметров дегазации разрабатываемых пластов скважинами зависит в основном от системы разработки, мощности пласта, его метаноносности и газоотдачи, метанообильности лавы и плановой производительности очистного забоя, пропускной способности призабойного пространства и условий его проветрива-

ния. Схемы подготовки и проветривания выемочного участка при отработке газоносных пластов являются наиболее определяющими и существенно влияют на сроки и режимы проведения предварительной и оперативной дегазации пласта.

Исходя из опыта отработки и дегазации средней мощности и мощных пологих пластов, в том числе при слоевой разработке последних, можно сделать вывод о том, что в настоящее время достаточно технологичными и эффективными являются схемы дегазации разрабатываемого пласта перекрещивающимися скважинами [9,10]. На глубинах до 500 – 550 м этот способ дегазации угольного массива в состоянии снизить уровень прогнозного метановыделения из пласта в лаву до 40%.

Учитывая разнообразные горнотехнические условия разработки пластов и технико-технологические решения (см. разделы 1 и 2) по подготовке и отработке пластов, их метаноносность и мощность, ожидаемую метанообильность, характеристику угольного массива по газоотдаче и результаты научных исследований, целесообразно рассмотреть и предложить различные схемы пластовой дегазации для анализа возможных вариантов при составлении проекта на вскрытие, подготовку и отработку угольных пластов. Это прежде всего: 1) варианты дегазации пластов, отрабатываемых на всю мощность и 2) варианты дегазации пластов при выемке I слоя, а также 3) вариант дегазации с предварительным гидроразрывом пласта через подземные скважины с последующим бурением пластовых скважин в зонах гидроразрыва и 4) вариант дегазации пласта при первоочередной выемке нижнего слоя мощного пласта с выпуском угля подкровельной толщи, т.е. угля верхнего слоя.

### 5.3.1. Рекомендации по схемам и параметрам дегазации разрабатываемых пластов при их отработке на полную мощность

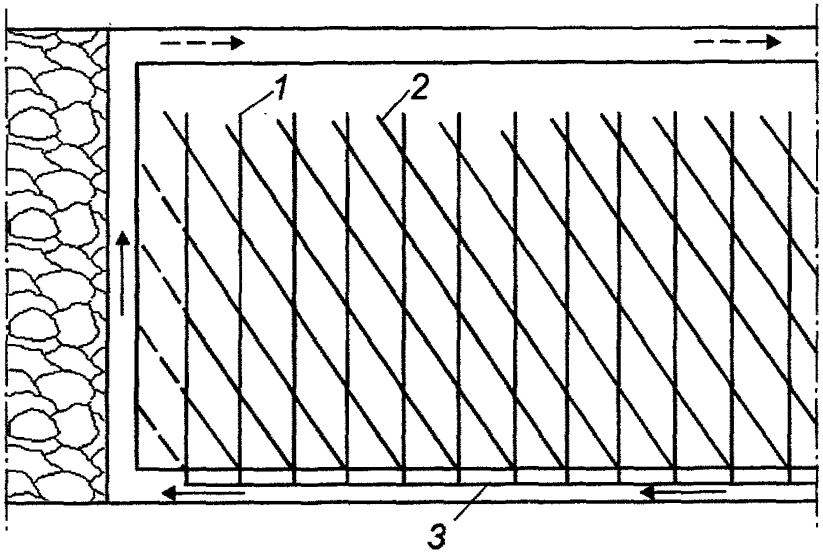
Поскольку основные рабочие пласты Донбасса, Кузбасса и Воркуты являются высокометаноносными и многие из них отнесены к выбросоопасным, то их дегазацию целесообразно проводить перекрещивающимися скважинами. При этом в зависимости от применяемой буровой техники рекомендуются схемы, изображенные на рис.5.5 – при использовании обычных буровых установок и на рис.5.6 – при буровых установках, обеспечивающих направленное бурение длинных (600-800 м и более) пластовых скважин.

Если буровая техника позволяет бурить скважины на всю длину выемочного блока, то целесообразно бурить скважины из конвейерного штрека параллельно очистному забою и из флангового уклона – ориентированно на забой под углом 90°, т.е. длинные направленные скважины (рис.5.7). Расстояние между последними принимается равным $R_н=2R_к$, т.е. удвоенному расстоянию между кустами перекрещивающихся скважин.

Дегазация пластов может осуществляться как без, так и с применением предварительного гидроразрыва угольного массива.

Метод расчета параметров дегазации разрабатываемых пластов изложен в разделе 5.2.

а - парные скважины




б - веерные скважины

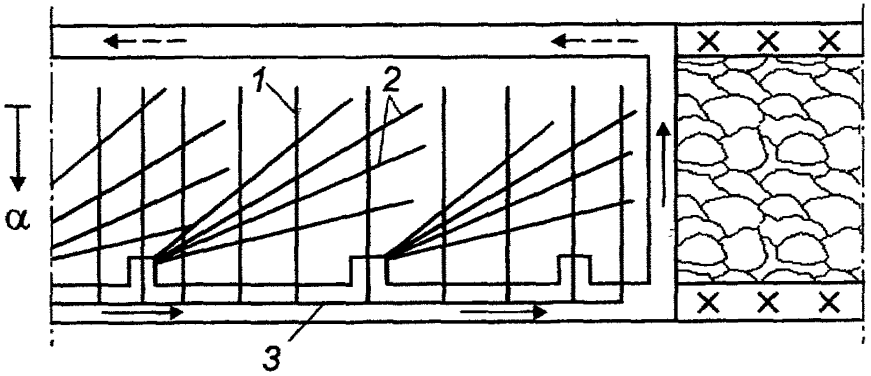



**Рис. 5.5 Схема дегазации угольных пластов, отрабатываемых на полную мощность, при бурении скважин отечественными станками:**

1 - параллельные очистному забою скважины; 2 - ориентированные на очистной забой скважины; 3 - газопровод

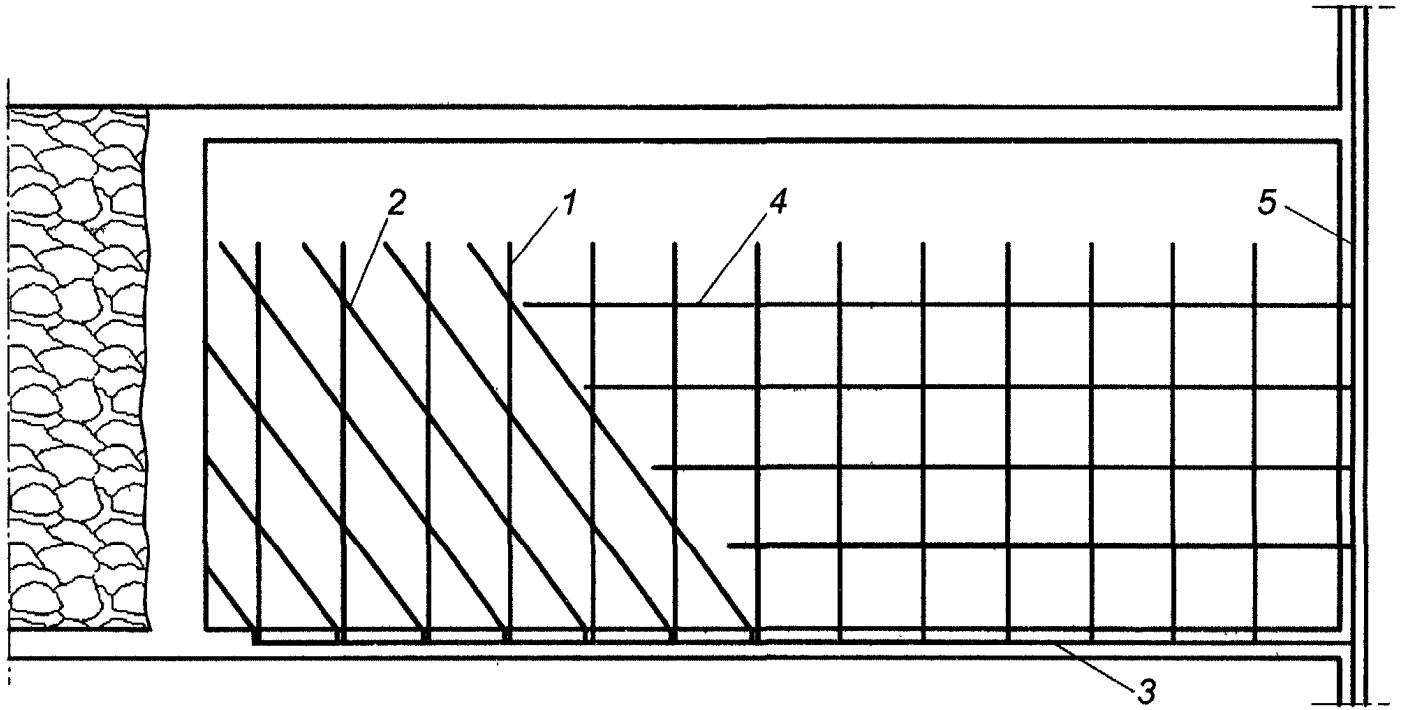



**Рис. 5.6. Схема дегазации угольных пластов средней мощности и мощных, отрабатываемых на полную мощность, при бурении скважин зарубежными станками:**

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

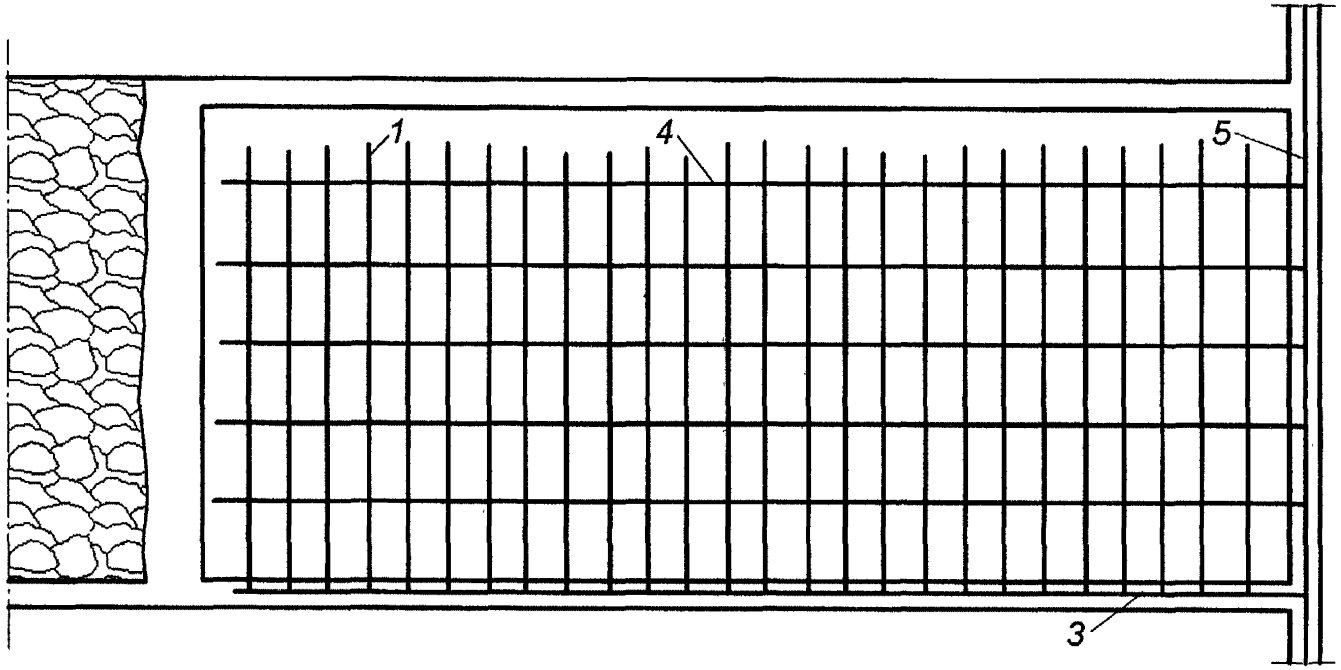



**Рис.5.7. Схема дегазации угольных пластов, отрабатываемых на полную мощность, при бурении сверхдлинных направленных на очистной забой скважин иностранными буровыми установками:**

1 - параллельные очистному забою скважины; 2 - участковый газопровод;
3 - сверхдлинные скважины; 4 - магистральный газопровод

### 5.3.2.Рекомендации по схемам и параметрам дегазации угольных пластов при отработке первым верхнего слоя

При отработке мощных пластов в 2 слоя работы по их дегазации нужны будут только при выемке угля 1-го слоя.

Основными технологическими схемами дегазации мощных пластов в этом случае могут быть:

схема I, изображенная на рис.5.8, когда восстающие перекрещивающиеся скважины 1 и 2 бурят из конвейерного штрека, пройденного по верхнему слою, и дополнительно к ним бурят восстающие ориентированные на очистной забой скважины 4 по нижнему слою из конвейерного штрека нижнего слоя. При этом расстояние между скважинами 4, пробуренными по нижнему слою, удваивается, т.е. $R'=2R_к$; схема II, изображенная на рис.5.9, когда из конвейерного штрека бурят восстающие перекрещивающиеся скважины 1 и 2 параллельно плоскости пласта (угол возвышения скважин 1 равен углу падения пласта) и восстающие параллельные между собой скважины 4 на нижний слой. При этом скважины 4 могут располагаться параллельно скважинам 2 или близко к тому (угол между линией забоя и скважиной 4 должен составлять на горизонтальной плоскости не менее $30^o$). Расстояние между скважинами 4 принимается равным расстоянию между перекрещивающимися скважинами.

Дегазация пластов может осуществляться как без применения, так и с применением предварительного гидроразрыва массива угля.

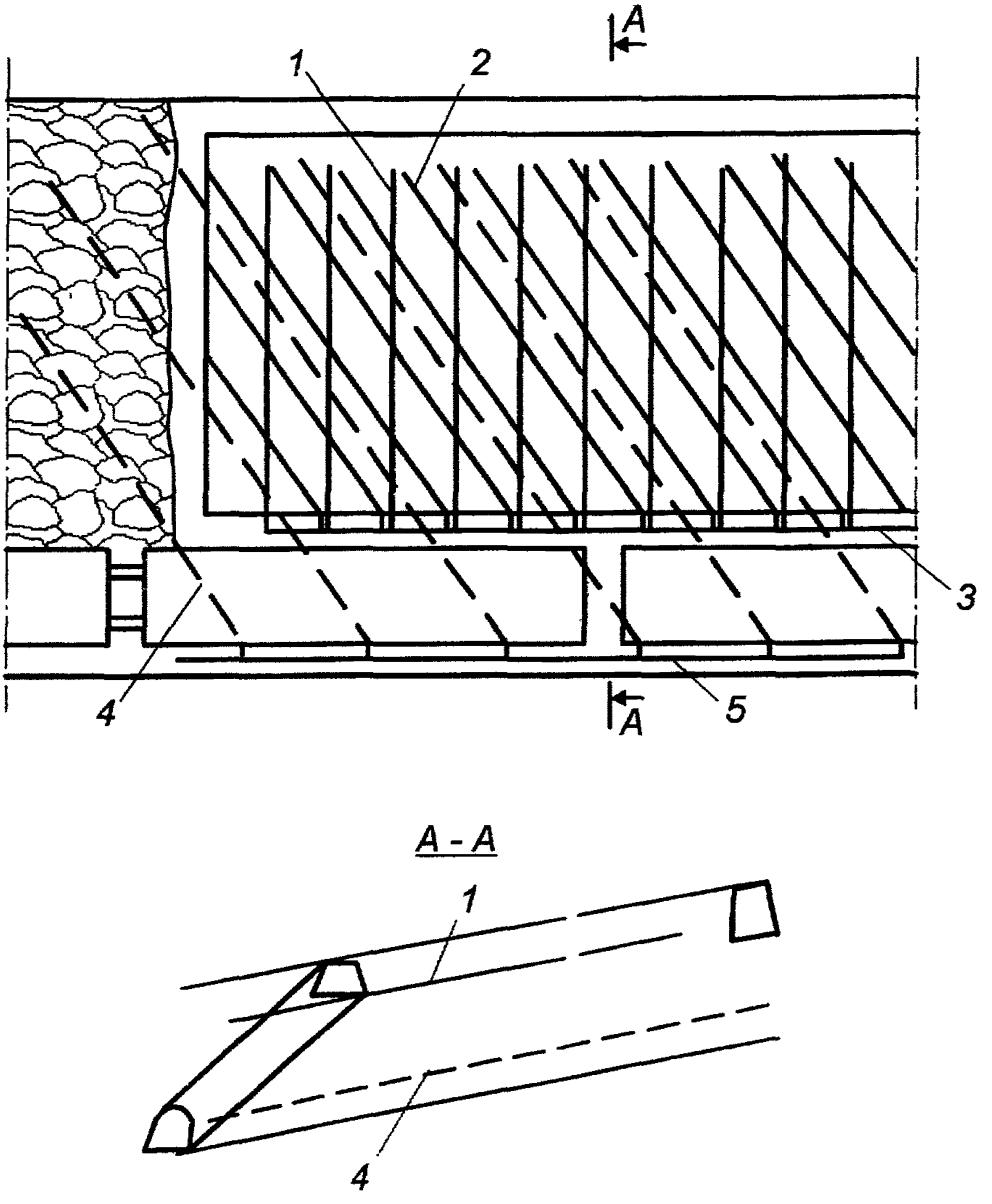
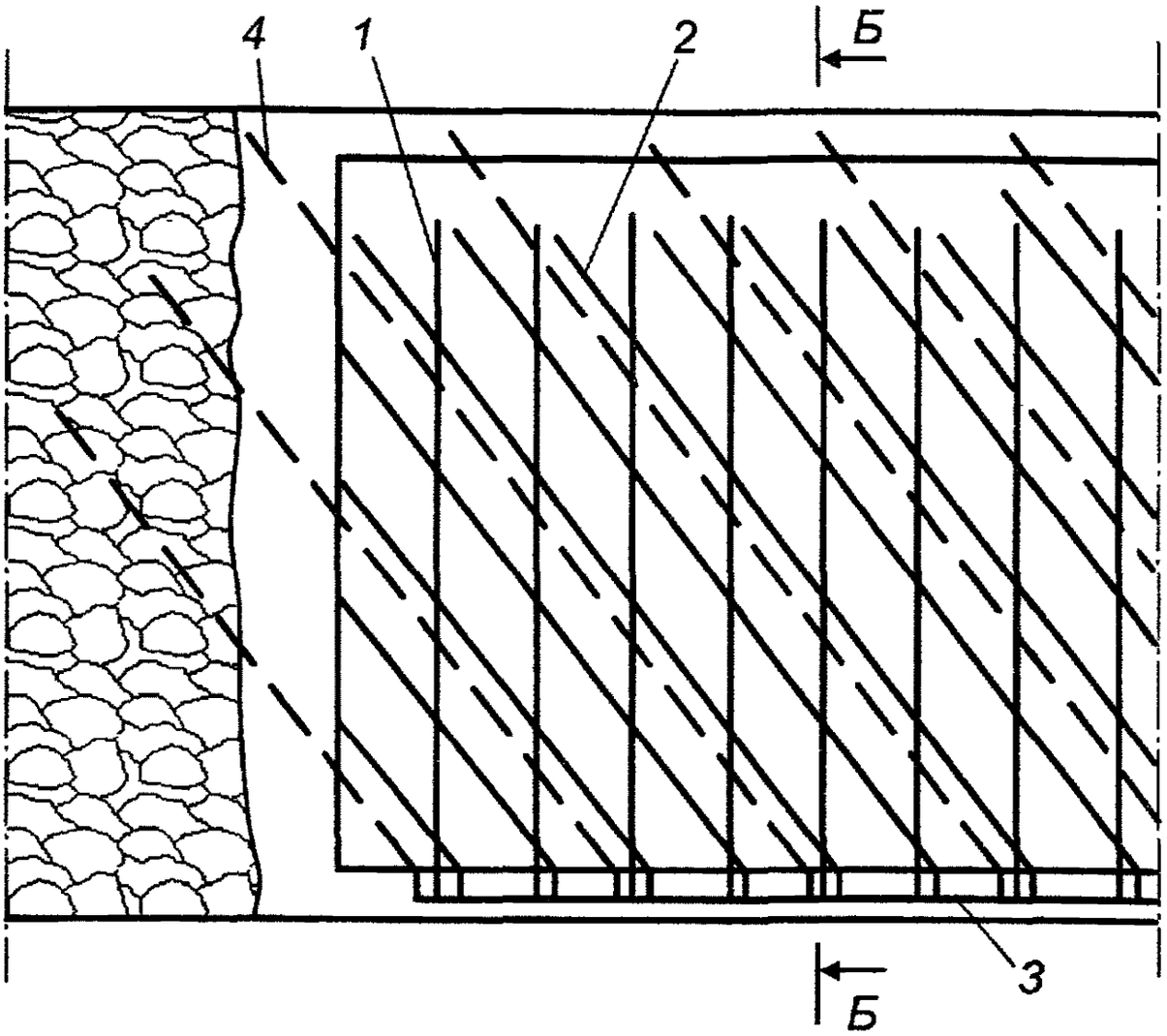



**Рис.5.8. Схема дегазации мощного пласта восходящими скважинами, пробуренными из выработок верхнего и нижнего слоев ( схема 1):**
1 - параллельные очистному забою скважины, пробуренные по верхнему слою;
2 - ориентированные на забой скважины, пробуренные по верхнему слою;
3, 5 - газопровод; 4 - ориентированные на забой скважины, пробуренные по нижнему слою




Б - Б

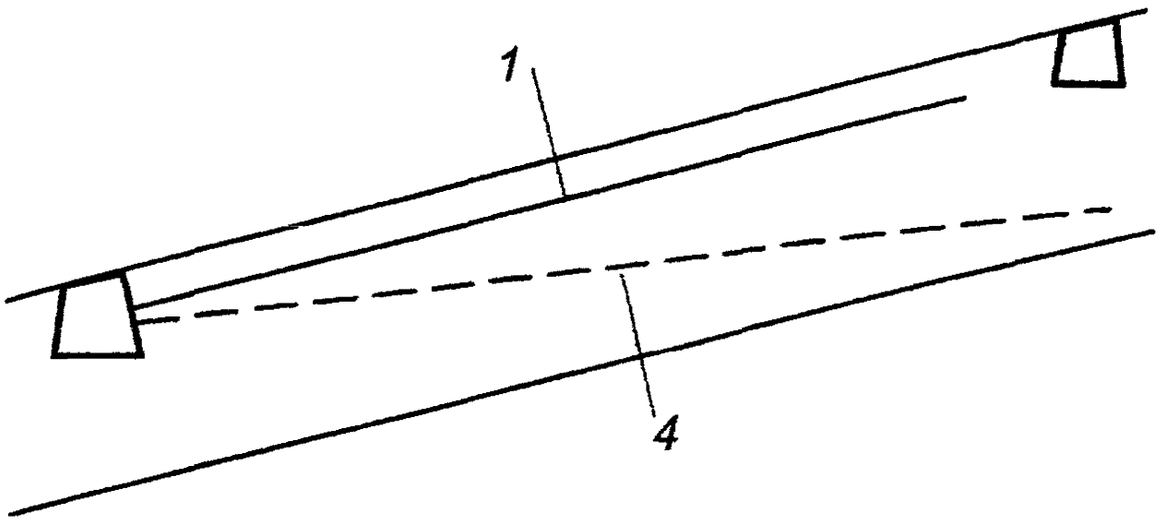



**Рис. 5.9. Схема дегазации мощного пласта восходящими скважинами, пробуренными из выработок верхнего слоя (схема II):**

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

### 5.3.3. Рекомендации по дегазации угольных пластов с предварительным их гидроразрывом в импульсном режиме

Областью предварительного гидроразрыва угольного массива являются выемочные участки по пластам, отрабатываемым на полную мощность, а также при выемке угля I-го слоя. Схема проветривания – возвратноточная.

Гидроразрыв пласта предпочтительно проводить через скважины, пробуренные по верхнему слою из конвейерного штрека параллельно линии очистного забоя. Длина скважины гидроразрыва принимается на 20-25 м меньше длины лавы, глубина ее герметизации – 10-15 м. Способ гидроразрыва – импульсный.

Способ и устройство для реализации гидроразрыва могут быть приняты по патентам РФ №2120549 и №2152518, по заявке на патент РФ № 99114724, а также по а.с. № 1550174. Однако опыта применения этих разработок пока нет.

Реализация этих новых и перспективных технических и технологических решений позволит увеличить расстояние между перекрещивающимися скважинами в 2 раза при той же эффективности дегазации, принятой равной 40%.

### 5.3.4. Рекомендации по дегазации угольных пластов при первоочередной выемке нижнего слоя с выпуском угля подкровельной толщи

Технология отработки мощных пластов с первоочередной выемкой нижнего слоя и выпуском угля верхнего слоя на конвейер лавы (нижний слой) может стать весьма перспективной. Дегазация пластов в этом случае осуществляется через перекрещивающиеся скважины, про-

буренные по нижнему слою пласта. При этом до дегазации пласта необходимо через скважины, пробуренные по верхнему слою, проводить гидродинамическое воздействие на угольный пласт с целью создания в нем искусственной сети трещин, способствующих повышению газоотдачи пласта, снижению запыленности забоя и ослаблению угля верхнего слоя, который должен выпускаться на конвейер лавы.

Технология и техника для гидродинамического воздействия на массив угля описаны в разделе 5.3.3 и обеспечивают импульсное воздействие на пласт угля специально подобранными растворами, которые способствуют образованию разветвленной сети трещин, снижению запыленности очистного забоя и замедляют процесс окисления угля, если таковой останется в выработанном пространстве.

### 5.3.5.Рекомендации по дегазации пластов при проходке пластовых выработок

Поскольку большинство пластов являются высокометаноносными и опасными по внезапным выбросам угля и газа, то дегазацию угольного массива впереди забоя выработки рекомендуется проводить по следующим схемам.

Схема 1 включает бурение однорядных барьерных и забойных скважин и рекомендуется для дегазации угольного массива при проходке пластовых выработок [7]. Число забойных скважин на пластах тонких и средней-мощности – 2-3, барьерных – по одной с каждой стороны.

При использовании отечественных буровых установок забойные скважины бурят в плоскости пласта парал-

лельно оси проводимой выработки, барьерные – с углом отворота от оси выработки, равным 3-5° (рис.5.10,а). Предпочтителен режим бурения и обсадки скважин в субботу-воскресенье. Длина скважин на 10-15 м должна превышать недельное подвигание проходческого забоя. Забойные скважины бурят первыми и обсаживают их переносными герметизаторами. Барьерные скважины можно бурить одновременно с забойными, если в работе будут 2 буровых станка. Обсадку их можно производить переносными герметизаторами или обсадными трубами с заполнением затрубного пространства цементным раствором или иным заполнителем.

Для дегазации мощных пластов при использовании отечественной буровой техники количество забойных скважин принимают 6 (по 3 скважины в 2 ряда), барьерных – по 2 скважины с каждой стороны в вертикальной плоскости.

При наличии современной зарубежной буровой техники скважины располагают по схеме, изображенной на рис.5.10,б.

Схема 2 рекомендуется при высоких скоростях проведения одиночной выработки (рис.5.11). По мере удаления забоя выработки барьерные скважины, входящие в серию перекрещивающихся скважин, отключают от дегазационного трубопровода, оставляя под вакуумом только короткие скважины [11].

Схема 3 включает бурение параллельных или перекрещивающихся скважин за контуры будущей выработки (рис.5.12). Эта схема имеет преимущество перед всеми остальными, но требует применения современной буровой техники.

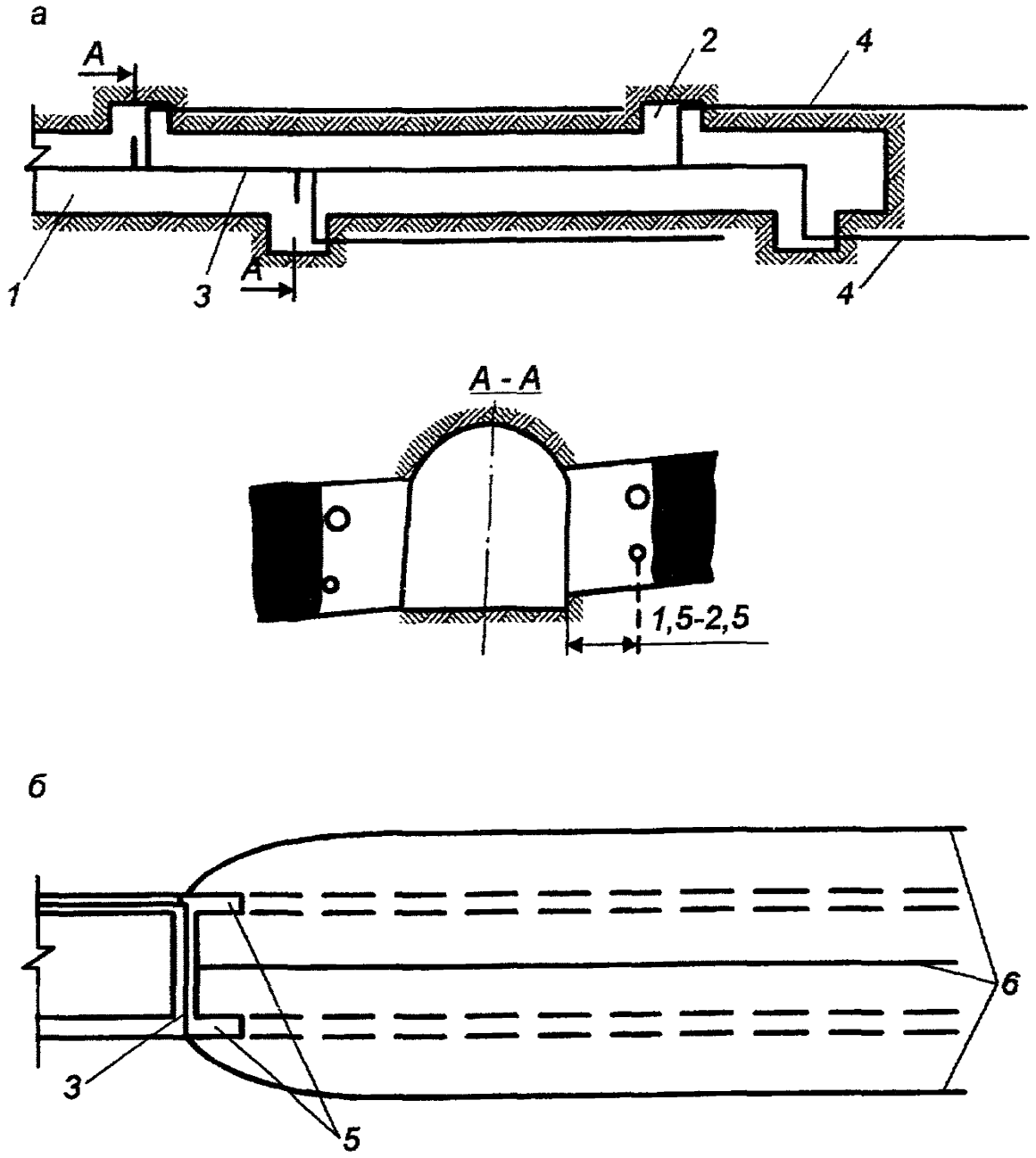



**Рис. 5.10. Схема дегазации пласта скважинами при проходке выработки:**
а - при бурении скважин отечественными станками;
б - при бурении длинных направленных скважин зарубежной техникой;
1 - выработка; 2 - камера (ниша); 3 - дегазационный трубопровод; 4 - скважина;
5 - забои спаренных выработок; 6 - скважины направленного бурения

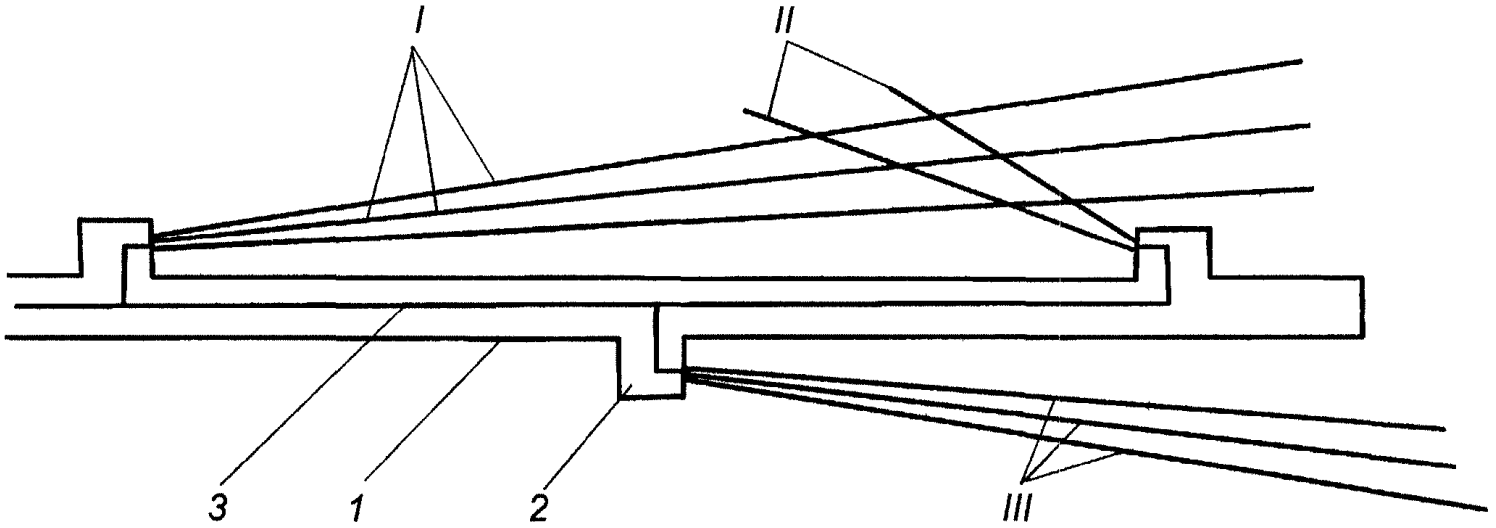



**Рис.5.11. Схема дегазации пласта перекрещивающимися скважинами при проведении выработки:**
I и II - серии перекрестных барьерных скважин;
III - серия барьерных скважин;
1 - штрек; 2 - камера; 3 - газопровод

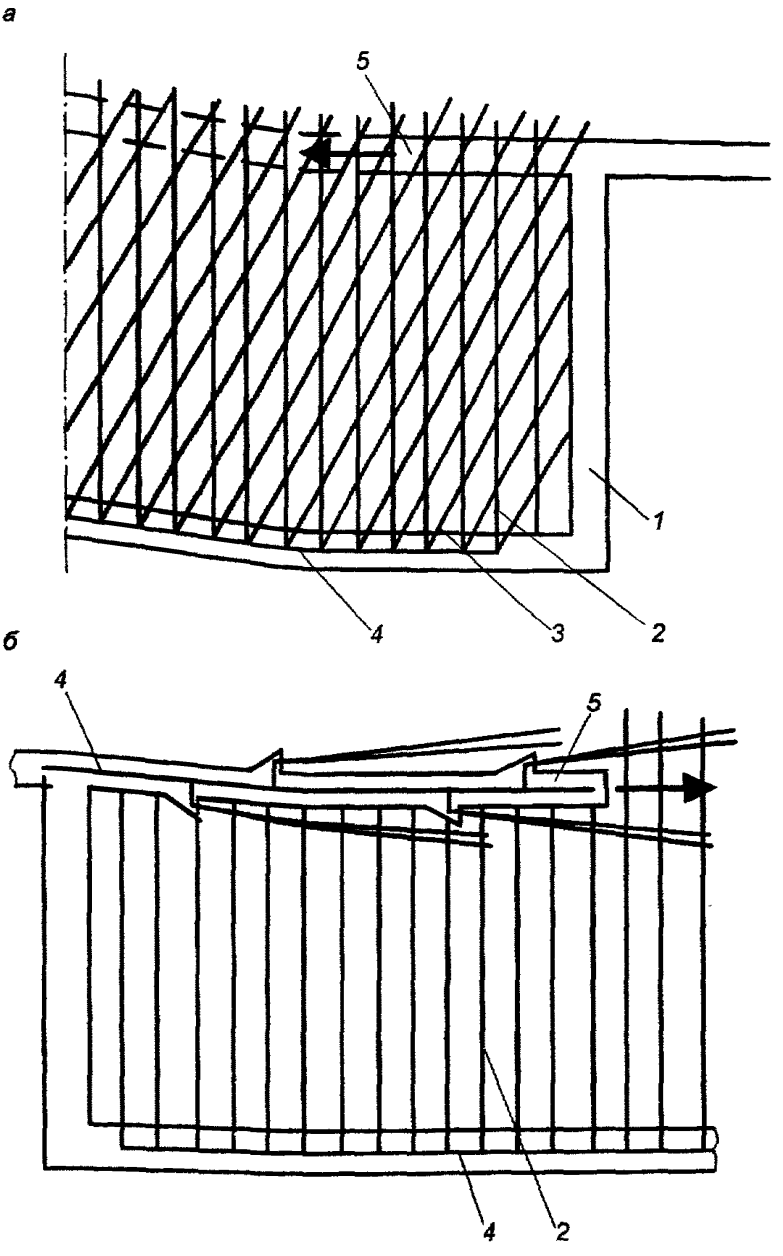



**Рис.5.12. Схемы дегазации пласта скважинами, пробуренными за контуры проводимых выработок:**

а - перекрещивающимися скважинами;

б - параллельными и барьерными скважинами;

1 - монтажная камера; 2 - скважина, параллельная забою; 3 - скважина, ориентированная на забой; 4 - дегазационный трубопровод; 5 - забой подготовительной выработки.

Технология бурения скважин и контроль эффективности дегазации выполняются в соответствии с нормативными документами по дегазации шахт и предотвращению внезапных выбросов угля и газа [7, 12].

### 5.3.6. Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов скважинами

Расчеты параметров дегазации средней мощности и мощных пластов производятся с учетом горно-геологической информации об угольных пластах на каждом выемочном участке, содержащей глубину залегания и мощность угольных пластов, прогнозные значения метанообильности очистных забоев и допустимую нагрузку на лаву по газовому фактору, а также с учетом Руководства [7] и рекомендаций, изложенных в научных работах ННЦ ГП - ИГД им. А.А.Скочинского.

Поскольку основным источником метановыделения в высокопроизводительных лавах является разрабатываемый пласт, то при отработке пласта одним слоем предварительную дегазацию угольного массива можно осуществить параллельно-одиночными скважинами или перекрещивающимися скважинами, пробуренными из конвейерных штреков. Возможен также вариант дегазации пласта с предварительным его гидроразрывом и последующим бурением пластовых скважин.

Расстояние R между пластовыми параллельно-одиночными скважинами определяется по формуле

$$R = \frac{l_c m_д \frac{g_0}{a} \ln(a\tau + 1)}{l_{оч}\, m\, \gamma\, K'_{дег} q_{пл}}, \text{ м} \qquad (5.23)$$

где $l_c$ - полезная длина скважины, м

$$l_c = l_{оч} - l_г - 10, \text{ м} \quad (5.24)$$

$l_{оч}$ - длина очистного забоя, м;

$l_г$ - длина герметизации скважины, м. Принята равной 6 м;

$m_д$ и $m$ - дегазируемая скважинами и полная мощность угольных пачек пласта, м;

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

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

$\tau$ - продолжительность дегазации пласта скважинами, сут. ($t = 180$ суток);

$\gamma$ - объемная масса угля, $т/м^3$;

$K'_{дег}$ - необходимый коэффициент дегазации пласта, доли ед. Принимается не более 0,4;

$q_{пл}$ - метановыделение из пласта, $м^3/т$.

Расстояние $R_к$ между кустами перекрещивающихся скважин (одна параллельная очистному забою, вторая - ориентированная на забой лавы с углом встречи $30^o$) рассчитывается по зависимости

$$R_к = K_и R, \text{ м} \quad (5.25)$$

где $K_и$ - коэффициент интенсификации метановыделения в перекрещивающиеся скважины

$$K_и = 2,8 - 1,31 f, \text{ м} \quad (5.26)$$

f - крепость угля по М.М. Протодьяконову .

Коэффициент интенсификации газоотдачи пласта в скважины при гидроразрыве пласта в импульсном режиме может быть принят равным 2. Показатели газоотдачи угольных пластов в дегазационные скважины приведены в табл. 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2

Показатели газоотдачи угольных пластов Кузбасса

| Шахта | Пласт | Глубина, м | Показатели газоотдачи $g_o$, $м^3/(м^2 сут)$ | а, $сут^{-1}$ |
|---|---|---|---|---|
| Чертинская | 4 | 450 | 0,5 | 0,009 |
| | 5 | 570 | 0,48 | 0,010 |
| Октябрьская | Полысаевский - 1 | 300 | 0,34 | 0,010 |
| | Полысаевский - 2 | 260 | 0,24 | 0,010 |
| | Надбайкаимский | 245 | 0,36 | 0,017 |
| Зыряновская | 14 | 315 | 0,21 | 0,012 |
| Абашевская | 14 | 330 | 0,31 | 0,008 |
| Аларда | 1 | 260 | 0,27 | 0,010 |
| | 3 - 3а | 300 | 0,38 *) | 0,009 |
| Томская | III | 285 | 0,17 | 0,021 |
| | IV - V | 310 | 0,18 | 0,023 |
| | VI | 365 | 0,41 | 0,015 |

*) На поле лавы 3 - 1 - 27 (запад)

Таблица 5.3

Показатели газоотдачи угольных пластов Воркутского месторождения

| Пласт | Шахта | Глубина от верхней границы метановых газов | Показатели газоотдачи (прогноз) $g_o$, $м^3/(м^2$ сут) | a, $сут^{-1}$ |
|---|---|---|---|---|
| $J_4$ | Южная | 450 | 0,51 | 0,007 |
| | Аяч - Яга | 320 | 0,40 | 0,007 |
| Четвертый | Воркутинская | 755 | 0,51 | 0,009 |
| | Заполярная | 760 | 0,61 | 0,008 |
| | Комсомольская | 965 | 0,52 | 0,009 |
| Мощный | Юр - Шор | 770 | 0,18 | 0,010 |
| | Комсомольская | 940 | 0,22 | 0,010 |

# 6. ВЫБОР СПОСОБОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ

## 6.1. Особенности дегазации сближенных пластов при высоких скоростях подвигания лав

Наблюдениями и экспериментами, проведенными на пологих шахтах Донбасса, установлено, что зависимость коэффициента эффективности известных способов дегазации $K_{дег}$ от скорости подвигания лавы $V_л$ описывается формулой

$$K_{дег} = B - \beta V_л , \qquad (6.1)$$

где B и β - эмпирические коэффициенты.

Для условий Донецкого бассейна средние значения коэффициентов B и β при расчете эффективности дегазации в целом по участку составляют соответственно 0,40-0,50 и 0,14-0,013; при расчете эффективности дегазации источника (сближенного пласта) значения этих коэффициентов принимаются в среднем равными соответственно 0,50-0,70 и 0,18-0,013.

Наиболее интенсивное снижение коэффициента $K_{дег}$ при увеличении скорости подвигания лавы отмечено на участке пласта, отрабатываемого столбовой системой разработки с погашением вентиляционных выработок (рис. 6.1). Коэффициент β в этом случае равен 0,14 (для дегазируемого источника 0,18) при бурении скважин на сближенный пласт и 0,05 (для дегазируемого источника 0,08) при бурении скважин над куполами обрушения в зоны повышенной газоотдачи (если таковые установлены). На участках пласта с поддержанием вентиляционых штреков в выработанном пространстве влияние

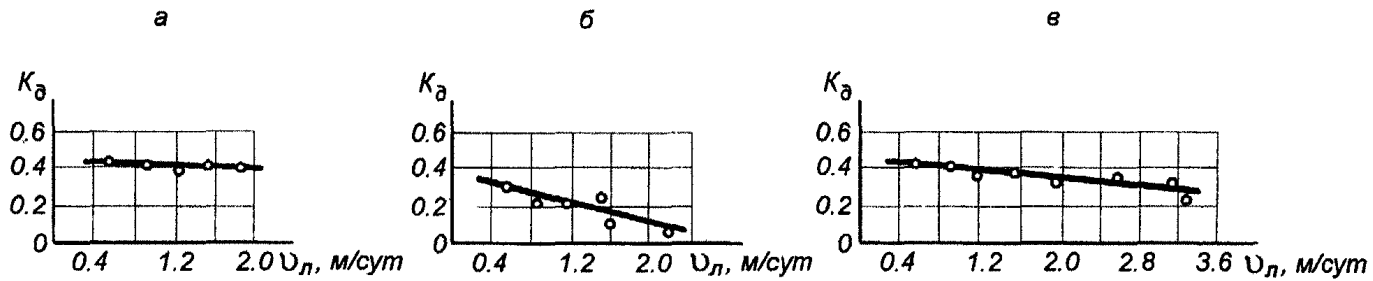



**Рис. 6.1. Снижение эффективности дегазации с ростом скорости подвигания лавы:**
а - на участках с поддержанием выработок;
б - на участках с погашением выработок и бурением скважин на сближенный пласт;
в - на участках с погашением выработок и бурением скважин над куполами обрушения в зону повышенной газоотдачи

скорости подвигания лавы на эффективность дегазации менее ощутимо. Коэффициент $\beta$ в этом случае равен 0,010-0,015 (для дегазируемого источника 0,017-0,022).

На участках с повышенными скоростями подвигания лав зона максимального газовыделения, характеризуемая величиной $x_{max}$ (расстояние от забоя лавы до проекции на пласт точки максимального газовыделения из сближенного пласта в дегазационные скважины), смещается в выработанное пространство.

Величина $x_{max}$ (м) изменяется в зависимости от мощности междупластья М по формуле

$$x_{max} = KM + N, \text{ м} \qquad (6.2)$$

где К и N - эмпирические коэффициенты;

М – расстояние между разрабатываемым и дегазируемым сближенным пластом, м.

Коэффициент N в условиях Донецко-Макеевского района Донбасса равен в среднем 3,3 при подработке и 4,0 – при надработке пластов.

Коэффициент К рассчитывается по формуле

$$K = D - Ae^{-\alpha V_л} \qquad (6.3)$$

где D, A и $\alpha$ - эмпирические коэффициенты, равные в среднем соответственно 2,13; 2,40; 0,66 при подработке и 3,48; 3,34; 0,49 при надработке пластов (Донецко-Макеевский район Донбасса);

е - основание натуральных логарифмов;

$V_л$ - скорость подвигания очистного забоя, м/сут.

На участках с высокими скоростями подвигания лав (5-7 м/сут) могут быть применены известные способы дегазации, основанные на бурении скважин из поддерживаемых выработок, а также способы дегазации скважинами, пробуренными с поверхности или в плоскости

дегазируемого сближенного пласта (направленные скважины).

Технология бурения скважин и контроль их эффективности выполняются в соответствии с руководством по дегазации угольных шахт [7].

## 6.2. Способы и параметры дегазации сближенных пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности

Способ дегазации сближенных подрабатываемых пластов угля и выработанного пространства на действующих выемочных полях скважинами, пробуренными с поверхности, применяется в тех случаях, когда отработку пласта ведут слоями или с потерями угля по мощности (рис. 6.2). Расстояние между скважинами составляет 80-120 м и их располагают вблизи вентиляционной выработки на удалении 20-70 м от последней.

Связь дегазационных скважин с выработанным пространством лавы, активно проветриваемым утечками воздуха, зачастую приводит к извлечению газовоздушных смесей с некондиционной концентрацией метана, что осложняет возможность его использования. Каптаж кондиционных по метану смесей возможен путем подбора вакуум-насосов с невысокой производительностью, исключающей излишние утечки воздуха из лавы, оптимального диаметра скважины и режима работы действующих на добычном участке скважин.

На высокогазообильных выемочных полях целесообразно использовать передвижные ВНС типа ПДУ-50, оборудованные вакуум-насосом с номинальной производительностью 50 м$^3$/мин (КВН, ЖВН, ВВН и НВ), а на

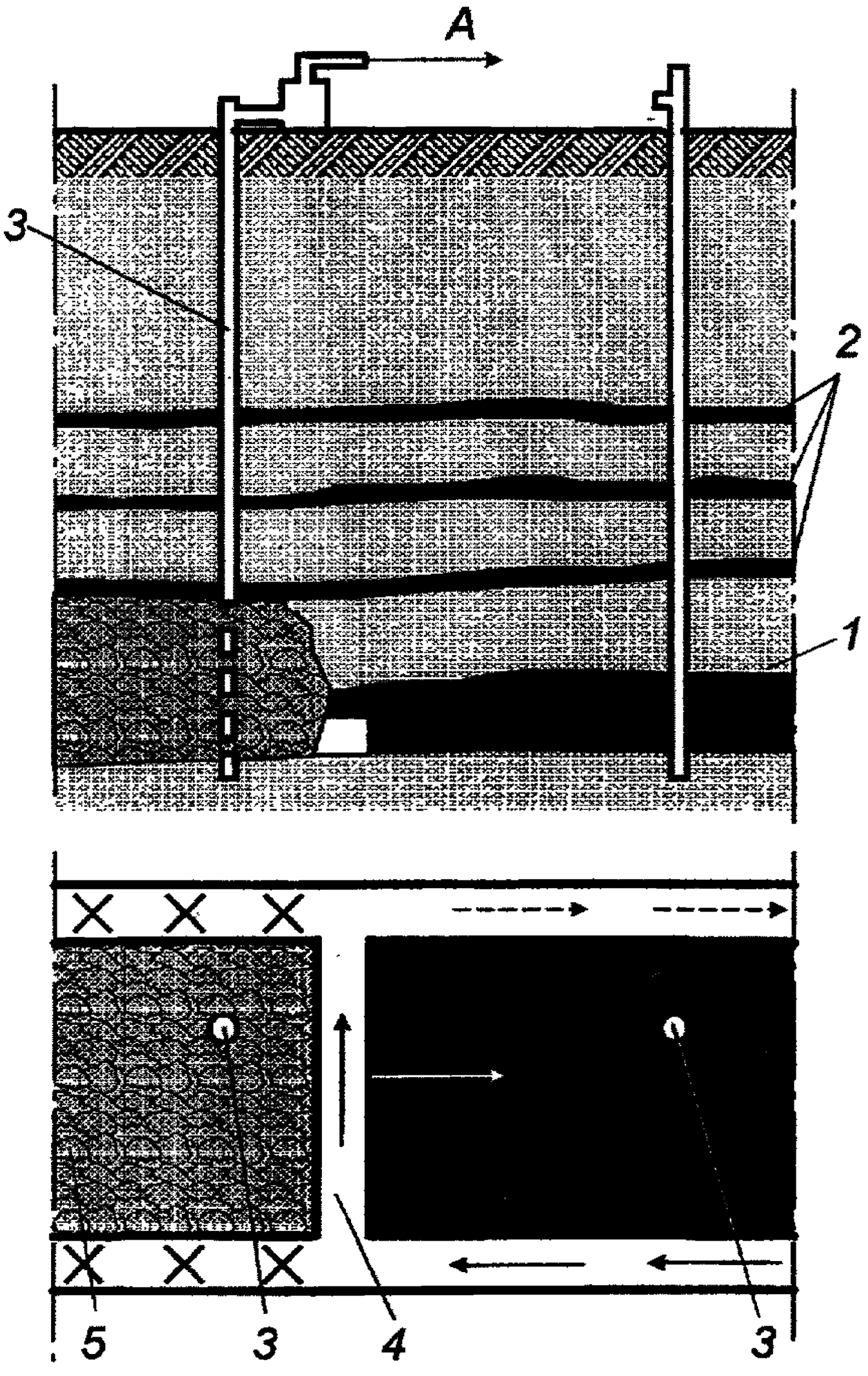



**Рис. 6.2. Схема дегазации сближенных пластов и выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности:**
1 - разрабатываемый пласт; 2 - сближенные пласты; 3 - скважина;
4 - очистной забой; 5 - выработанное пространство

участках с невысоким метановыделением - ПДУ-25 с вакуум-насосом производительностью 25 м$^3$/мин (ВВН-25), так как в этом случае нет необходимости в извлечении больших объемов газовоздушных смесей, а менее производительные вакуум-насосы позволяют каптировать кондиционные по метану смеси при значительно меньших затратах электроэнергии. Практикой ведения дегазационных работ выявлено, что при дебите метана из вертикальных скважин, меньшем 7 м$^3$/мин, кондиционную по метану смесь затруднительно обеспечить при использовании вакуум-насоса с номинальной производительностью 50 м$^3$/мин.

На расход газовоздушной смеси, каптируемой через вертикальную скважину, существенно влияет ее диаметр. Выбору последнего должно предшествовать определение расхода смеси исходя из требования ее кондиционности по метану с учетом прогнозных значений дебита метана. Так, при глубине горных работ, равной 300-400 м от дневной поверхности, и ожидаемом дебите метана из скважины 5 м$^3$/мин расход метановоздушной смеси может быть равен 10 м$^3$/мин при объемной доле метана в каптируемой смеси 50%, 12,5 м$^3$/мин - при 40% и 17 м$^3$/мин - при 30%.

Согласно существующим рекомендациям, конечный диаметр скважины, определяемый по расходу смеси, может быть принят равным 100, 125 или 150 мм. Исходя из требования кондиционности смеси по метану скважина диаметром 100 мм более предпочтительна, кроме того, стоимость ее бурения, обсадки и эксплуатации значительно ниже.

При расстоянии между соседними вертикальными скважинами, равном 100 м, и функционировании первой от забоя лавы скважины в зоне активной разгрузки

сближенных пластов вторая скважина, удаленная от очистного забоя на 130-135 м, оказывает слабое влияние на показатели работы первой скважины и практически не влияет на газовую ситуацию в призабойном пространстве лавы. Она в данном случае является метанодобывающей и улучшает газовую обстановку на выемочном участке. Более высокая продуктивность вертикальных скважин отмечается в тех случаях, когда они пробурены в 20-40 м от вентиляционного штрека.

Широкое распространение прямоточной схемы проветривания с подсвежением исходящей из лавы вентиляционной струи в совокупности с газоотсосом через вертикальные скважины большого диаметра, размещенные на флангах выемочных полей, приводит к тому, что выработанное пространство выемочных участков проветривается искусственно созданными с помощью газоотсасывающего вентилятора ВМЦГ-7 утечками воздуха. Это мероприятие значительно уменьшит вероятность скопления метана вблизи очистного забоя, уменьшит отрицательное влияние газового фактора на производительность выемочной техники. Но оно в то же время существенно снижает концентрацию метана в каптируемой средствами дегазации газовоздушной смеси. Объемная доля метана на скважинах, пробуренных для дегазации выработанного пространства, не превышает, за редким исключением, 15%, т.е. значительно ниже кондиционного его значения, лимитированного нормативными документами по извлечению и использованию метана дегазации. Кроме того, в выработанных пространствах лав скапливаются взрывоопасные концентрации метановоздушных смесей.

Стабильное извлечение кондиционного метана гарантируется при способе дегазации сближенных пластов

скважинами, пробуренными по схеме, изображенной на рис. 6.3. Отсутствие прямой связи скважин с выработанным пространством действующей лавы исключает подсосы воздуха, поэтому дебит и концентрация каптируемого метана достаточно стабильны, и создаются благоприятные условия для рационального использования угольного метана, например, с целью выработки электроэнергии и тепла или заправки газовых баллонов для автомашин.

Расстояние между скважинами, пробуренными по второй схеме (рис. 6.3), может быть увеличено до 150-200 м в зависимости от удаления сближенного пласта от рабочего.

Параметры и режимы работы вертикальных скважин, пробуренных для дегазации сближенных пластов и выработанного пространства, устанавливаются в соответствии с рекомендациями, суть которых для вакуум-насоса с номинальной производительностью 50 $м^3$/мин отображена на номограмме (рис. 6.4). Кондиционность каптируемого метана определяется соотношением между суммарной мощностью сближенных подрабатываемых пластов ($\sum m_{с.п}$) и вынимаемой мощностью пласта ($m_в$), метанообильностью выемочного участка ($I_{уч}$) и количеством вертикальных скважин (N), находящихся в работе и влияющих при дебите $I_{в.с}$ каптируемого метана на его концентрацию.

В основу номограммы положены следующие зависимости:

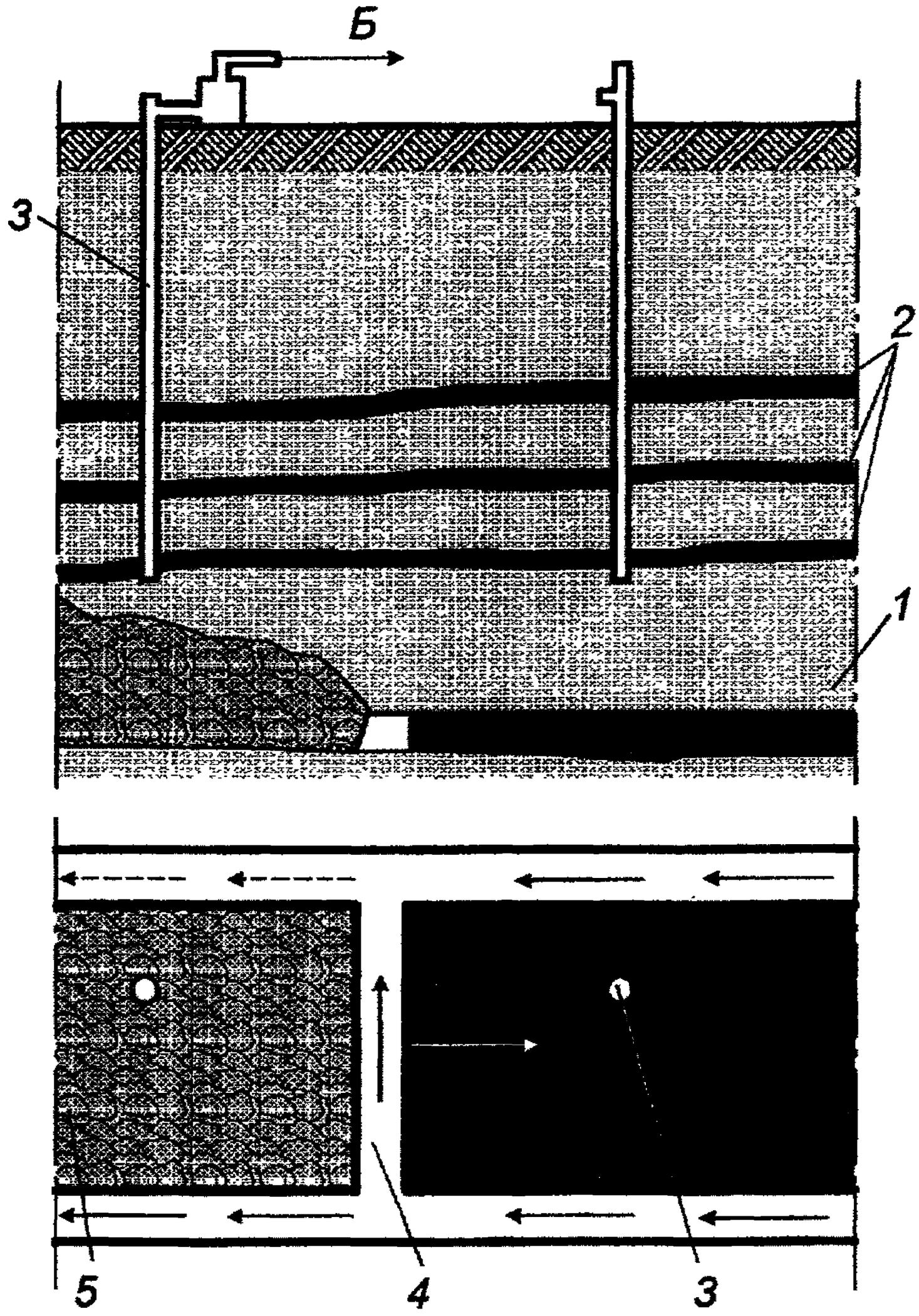



**Рис 6.3. Схема дегазации сближенных пластов скважинами, пробуренными с поверхности**

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

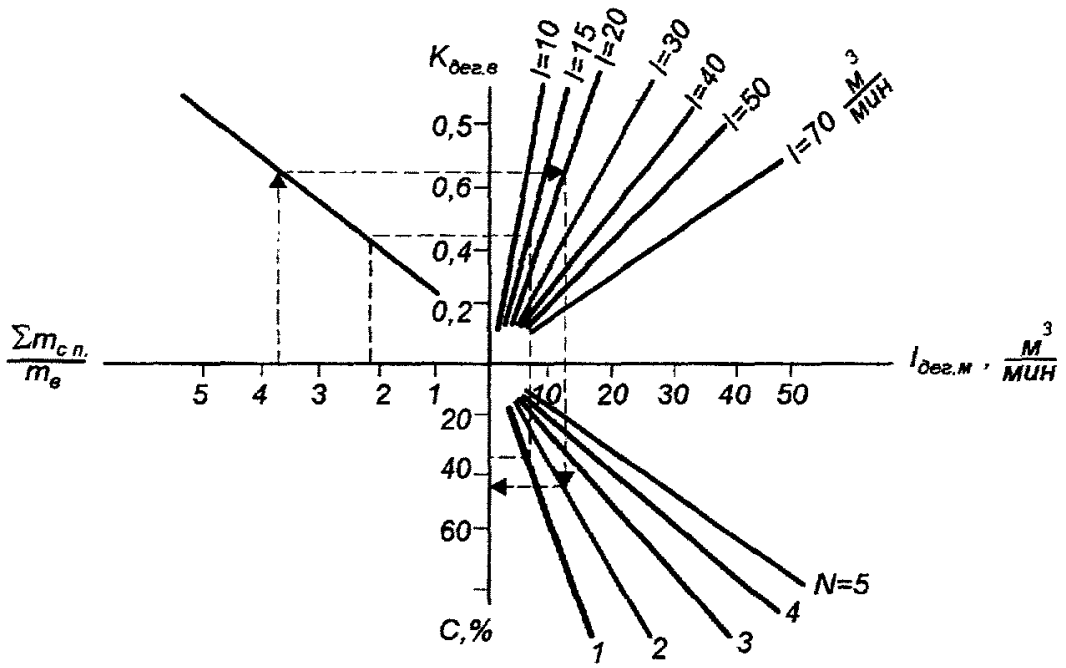



**Рис.6.4. Номограмма для определения параметров дегазации сближенных пластов и выработанного пространства скважинами с поверхности**

коэффициента дегазации

$$K_{дег.в} = 0,15 \left(\sum_{i=1}^{n} m_{с.п.}/m_{в}\right) + 0,15, \text{ доли ед.} \qquad (6.4)$$

концентрации метана в каптируемой смеси

$$C = K I_{в.с}, \ \% \qquad (6.5)$$

коэффициента пропорциональности

$$K = \frac{1}{0,11N + 0,1} \qquad (6.6)$$

Зависимости (6.4) - (6.6) установлены по материалам дегазации сближенных пластов и выработанного пространства в условиях шахт Ленинского и Беловского районов Кузбасса.

### 6.3. Способы и параметры дегазации подрабатываемой угленосной толщи скважинами, пробуренными из горных выработок

Многообразие горнотехнических условий разработки пластов угля и принципиальные способы, схемы и параметры дегазации сближенных угольных пластов подземными скважинами отражены в Руководстве по дегазации угольных шахт [7].

Ниже даны рекомендации по способам и параметрам извлечения шахтного метана средствами дегазации, обеспечивающим заданное снижение метанообильности выемочных участков и извлечение кондиционных по метану газовоздушных смесей, пригодных для утилизации. Рекомендации основаны на опыте ведения дегазационных работ и использования каптируемого метана на шахтах Воркуты.

В условиях бесцеликовой отработки пластов, подготовки лав одинарными выработками с поддержанием их на границе «массив - выработанное пространство» и при прямоточных схемах проветривания лав рекомендуются схемы дегазации подрабатываемых пластов с участковым и фланговым расположением скважин.

Фланговая схема дегазации предусматривает комплексную дегазацию сближенных пластов действующей лавы и выработанных пространств, прилегающих старых полей. Сущность такой схемы заключается в бурении дегазационных скважин на подрабатываемые пласты из выработок, оконтуривающих бремсберговое поле (блок, панель) и поддерживаемых в течение полной его отработки.

В зависимости от условий подготовки и отработки выемочных участков применяются разные варианты расположения скважин при фланговой схеме дегазации.

Эта схема особенно эффективна при бесцеликовой отработке выемочных полей, когда имеются условия миграции метана из поля действующей лавы в старые поля (рис. 6.5).

По расположению скважины для дегазации выемочного поля делятся на 4 группы:

группа 1 - скважины пробурены из фланговой выработки действующей лавы;

группа 2 - скважины пробурены из поддерживаемой за лавой выработки;

группа 3 - скважины пробурены впереди очистного забоя;

группа 4 - скважины пробурены из фланговых выработок на ранее отработанных полях.

Условия применения комплексной схемы дегазации приведены в табл. 6.1.

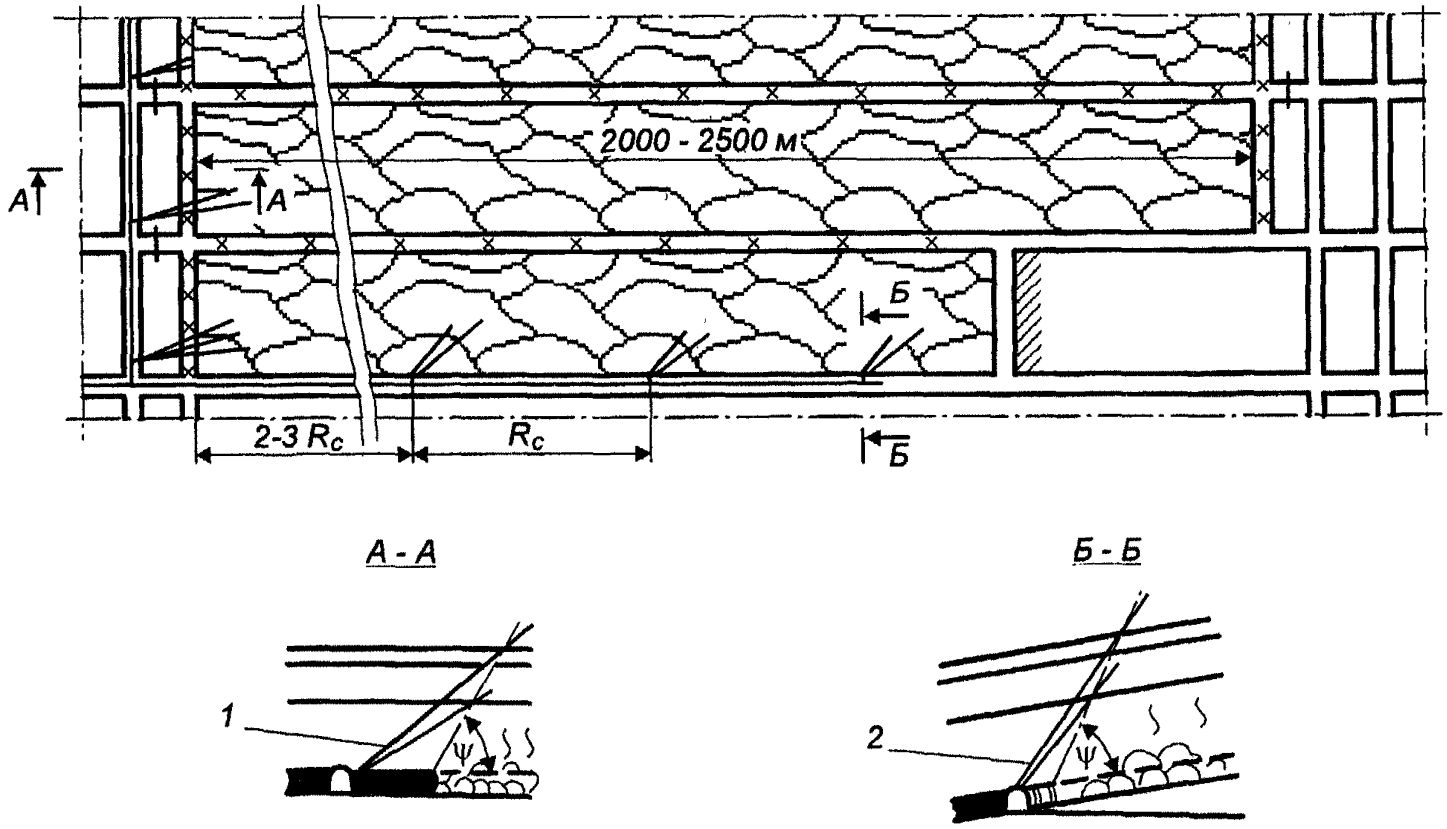



**Рис. 6.5. Технологическая схема дегазации выемочного поля для извлечения кондиционного метана скважинами, пробуренными на подрабатываемые пласты из участковых и фланговых выработок:**

1, 2 - скважины, пробуренные весром на подрабатываемые пласты с разворотом в сторону забоя соответственно над монтажной камерой и из поддерживаемой за лавой выработки

Таблица 6.1.

| Наименование показателей | Размерность | Количественные значения |
|---|---|---|
| Вынимаемая мощность | м | 0,7-4,5 |
| Угол падения пласта | град | 0-25 |
| Длина лавы | м | до 250 |
| Длина выемочного столба | м | до 2500 |
| Газовыделение из подрабатываемых пластов | $м^3$/мин | более 10 |

Устья скважин, пробуренных из фланговых выработок, охраняются целиками угля. Большинство скважин 2-й группы бурят позади лавы в направлении ее движения после перекрепления выработки. Отставание от линии очистного забоя составляет 50-100 м. К группе 3 относятся скважины, которые бурят впереди линии очистного забоя и после прохода лавы подключают к дегазационному трубопроводу. Скважины группы 4 – это пробуренные скважины на ранее отработанных участках.

При использовании каптируемых метановоздушных смесей необходимо следить за дебитом и концентрацией метана, которые от зоны максимума метановыделения изменяются по зависимостям, общим для трех групп скважин, пробуренных на поле действующей лавы (рис. 6.6):

$$I = I_{max} - bL, \ м^3/мин \qquad (6.7)$$

$$c = C_{max} - кL, \ \% \qquad (6.8)$$

где b и к - эмпирические коэффициенты (табл.6.2).

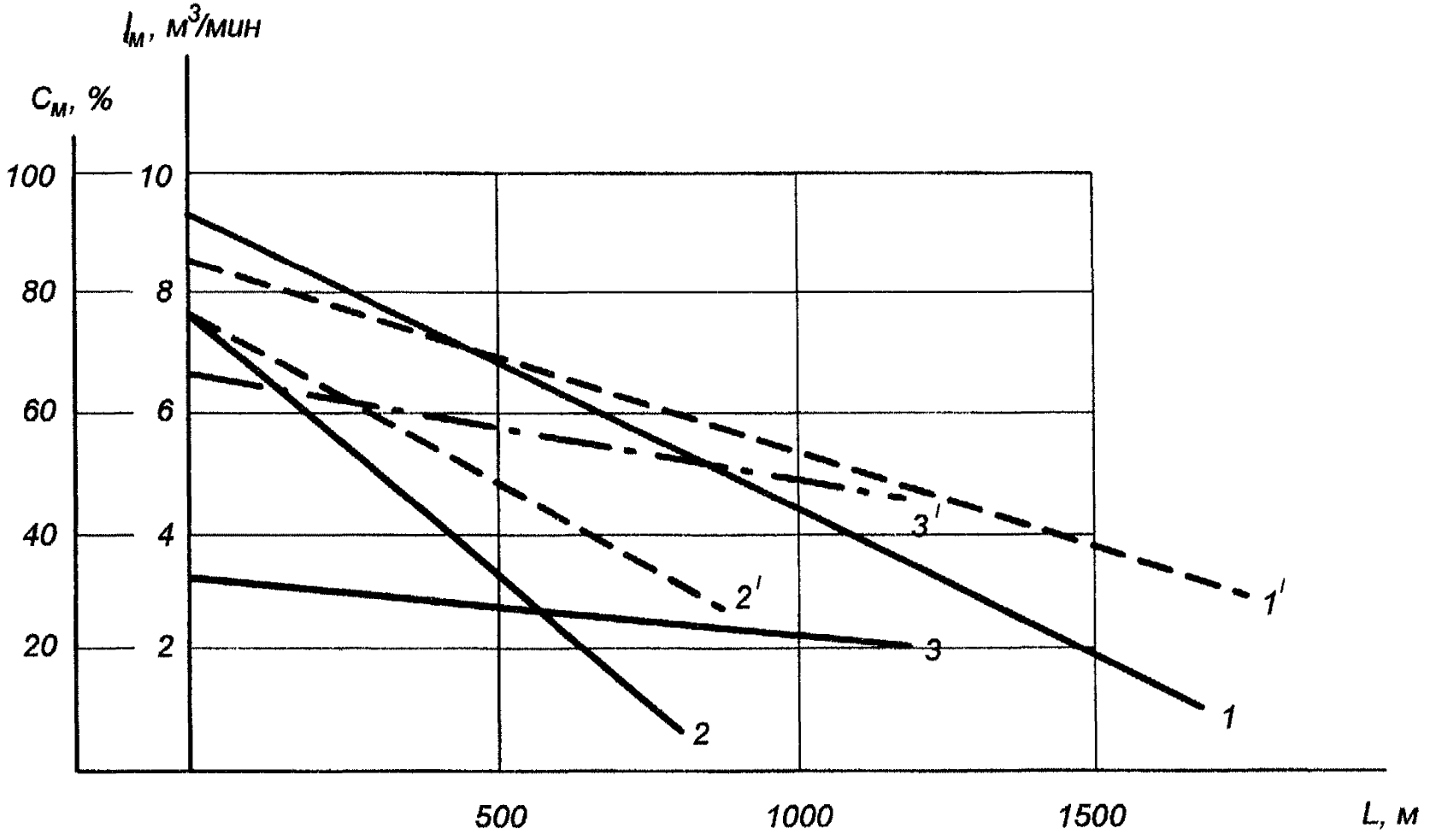



**Рис. 6.6. Зависимость дебита ($I_м$) и концентрации метана ($C_м$) от длины (L) выемочного участка:**

1 и 1' - соответственно дебит и концентрация метана фланговых скважин;

2 и 2' - то же участковых скважин, пробуренных позади лавы;

3 и 3' - то же скважин, пробуренных впереди лавы

Таблица 6.2.

| Схема дега-зации | Шахта | Пласт | Группа скважин | Лава (лава-аналог) | Показатели | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | уравнения (6.7) | | уравнения (6.8) | |
| | | | | | $I_{max}$ | b | $C_{max}$ | k |
| 1 | «Северная» | Четвертый | 1 | 812-ю | 9,4 | 0,005 | 85 | 0,032 |
| 2 | «Северная» | Четвертый | 2 | 812-ю | 7,7 | 0,009 | 77 | 0,057 |
| 2 | «Комсомольская» | Мощный | 2 | 322-с | 3,5 | 0,003 | 70 | 0,024 |
| 3 | «Северная» | Четвертый | 3 | 812-ю | 3,3 | 0,001 | 67 | 0,018 |
| 4 | «Комсомольская» | Мощный | 1 | 322-с | 6,0 | 0,001 | 88 | 0,006 |

Параметры заложения скважин и параметры дегазации сближенных подрабатываемых пластов на выемочных участках, а также численные значения коэффициентов, входящих в уравнения (6.7 и 6.8), устанавливаются экспериментально по опыту работы лавы-аналога, ближайшей к подготавливаемому участку.

Для дегазации сближенных пластов в неизученных условиях параметры скважин и зависимости

$$I = f(L), \quad c = \varphi(L)$$

принимаются по рекомендациям НИИ.

Скважины группы 1 обсаживают трубами на длину 10-25 м в случае охраны их устьев целиком угля, а скважины группы 2 - на длину 35-50 м (бесцеликовая отработка пласта).

Снижение качества герметизации скважин, обусловленное разгрузкой горного массива и временем их существования, целесообразно компенсировать уменьшением разрежения на скважинах, через которые извлекается газовоздушная смесь с содержанием в ней метана ниже допустимого уровня, установленного с учетом требуемой потребителем кондиционности смеси по метану, состояния дегазационного трубопровода и качества герметизации затрубного пространства скважины. При этом на скважинах, функционирующих в зоне интенсивной разгрузки и газоотдачи дегазируемого пласта, разрежение должно быть наибольшим, т.е. равным подводимому на дегазируемый участок разрежению.

## 6.4. Способы и параметры дегазации надрабатываемой угленосной толщи скважинами, пробуренными из горных выработок

Скважины для дегазации надрабатываемой угленосной толщи подразделяются на 3 группы:

группа 1 – скважины, пробуренные под монтажно-демонтажные камеры (фланговые скважины);

группа 2 – скважины, пробуренные на близко расположенные надрабатываемые пласты (не далее 30 м по нормали от разрабатываемого пласта);

группа 3 – скважины, пробуренные на удаленные от разрабатываемого пласта надрабатываемые пласты (от 30 до 45 м по нормали).

Технологическая схема дегазации надрабатываемых угольных пластов скважинами, изображенная на рис. 6.7, рекомендуется для применения на пластах угля, отрабатываемых по бесцеликовой технологии с поддержанием выработки с исходящей струей воздуха позади забоя лавы (прямоточная схема проветривания выемочного участка с подсвежением исходящего из лавы газовоздушного потока).

Параметры технологической схемы прошли апробацию на шахтах ОАО «Воркутауголь». Схема может быть использована в иных (неизученных) условиях, в том числе и при проектировании горизонтов и шахт.

Параметры нисходящих скважин приведены в табл. 6.3.

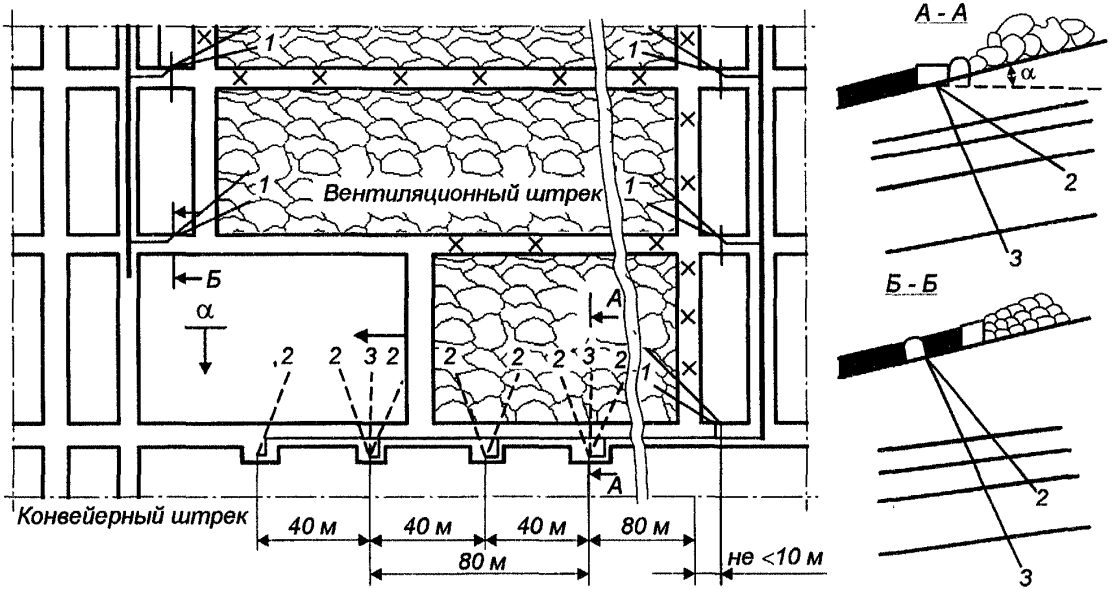



Рис. 6.7. Схема дегазации надрабатываемых пластов скважинами

Таблица 6.3

Технические параметры скважин

| № п/п | Показатели | Размерность | Группа скважин | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1 | 2 | 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 | | | |

При проектировании дегазации надрабатываемой угленосной толщи на действующих шахтах целесообразно использовать результаты ведения дегазационных работ на предыдущем выемочном участке.

Исходные данные для расчета параметров дегазации надрабатываемых угольных пластов в неизученных условиях определяются по следующим зависимостям.

Начало повышенного газовыделения в дегазационные скважины относительно очистного забоя определяется из выражения:

$$l_{п.г.} = \frac{M}{\sqrt{3m_н}}, \qquad (6.9)$$

где $l_{п.г.}$- начало повышенного газовыделения в дегазационную скважину впереди очистного забоя (расстояние до лавы), м;

M - мощность междупластья, м;

$m_н$ - мощность надрабатываемого пласта, м.

Начало зоны газовыделения от очистного забоя в направлении выработанного пространства рассчитывается по формуле

$$l_н = 0{,}9\sqrt{M\sigma_{сж}}, \text{ м} \qquad (6.10)$$

где $l_н$ - начало зоны разгрузки надрабатываемого пласта после прохода очистного забоя (расстояние до лавы),м;

$\sigma_{сж}$ - средневзвешенная прочность пород междупластья на сжатие, МПа.

Максимальное газовыделение из скважин, расположенных в выработанном пространстве, наблюдается на расстоянии от линии забоя лавы

$$l_{max} = 1{,}35\sqrt{M\sigma_{сж}}, \text{ м} \qquad (6.11)$$

Минимальная протяженность участка активной работы скважины находится из выражения

$$l_{min} = 3{,}1\sqrt{M\sigma_{сж}}\ , м \qquad (6.12)$$

Зона разгрузки от массива, прилегающего к поддерживаемой выработке, в сторону отработанного пространства рассчитывается по формуле

$$l_{в} = 0{,}7\sqrt{M\sigma_{сж}}\ , м \qquad (6.13)$$

Формулы (6.9 и 6.10) используются для организации своевременного бурения скважин групп 1-3, а формулы (6.11 и 6.12) – для выбора рационального режима работы скважин на выемочном участке. Формула (6.13) необходима для расчета угла заложения скважин групп 2 и 3.

# 7. ВЫБОР СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ ИЗ ВЫРАБОТАННЫХ ПРОСТРАНСТВ

Управление метановыделением из выработанных пространств действующих лав осуществляется путем рационального применения схем проветривания выработок выемочного участка и способов дегазации источников метановыделения (см. разделы 2,4 и 6). При этом целесообразно дегазировать непосредственно сближенные подрабатываемые и надрабатываемые угольные пласты, из которых возможно извлечение кондиционного метана, пригодного для использования.

Если средствами дегазации сближенных пластов не обеспечивается заданный уровень снижения метанообильности выемочного участка, то дополнительно к мероприятиям по дегазации применяют средства отсоса газа из выработанного пространства (см. разделы 2 и 4).

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. Режим работы скважин устанавливается таким, чтобы извлекалось необходимое количество метана и извлекалась газовоздушная смесь с кондиционным содержанием метана. Важным фактором в этом случае является выбор вакуум-насоса заданной производительности (см. раздел 6.2).

# 8. ВЫБОР КОМПЛЕКСА МЕР ПО ДЕГАЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЮ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Цель комплекса мероприятий состоит в том, чтобы, во-первых, обеспечить нормативную газовую обстановку на выемочных участках и, во-вторых, извлекать кондиционные по метану газовоздушные смеси, пригодные для использования [4, 7, 11, 13, 14].

Принцип выбора способов дегазации, входящих в комплекс дегазационных мероприятий, изложен в Руководстве по дегазации угольных шахт

В основу очередности применения способов дегазации, входящих в комплекс дегазационных работ, положена максимальная величина произведения доли источника метана в газовом балансе выемочного участка и достижимого в конкретных условиях коэффициента дегазации источника метановыделения.

Кондиционность каптируемого метана достигается выбором средств извлечения метана (вакуум-насосы, конструкция скважин, узел герметизации скважин), рациональных параметров и режимов работы скважин.

При выборе комплекса упомянутых выше мер необходимо придерживаться правила: максимально загрузить дегазационную систему шахты по извлечению кондиционного метана, пригодного для использования. Дегазационные мероприятия в высокометанообильных шахтах в обязательном порядке должны предусматривать дегазацию сближенных пластов и отрабатываемого пласта угля, схемы, параметры и режимы работы которых изложены в разделах 5 и 6.

Условия применения и правила выбора способов и средств управления метановыделением из выработанных пространств действующих лав приведены в разделах 2,4 и 7.

# 9. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ГЕРМЕТИЗАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДИЦИОННОГО МЕТАНА

## 9.1. Бурение скважин

Опыт отечественного бурения скважин для дегазации сближенных пластов угля и пород из подземных выработок сводится к тому, что забуривание скважин производится при пониженном осевом давлении, не превышающем 500 кг. Забуривание и бурение под колонковую трубу производится коронкой диаметром 132 мм, затем проходится скважина диаметром 112 мм на всю длину обсадки. После обсадки трубами 89 мм бурение скважины продолжается коронкой 75 мм до проектной отметки. Промывка скважин осуществляется водой.

Одной из существенных причин, в результате которой дегазационная скважина с заданными параметрами заложения не добуривается до источника метана, является отклонение скважины от заданного направления в процессе ее бурения. Оно обусловлено недостаточной жесткостью бурового става и его искривлением из-за того, что отношение диаметра буровой коронки и буровых штанг в применяемом отечественном оборудовании составляет 1,4-1,7, т.е. существенно выше величины 1,25, установленной в странах ЕЭС.

На очистных участках глубоких шахт из-за высокого горного давления вентиляционные выработки перекрепляются, что вынуждает устанавливать буровой станок позади забоя лавы и бурить скважины в направлении удаляющегося очистного забоя. Расстояние от последне-

го бурового станка к началу бурения скважины составляет 50-100 м в зависимости от темпов подрывки почвы и перекрепления выработки. В этом случае дегазационные скважины бурят на сближенные пласты, которые уже частично разгрузились от горного давления. При пересечении такого пласта метан под давлением начинает выделяться в скважину, бурение которой еще не завершено. Выделяющийся из скважин метан представляет серьезную опасность в месте установки бурового станка, поскольку его дебит может достигать 5 $м^3$/мин и более, а концентрация метана вблизи бурового станка в этом случае превышает установленные ПБ нормы. Для таких случаев необходимы приспособления для отвода метана в дегазационный трубопровод в процессе бурения скважин (рис. 9.1).

## 9.2. Герметизация устьев скважин

Извлечение кондиционных по метану газовоздушных смесей в значительной степени зависит от качества герметизации скважин, которая осуществляется двумя способами: цементацией и шламованием. Способ цементации используется в основном при герметизации обсадных колонн длиной до 15 м. Такие колонны труб используются в дегазационных скважинах, которые бурятся из выработок, охраняемых целиком угля. В этих условиях скважина со стороны устья на расстоянии около 10 м может иметь трещинное сообщение с выработкой. Именно такой длины обсадка скважины оказывается достаточной при бурении ее под охраной целика, потому что далее, вплоть до зоны разгрузки, скважина проходит по монолитным породам.

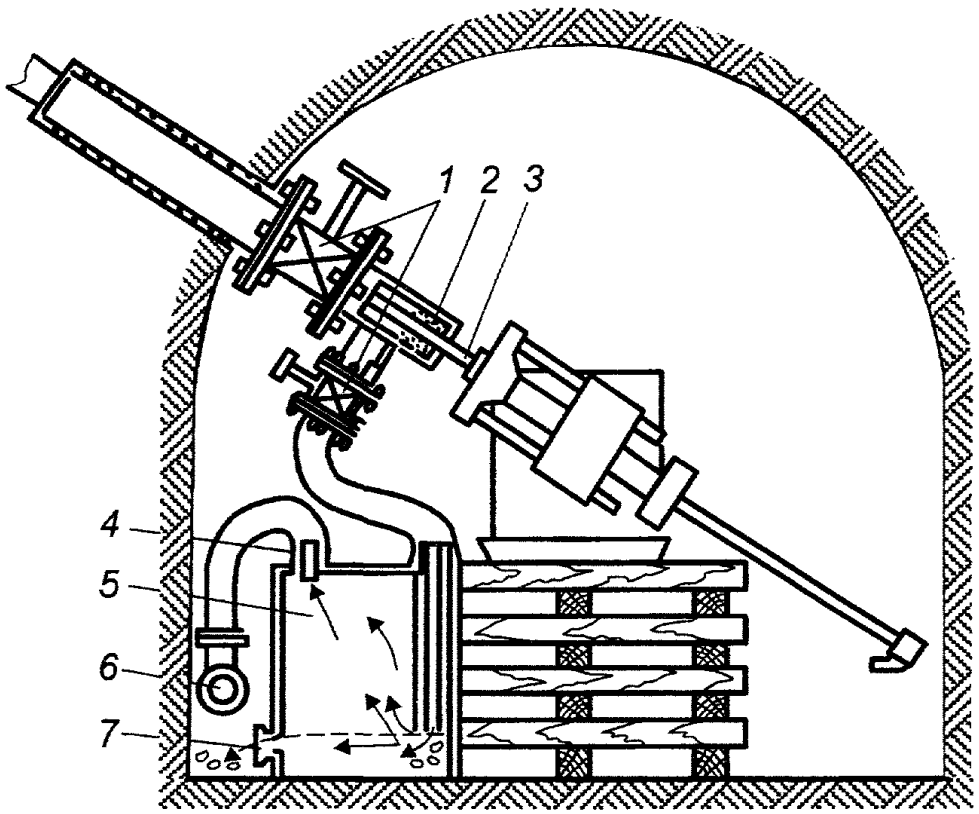



**Рис. 9.1. Схема оборудования скважин с отводом метана в процессе бурения:**
1 - задвижка; 2 - сальниковое уплотнение; 3 - штанга;
4 - патрубок для отвода газа; 5 - сепаратор;
6 - дегазационный трубопровод; 7 - патрубок для слива водошламовой пульпы.

При бесцеликовой отработке пластов скважина от устья до забоя находится в зоне разгрузки и нигде по монолитным породам не проходит. По всей длине она пересекает породы с трещинами, посредством которых сообщается либо с поддерживаемой выработкой, либо с зоной беспорядочного обрушения пород в выработанном пространстве. В таких условиях целесообразно для герметизации скважин применять метод "шламования". Суть его состоит в том, что в скважину, пройденную на длину обсадки, заводится колонна труб, которая со стороны устья крепится с помощью деревянных клиньев, а устье скважины герметизируется ветошью. Затем продолжается бурение скважины до проектной отметки, различные фракции разрушаемой породы вместе с промывочным раствором попадают в затрубное пространство, оседают там, обезвоживаются и в условиях вибрации от бурения уплотняются до воздухонепроницаемой среды.

### 9.3. Особенности бурения и герметизации скважин при бесцеликовой отработке пластов

При бесцеликовом способе поддержания выработок скважины, пробуренные на сближенные пласты вслед за лавой, обсаживаются на глубину до 50 м. В таких условиях скважина проходит по породам, которые пересечены трещинами. Сечение этих трещин настолько велико, что промывочная жидкость к устью скважины не возвращается, а уходит в обрушенное пространство. Глубина и качество герметизации скважин в этих условиях для извлечения кондиционных метановоздушных смесей первостепенны.

После бурения скважины на 2 м за дегазируемый пласт буровой снаряд извлекается, и скважина в пределах всего междупластья и на 1-2 м за дегазируемый пласт обсаживается трубами диаметром 89 мм. Трубы длиной по 2 м соединяются по схеме «труба в трубу» на конической резьбе длиной 50 мм. После обсадки трубами скважина добуривается до проектной отметки, и при этом производится герметизация скважины способом "шламования".

Резьбовое соединение труб толщиной 3 мм обусловливает низкую устойчивость обсадной колонны. В разгруженной зоне оно не может обеспечить качественную герметизацию скважины, поскольку даже при незначительных смещениях отдельных частей колонны относительно друг друга трубы разрываются, нарушается целостность обсадной колонны. При таком состоянии герметизации обеспечить эффективную работу скважин в течение длительного времени невозможно.

Скважина имеет большой дебит при высокой концентрации метана только в начальный период, когда метан перемещается к устью скважины за счет избыточного давления. Но как только в скважине создается разрежение, появляются недопустимые подсосы воздуха, скважину приходится отключать от дегазационного трубопровода. Поэтому дегазационные восстающие скважины, которые бурятся вслед за лавой при бесцеликовой технологии выемки угля, необходимо обсаживать трубами с толщиной стенки не менее 4,5 мм. Это позволит устранить разрыв обсадных колонн и сохранить на длительный период хорошую герметизацию скважин.

Результаты наблюдений за работой и состоянием скважин, пробуренных вслед за лавой и загерметизированных способами "шламования" и цементации, показа-

ли, что оба способа по техническим возможностям (обеспечение дебита и концентрации метана в смеси) равноценны, а по экономическим показателям способ "шламования" повышает производительность труда при бурении на 10-20%, так как в этом случае процесс герметизации совмещается с процессом бурения, затраты по труду и материалам меньше.

В тех случаях, когда выше труб нормальной обсадки случаются значительные подсосы воздуха в скважину, применяется метод двойной обсадки. При этом через нормальную обсадную колонну труб вводится в скважину длинная металлическая труба меньшего диаметра, которая герметизируется между стенками труб, а затем соединяется с газопроводом. Таким путем удается отсасывать газ из более удаленных пластов и пропластков, где он еще не смешан с воздухом и поэтому имеет высокую концентрацию метана.

### 9.4. Контроль качества герметизации скважин

Для проверки качества герметизации необходимо определить герметичность затрубного пространства и стыков обсадной колонны. Для этого достаточно в скважине создать столб воды высотой на 0,2-0,3 м 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.

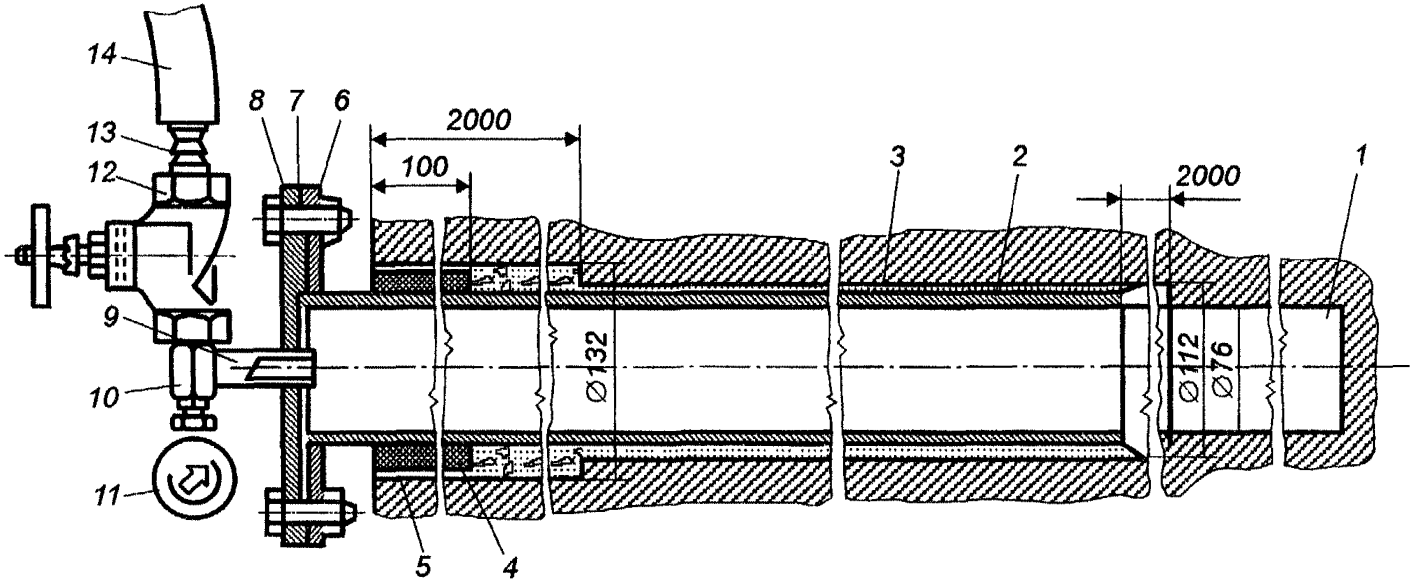



**Рис. 9.2. Приспособление для контроля герметичности скважины:**
1 - скважина без обсадки; 2 - обсадная колонна; 3 - герметизирующая среда,
4 - вставка; 5 - деревянные клинья; 6 - патрубок обсадной колонны; 7 - уплотнение;
8 - фланец; 9 - трубка; 10 - тройник; 11 - манометр; 12 - вентиль;
13 - переходной штуцер; 14 - шланг.

Для выполнения таких замеров необходимо к устью скважины подсоединить специальное устройство, которое крепится к обсадной колонне труб (рис. 9.2). 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, чтобы он стал на 0,2-0,3 м выше обсадной колонны. Когда вода поднимается до этой высоты, вентиль закрывается. Высота столба воды определяется по манометру (10 кПа соответствуют 1 м столба воды).

Второй, 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 "Люча".

# ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Макеевка-Донбасс, 1989. 319 с.

2. Технологические схемы разработки пластов на угольных шахтах. М., ИГД им.А.А.Скочинского, 1991.

3. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне. М.: Издательство Академии горных наук, 1997. 463 с.

4. Сергеев И.В., Забурдяев В.С. и др. Управление газовыделением в угольных шахтах при ведении очистных работ. М.: Недра, 1992. 256 с.

5. Руководство по проектированию комбинированного проветривания выемочных участков с применением газоотсасывающих вентиляторов. Кемерово, 1998. 70 с.

6. Дополнения к «Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт». М., «Недра», 1981, с.62-69.

7. Руководство по дегазации угольных шахт. Минуглепром СССР, М., 1990, 191 с.

8. Правила безопасности в угольных шахтах. – Самара: Самар. Дом печати, 1995. 242 с.

9. Забурдяев В.С. Метан угольных месторождений: способы интенсификации газоотдачи неразгруженных пластов при их дегазации скважинами. Препринт метанового центра. Кемерово, 1998, вып.14, с.4-8.

10. Забурдяев В.С., Устинов Н.И., Пак В.С. и др. Результаты дегазации выбросоопасных пластов на шахтах СНГ и КНР. Безопасность труда в промышленности, 1998, №3, с.22-25.

11. Саламатин А.Г., Забурдяев В.С. Дегазация. В сб.: Подземная разработка мощных пологих угольных пластов. «Недра», М., 1997, с.34-48.

12. Инструкция по безопасному введению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа. Минуглепром СССР, М., 1989. 192 с.

13. Касимов О.И., Буханцов А.И. Газовая опасность угольных шахт и проблемы дегазации. «Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах». Сборник научных трудов МакНИИ, 1999г.

14. Касимов О.И., Инюшин Б.А., Мартынец В.А. Опыт повышения эффективности дегазации выемочного участка. «Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах». Сборник научных трудов МакНИИ, 2000г.

СОДЕРЖАНИЕ

стр.

ВВЕДЕНИЕ.....3

1. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОТРАБОТКИ ГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....6

2. РАЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ПРОВЕТРИВАНИЯ ВЫЕМОЧНЫХ УЧАСТКОВ С ВЫСОКОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ОЧИСТНЫХ ЗАБОЕВ.....17

2.1. Прямоточные схемы проветривания с подсвежением .....18

2.2. Возвратноточная схема проветривания.....20

2.3. Комбинированное проветривание выемочного участка.....28

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗООБИЛЬНОСТИ ВЫРАБОТОК И ДОПУСТИМОЙ НАГРУЗКИ НА ОЧИСТНОЙ ЗАБОЙ ПО ГАЗОВОМУ ФАКТОРУ.....38

4. ВЫБОР СХЕМ ПРОВЕТРИВАНИЯ ВЫЕМОЧНОГО УЧАСТКА И СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕМ.....43

5. ВЫБОР СПОСОБОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ ИЗ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК..... 51

5.1. Определение метанопосности угольных пластов и метанообильности призабойного пространства лавы..... 51

5.2. Определение показателей газоотдачи разрабатываемых угольных пластов в дегазационные скважины..... 56

5.3. Рекомендации по выбору технологических схем и параметров дегазации разрабатываемых пластов.....61

5.3.1. Рекомендации по схемам и параметрам дегазации разрабатываемых пластов при их отработке на полную мощность.....63

5.3.2. Рекомендации по схемам и параметрам дегазации угольных пластов при отработке первым верхнего слоя.....67

5.3.3. Рекомендации по дегазации угольных пластов с предварительным их гидроразрывом..... 70

5.3.4. Рекомендации по дегазации угольных пластов при первоочередной выемке нижнего слоя с выпуском угля подкровельной толщи..... 70
5.3.5. Рекомендации по дегазации пластов при проходке пластовых выработок.....71
5.3.6. Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов скважинами.....76
6. ВЫБОР СПОСОБОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ.....80
6.1. Особенности дегазации сближенных пластов при высоких скоростях подвигания лав.....80
6.2. Способы и параметры дегазации сближенных пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с дневной поверхности.....83
6.3. Способы и параметры дегазации подрабатываемой угленосной толщи скважинами, пробуренными из горных выработок.....90
6.4. Способы и параметры дегазации надрабатываемой угленосной толщи скважинами, пробуренными из горных выработок.....97
7. ВЫБОР СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ ИЗ ВЫРАБОТАННЫХ ПРОСТРАНСТВ.....102
8. ВЫБОР КОМПЛЕКСА МЕР ПО ДЕГАЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЮ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕМ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ.....103
9. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ГЕРМЕТИЗАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДИЦИОННОГО МЕТАНА.....105
9.1. Бурение скважин.....105
9.2. Герметизация устьев скважин..... 106
9.3. Особенности бурения и герметизации скважин при бесцеликовой отработке пластов.....108
9.4. Контроль качества герметизации скважин.....110
ЛИТЕРАТУРА.....113

Директор Информационно-аналитического центра
канд. техн. наук В.П.Бородин
Ответственный за выпуск
канд. техн. наук Р.Л.Папоян
Редакторы: канд. техн. наук И.А.Шевалдин, С.Н.Лукашова
Компьютерная верстка: А.Р.Пустынникова
Художник Ю.Н.Бакурин

© ННЦ ГП-ИГД им. А.А.Скочинского
Информационно-аналитический центр

Адрес: 140004, г. Люберцы, Моск. обл.
Тел./Факс: (095) 554-85-84; Факс: (095) 554-52-47
Internet: gost.e-ecolog.ru
e-mail: igd@igd.ru

Подписано к печати 14.12.2000 г.
Формат 62,5x88 1/16. Бум. писчая №1. Печать офсетная.
Уч.-изд.л. 7,54. Тираж 100 экз. Изд. №100206

Типография: ГУДП "Полиграф"
140004, г. Люберцы, Моск. обл.

gost.e-ecolog.ru