МИНИСТЕРСТВО
УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

Всесоюзный научно-исследовательский
и проектный институт
угольной промышленности
ЦЕНТРОГИПРОШАХТ

# Временные методические указания по комплексной технико-экономической оценке снижения метанообильности горных выработок направленным гидрорасчленением, физико-химическим, микробиологическим и многостадийным воздействием

Москва 1976

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт угольной промышленности

ЦЕНТРОГИПРОШАХТ

УТВЕРЖДЕНО
Всесоюзным объединением "Союзшахтопроект" Минуглепрома СССР

29 декабря 1975 г.

# ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ СНИЖЕНИЯ МЕТАНООБИЛЬНОСТИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК НАПРАВЛЕННЫМ ГИДРОРАСЧЛЕНЕНИЕМ, ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ, МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИМ И МНОГОСТАДИЙНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

Москва, 1975

## АННОТАЦИЯ

Настоящие методические рекомендации разработаны ЦЕНТРОГИПРОШАХТом и Московским горным институтом на основе исследований, выполненных в Московском горном институте, а также результатов опытно-промышленного внедрения новых способов борьбы с метановыделением на шахтах Донецкого и Карагандинского бассейнов.

Методические рекомендации посвящены определению капитальных затрат и эксплуатационных расходов по снижению метанообильности горных выработок методами направленного гидрорасчленения, физико-химического, микробиологического и многостадийного воздействия, а также установлению принципиальной экономической целесообразности осуществления дегазации, выбору наиболее эффективных способов воздействия и расчету экономического эффекта от внедрения рассматриваемых способов. Они могут быть использованы проектными и научно-исследовательскими институтами, предприятиями и организациями угольной промышленности при разработке, обосновании и внедрении эффективных способов снижения метанообильности угольных шахт, а также студентами горных вузов и факультетов.

Разработка методических рекомендаций осуществлена канд. техн. наук С.К.Кузнецовым и канд. техн. наук В.М.Еремеевым (разделы I-7), доц., канд. техн. наук С.А.Ярунивым (раздел 8) под научным руководством проф., докт. техн. наук А.С.Бурчакова.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I.Введение... . . . . 7
2.Общие положения . . . . . 8
3.Установление принципиальной экономической целесообразности дегазации . . . . . 16
4.Сравнение и оценка экономической эффективности способов дегазации . . . . . 21
5.Расчет экономического эффекта от внедрения дегазации 23
6.Стоимостные параметры . . . . . 25
7.Расчет затрат на дегазацию . . . . . 42
8.Рекомендуемые области рационального применения отдельных способов дегазации . ... . . . . 47
Литература . . . . . 64

## I.ВВЕДЕНИЕ

Одним из наиболее эффективных средств борьбы с газом и другими опасностями в угольных шахтах являются методы многостадийного воздействия на угольный массив текучими с целью управления состоянием пласта путем направленного изменения его свойств, разработанные в Московском горном институте под руководством В.В.Ржевского, А.С.Бурчакова, Э.М.Москаленко, Н.В.Ножкина и проходящие в настоящее время опытно-промышленные испытания на шахтах Донецкого и Карагандинского бассейнов.

Приказом Министра угольной промышленности СССР № 258 от 12.УП.1974г. предусматривается, начиная с 1976 г., применение новых способов заблаговременного снижения выбросоопасности, газообильности угольных пластов и склонности углей к пылеобразованию в проектах строительства и реконструкции шахт, а также в проектах вскрытия и подготовки новых горизонтов. Большой размах этих работ делает необходимым наряду с разработкой научно-обоснованных рекомендаций по их технологии и организации, решить целый комплекс методических и практических вопросов, касающихся экономической эффективности применяемых способов воздействия на угольные пласты.

Настоящая работа содержит общую методику комплексной оценки эффективности указанных способов дегазации на проектируемых, реконструируемых и действующих шахтах и нормативную базу для такой оценки ( в условиях Донецкого бассейна), представленную в виде стоимостных параметров, которые рассмотрены и утверждены В/О "Союзшахтопроект" Минуглепрома СССР.

Поскольку осуществление дегазации может быть сопряжено с тем или иным изменением технологических решений по участку или шахте, предлагаемая методика предусматривает совокупную экономическую оценку альтернативных вариантов по вскрытию, подготовке, проветриванию и другим основным процессам (об"ектам) совместно с параметрами способов дегазации путем соизмерения соответствующих затрат и доходов.

Методика предназначена для:

-установления принципиальной экономической целесообразности осуществления дегазации (порогового уровня критериальных показателей);

-определения наиболее экономически эффективных способов, схем дегазации и их параметров (включая рациональную глубину дегазации) в совокупности с технологическими параметрами шахты (участка);

-расчета экономического эффекта от внедрения дегазации на строящихся, реконструируемых и действующих шахтах.

В качестве системы основных показателей методика предусматривает вычисление стоимостных показателей общей и сравнительной экономической эффективности дегазации угольных шахт: приведенная прибыль, приведенные затраты, сроки окупаемости и коэффициенты эффективности капиталовложений, себестоимость угля. Методика не охватывает расчетов трудоемкости работ, а также показателей, характеризующих уменьшение профессиональных вредностей для здоровья рабочих, повышение безопасности горных работ и создание комфортных условий труда.

## 2. Общие положения.

Дегазация угольных шахт (как совокупность мероприятий, предусматривающих извлечение или улавливание выделяющегося метана с последующим его каптажем на поверхность или изолированным отводом в исходящую струю, а также физическое или химическое (биохимическое) связывание метана до поступления его в горные выработки) представляет собой один из способов управления метановыделением. Применению этого способа в каждом конкретном случае должно предшествовать установление: а) возможности и б) целесообразности осуществления предварительной или текущей дегазации различных источников метановыделения.

Установление принципиальной технической возможности применения дегазации зависит, с одной стороны, от рассматриваемых горногеологических условий и технологических параметров горного производства, с другой стороны, от параметров самих способов дегазации и на современном этапе является сравнительно простой инженерной задачей.

Вопросы,касающиеся целесообразности дегазации, более многогранны и затрагивают как технические, так и экономические аспекты. Поскольку дегазация является лишь одним из способов борьбы с метановыделением, в общем случае требуется установить сначала целесообразность осуществления мероприятий по снижению метановыделения вообще, а затем целесообразность того или иного способа проведения дегазации в частности.

Основным условием необходимости осуществления мероприятий по регулированию метановыделения является превышение количества воздуха, потребного для разбавления выделяющегося в очистном забое метана, над пропускной способностью призабойного пространства. В формализованном виде это условие может быть записано так:

$$Q_1 = 0{,}6\, V S K_{оз} d < t K_н \left[ (1 - K_н)(X - X_1) + q_{пл}(1 - K^{д}_{пл}) + C q_{вп}(1 - K^{д}_{вп}) \right] K_н = Q_2 \qquad (I)$$

Здесь $V$ -допустимая ПБ максимальная скорость движения воздуха в лаве, м/сек.;

$S$ -площадь сечения лавы, свободная для прохода воздуха, м$^2$;

$d$ -допустимая ПБ концентрация метана в исходящей струе воздуха, %;

$K_{оз}$-коэффициент, учитывающий количество воздуха, пропускаемого за крепью лавы через выработанное пространство;

$X$ -природная газоносность пласта, м$^3$/т;

$X_1$ -остаточная газоносность угля, выданного из выработки, м$^3$/т;

$q_{пл}$ -относительная метанообильность, обусловленная метановыделением из разрабатываемого пласта в призабойное пространство лавы, м$^3$/т;

$q_{вп}$ -относительная метанообильность, обусловленная метановыделением из выработанного пространства (газовыделение из смежных пластов и пород),м$^3$/т;

$C$ -коэффициент, учитывающий долю метановыделения из выработанного пространства в лаву ($0 \leq C \leq 1$);

$K^{A}_{пл}$ -коэффициент технической эффективности дегазации разрабатываемого пласта;

$K^{A}_{вп}$ - коэффициент технической эффективности дегазации выработанного пространства;

$t$ -минутная производительность выемочной машины, т/мин.;

$K_м$ -коэффициент машинного времени;

$K_н$ -коэффициент неравномерности газовыделения.

Факторы, определяющие рассматриваемое условие, составляют четыре различные группы:

- горногеологические $(x, x_1, q_{вл}, q_{вп}, K_н)$
- нормативные $(V, \alpha)$
- нормативно-технологические $(S, K_{оз})$
- технологические $(C, K^{A}_{пл}, K^{A}_{вп}, t, K_м)$

Поскольку параметры первой, второй и часто третьей группы, как правило, не являются управляемыми, привести в соответствие левую $Q_1$ и правую $Q_2$ части условия (I) обычно можно путем изменения технологических параметров:*

I. Применением более рациональной схемы проветривания выемочного участка, при которой уменьшится метановыделение из выработанного пространства в лаву (уменьшение C) или конструированием сети выработок в пределах выемочного участка, обеспечивающей частичное или полное обособленное разбавление метана по источникам его выделения (пласт, выработанное пространство).

2. Повышением эффективности дегазации пласта (увеличение $K^{A}_{пл}$), либо выработанного пространства (увеличение $K^{A}_{вп}$), либо обоих источников метановыделения.

3. Уменьшением производительности выемочной машины против технически возможной путем уменьшения коэффициента машинного времени $K_м$ или минутной производительности выемочной машины $t$.

---

*/Без учета теоретически возможных изменений нормативных значений $V$ и $\alpha$ и в условиях нормированных, принятых технологической схемой значений $S$ и $K_{оз}$.

Первые два направления снижения ограничений нагрузки на лаву по газовому фактору без изменения $K_н$ и $t$ методически целесообразно оценивать по коэффициенту дегазации $K^д$, истинная или условная глубина которой определяется вышеуказанными мероприятиями. Так, например, при удельном весе газовыделения из выработанного пространства 70%, подсвежение исходящей струи на вентиляционном горизонте аналогично полной дегазации выработанного пространства и обеспечивает тот же эффект, что и мероприятия по снижению газовыделения с коэффициентом дегазации 0,7. Поэтому мероприятия по обособленному разбавлению метана по источникам его поступления в атмосферу выработок можно также условно отнести к способам дегазации. Однако, применение таких технологических схем связано с дополнительным проведением или поддержанием ряда выработок, необходимость в которых отпадает при использовании различных способов собственно дегазации.

Другим условием необходимости снижения метановыделения является превышение количества воздуха, потребного для разбавления выделяющегося при проходке подготовительной выработки метана, над предельно возможным количеством воздуха, которое можно подать в подготовительную выработку при существующих средствах проветривания. С учетом рекомендаций ИГД им. А.А.Скочинского по определению скорости проходки подготовительных выработок по газовому фактору [ I ] данное условие можно формализовать в следующем виде:

$$Q_1'' = \frac{Q_{вм}}{P_c} < \frac{100\bar{W}}{(\alpha-\alpha_0)}\left[n\cdot z\cdot m_п x\left(10^{-5}\cdot V_г^2 + \right.\right.$$

$$\left.\left. + 4{,}2\cdot 10^{-3}\right)\left(2\sqrt{\frac{L}{M}} - 1\right) + \rho\cdot B\cdot m_в (x - x_1)\right] = Q_2'' \qquad (2)$$

где, кроме названных выше:

$Q_{вм}$ - производительность вентилятора местного проветривания, м$^3$/мин;

$P_c$ - коэффициент утечек воздуха в стыках между звеньями трубопровода, доли единицы;

$Q_1''$ - количество воздуха, которое можно подать в подготовительную выработку при существующих средствах проветривания, м$^3$/мин;

$W$ - нормативная (принятая в технологических схемах) скорость проведения выработки, м/мин.;

$n$ - количество обнаженных поверхностей (стенок) пласта;

$Z$ - размерный коэффициент, равный $\sqrt{1\text{мин.}}$;

$m_п$, $m_в$ - соответственно полная и вынимаемая мощности пласта, м;

$V_г$ - выход летучих веществ из угля, %;

$l$ - длина выработки, м;

$\gamma$ - объемный вес угля, т/м$^3$;

$b$ - ширина забоя по углю, м;

$\alpha_0$ - концентрация газа в воздухе, поступающем к вентилятору местного проветривания, %.

В отличие от предыдущего, факторы, определяющие рассматриваемое условие, почти все часто выступают в качестве неуправляемых, так как относятся к горногеологическим ($x$, $x_1$, $V_г$, $m_п$, $\gamma$), нормативным ($\alpha$) и нормативно-технологическим (т.е. заранее предопределенным технологическими схемами - ($n$, $m_в$, $\alpha_0$, $l$, $b$, $P_c$). В большинстве случаев лишь $Q_{вм}$ и $W$ можно считать управляемыми технологическими параметрами. Поэтому в подготовительной выработке имеются две основные возможности привести в соответствие потребное и подаваемое количество воздуха:

*I. За счет улучшения проветривания - (применения более мощного вентилятора местного проветривания) увеличить $Q_1''$. Часто эта возможность бывает исчерпана.

2. Снизить по сравнению с нормативной скорость проведения выработки $W$

С учетом рассмотренных условий (I),(2) задачу управления метановыделением в общем виде можно сформулировать следующим образом:

- при заданной совокупности неуправляемых параметров $\bar{X}$ таким образом изменить управляемые технологические (нормативно-технологические) параметры $\bar{U}$ очистных и подготовительных работ, чтобы доставить экстремум некоторой стоимостной функции

$$F = F(\bar{X}, \bar{U}) \to min\,(max) \qquad (3)$$

при условии, что

$$Q_1 \geq Q_2 \qquad (1^I)$$

$$Q'' \geq Q''_2 \qquad (2^I)$$

Таким образом, задача сводится к сопоставительному соизмерению затрат и эффектов, получаемых в результате осуществления того или иного способа управления газовыделением (либо их комбинаций), в числе которых рассматриваются способы дегазации.

Данная общая постановка задачи на практике, разумеется, предстает в более простом виде: обычно снижение производительности выемочной машины является вынужденной мерой, на которую приходится идти, если исчерпаны возможности вентиляции и дегазации.

Для отказа от осуществления дегазации с экономической точки зрения необходимо выполнение, по крайней мере, одного из условий:

- дегазация не обеспечивает существенного роста нагрузки на забой, либо из-за низкой технологической эффективности дегазации, либо в случае, когда нагрузка на забой не лимитируется условиями проветривания;

- изменение параметров и схем вентиляции или параметров других технологических процессов позволяет достичь не меньшего эффекта с меньшими затратами.

Исследования и данные практики свидетельствуют о том, что последствия дегазации проявляются практически на всех основных технологических звеньях шахты и могут оказывать существенное влияние на технологию и экономику забоев,участков и шахты в целом.В общем случае выделяются две группы источников эффекта,получаемого при дегазации угольных шахт:

I.0.Прямой эффект:

I.I.Обеспечение условий безопасности.

I.2.Увеличение нагрузки на очистной забой в результате снижения метановыделения в его рабочее пространство и,как следствие,уменьшение себестоимости и повышение производительности труда в забое.

I.3.Увеличение скорости,снижение стоимости и трудоемкости проведения подготовительных выработок.

I.4.Получение каптируемого метана,пригодного к использованию в промышленных и бытовых целях.

2.0.Косвенный эффект:

2.I.Улучшение условий проветривания,обеспечивающее возможность уменьшения сечений горных выработок и связанных с ними затрат на проведение,поддержание выработок и вентиляцию.

2.2.Возможность повышения уровня концентрации горных работ,уменьшения протяженности сети транспортных и вентиляционных выработок и,как следствие,снижение затрат на подземный транспорт,а также дополнительное снижение стоимости проведения выработок,их поддержания и проветривания.

2.3.Возможность увеличения нагрузки на шахту,реализация которой обеспечивает получение дополнительной продукции и уменьшение удельных затрат по всем основным технологическим процессам (объектам) и шахте в целом.

Указанные виды эффекта в некоторой части могут быть альтернативными и проявляются по разному,в зависимости от конкретных условий,в которых намечено осуществить дегаза-

цию. Их наличие или отсутствие определяют своего рода число степеней свободы выбора (или изменения) решений, связанных с техникой, технологией и организацией угледобычи.

В общем случае дегазацию следует считать экономически обоснованной при таком уровне ее технологической эффективности, при котором экономический эффект, достигаемый за счет роста нагрузки на забой и улучшения других технологических параметров горного производства, превышает затраты на осуществление дегазации.

Экономическая эффективность осуществления дегазации и рациональная глубина последней должны устанавливаться в совокупности с параметрами и элементами вскрытия, подготовки, разработки и проветривания шахтного поля и другими технологическими и организационно-техническими параметрами, позволяющими улучшить вентиляционную систему и способствующими управлению газовыделением.

Поэтому при проведении расчетов по предлагаемой методике основополагающими являются следующие принципы:

-экономическому учету подлежат расходы на всех процессах и об"ектах горного производства (статьи затрат), которые прямо или косвенно связаны с осуществлением дегазации и изменением нагрузки на очистной забой (не только по участку, но и за его пределами);

– из рассмотрения допустимо исключить те стоимостные показатели, величина которых не изменяется под влиянием дегазации;

-если в результате осуществления дегазации могут измениться технологические параметры участка (шахты), которые приведут к изменению качества (сортности,зольности) угля,то в расчет экономической эффективности включается стоимость реализации угля с учетом его качества. Предусматривается выявление источников получения эффекта дегазации и определения затрат в трех возможных вариантах:

А- для действующего участка шахты;

Б- для нового участка действующей шахты (при ее

реконструкции, подготовке нового горизонта или пласта),

В - для новой (проектируемой) шахты.

При этом для действующего участка шахты (А) и для нового участка действующей шахты (Б) рассматривается возможность двух подвариантов:

-пропускная способность технологических звеньев шахты (технологический комплекс на поверхности, угольные и породные под"емы, подземный транспорт, вентиляция) ограничена и прирост мощности шахты невозможен;

-имеются резервы по всем основным технологическим звеньям, позволяющие получить прирост мощности шахты.

На рис.I приведена обобщающая изложенные выше принципы блок-схема комплексной оценки ЭЗД.

## 3. Установление принципиальной экономической целесообразности дегазации

Принципиальная экономическая целесообразность дегазации устанавливается на основе определения порогового уровня показателей, которыми изменяется максимально возможная общая (абсолютная) экономическая эффективность затрат на дегазацию. Применение дегазации считается принципиально целесообразным, если коэффициент экономической эффективности затрат на дегазацию не менее нормативного (срок окупаемости не превышает нормативный).

При исчислении абсолютной эффективности дегазации в качестве базового рассматривается вариант, предусматривающий отказ от дегазации, либо (для действующего участка) существующий на шахте вариант.

3.I Условие экономической эффективности осуществления дегазации действующего участка выражается следующим образом:

а) При необходимости капиталовложений на дегазацию

$$T = \frac{K_д}{\frac{Э^у_о}{A^у_о} A^у - Э^у - Э_д + Q_м Ц_м} \leq T_н \qquad (4)$$

$$E = \frac{\frac{Э^у_о}{A^у_о} A^у - Э^у - Э_д + Q_м Ц_м}{K_д} \geq E_н \qquad (4^I)$$

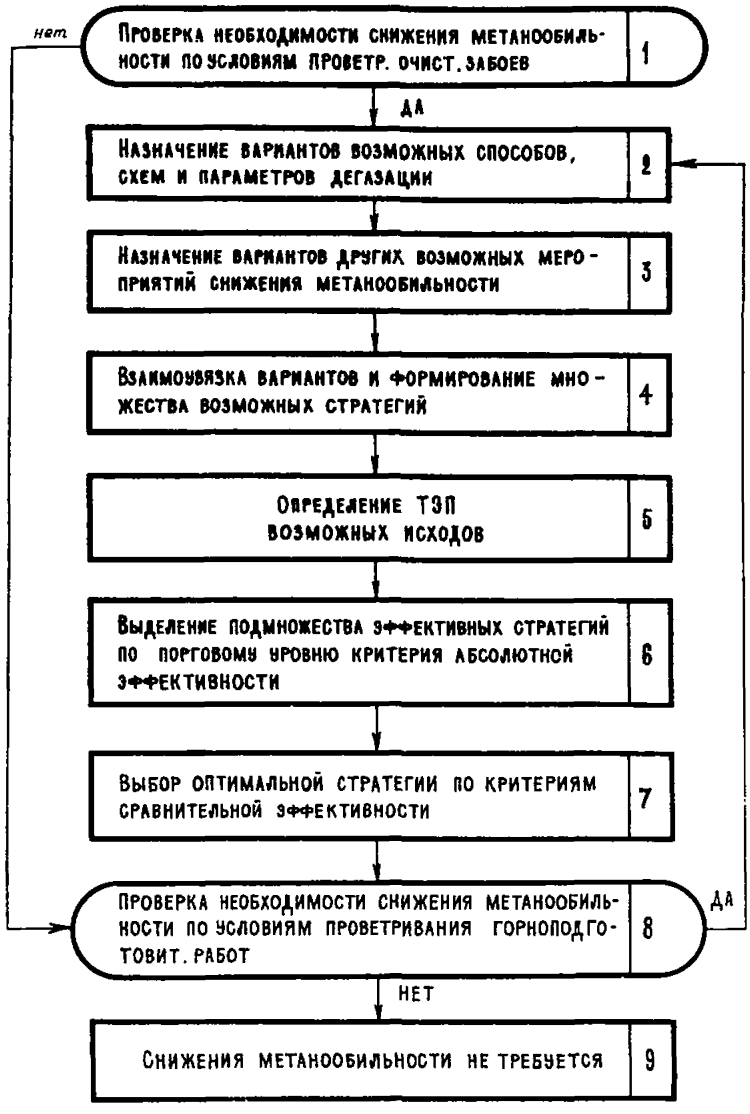


Рис.I.Принципиальная схема комплексной оценки эффективности дегазации.

где $K_д$ -капиталовложения на дегазацию, тыс.руб;

$Э_0^у, Э^у$ -годовые эксплуатационные расходы по участку соответственно при отсутствии и после дегазации, тыс.руб./год;

$A_0^у, A^у$ -годовой об"ем добычи по участку соответственно при отсутствии дегазации и после дегазации,тыс.т;

$Э_д$ -среднегодовые эксплуатационные расходы, связанные с осуществлением дегазации, тыс.руб/год;

$Q_м$ -среднегодовой об"ем реализуемой метано-воздушной смеси, тыс.$м^3$;

$Ц_м$ -отпускная цена I $м^3$ метановоздушной смеси,руб.;

$T_н$ -нормативный срок окупаемости капиталовложений, год;

$E_н$ -нормативный коэффициент эффективности.

Эти же показатели могут быть укрупненно определены по относительной экономии условно постоянных расходов

$$T = \frac{K_д}{C_c^у(\omega - 1) - Э_д + Q_м Ц_м} \leq T_н \qquad (5)$$

$$E = \frac{C_c^у(\omega - 1) - Э_д + Q_м Ц_м}{K_д} \geq E_н \qquad (5^I)$$

где $C_c^у$ -годовая сумма условно постоянной части эксплуатационных расходов по участку,тыс.руб./год

$C^у = \psi^у \cdot Э^у$

$\psi^у$ -доля условно постоянной части в эксплуатационных расходах по участку;

$\omega = \frac{A^у}{A_0^у}$ -коэффициент прироста добычи за счет дегазации.

б) При отсутствии капитальных вложений (дегазация осуществляется за счет эксплуатационных расходов действующей шахты) условием эффективности осуществления дегазации действующего участка может служить:

$$\frac{C_c^у(\omega - 1) + Q_м Ц_м}{Э_д} > 1 \qquad (6)$$

Если принять в качестве измерителя эксплуатационных расходов на осуществление дегазации величину

$$C_д = Э_д - Q_м Ц_м$$

то выражение (6) можно представить также в виде:

$$Э_о \frac{A}{A_о} - Э - C_д > 0 \qquad (6^I)$$

3.2.Для вновь вскрываемого участка(горизонта) при небольших ( $A \leq 1{,}15A_о$) изменениях мощности шахты условием экономической эффективности дегазации является:

$$T = \frac{K + K_д - K_о \frac{A}{A_о}}{\frac{Э_о}{A_о} A - Э - Э_д + Q_м Ц_м} \leq T_н \qquad (7)$$

где,помимо ранее принятых обозначений,

$Э_о, Э$ – среднегодовые эксплуатационные расходы по всем процессам (объектам),прямо или косвенно зависящим от дегазации, соответственно при базовом варианте и при варианте с дегазацией,тыс.руб./год;

$K_о, K$ – объем капиталовложении по шахте (горизонту) соответственно при базовом варианте и при варианте осуществления дегазации,тыс.руб;

$A_о, A$ – среднегодовой (проектный) объем добычи по базовому и сравниваемому вариантам,тыс.т.

3.3.При подготовке новых горизонтов,реконструкции действующих и строительстве новых шахт,если осуществление дегазации может привести к существенному изменению объема добычи по шахте или к изменению технологических параметров,влияющих на качество угля,условие экономической эффективности дегазации выражается следующим показателем:

$$T = \frac{K + K_д - K_о - k_{комп}(A - A_о)}{(ЦA - Э - Э_д + Q_м Ц_м) - [Ц_о A - Э_о - C_{комп}(A - A_о)]} \leq T_н \qquad (8)$$

где $k_{комп}$ и $C_{комп}$ – удельные капитальные затраты и себестоимость угля по компенсирующему источнику,руб/т,определяемые в соответствии с [3].

$Ц_о, Ц$ -средняя цена I т угля соответственно при базовом и сравниваемом варианте (руб./т),которые определяются следующим образом:

$$Ц_о = \sum_{S=1}^{K} Ц_S \alpha_{OS} \quad (9) \; ; \quad Ц = \sum_{S=1}^{K} Ц_S \, \alpha_S \qquad (10)$$

$Ц_S$ -расчетная цена на уголь $S$ -го класса,руб/т;

$\alpha_{OS}, \alpha_S$ -удельный вес выхода $S$ -го класса угля соответственно при базовом и сравниваемом варианте (доли единицы).

Расчетная цена определяется следующим образом:

а) при фактическом содержании золы и влаги в угле в целом по шахте, не превышающем нормативные значения,при любом адресе отгрузки

$$Ц_S = Ц_н\left[1+0{,}03(a_н - a)+0{,}1(S_н - S)\right] \qquad (11)$$

б) при фактическом содержании золы и влаги в угле в целом по шахте, превышающем нормативные значения, при отгрузке угля обогатительным фабрикам

$$Ц_S = Ц_н\left[1+0{,}022(a_н - a)\right]\left[1+0{,}1(S_н - S)+0{,}015(W_н - W)\right] \qquad (12)$$

где $Ц_н$ -оптовая (или расчетная) цена I т угля на данной шахте при нормативном содержании золы, серы и влаги,руб;

0,03; 0,I; 0,015 - доля изменения расчетной цены соответственно при изменении содержания золы,серы и влаги на I% против нормы;

0,022 -доля снижения реализуемого об'ема угля (по весу) за каждый процент увеличения зольности;

$a_н, S_н, W_н$ -нормативное содержание золы, серы и влаги,%;,

$a, S, W$ -то же фактическое.

в) при фактическом содержании золы и влаги выше нормы и отгрузке угля потребителю:

$$Ц_S = Ц_н\left[1+(a_н - a)0{,}03+(S_н - S)0{,}1+(W_н - W)\,0{,}015\right] \qquad (13)$$

Фактические показатели качества угля вычисляются следующим образом:

$$\alpha = \frac{0{,}01\left(\sum_{i=1}^{m} \alpha_i A_i + \sum_{j=1}^{n} \alpha_j A_j\right) - P}{\sum_{i=1}^{m} A_i + \sum_{j=1}^{n} A_j - P} \qquad (14)$$

$$S = \frac{0{,}01\left(\sum_{i=1}^{m} S_i A_i + \sum_{j=1}^{n} S_j A_j - S'' P\right)}{\sum_{i=1}^{m} A_i + \sum_{j=1}^{n} A_j - P} \qquad (15)$$

$$W = \frac{0{,}01\left(\sum_{i=1}^{m} W_i A_i + \sum_{j=1}^{n} W_j A_j - W'' P\right)}{\sum_{i=1}^{m} A_i + \sum_{j=1}^{n} A_j - P}, \qquad (16)$$

где $\alpha_i, S_i, W_i$ – содержание золы, серы и влаги в угле, добываемом в $i$-том очистном забое,%;

$\alpha_j, S_j, W_j$ – то же в $j$-ом подготовительном забое,%;

$A_i, A_j$ – добыча соответственно из $i$-го очистного и $j$-го подготовительного забоя,т;

$P$ – количество породы, отбираемой на сортировке,т;

$S'', W''$ – содержание серы и влаги в породе, отбираемой на сортировке, %.

## 4. Сравнение и оценка экономической эффективности способов дегазации.

Для определения наиболее экономичных способов дегазации и их параметров в совокупности с технологическими параметрами шахты используется критерий сравнительной экономической эффективности. В общем случае в качестве такого критерия для выбора альтернатив принят показатель, учитывающий капитальные затраты на дегазацию, эксплуатационные расходы на ведение дегазационных работ, сумму эксплуатационных расходов и капитальных затрат по всем технологическим про-

цессам и объектам,на которые оказывает влияние дегазация,эффект утилизации метана,а также изменение реализационной стоимости продукции:

$$F_i = \sum_{t=0}^{\tau} [Ц_i A_t - \sum_{j=1}^{J} (Э_{jit} + K_{jit}) - (Э^{д}_{it} + K^{д}_{it} - Э^{м}_{it})] \beta_t \to max \quad (17)$$

где $Ц_i$ – цена единицы товарной продукции,руб/т;

$A_t$ – максимальный среди всех рассматриваемых вариантов объем добычи,полученный в $t$ -м году,тыс.т;

$K^{д}_{it}$ и $Э^{д}_{it}$ – соответственно капитальные затраты и эксплуатационные (без амортизации на реновацию) расходы на дегазацию по $i$ -му варианту в $t$ -м году,тыс.руб, приведенные к объему добычи $A_t$ [3];

$K_{jit}$ и $Э_{jit}$ – соответственно капитальные затраты и эксплуатационные расходы (без амортизации на реновацию) по $j$ -му процессу (объекту) $i$ -го варианта в $t$ -м году,тыс.руб.,приведенные к общему объему добычи $A_t$ [3];

$Э^{м}_{it}$ – эффект утилизации метана в $t$ -м году,тыс.руб.;

$\beta_t$ – коэффициент дисконтирования.

Если для сравниваемых вариантов не предусматриваются существенные изменения мощности шахты и качества товарного угля, критерий оценки преобразуется к виду:

$$F_i' = \sum_{t=0}^{\tau} \frac{Э^{д}_{it} + \sum_{j=1}^{J} Э_{jit}}{A_{it}} \beta_t + \frac{E_н \sum_{t=0}^{\tau} K^{д}_{it} + \sum_{j=1}^{J} K_{jit}}{A_i} \beta_t - \sum_{t=0}^{\tau} \frac{Э^{м}_{it}}{A_{it}} \beta_t \to min \quad (18)$$

При относительно небольшом (равномерном) изменении элементов затрат на протяжении периода $\tau$ по каждому $i$ -му варианту,либо если продолжительность этого периода сильно ограничена ($\tau \leq 5$ лет) приближенно можно также считать

$$F_i = Ц_i A_i - \sum_{j=1}^{J} Э_{ji} - (Э^{д}_{i} - Э^{м}_{i}) - E_н \left(\sum_{j=1}^{J} K_{ji} + K^{д}_{i}\right) \to max \quad (19)$$

$$F_i' = \frac{\sum_{j=1}^{J} Э_{ji} + (Э^{д}_{i} - Э^{м}_{i}) - E_н \left(\sum_{j=1}^{J} K_{ji} + K^{д}_{i}\right)}{A_i} \to min \quad (20)$$

В формулах (I9) и (20) приняты (кроме названных выше) следующие условные обозначения:

$A_i$ – среднегодовой объем добычи, получаемый по $i$ -му варианту, тыс.т./год;

$Э_i^д$ и $К_i^д$ – соответственно среднегодовые эксплуатационные расходы (тыс.руб./год) и общие капитальные затраты (тыс.руб.) на дегазацию по $i$ -му варианту;

$Э_i^т$ – среднегодовой эффект утилизации метана, тыс.руб/год;

$Э_{ji}$ и $К_{ji}$ – соответственно среднегодовые эксплуатационные расходы (тыс.руб./год) и общие капитальные затраты (тыс.руб.) по $j$ -му процессу (объекту) для $i$ -го варианта.

Заметим, что выражения (I7) и (I8) предназначены преимущественно для сравнительной оценки эффективности вариантов дегазации проектируемой шахты (когда последствия заблаговременной дегазации могут прослеживаться на протяжении длительного периода времени), а выражения (I9) и (20) – для участков действующих шахт.

## 5. Расчет экономического эффекта от внедрения дегазации

5.I. Величину абсолютного экономического эффекта, получаемого в результате внедрения дегазации угольной шахты с учетом возможного прироста мощности предприятия, в общем случае можно выразить как разницу в суммарных затратах до и после дегазации:

$$e_a = (Ц - Ц_0)A + Q_м Ц_м - [Э + Э_д - Э_0 - C_{комп}(A - A_0)] - E_н[K + K_д - K_0 - k_{комп}(A - A_0)], \quad (21)$$

тыс. руб/год

5.2. Абсолютный эффект дегазации вновь подготавливаемого участка, не сопровождаемой существенным изменением об"ема и качества добываемого на шахте угля, составляет

$$\mathcal{E}_a = Q_м Ц_м - \left(Э + Э_д - Э_o \frac{A}{A_o}\right) - E_н \left(K + K_д - K_o \frac{A}{A_o}\right), \text{ тыс. руб/год} \quad (22)$$

Удельный эффект:

-в расчете на I т добываемого угля

$$\mathcal{E}_{1т} = \frac{Э_o + E_н K_o}{A_o} - \frac{Э + Э_д + E_н (K + K_д) - Q_м Ц_м}{A}, \text{ руб/т} \quad (23)$$

в расчете на I м$^3$ утилизируемого метана

$$\mathcal{E}_{1м^3} = Ц_м - \frac{1}{Q_м}\left[Э + Э_д - Э_o \frac{A}{A_o} + E_н \left(K + K_д - K_o \frac{A}{A_o}\right)\right], \text{ руб/м}^3 \quad (24)$$

5.3. Для действующего участка выражения (22), (23), (24) преобразуются соответственно к виду:

$$\mathcal{E}_a = Q_м Ц_м - \left(Э^у + Э_д - Э_o^у \frac{A^у}{A_o^у}\right) - E_н K_д, \text{ тыс.руб./год} \quad (25)$$

$$\mathcal{E}_{1т} = \frac{Э_o^у}{A_o^у} - \frac{Э^у + Э_д + E_н K_д - Q_м Ц_м}{A^у}, \text{ руб./т} \quad (26)$$

$$\mathcal{E}_{1м^3} = Ц_м - \frac{1}{Q_м}\left(Э^у + Э^A - Э_o \frac{A}{A_o} + E_н K_д\right), \text{ руб./м}^3 \quad (27)$$

5.4.Принципы определения капитальных затрат и эксплуатационных расходов,входящих в критериальные показатели

Затраты на дегазацию (капитальные и эксплуатационные) определяются по данным соответствующих проектов и смет, либо по фактическим данным.На предпроектной стадии при отсутствии таких данных затраты могут быть определены на основе специально разработанных и приведенных ниже укрупненных стоимостных параметров.

Затраты по другим процессам и объектам могут исчисляться,исходя из действующих укрупненных нормативов.В базовом варианте для действующей шахты затраты могут приниматься по фактическим данным.Если фактические затраты ниже затрат, подсчитанных по нормативам,то при определении экономии учитываются фактические затраты.

Для действующих предприятий технико-экономические показатели сравниваемых вариантов ориентировочно могут быть определены исходя из базовых величин,которые корректируются с учетом изменений,вызванных применением дегазации.В качестве базы принимается период,предшествующий периоду внедрения дегазации со сходными условиями функционирования производства.Исходными данными в этом случае являются материалы учета и отчетности,которые разделяются с возможно большей детализацией на условнопеременную и условнопостоянную части в соответствии с принятой структурой (по элементам затрат,процессам и объектам).

6.Стоимостные параметры

Обоснование проектных решений,технико-экономическая оценка способов дегазации и расчет экономического эффекта от внедрения дегазации на строящихся,реконструируемых и действующих шахтах требует создания специальной нормативной базы в виде укрупненных измерителей отдельных работ,отнесенных к единице их объема (стоимостные параметры) или объему всей работы (стоимостные показатели) по основным и вспо-

могательным процессам и объектам дегазации угольных шахт*.

Анализ принципиальных технологических схем рассматриваемых способов дегазации и их технико-экономической сущности послужил основой для установления номенклатуры необходимых стоимостных параметров дегазации и состава учитываемых в каждом из параметров объектов и затрат. Данные этого анализа положены также в основу структурных схем формирования из стоимостных параметров экономико-математических моделей затрат на дегазацию (рис.2).

Стоимостные параметры разработаны для основных и вспомогательных процессов и объектов дегазации угольных шахт методами направленного гидрорасчленения, физико-химическим, микробиологическим и многостадийным. Разработка параметров осуществоена на основании выполненных многовариантных сметных расчетов, а также путем обработки проектных, расчетных и фактических данных с применением математической статистики. В целом стоимостными параметрами охвачены все основные и вспомогательные процессы (объекты) дегазации, а также связанные с ними объекты строительства на поверхности шахт. Использование этих параметров позволяет осуществлять расчеты:

- капитальных затрат в период строительства, реконструкции и эксплуатации шахт;
- эксплуатационных расходов в период разработки месторождения.

---

* в дальнейшем для краткости стоимостные параметры и стоимостные показатели будем именовать "стоимостные параметры".

| СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ | ВАРИАНТЫ | Код варианта | Объекты и процессы, учитываемые в моделях: Прокладка линии электропередач | Прокладка трубопроводов по пов-ти | Прокладка трубопроводов в шахте | Стр-во и оборудование насосных | Бурение и обсадка скважин с пов-ти | Приобретение и спуск в шахту бур.стан. | Приобр. и монтаж об. для откачки жидк. | Стр-во и оборудование ВНС | Приобр. и монтаж обор. для оттеск.жид. | Содерж. трубопроводов на пов-ти | Содерж. газопроводов в шахте | Содерж. водоносных и водоснабж. | Бурение и обсадка скважин в шахте | Гидроперфорация и ГРП | Гидродинамические испытания | Откачка рабочей жидк. из скважин | Откачка газа | Устройство камер | Оттеск. рабочей жидкости из скважин | Нагнетание рабочей жидкости с пов-ти | Гидрораск. и магнет. рабочей жидкости | Проектно-изыскательские работы | Непучтенные затраты |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Гидрорасчленение с удалением рабочей жидкости и газа | С ПОВЕРХНОСТИ | 1.1 | ● | ● | | ● | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | ● | ● | ● | ● | | | | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 1.2 | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | ● | ● | | | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 1.3 | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | ● | ● | | | ● | ● | ● |
| Гидрорасчленение без откачки рабочей жидкости и газа | С ПОВЕРХНОСТИ | 2.1 | ● | ● | | ● | ● | | | | ● | | | ● | | ● | ● | | | | ● | | | ● | ● |
| Микробиологическая обработка | С ПОВЕРХНОСТИ | 3.1 | ● | ● | | ● | ● | | | | ● | | | ● | | | ● | | | | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 3.2 | | | | | | ● | | | ● | | | | ● | | ● | | | ● | ● | | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 3.3 | | | | | | ● | | | ● | | | | ● | | ● | | | ● | ● | | ● | ● | ● |
| Физико-химическая обработка | С ПОВЕРХНОСТИ | 4.1 | ● | ● | | ● | ● | | | | | | | ● | | | ● | | | | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 4.2 | | | | | | ● | | | | | | | ● | | ● | | | ● | | | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 4.3 | | | | | | ● | | | | | | | ● | | ● | | | ● | | | ● | ● | ● |
| Гидрорасчленение и физико-химическая обработка | С ПОВЕРХНОСТИ | 5.1 | ● | ● | | ● | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | ● | ● | ● | ● | | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 5.2 | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 5.3 | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | | ● | ● | ● |
| Многостадийное воздействие | С ПОВЕРХНОСТИ | 6.1 | ● | ● | | ● | ● | | | ● | ● | ● | | ● | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 6.2 | | ● | ● | | | ● | | ● | ● | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 6.3 | | ● | ● | | | ● | | ● | ● | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| Гидрорасчленение и микробиологическая обработка | С ПОВЕРХНОСТИ | 7.1 | ● | ● | | ● | ● | | | ● | ● | ● | | ● | | ● | ● | | | ● | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 7.2 | | ● | ● | | | ● | | ● | ● | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 7.3 | | ● | ● | | | ● | | ● | ● | ● | ● | | ● | | ● | | | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| Микробиологическая и физико-химическая обработка | С ПОВЕРХНОСТИ | 8.1 | ● | ● | | ● | ● | | | | ● | | | ● | | | ● | | | | | ● | | ● | ● |
| | НА ГОРИЗОНТ | 8.2 | | | | | | ● | | | ● | | | | ● | | ● | | | ● | ● | | ● | ● | ● |
| | ПО ПЛАСТУ | 8.3 | | | | | | ● | | | ● | | | | ● | | ◐ | | | ● | ● | | ● | ● | ● |

Рис.2.Структурная схема формирования моделей затрат на дегазацию.

Капитальные вложения учитывают первоначальные затраты на приобретение и монтаж оборудования, а по ряду процессов также затраты на горные и строительные работы. Стоимость оборудования и отдельных видов работ определены по действующим прейскурантам. Эксплуатационные расходы включают: заработную плату с начислениями, расходы по материалам, электроэнергии и амортизацию. Параметры разработаны дифференцированно по следующим процессам и объектам:

-прокладка линии электропередач;

-прокладка трубопроводов по поверхности;

-прокладка трубопроводов в шахте;

-строительство временных зданий, приобретение и монтаж оборудования насосных;

-бурение и обсадка скважин с поверхности;

-приобретение и спуск в шахту буровых станков для бурения дегазационных скважин по пласту и на горизонт;

-приобретение и монтаж оборудования для откачки рабочей жидкости из скважины;

-строительство здания, приобретение оборудования вакумно-насосной станции и его монтаж;

-приобретение и монтаж оборудования для оттеснения рабочей жидкости из скважины;

-хранение или доставка крепителя КМ к скважине;

-содержание трубопровода на поверхности;

-содержание трубопровода в шахте;

- содержание насосных и водоснабжение;

-бурение и обсадку скважин по пласту и на горизонт в шахте;

-проведение гидроперфорации и гидрорасчленения пласта;

-гидродинамические испытания пласта и скважины;

-откачка рабочей жидкости из скважины;

-откачка газа;

-устройство камер для буровой установки и оборудования;

-оттеснение рабочей жидкости из скважины;

-нагнетание рабочей жидкости с поверхности;

- то же, в шахте.

В разработанных [6] стоимостных параметрах приведено их описание по перечисленным процессам и объектам, которое производилось в следующей последовательности:

I. Назначение и область применения параметра по исследуемому процессу (объекту, работе), основные исходные данные для разработки параметра и состав работ(элементов), учтенных каждым параметром;

2. Методика разработки стоимостного параметра по элементам и направлениям затрат.

3. Собственно стоимостной параметр. Приводится математическое выражение параметра либо в виде функциональной зависимости, либо в табличной форме, указываются возможные ограничения на область применения параметра и поправочные коэффициенты, и дается математическое выражение полной стоимости по процессу (объекту). Параметры [6] рассмотрены и утверждены В/О Союзшахтопроект Минуглепрома СССР для применения при проектировании строительства и реконструкции шахт.

Сводные стоимостные параметры представлены в таблице I, перечень исходных данных, необходимых для их расчета содержится в таблице 2.

Таблица I.

## СТОИМОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПО ОБЪЕКТАМ И ПРОЦЕССАМ ДЕГАЗАЦИИ.

| услов. обозн. | Объекты и процессы, учитываемые стоимостными параметрами | Сумма затрат |
|---|---|---|
| $K_э$ | Прокладка линий электропередач, тыс.руб. | $0{,}006\ell_{нн}+0{,}037\ell_{вв}+7{,}45$ |
| $K_{тп}$ | Прокладка трубопроводов по поверхности, тыс.руб. | $\ell_{тп}[(0{,}08y_1-6{,}77)a_4+0{,}086y_1-A]\,0{,}0012$ |
| | | $A=\begin{cases}6{,}54 & \text{-при наземной прокладке;}\\ 5{,}64 & \text{-при прокладке в траншее}\end{cases}$ |
| | | $a_4=\begin{cases}0{,}6 & \text{-для временных трубопроводов;}\\ 1{,}0 & \text{-для трубопроводов с длительным сроком службы}\end{cases}$ |
| | | Водопроводы диаметром менее 100 мм |
| $K_{тш}$ | Прокладка газопровода в шахте, тыс.руб. | $\ell_{тп}(0{,}005y_1+0{,}62)a_4\cdot 0{,}0012$ $\{\ell_{тш}[(0{,}08y_1-6{,}8)a_4+0{,}046y_1-0{,}00008y_1^2-3{,}65]+Б\cdot H_{ств}\}\times 0{,}0012$ |
| | | $Б=\begin{cases}0{,}06y_2 & \text{-при прокладке по стволу;}\\ 0{,}056y_2 & \text{-при прокладке по скважине.}\end{cases}$ |

| Услов. обозн. | Объекты и процессы, учитываемые стоимостными параметрами | Сумма затрат |
|---|---|---|
| I | 2 | 3 |
| $K_н$ | Строительство временных насосных, тыс. руб. | $0,0024 d_н + 5,4$ |
| $K_{бп}$ | Бурение скважин с поверхности тыс. руб. | $\sum_j (a d_{скв} + b h_{скв\,j} + c) k_{скв\,j} \cdot 0,001 + 0,0012 V_к + 0,37 n_{пл}$ $a, b, c$ – см. табл. 5 |
| $K_{б.ст.}$ | Приобретение буровых станков для подземного бурения, тыс. руб. | $2,66 d_{ст} \cdot N_{уч}$ |
| $K_о$ | Приобретение и монтаж оборудования для откачки рабочей жидкости, тыс. руб. | $1,3 d_о n_о$ |
| $K_{от}$ | Приобретение и монтаж оборудования для оттеснения рабочей жидкости, тыс. руб. | $1,3 d_{от} \cdot n_{от}$ |
| $K_{ВНС}$ | Строительство здания, приобретение и монтаж оборудования ВНС, тыс. руб. | $3,08 \frac{Q_н}{N'_{ВНС}} + 3,04 d_{ВНС} \times \left(\frac{Q_н}{N'_{ВНС}} + 1\right) + 13,9$ |
| $C_{тп}$ | Содержание трубопроводов на поверхности, тыс. руб./год | $0,037 K_{тп} + 2,2$ |
| $C_{тш}$ | Содержание трубопроводов в шахте, тыс. руб./год | $0,001 (C_{тш} + H_{ств}) + 5,23 + 0,0016 \sum_i V_i + 0,03 K_{тш}$ |
| $C_{бш}$ | Бурение подземных скважин, тыс. руб/год | $0,434 L_у + 2,52 L_п + 0,3 K_{б.ст.}$ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| $C_{грп}$ | Проведение гидроперфорации и гидрорасчленения, тыс.руб. | $n_{пл}(1,92+0,011Q_{грп}+$ $+0,0012d_{рж}\cdot Q_{грп})$ |
| $C_{гд}$ | Гидродинамические испытания пластов и скважины, тыс.руб. | $1,242\,n_{пл}$ |
| $C_{о}$ | Откачка рабочей жидкости из скважины, тыс.руб. | $\frac{Q_{грп}}{V_{о}}(0,006+0,0007K_{о})$ |
| $C_{вис}$ | Откачка газа, тыс.руб. | $(12,05+0,091P_{вис}\frac{Q_{м}}{N_{вис}}+$ $+1,036\frac{Q_{м}}{N_{вис}})t_{от}$ |
| $C_{кам}$ | Устройство камер для буровой установки и оборудования, тыс.руб./год | $0,124\sum_{i}V_{i}$ |
| $C_{от}$ | Оттеснение рабочей жидкости из скважины, тыс. руб. | $0,017d_{от}\cdot n_{от}\cdot t_{от}+$ $+1,5\,t_{от}$ |
| $C_{нш}$ | Гидрорасчленение и нагнетание рабочей жидкости в шахте, тыс.руб./год. | $[0,64d_{нш}\cdot N_{уч}+7850+$ $+127,1P_{нш}N_{уч}+$ $+0,67d_{рж}\cdot m\cdot n_{слв}(\theta_{л}-$ $-20)]0,0012$ |
| $C_{нп}$ | Нагнетание рабочей жидкости с поверхности, тыс.руб. | Для всех рабочих жидкостей, кроме микробиологической суспензии: $(0,072+0,02\frac{Q_{нв}}{Q_{нв}}+0,0012d_{рж}\times$ $\times Q_{нв})n_{пл}+0,1$ для микробиологической суспензии: $0,0012Q_{нпб}+0,04P_{нш}+0,02P_{от}+$ $+(0,56+0,01P_{нш}+0,005P_{от}+$ $+0,00007d_{нш}+0,0017d_{от})t_{нпб}$ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| $C_в$ | Содержание насосных и водоснабжение, тыс.руб. | $0{,}23\,t_в + 0{,}042\,P_в + 0{,}01\,P_в\,t_в + 0{,}00006\,\alpha_н\,t_в$ |
| $K_{пи}$ | Проектно-изыскательские работы, тыс.руб. | 5-6 |
| $K_{нз}$ | Неучтенные затраты | 10% от суммы всех затрат |

Таблица 2

Исходные переменные данные, необходимые для расчета стоимостных параметров

| условн. обозн. | Наименование | ед. изм. | Примечания |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $\ell_{нн}$ | Длина низковольтной ЛЭП | м | Принимается по проекту |
| $\ell_{вв}$ | Длина высоковольной ЛЭП | м | -"- |
| $\ell_{тп}$ | Длина трубопровода на поверхности | м | -"- |
| $\ell_{тш}$ | Длина трубопровода в шахте | м | -"- |
| $y_1$ | Диаметр трубы трубопровода | мм | Принимается в зависимости от $Q_м$. |
| $y_2$ | Диаметр трубы трубопровода по стволу (скважине) | м | -"- |
| $H_{ств}$ | Глубина ствола (скважины) | м | Принимается по проекту |
| $d_{ств}$ | Диаметр бурения скважины с поверхности | мм | -"- |
| $d_н$ | Стоимость насоса для водоснабжения с электродвигателем | руб. | табл.3 |
| $h_{скв\,j}$ | Мощность пород $j$-той категории пород по буримости при бурении | м | вычисляется как средневзвешенное по участкам сква- |

| I | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| | скважины с поверхности | м | жин, пробуренных одним диаметром |
| $V_к$ | Объем вынимаемого грунта котлованов для обмена буровой жидкости | $м^3$ | от I00 до 300 |
| $n_{пл}$ | Количество пластов, подвергаемых обработке | | Принимается по проекту |
| $a_{ст}$ | Стоимость бурового станка, для бурения в шахте | тыс. руб. | табл.5 |
| $N_{уу}$ | Число одновременно действующих дегазируемых участков | | Принимается по проекту |
| $a_о$ | Стоимость насосного оборудования для откачки рабочей жидкости | тыс. руб. | табл.6 |
| $n_о$ | Количество насосного оборудования для откачки рабочей жидкости | ед. | I на скважину |
| $a_{от}$ | Стоимость компрессорного оборудования для оттеснения рабочей жидкости | тыс. руб. | табл.7 |
| $n_{от}$ | Количество компрессорного оборудования для оттеснения рабочей жид- | ед. | I компрессор на |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| | кости | | скважину |
| $Q_м$ | Расчетное количество каптируемой метано-воздушной смеси по шахте | м³/мин | Определяется по расчету или фактическим данным |
| $N'_{ВНС}$ | Расчетная производительность вакуум-насоса | м³/мин | $N'_{ВНС} = 0,8 N_{ВНС}$<br>$N_{ВНС}$ – табл 8 |
| $\sum_i V_i$ | Суммарное подвигание очистных забоев | м/год | Принимается по проекту или фактическим данным |
| $L_п$ | Общая длина дегазационных скважин по породе | км/год | $L_п = 10^{-3} \cdot 0,06 \ell_{ср} \sum_i V_i$<br>$\ell_{ср}$ – среднее расстояние от пласта до дегазируемых спутников, м |
| $L_у$ | Общая длина дегазационных скважин по углю | км/год | $L_у = 10^{-3} \cdot 0,05 \sum_i V_i (\ell_л - 20)$<br>$\ell_л$ – длина лавы, м |
| $Q_{ГРП}$ | Объем рабочей жидкости для ГРП | м³ | Принимается по проекту |
| $\alpha_{рж}$ | Стоимость рабочей жидкости | руб/м³ | вода – 0,028<br>раствор КМ – 60,0<br>Микробиологическая суспензия –1,0 |

| I | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| | | | Раствор $HCl$ - 2,0 |
| $V_0$ | Скорость откачки рабочей жидкости из скважины (производительность насосной установки) | $м^3$/сут | Табл.6 |
| $P_{вис}$ | Установленная мощность электродвигателя вакуумнасоса | квт | Табл.8. |
| $t_{ог}$ | Время откачки газа | лет | Принимается по проекту |
| $Q_{нп}$ | Объем рабочей жидкости, нагнетаемой с поверхности | $м^3$ | -"- |
| $t_{от}$ | Время оттеснения рабочей жидкости | мес. | -"- |
| $q_{нп}$ | Темп нагнетания рабочей жидкости при обработке пласта с поверхности | л/сек | -"- |
| $t_e$ | Время работы насосной установки | мес. | -"- |
| $d_{нш}$ | Стоимость насосной установки для нагнетания в шахте | руб. | Табл.9 |
| $m$ | Мощность пласта | м | |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| $n_{скв}$ | Число скважин для нагнетания в шахте на дегазируемом участке | ед. | Принимается по проекту |
| $\ell_{л}$ | Длина лавы, м | | |
| $P_{нн}$ | Установленная мощность электродвигателя насосной установки в шахте | квт | Табл. 9 |
| $a_{вис}$ | Стоимость вакуум-насоса | тыс.руб. | Табл. 8 |
| $t_{нпб}$ | Время нагнетания микробиологической суспензии с поверхности | мес. | принимается по проекту |
| $P_{в}$ | Установленная мощность электродвигателя насосной установки на поверхности | квт | Табл.3 |
| $Q_{нпб}$ | Количество микробиологической суспензии, нагнетаемой с поверхности | $м^3$ | Принимается по проекту |

Таблица 3

Характеристика насосного оборудования

| тип насоса | подача, $м^3$/час | напор, м | мощность э/двигат., квт | стоимость, руб. |
|---|---|---|---|---|
| 6 НДс | 216-300 | 69-60 | 75 | 196 |
| 8 НДв-60 | 540-720 | 94-89 | 55 | 665 |
| 12 НДс | 900-1260 | 51-44 | 75 | 900 |

Таблица 4

Расчетные коэффициенты для определения стоимости бурения скважин с поверхности

| Коэффициент | категории пород по буримости | | |
|---|---|---|---|
| | III-IУ | У-УI | УII-УIII |
| $\alpha$ | 0,135 | 0,21 | 0,45 |
| $\beta$ | 0,03 | 0,056 | 0,102 |
| $C$ | 6,54 | 19,57 | 47,24 |

Таблица 5

Характеристика буровых станков

| тип станка | производительность, м/смену | глубина бурения, м | диаметр бурения мм | стоимость, тыс. руб. |
|---|---|---|---|---|
| ЛБС-4 | 42 | 30 | 300 | 1,73 |
| СБГ-1м | по углю 30 | | | |
| | по породе 6 | 300 | 100;150,300 | 6,15 |
| БВУ-1 | 50 | 20 | 200;250 | 3,5 |
| БШ-2м | 50 | 150 | 170,300 | 8,3 |

Таблица 6.

Характеристика насосного оборудования для откачки рабочей жидкости из скважины

| тип насосной установки | производительность, $м^3$/сутки | напор, м | мощность э/двигат. квт | диаметр, мм | стоимость, тыс. руб. |
|---|---|---|---|---|---|
| ЭЦНИ5-80-I550 | 80 | I500 | 23 | II4 | 4,9 |
| ЭЦН5А-360-850 | 360 | 850 | 65 | I08 | 3,3 |
| 2ЭЦН5-I30-I200 | I30 | II60 | 40 | II4 | 3,6 |

Таблица 7.

Характеристика компрессорного оборудования

| тип компрессора | давление нагнетания, ати | мощность э/двигателя, квт | стоимость, тыс. руб. |
|---|---|---|---|
| УКП-80 | 80 | 235 | I6,9 |
| КС-I6/I00 | I00 | 255 | 47,5 |
| КУЭ-60/40м | 40 | I3 | 2,4 |
| АВШ-3,7/200 | 200 | I00 | I6,7 |
| ВШ-6/I0 | I0 | 55 | 9,6 |

Таблица 8.

Характеристика вакуум-насосов

| тип вакуум-насоса | номинальн. производительность, $м^3$/мин | максимальн. вакуум, % | мощность э/двигат. квт. | стоимость тыс. руб. |
|---|---|---|---|---|
| В В Н-25 | 25 | 96 | 93 | 2,8 |
| В В Н-50 | 50 | 95 | I80 | 3,7 |

Продолжение табл.8

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ВВН-150 | 150 | 85 | 250 | 11,9 |
| ДВВН-150 | 150 | 85 | 320 | 11,9 |
| НВ-50 | 50 | - | 125 | 2,6 |

Таблица 9.

Характеристика насосов для нагнетания рабочей жидкости

| тип насоса | производительность, л/мин. | максимальн. давление, ат | мощность э/двигат. квт | стоимость, руб. |
|---|---|---|---|---|
| УН-35 | 35 | 300 | 17 | 2400 |
| НВДВ | 25-30 | 150 | 8 | - |
| НВЭ-1 | 20 | 200 | 8 | 529 |
| УНВ-2 | 30 | 200 | 11 | 1650 |
| 9МГр-61 | 600 | 120 | 100 | 1600 |

7. Расчет затрат на дегазацию

Формирование из стоимостных параметров экономико-математических моделей затрат на дегазацию методами гидрорасчленения (ГРП), физико-химического (ФХВ), микробиологического (МБВ) и многостадийного осуществлено для вариантов схем, перечисленных в таблице 10. Полученные модели (табл. 11) позволяют осуществлять расчеты капитальных затрат в период строительства, реконструкции и эксплуатации шахт, а также эксплуатационных расходов в период разработки месторождения.

Таблица 10

| Индекс варианта | Схема дегазации |
|---|---|
| I.I. | ГРП с удалением рабочей жидкости и откачкой газа через скважины, пробуренные с поверхности |
| I.2. | То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт. |
| I.3. | То же через скважины, пробуренные по пласту |
| 2.I. | ГРП без откачки рабочей жидкости и газа через скважины, пробуренные с поверхности |
| 3.I. | МВВ через скважины, пробуренные с поверхности |
| 3.2 | То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 3.3. | То же через скважины, пробуренные по пласту |
| 4.I, | ФХВ через скважины, пробуренные с поверхности |
| 4.2. | То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 4.3 | То же через скважины, пробуренные по пласту |
| 5.I. | ГРП и ФХВ через скважины, пробуренные с поверхности |
| 5.2. | То же, через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 5.3. | То же, через скважины, пробуренные по пласту |
| 6.I. | Многостадийное воздействие через скважины, пробуренные с поверхности |
| 6.2. | То же,через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 6.3. | То же через скважины, пробуренные по пласту |
| 7.I. | ГРП и МВВ через скважины, пробуренные с поверхности |
| 7.2. | То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 7.3. | То же через скважины, пробуренные по пласту |
| 8.I | МВВ и ФХВ через скважины, пробуренные с поверхности |
| 8.2. | То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт |
| 8.3. | То же через скважины, пробуренные на пласт |

Экономико-математические модели затрат на дегазацию.

Таблица II

| Индекс варианта | Капитальные затраты $K_д$, тыс руб. | Эксплуатационные расходы $C_д$, тыс. руб / год |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1.1 | $96,38 + б + 0,36\,Q_м$ | $32,2+0,08Q_м+n_{пл}N^{*}_{скв}\left[3,76+R^2m\cdot10^{-5}\left\|\frac{143,5}{441,0}\right\|\right]$ |
| 1.2 | $106,91+0,041L_{вр}+0,021H+0,36\,Q_м$ | $74,8+0,0007L_{вр}+0,0018H+99,2\cdot P_1+0,08Q_м+\left\|\frac{0,286}{19,1}\right\|\cdot P_3$ |
| 1.3 | $106,91+0,041L_{вр}+0,021H+0,36\,Q_м$ | $74,8+0,0007L_{вр}+0,0018H+156\cdot P_2+0,08Q_м+\left\|\frac{0,466}{31,2}\right\|\cdot P_4$ |
| 2.1 | $44,85+б$ | $6,7+n_{пл}N^{*}_{скв}\left[9,66+R^2m\cdot10^{-5}\left\|\frac{143,5}{441,0}\right\|\right]$ |
| 3.1 | $75,65+б$ | $10+n_{пл}N^{*}_{скв}\left(12,74+0,378\cdot10^{-4}R^2_{к}m\chi\right)$ |
| 3.2 | $35,07$ | $45,92+99,2\cdot P_1+9,55\cdot P_3$ |
| 3.3 | $35,07$ | $45,92+156\cdot P_2+15,6\cdot P_4$ |
| 4.1 | $36,14+б$ | $6,7+n_{дл}N^{*}_{ск}\left(1,31+2,32\cdot10^{-3}R^2m\chi\right)$ |
| 4.2 | $26,36$ | $36,62+99,2\cdot P_1+572\cdot P_3$ |
| 4.3 | $26,36$ | $36,62+156\cdot P_2+936,0\cdot P_4$ |
| 5.1 | $96,38+б+0,36\cdot Q_м$ | $32,2+0,08Q_м+n_{пл}N^{*}_{ск}\left[3,83+10^{-3}R^2m\left(2,32\chi+0,143\right)\right]$ |
| 5.2 | $106,91+0,041L_{вр}+0,021H+0,36\,Q_м$ | $74,8+0,0007L_{вр}+0,0018H+99,2\cdot P_1+0,08Q_м+572\cdot P_3$ |
| 5.3 | $106,91+0,041L_{вр}+0,021H+0,36\,Q_м$ | $74,8+0,0007L_{вр}+0,0018H+156\cdot P_2+0,08Q_м+936P_4$ |
| 6.1 | $100,8+б+0,36\,Q_м$ | $32,2+0,08Q_м+n_{дл}N^{*}_{ск}\left[14,73+10^{-3}R^2m\left(2,367\chi+0,143\right)\right]$ |
| 6.2 | $115,62+0,041L_{вр}+0,021\cdot H+0,36\,Q_м$ | $75,7+0,0007L_{вр}+0,0018H+99,2\cdot P_1+0,08Q_м+581,55\cdot P_3$ |
| 6.3 | $115,62+0,041L_{вр}+0,021\cdot H+0,36\,Q_м$ | $75,7+0,0007L_{вр}+0,0018H+156\cdot P_2+0,08Q_м+951,6\cdot P_4$ |
| 7.1 | $70,00+б+0,36\,Q_м$ | $32,2+0,08Q_м+n_{дл}N^{*}_{ск}\left[14,66+10^{-3}R^2m\left(0,143+0,0378\chi\right)\right]$ |
| 7.2 | $115,62+0,041L_{вр}+0,021H+0,36Q_м$ | $75,7+0,0007L_{вр}+0,0018H+99,2\cdot P_1+0,08Q_м+9,55\cdot P_3$ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 7,3 | $115{,}62+0{,}041L_{пр}+0{,}021H+0{,}36Q_м$ | $75{,}7+0{,}0007L_{пр}+0{,}0018H+156\cdot P_2+0{,}08Q_м+15{,}6\cdot P_4$ |
| 8,1 | $44{,}85$ б | $6{,}7+n_{пл}N''_{скв}\cdot(6{,}3+2{,}36\cdot10^{-3}\cdot R^2m\gamma)$ |
| 8,2 | $35{,}07$ | $\frac{A_{вз}\cdot n'_{вз}}{R^2\cdot\gamma}\left(\frac{99{,}2}{m}+581{,}55\right)+45{,}92$ |
| 8,3 | $35{,}07$ | $\frac{A_{вз}\cdot n'_{вз}}{\ell_{вз}\cdot R\gamma}\left(\frac{156}{m}+951{,}6\right)+45{,}92$ |
| 1,1 + 1,2 | $K_1+K_2-a_1$ | $C_1+C_2-б_1$ |
| 1,2 + 1,3 | $K_2+K_3-a_2$ | $C_2+C_3-б_2$ |
| 3,1 + 3,2 | $K_5+K_6-5$ | $C_5+C_6$ |
| 3,2 + 3,3 | $K_6+K_7-30{,}07$ | $C_6+C_7$ |
| 4,1 + 4,2 | $K_8+K_9-5$ | $C_8+C_9$ |
| 4,2 + 4,3 | $K_9+K_{10}-21{,}36$ | $C_9+C_{10}$ |
| 5,1 + 5,2 | $K_{11}+K_{12}-a_1$ | $C_{11}+C_{12}-б_1$ |
| 5,2 + 5,3 | $K_{12}+K_{13}-a_2$ | $C_{12}+C_{13}-б_2$ |
| 6,1 + 6,2 | $K_{14}+K_{15}-a_1$ | $C_{14}+C_{15}-б_1$ |
| 6,2 + 6,3 | $K_{15}+K_{16}-a_1-8{,}71$ | $C_{15}+C_{16}-б_1$ |
| 7,1 + 7,2 | $K_{17}+K_{18}-a_1$ | $C_{17}+C_{18}-б_1$ |
| 7,2 + 7,3 | $K_{18}+K_{19}-a_1-8{,}71$ | $C_{18}+C_{19}-б_1$ |
| 8,1 + 8,2 | $K_{20}+K_{21}-5$ | $C_{20}+C_{21}$ |
| 8,2 + 8,3 | $K_{21}+K_{22}-30{,}07$ | $C_{21}+C_{22}$ |

$$б=10N''_{скв}+\left[10^{-3}(0{,}1325H-1{,}29)H+1{,}0\right]N'_{скв}$$

$$a_1=60{,}95;\quad б_1=25{,}58;\quad a_2=101{,}91+0{,}041L_{пр}+0{,}021H;\quad б_2=37{,}3+10^{-4}(7L_{пр}+18H)$$

$$Q_м=\frac{0{,}0695}{\alpha_м}\varepsilon(q_{пл}\cdot K^{д}_{пл}+q_{вл}\cdot K^{д}_{вл})A_{вз}n'_{вз},\ м^3/год;\quad N'_{скв}=\frac{0{,}95L_{пр}L_{вал}}{\pi R^2};\quad N''_{скв}=\frac{300A_{вз}n'_{вз}}{\pi R^2m\gamma}$$

$$P_1=\frac{A_{вз}n'_{вз}}{R^2m\gamma};\quad P_2=\frac{P_1R}{\ell_{вз}};\quad P_3=P_1m;\quad P_4=P_2m$$

Исходные данные:

$L_{пр}$, $L_{под}$ – размеры обрабатываемого участка пласта соответственно по простиранию и падению, м;

$m$ – мощность пласта, м;

$\gamma_н$ – объемный вес угля, т/м$^3$;

$H$ – глубина разработки, м;

$R$ – радиус обработки, м;

$l_{оз}$ – длина лавы, м;

$n_{пл}$ – количество дегазируемых пластов;

$Q_м$ – среднегодовой объем используемой метановоздушной смеси, м$^3$/год;

$\alpha_м$ – содержание метана в метановоздушной смеси, %;

$\mathcal{E}$ – коэффициент, учитывающий долю используемого метана в общем объеме его каптажа;

В общем случае приведенные затраты на осуществление дегазации с учетом данных табл.11 выражаются:

$$P_д = \frac{1{,}1\left(K_д E_н + C_д\right)}{0{,}3 \sum_{i=1}^{n'_{оз}} A_{оз i}} \quad \text{руб./т,} \qquad (28)$$

где $K_д$ – капитальные затраты на дегазацию, тыс.руб.;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$C_д$ – эксплуатационные расходы на дегазацию, тыс.руб/год;

$A_{оз i}$ – нагрузка на $i$ -й очистной забой, т/сут;

$n'_{оз}$ – число действующих забоев.

Затраты с учетом эффекта, получаемого при использовании метана, выражаются;

$$P'_д = P_д - \frac{1440 \mathcal{U}_м Q_м}{\sum_{i=1}^{n'_{оз}} A_{оз i}} \qquad (29)$$

где $Ц_м$ - эффект от использования I м$^3$ метано-воздушной смеси (за вычетом затрат, необходимых для такого использования), руб./м$^3$;

$Q_м$ - среднегодовой объем используемой метано-воздушной смеси, м$^3$.

## 8. Область рационального применения многостадийного воздействия и отдельных стадий.

### 8.I. Характеристика рассматриваемых технологических схем

Анализ существующих способов дегазации показывает, что необходимость многостадийного воздействия и количество стадий определяется величиной требуемой глубины дегазации, обеспечивающей необходимые нагрузки на лаву при заданных скорости воздуха, сечениях очистных забоев и соотношениях метановыделения из пласта и выработанного пространства с учетом фактически достигнутых $t$ и $K_м$.

Область применения различных стадий воздействия, их сочетаний и возможных технологических схем этих воздействий находится из сопоставления требуемой и наиболее вероятной при различных способах глубины дегазации.

Из предложенных ИГД им. А.А.Скочинского, ДонУГИ и др. организациями технологических схем в качестве альтернатив дегазации рассмотрены 4 варианта сплошных и 8 вариантов столбовых систем разработки, представленные на рис.3.

Общая схема метановыделения на исходящей струе участка по источникам поступления представлена на рис.4.

Метановыделение на участке:

$$q_{уч} = q_{пв} + q_{пл} + q_{вп}, \text{ м}^3/\text{мин}. \qquad (30)$$

где $q_{пв}$ - метановыделение из подготовительных выработок;

$q_{пл}$ - метановыделение из разрабатываемого пласта;

$q_{вп}$ - метановыделение из выработанного пространства лавы разрабатываемого пласта.

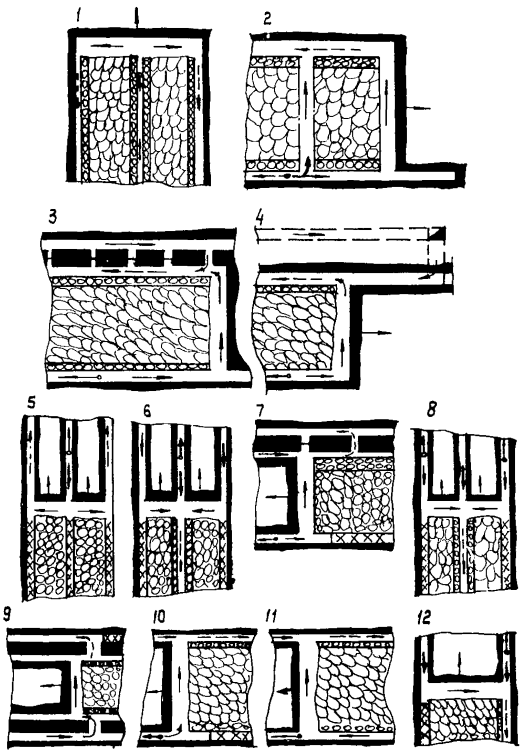


Рис 3. Технологические схемы, позволяющие сбасабить разбавление газобыделения по источникам поступления

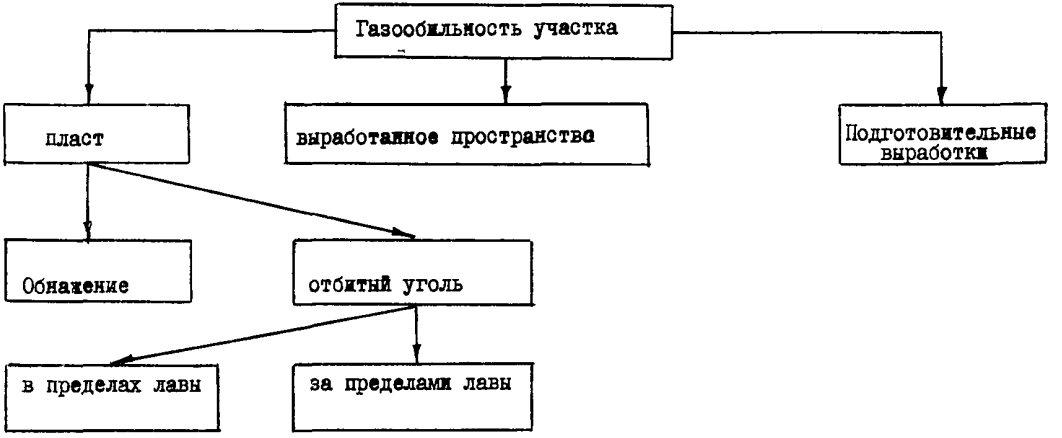


Рис.4.Схема метановыделения на исходящей струе участка

Если $C_{пв} = \frac{q_{пв}}{q_{уч}}$ ; $C_{пл} = \frac{q_{пл}}{q_{уч}}$ ; $C_{вп} = \frac{q_{вп}}{q_{уч}}$

– соответствующие доли подготовительных выработок, пласта и выработанного пространства в газовом балансе участка, то

$$C_{пв} + C_{пл} + C_{вп} = 1 \qquad (31)$$

В свою очередь ,

$$q_{пл} = q_{обн} + q_{оу} = q_{обн} + q'_{оу} + q''_{оу} \quad ,м^3/мин. \qquad (32)$$

где $q_{обн}$ – метановыделение из обнаженного пласта в призабойное пространство лавы;

$q'_{оу}, q''_{оу}$ – метановыделение из отбитого угля соответственно в пределах лавы и за ее пределами.

$$C_{пл} = C_{обн} + C'_{оу} + C''_{оу} \qquad (33)$$

$$C_{обн} = \frac{q_{обн}}{q_{пл}} ; C'_{оу} = \frac{n_д q_{оу}}{q_{пл}} ; C''_{оу} = \frac{(1-n_д) q_{оу}}{q_{пл}}$$

где $C_{обн}, C'_{оу}, C''_{оу}$ – соответственно доли обнажения пласта, отбитого угля в пределах лавы и за ее пределами;

$n_д$ – доля метановыделения из отбитого угля в пределах лавы.

Если $K^{А}$ – общий (суммарный) коэффициент дегазации, то при различных воздействиях на источники метановыделения и при различной степени влияния на эти источники одного и того же воздействия можно применить коэффициент дегазации пласта $K^{А}_{пл}$, выработанного пространства $K^{А}_{вп}$ и массива в зоне проведения подготовительной выработки $K^{А}_{пв}$.

Тогда

$$K^{А} = 1 - (1 - K^{А}_{пл}) C_{пл} - (1 - K^{А}_{вп}) C_{вп} - (1 - K^{А}_{пв}) C_{пв} \qquad (34)$$

При анализе технологических схем № I-I2 рассматривались случаи,когда $C_{пл}$= 0,3; 0,5 ; 0,7 ; I,0 ; $C_{обн}$ = 0,3 ; 0,5 и 0,7 $C_{пл}$, а $n_д$ = 0,3; 0,5 ; 0,7 и I,0.

Изменение $C_{обн}$ в пределах 0,3-0,7 $C_{пл}$ несущественно сказывается на изменении $K^A$.Изменение коэффициента $n_д$ оказывает более заметное влияние.Исходя из скорости применяющихся сейчас забойных скребковых конвейеров (0,8-0,92 м/сек), время пребывания отбитого угля в лаве при длине ее 200 м составляет 3,6-4,I мин.,что по данным МГИ соответствует коэффициенту $n_A$ = 0,6-0,7.В случае разделения лавы на две части дополнительной выработкой время пребывания угля в лаве сокращается вдвое (при той же общей длине),что соответствует $n_д$ = 0,3-0,4.

Поэтому наиболее вероятные значения $K^A$ будут для схем № I,5,6 и 8 при $n_A$ = 0,3 ,а для всех остальных - при $n_д$=0,7. Наиболее вероятные значения $K^A$ для анализируемых схем в зависимости от $C_{пл}$ при изменении $C_{обн}$ от 0,3 до 0,7 $C_{пл}$ приведены в табл.I2.

Таблица I2

Наиболее вероятные значения $K^A$ при применении технологических схем

| $C_{пл}$ | $K^A$ для схем | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | I* | 2,7,10 | 3*,4* | 8 | 9,II,I2 | 5 | 6 |
| 0,3 | 0,47-0,49 | 0,7 | 0,7 | 0,82-0,84 | 0,76-0,72 | 0,47-0,49 | 0,89-0,87 |
| 0,5 | 0,45-0,48 | 0,5 | 0,5 | 0,70-0,73 | 0,60-0,54 | 0,45-0,48 | 0,82-0,78 |
| 0,7 | 0,43-0,47 | 0,3 | 0,3 | 0,58-0,62 | 0,44-0,36 | 0,43-0,47 | 0,75-0,69 |
| I,0 | 0,40-0,46 | 0 | 0 | 0,40-0,46 | 0,22-0,I0 | 0,40-0,46 | 0,65-0,57 |

* - Без учета доли газовыделения из подготовительных выработок $C_{пл}$ в газовом балансе участка.

Общим для всех технологических мероприятий, позволяющих повысить нагрузку на лаву, является их зависимость от доли газовыделения из выработанного пространства $C_{вп} = \frac{q_{вп}}{q_т + q_{вп} + q_{ав}}$

Схемы № 2,3,4,7,10 обеспечивают $K^A$ полностью определяемый $C_{вп}$ ; схема № 5 почти не зависит от $C_{вп}$ ,но ее $K^A$ = 0,40–0,49 во всем рассматриваемом диапазоне.

Схемы № 9,11,12 дают значения $K^A$ = 0,54–0,76 лишь при $C_{вп} >$ 0,5.

Наилучшие результаты достигаются при использовании схем № 6 и 8.Однако эти схемы имеют ограниченную область применения (до $\alpha$ = 12° при перемещении забоев по восстанию и до $\alpha$ = 5° при длинных столбах по простиранию).

Требуемая глубина дегазации будет определяться в первую очередь уровнем развития техники и технологии ведения очистных работ.В табл.13 приведены ориентировочные значения нагрузок на лавы,оборудованные наиболее производительной техникой.

Как видно из табл.13 даже минимальный уровень достижимых нагрузок на лаву требует инженерного воздействия на массив. Только при $q$ = 5 м$^3$/мин. и $v$ = 6 м/сек можно обеспечить нагрузки на лаву до 1000 т/сут.При скорости 4 м/сек. и сечениях лавы 2,5 и 3,5 м$^2$ достижение нагрузок в 1000 т/сут. даже при $q$ = 5 м$^3$/мин.требует мероприятий с $K^A$ , равным соответственно 0,32 и 0,24,а при скоростях,оптимальных по пылевому фактору (1,5 м/сек) – 0,55 и 0,40.

Технологические мероприятия по всем рассматриваемым схемам,кроме схем № 6 и 8,обеспечивают нагрузку на лаву в 1000 т/сут. в достаточно широком диапазоне изменения газообильности участка при скоростях 4 и 6 м/сек. только при $C_{вп}$ =0,7. Уже при $C_{вп}$ = 0,5 невозможно обеспечение нагрузки в 1000 т/сут. при $v$ = 1,5 м/сек ни по одной из этих схем,а при $v$ = 4 м/сек – только при $q$ не выше 8 м$^3$/мин.

Таблица I3

Ориентировочные предельные значения нагрузок на лаву при различном очистном оборудовании

| Оборудование<br>Параметры | IK-I0I, MK-97K, Донбасс | MK-67 MK-97к Донбасс | 2K-52, M-87Д, M-87Э | 6K-52, M-87Д, M-87Э | KШ-Iкг, OMKTM, MK,OKП | IK-58м, M-8I | IIШ-68, OMKTM, M-87,OKП | Комсомолец, KIД2 | Темп, KIД2 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Мощность,м | 0,75-I,2 | 0,7-I,0 | I,I-2 | 0,95-I,4 | I,3-2,8 | 2-3 | I,I-3,0 | 0,5-0,8 | 0,65-I,4 |
| Угол падения, град. | до 20 | до 20 | до 20 | до 20 | до I5 | до 20 | до 20 | более 40 | более 40 |
| Ширина захвата,м | 0,63; 0,8 | 0,8 | 0,63; 0,8 | 0,625; 0,675 | 0,63 | 0,63 | 0,63; 0,8 | 0,9 | 0,9-I,0 |
| Производительность,т/мин.: | 2-2,5 | 2-2,5 | 2,I4-2,68 | 3,7 | 3 | 5 | 5,5; 7,8 | I,6 | I,85 |
| - при $K_м$=0,3 | 0,6-0,75 | 0,6-0,75 | 0,64-0,8I | I,II | 0,9 | I,5 | I,65-2,4 | 0,48 | 0,56 |
| - при $K_м$=0,5 | I,0-I,25 | I,0-I,25 | I,07-I,34 | I,85 | I,5 | 2,5 | 2,75-4,0 | 0,8 | 0,92 |
| - при $K_м$=0,7 | I,4-I,75 | I,4-I,75 | I,5-I,88 | 2,59 | 2,I | 3,5 | 3,85-5,6 | I,I2 | I,30 |
| Нагрузка на лаву,т/сут: | | | | | | | | | |
| -при $K_м$=0,3 | 865-I080 | 865-I080 | 920-II70 | I600 | I300 | 2I60 | 2380-3460 | 690 | 8I0 |
| -при $K_м$=0,5 | I440-I800 | I440-I800 | I540-I930 | 2660 | 2I60 | 3600 | 3960-5750 | II50 | I325 |
| -при $K_м$=0,7 | 2000-2520 | 2000-2590 | 2I60-27I0 | 3530 | 3020 | 5050 | 5550-8050 | I6I0 | I870 |

Схемы № 6 и 8,об ограниченности использования которых уже говорилось,обеспечивают нагрузки в 1000 т/сут. с $\vartheta$ = 4 м/сек. при газообильности участка $q$ до 25 м$^3$/мин., т.е.в достаточно широком диапазоне условий,при доле выработанного пространства в газовом балансе участка от 50 до 70%.При $C_{вп}$ = 0,7, $\vartheta$ = 6 м/сек эти схемы позволяют иметь нагрузку до 3000 т/сут. при $q$ до 15-20 м$^3$/мин.При $C_{вп}$ = 0,3 даже эти схемы не позволяют получать нагрузку на лаву более 1000 т/сут при $\vartheta \leq$ 4 м/сек.Возможности работы с высокими нагрузками при $\vartheta$ = 1,5 м/сек.еще более ограничены ( до 10-15 м$^3$/мин. при $C_{вп}$ =0,7 и до 7-9 м$^3$/мин. при $C_{вп}$ = 0,5 ; $A$ = 1000 т/сут).

Изложенное показывает,что применение только технологических мероприятий в большинстве случаев обеспечивает нагрузки на лаву до 1000-1500 т/сут. при максимально допустимых скоростях движения воздуха по лаве и высокой доле (более 50%) газовыделения из выработанного пространства.При $C_{вп} < 0,5$ и $\vartheta$ = 1,5 м/сек. при любых соотношениях $C_{вп}$ и $C_{пл}$ возможности схем весьма ограничены.

## 8.2.Эффективность специальных мероприятий по предотвращению газовыделений в горные выработки

Опыт применения новых видов специальных мероприятий показывает,что в зависимости от ряда факторов коэффициент дегазации разрабатываемого пласта $K^{A}_{пл}$ при гидрорасчленении составляет 0,4-0,8 ,микробиологическим воздействии - 0,3-0,6, физико-химическом воздействии - 0,4-0,7,гидрорасчленении и микробиологическом воздействии - 0,5-0,9,многостадийном воздействии - 0,6-0,95.При этом возможны варианты воздействий только на пласт,на пласт и спутники,при обработке больших площадей,что обеспечивает проведение в дегазированной (обработанной) зоне и подготовительных выработок.

При пластовой дегазации $K^{A} = K^{A}_{пл} C_{пл}$,

т.е. при $C_{пл} = 0,3$ и $K^{A}_{вп} = 0,3-0,95$, $K^{A} = 0,09-0,29$,
$C_{пл} = 0,5$ и $K^{A}_{вп} = 0,3-0,95$, $K^{A} = 0,15-0,48$,
$C_{пл} = 0,7$ и $K^{A}_{вп} = 0,3-0,95$, $K^{A} = 0,21-0,67$.

Следовательно, эффективность только пластовой дегазации невысока при $C_{пл} \geq 0,5$ и уступает технологическим схемам с $K^{A}_{вп} = 1,0$.

При одинаковой эффективности специальных воздействий на пласт и спутники

$$K^{A} = K^{A}_{пл} = K^{A}_{вп}$$

Технологически достижение $K^{A}_{пл} = K^{A}_{вп}$ осуществимо при воздействии на рабочий пласт и пласты-спутники только через скважины с поверхности.

При сохранении наземных скважин после подработки и их вакуумирования без специального воздействия на спутники и вмещающие породы $K^{A}_{вп} \approx 0,5$. Расчетные значения $K^{A}$ для указанного случая приводятся в таблице 14.

Таблица 14

Расчетные значения $K^{A}$ при воздействиях на пласт с поверхности и дегазации выработанного пространства при подработке скважин

| $K^{A}_{пл}$ | $K^{A}_{вп}$ | $K^{A}$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $C_{пл}=0,3$ | $C_{пл}=0,5$ | $C_{пл}=0,7$ | $C_{пл}=1,0$ |
| 0,3 | 0,5 | 0,44 | 0,40 | 0,34 | 0,30 |
| 0,4 | 0,5 | 0,47 | 0,45 | 0,43 | 0,40 |
| 0,5 | 0,5 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| 0,6 | 0,5 | 0,53 | 0,55 | 0,57 | 0,60 |
| 0,7 | 0,5 | 0,56 | 0,60 | 0,64 | 0,70 |
| 0,8 | 0,5 | 0,59 | 0,65 | 0,71 | 0,80 |
| 0,9 | 0,5 | 0,62 | 0,70 | 0,78 | 0,90 |
| 0,95 | 0,5 | 0,64 | 0,73 | 0,82 | 0,95 |

В случае сочетания специальных воздействий на пласт с технологическими мероприятиями, обеспечивающими полное разбавление подсвежающей струей газовыделения из выработанного пространства ($K^{A}_{вп}$ = I) значения $K^{A}$ сведены в табл.I5.

Таблица I5

Расчетные значения $K^{A}$ при сочетании специальных воздействий на пласт и технологических мероприятий с $K^{A}_{вп}$ = I

| $K^{A}_{пл}$ | $K^{A}_{вп}$ | $K^{A}$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $C_{пл}$=0,3 | $C_{пл}$=0,5 | $C_{пл}$=0,7 | $C_{пл}$=I,0 |
| 0,3 | I,0 | 0,79 | 0,65 | 0,5I | 0,30 |
| 0,4 | I,0 | 0,82 | 0,70 | 0,58 | 0,40 |
| 0,5 | I,0 | 0,85 | 0,75 | 0,65 | 0,50 |
| 0,6 | I,0 | 0,88 | 0,80 | 0,72 | 0,60 |
| 0,7 | I,0 | 0,9I | 0,85 | 0,79 | 0,70 |
| 0,8 | I,0 | 0,94 | 0,90 | 0,86 | 0,80 |
| 0,9 | I,0 | 0,97 | 0,95 | 0,93 | 0,90 |
| I,0 | I,0 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,95 |

Такого эффекта можно достигнуть, например, в сочетании специальных воздействий с технологическими мероприятиями, выполняемыми по схемам № 2,3,7, могущими применяться без ограничений по мощности и углу падения разрабатываемых пластов.

Как видно из таблицы I5, рассматриваемое сочетание расширяет возможность достижения высоких нагрузок на лаву при воздействии специальными мероприятиями только на разрабатываемый пласт. Из других технологических схем отсутствием ограничений характеризуется схема № 9 (по эффекту ей аналогична схема № I2, но она может применяться только при $\alpha$ до I2°), применение которой без специальных мероприятий целесообразно при $C_{ал} \geqslant 0,5$. Сочетание ее со специальными воздействиями на пласт дает возможность обеспечить

весьма высокие $K^{д}$ при любых соотношениях $C_{пл}$ и $C_{вп}$ (табл.16). В то же время обычная пластовая дегазация с $K^{д}_{пл}$ =0,3-0,4 даже в этом случае дает возможность обеспечения высоких нагрузок на лаву только при $C_{вп}$=0,7.

Таблица 16

Расчетные значения $K^{д}$ при сочетании специальных воздействий на пласт с технологическими мероприятиями по схемам № 12 и № 9 $C_{обн}$=0,3; 0,5; 0,7 $C_{пл}$; $n_{д}$ =0,7).

| $K^{д}_{пл}$ | $K^{д}$ | | | |
|---|---|---|---|---|
| | $C_{пл}$=0,3 | $C_{пл}$=0,5 | $C_{пл}$=0,7 | $C_{пл}$=1,0 |
| 0,3 | 0,83-0,81 | 0,72-0,68 | 0,61-0,56 | 0,46-0,35 |
| 0,4 | 0,86-0,84 | 0,76-0,73 | 0,67-0,62 | 0,53-0,45 |
| 0,5 | 0,88-0,86 | 0,80-0,78 | 0,72-0,68 | 0,60-0,54 |
| 0,6 | 0,91-0,89 | 0,84-0,83 | 0,78-0,74 | 0,68-0,64 |
| 0,7 | 0,93-0,92 | 0,88 | 0,83-0,81 | 0,76-0,73 |
| 0,8 | 0,95 | 0,92-0,91 | 0,89-0,85 | 0,84-0,82 |
| 0,9 | 0,98-0,97 | 0,96-0,95 | 0,94 | 0,92-0,91 |
| 0,95 | 0,99 | 0,98-0,97 | 0,97 | 0,96-0,95 |

Технико-экономическая эффективность технологических и специальных мероприятий, а также их комбинаций может быть оценена в соответствии с приведенной в разделе 4 методикой. Затраты на осуществление специальных воздействий определяются по стоимостным параметрам, приведенным в разделе 6, а затраты, связанные с применением технологических схем № 1-12 устанавливаются по стоимостным параметрам процессов и об"ектов горного производства [8].

8.3. Рекомендуемая область применения отдельных способов дегазации.

Укрупненный расчет без учета стоимости каптированного газа для условий постоянной мощности шахты позволил определить следующие наиболее рациональные области применения отдельных способов дегазации (табл.17).

Таблица I7

Рациональные области применения отдельных способов дегазации

| Способ дегазации | $K^{д}_{пл}$ | $K^{д}_{вп}$ | $A$, т/сут | $S = 3,5\ м^2$ | | | $S = 2,5\ м^2$ | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $v$, м/мин | $C_{пл}$ | $Q_{абс.}$, м³/мин | $v$, м/мин | $C_{пл}$ | $Q_{абс.}$, м³/мин | |
| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
| I.Микробиологическое воздействие из подземных скважин | 0,6 | - | I000 | 4 | 0,5-I,0 | до 6-9 | 4 | 0,7-I,0 | до 6,5-8,0 | |
| 2.Гидрорасчленение пласта из наземных скважин без вакуумирования скважин после подработки | 0,8 | - | I000 | 4 | 0,7 | 7-8 | 4 | 0,7 | 6,5-9,0 | |
| 3.То же,с вакуумированием скважин после подработки | 0,8 | 0,5 | 2000 | 4 | 0,5-0,7 | 5-7 | 4 | 0,7 | до 6 | |
| | | | I000 | 4 | 0,3-0,7 | 8-I3 | 4 | 0,3-0,7 | 7-I2 | |
| | | | | I,5 | 0,5-0,7 | 5-7 | - | - | - | |
| 4.Гидрорасчленение рабочего пла- | 0,8 | 0,8 | 3000 | 4 | 0,3-I,0 | до 6 | 4 | 0,3-I,0 | до 5 | |
| | | | 2000 | 4 | 0,3-I,0 | до 6 | 4 | 0,3-I,0 | до 5 | |

Продолжение таблицы I7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ста и "спутников" из наземных скважин | 0,8 | 0,8 | I000 | 4<br><br>I,5 | 0,3-I,0<br><br>0,3-I,0 | 5-I9<br><br>до 9 | 4<br><br>I,5 | 0,3-I,0<br><br>0,3-I,0 | 8-I8<br><br>до 7 | |
| 5.Схемы № 2,3,7 | - | I,0 | 2000<br>I000 | 4<br>4<br><br>I,5 | 0,3<br>0,7-0,3<br><br>0,3 | до 8<br>до 6-7<br><br>до 7 | 4<br>4<br><br>- | 0,3<br>0,7-0,3<br><br>- | до 6<br>до 6-II<br><br>- | При затратах на гидрорасчленение более 0,6-0,8 руб/т и без учета $q_{пв}$ в схеме № 8, $\alpha > I2°$ |
| 6.Схемы № 9,I2 | $C''_{оу}$ | I,0 | 3000<br>2000<br>I000 | 4<br>4<br>4<br><br>I,5 | 0,3<br>0,3<br>0,7-0,3<br><br>0,3 | до 6<br>до 8<br>до 7-I9<br><br>до 8 | 4<br>4<br>4<br><br>- | 0,3<br>0,3<br>0,5-0,3<br><br>- | до 5,5<br>до 7,5<br>до 8-I3,5<br><br>- | Схема № 9-только при $\alpha > I2°$; схема № I2 - при $\alpha \leq I2°$ |
| 7.Физико-химическое воздействие из подземных скважин | 0,7 | - | 2000<br>I000 | 4<br>4 | I,0<br>0,7-I,0 | до 8<br>до II | 4<br>4 | I,0<br>0,7-I,0 | до 6<br>до 7-II | При невозможности гидрорасчленения |
| 8.То же из наземных скважин при воздействии на пласт и "спутники" | 0,6 | 0,6 | I000 | 4 | 0-I | 7-9 | 4 | 0-I | 6-8 | По сравнению с гидрорасчленением без откачки жидкости и газа с $K_m^{\Phi} \leq 0,4$ |
| 9.То же | 0,6 | 0,6 | I000 | 4 | 0,5-I,0 | 7-9 | 4 | 0,5-I,0 | 6-8 | По сравнению со схемами № 2,3,7 |

Продолжение таблицы I7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I0.Схема № 8 | $0{,}5C_{обн}+$ $+0{,}5C''_{оу}$ | I,0 | 5000 | 4 | 0,3 | до 6 | - | - | - | |
| | | | 3000 | 4 | 0,3 | 6-9 | 4 | 0,3 | 6-8 | |
| | | | 2000 | 4 | 0,3 | 9-I3 | 4 | 0,3 | 8-I2 | |
| | | | I000 | 4 | 0,3 | I9-23 | 4 | 0,3 | I8-22 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | 7-9 | I,5 | 0,3 | до 8 | |
| II.Схема № 6 | $0{,}5C_{обн}+$ $+C''_{оу}$ | I,0 | 8000 | 4 | 0,3 | до 5 | - | - | - | |
| | | | 5000 | 4 | 0,3 | до 8 | 4 | 0,3 | до 7 | |
| | | | 3000 | 4 | 0,3 | 6-I2 | 4 | 0,3 | 6-II | |
| | | | | I,5 | 0,3 | до 5 | - | - | - | |
| | | | 2000 | 4 | 0,3 | 9-I8 | 4 | 0,3 | 8-I6 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | до 7 | 4 | 0,3 | до 6,5 | |
| | | | I000 | 4 | 0,3 | I9-25 | 4 | 0,3 | I8-25 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | 7-I7 | I,5 | 0,3 | до I2 | |
| I2.Гидрорасчленение и микробиологическое воздействие на пласт и "спутники" через наземную скважину | 0,9 | 0,9 | 8000 | 4 | 0-I | до 7 | - | - | - | |
| | | | 5000 | 4 | 0-I | до 9 | 4 | 0-I | до 8 | |
| | | | 3000 | 4 | 0-I | 6-I4 | 4 | 0-I | 6-I2,5 | |
| | | | | I,5 | 0-I | до 7,5 | - | - | - | |
| | | | 2000 | 4 | 0-I | 9-I9 | 4 | 0-I | 8-I9 | |
| | | | | I,5 | 0-I | до 9 | - | - | - | |
| | | | I000 | 4 | 0-I | I9-25 | 4 | 0-I | I8-25 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 9-20 | I,5 | 0-I | до 8,5 | |
| I3.Комбинация микробиологического воздействия из подземных скважин и схемы № 7 | 0,6 | I,0 | 8000 | 4 | 0,3 | до 5 | - | - | - | Только для столбовых систем разработки при невозможности бурения скважин с поверхно- |
| | | | 5000 | 4 | 0,3 | до 8 | 4 | 0,3 | до 7 | |
| | | | 3000 | 4 | 0,5-0,3 | до 6-I2 | 4 | 0,5-0,3 | до 6-I2 | |
| | | | 2000 | 4 | 0,7-0,3 | до 7,5 | 4 | 0,7-0,3 | до 7-I7 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | до 7 | I,5 | 0,3 | до 8 | |
| | | | I000 | 4 | I,0-0,3 | до 9-25 | 4 | I,0-0,3 | до 8-25 | |

Продолжение таблицы I7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | I,5 | 0,7-0,3 | до 6,5-I3 | I,5 | 0,5-0,3 | до 7-I3 | сти |
| I4. Микробиологическое и физико-химическое воздействие из подземных скважин | 0,8 | - | 3000<br>2000<br>I000 | 4<br>4<br>4<br>I,5 | I,0<br>I,0<br>I,0<br>I,0 | до 6<br>до 9<br>9-I9<br>до 9 | 4<br>4<br>4<br>I,5 | I,0<br>I,0<br>I,0<br>I,0 | до 6<br>до 8<br>8-I8<br>до 7 | При невозможности бурения скважин с поверхности |
| I5. Комбинация микробиологического воздействия из подземных скважин со схемой № 6 | 0,6+ I,0 +0,5$C_{сбн}$ + $C_{су}$ | | 8000<br>5000<br>3000<br>2000<br>I000 | 4<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5 | 0,7-0,3<br>I,0-0,3<br>0,5-0,3<br>I,0-0,3<br>0,7-0,3<br>I,0-0,3<br>I,0-0,3<br>I,0-0,5<br>I,0-0,3 | до 5-I0<br>до 6-I5<br>до 5<br>до 7,5-20<br>до 5-I2<br>до I4-25<br>до 5-I0<br>9-25<br>до I0-25 | -<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5<br>4<br>I,5 | -<br>0,7-0,3<br>0,3<br>I,0-0,3<br>0,5-0,3<br>I,0-0,3<br>0,5-0,3<br>I,0 0,5<br>I,0-0,3 | -<br>до 7-I0<br>до 5<br>до 7-20<br>до 5-7<br>до I3,5-25<br>до 9-I2<br>8-25<br>до 9-25 | Только для столбовых систем ($\alpha \leq 12°$) при отсутствии скважин с поверхности |

Продолжение таблицы I7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I6. Комбинация гидрорасчленения пласта из наземных скважин и схемы № 7 | 0,8 | I,0 | 8000 | 4 | 0,3 | 7-I0 | 4 | 0,3 | до 7 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | до 5 | - | - | - | |
| | | | 5000 | 4 | 0,3 | 9-I2 | 4 | 0,3 | 8-I2 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | до 7 | - | - | - | |
| | | | 3000 | 4 | 0,3 | I4-20 | 4 | 0,3 | I2,5-20 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | 7,5-I0 | I,5 | 0,3 | до 7 | |
| | | | 2000 | 4 | 0,3 | I9-25 | 4 | 0,3 | I9-25 | |
| | | | | I,5 | 0,3 | 9-I5 | I,5 | 0,3 | 8,5-I0 | |
| | | | I000 | I,5 | 0,3 | 20-25 | I,5 | 0,3 | 9-22 | |
| I7. Гидрорасчленение и физико-химическое воздействие на пласт и "спутники" из наземных скважин | 0,95 | 0,95 | 8000 | 4 | 0-I | 7-I0 | 4 | 0-I | до I0 | |
| | | | | I,5 | 0,I | до 6 | - | - | - | |
| | | | 5000 | 4 | 0-I | 9-I5 | 4 | 0-I | 8-I3 | |
| | | | | I,5 | 0-I | до 7 | I,5 | 0-I | до 5 | |
| | | | 3000 | 4 | 0-I | I4-25 | 4 | 0-I | I2,5-22 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 7,5-I2 | I,5 | 0-I | до 9 | |
| | | | 2000 | 4 | 0-I | I9-25 | 4 | 0-I | I9-25 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 8-I7 | I,5 | 0-I | 8,5-I2 | |
| | | | I000 | I,5 | 0-I | 20-25 | I,5 | 0-I | 9-25 | |
| I8. Многостадийное воздействие на пласт и "спутники" из наземных скважин | 0,96 | 0,96 | 8000 | 4 | 0-I | I0-I3 | 4 | 0-I | I0-I2 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 6-7 | I,5 | 0-I | до 5 | |
| | | | 5000 | 4 | 0-I | I5-20 | 4 | 0-I | I3-I5 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 7-I0 | I,5 | 0-I | 5-7 | |
| | | | 3000 | 4 | - | - | 4 | 0-I | 22-25 | |
| | | | | I,5 | 0-I | I2-I5 | I,5 | 0-I | 9-I0 | |
| | | | 2000 | I,5 | 0-I | I7-20 | I,5 | 0-I | I2-I5 | |

Продолжение таблицы I7

| I | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | I0 | II |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I9. Гидрорасчленение из наземных скважин пласта и "спутников", микробиологическое и физико-химическое воздействие из подземных скважин на пласт | 0,95 | 0,8 | 8000 | 4 | 0-I | I3-I4 | 4 | 0-I | I2-I3,5 | |
| | | | | I,5 | 0-I | 7-I0 | I,5 | 0-I | 5-7 | |
| | | | 5000 | 4 | 0-I | 20-25 | 4 | 0-I | I5-20 | |
| | | | | I,5 | 0-I | I0-I5 | I,5 | 0-I | 7-8 | |
| | | | 3000 | I,5 | 0-I | I5-20 | I,5 | 0-I | I0-I5 | |
| | | | 2000 | I,5 | 0-I | 20-25 | I,5 | 0-I | I5-20 | |

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1.ПЕТРОСЯН А.Э.,СЕРГЕЕВ И.В.,УСТИНОВ Н.И.Научные основы расчета параметров горных выработок по газовому фактору.М., "Наука",1969.

2.Типовая методика определения эффективности капитальных вложений.М.,"Экономика",1969 (Госплан СССР,Госстрой СССР,АН СССР).

3.Отраслевая инструкция определения экономической эффективности капитальных вложений в угольной промышленности.ЦНИЭИуголь, М.,1975.

4.АСТАХОВ А.С. О критерии динамической оценки эффективности капитальных вложений в угольной промышленности."Уголь",1971, № 8.

5.ЕРЕМЕЕВ В.М.,ФЕОКТИСТОВ Г.П. На статьи А.С.Астахова "О критерии динамической оценки эффективности капитальных вложений в угольной промышленности","Уголь",1971,№ 8 и И.Е.АТЛАСА "О динамических оценках эффективности капитальных вложений в угольной промышленности","Уголь",1973,№ 5,"Уголь",1973,№ 9.

6.Стоимостные параметры по основным и вспомогательным процессам дегазации угольных шахт направленным гидрорасчленением, физико-химическим,микробиологическим и многостадийным воздействием.Центрогипрошахт,М.,1975.

7.ПАТРУШЕВ М.А. Проветривание высокомеханизированных лав. Киев,"Техника",1974.

8.Схема развития и размещения угольной промышленности на период 1976-1990 г.г. с учетом максимального использования существующих мощностей и обоснованием размещения предприятий, намечаемых к строительству,расширению и реконструкции. Раздел Стоимостные параметры по угольным шахтам Донецкого бассейна.Центрогипрошахт,М.,1973.

Отпечатано ротапринтной мастерской ин-та "Центрогипрошахт"

Подписано в печать Л-58599 от 4 февраля 1975 г.

Тираж 500. Цена 35 коп.

gost.e-ecolog.ru