

**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**

**МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР**  
**Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт**  
**угольной промышленности**

**ЦЕНТРОГИПРОШАХТ**

**УТВЕРЖДЕНО**  
**Всесоюзным объединением "Союзшахто-**  
**проект" Минуглепрома СССР**

**29 декабря 1975 г.**

**ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**ПО КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ**  
**СНИЖЕНИЯ МЕТАНОБИЛЬНОСТИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК**  
**НАПРАВЛЕННЫМ ГИДРОРАСЧЛЕНЕНИЕМ, ФИЗИКО-ХИМИ-**  
**ЧЕСКИМ, МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИМ И МНОГОСТАДИЙНЫМ**  
**ВОЗДЕЙСТВИЕМ**

**Москва, 1976**



## АННОТАЦИЯ

Настоящие методические рекомендации разработаны ЦЕНТРО-ГИПРОШАХТОМ 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 метанобильности 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 метанобильности 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. Яруниным (раздел 8) под научным руководством проф., докт. техн. наук А.С. Бурчакова.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. 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



## 1. 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.Бурчаева, Э.М.Мескаленко, Н.В.Некина и проводимые в настоящее время опытно-промышленные испытания на шахтах Донецкого и Карагаджинского 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 научные-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 "Совзнахтопроект" 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 (объектам) 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:

$$Q_1 = 0,6 VSK_{0,9} d < t K_M [(1 - X_M)(X - X_1) + \varphi_{\text{ла}} (1 - K_{\text{ла}}^A) + C \varphi_{\text{вп}} (1 - K_{\text{вп}}^A)] K_M = Q_2 \quad (I)$$

- Здесь  $V$  — допустимая ПБ максимальная скорость движения воздуха в лаве, м/сек.;
- $S$  — площадь сечения лавы, свободная для прохода воздуха, м<sup>2</sup>;
- $d$  — допустимая ПБ концентрация метана в исходящей струе воздуха, %;
- $K_{0,9}$  — коэффициент, учитывающий количество воздуха, пропускаемого за крепью лавы через выработанное пространство;
- $X$  — природная газоносность пласта, м<sup>3</sup>/т;
- $X_1$  — остаточная газоносность угля, выданного из выработки, м<sup>3</sup>/т;
- $\varphi_{\text{ла}}$  — относительная метанообильность, обусловленная метановыделением из разрабатываемого пласта в призабойное пространство лавы, м<sup>3</sup>/т;
- $\varphi_{\text{вп}}$  — относительная метанообильность, обусловленная метановыделением из выработанного пространства (газовыделение из смежных пластов и пород), м<sup>3</sup>/т;

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

$K_{\text{м}}^{\text{А}}$  - коэффициент технической эффективности дегазации разрабатываемого пласта;

$K_{\text{вп}}^{\text{А}}$  - коэффициент технической эффективности дегазации выработанного пространства;

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

$K_{\text{м}}$  - коэффициент машинного времени;

$K_{\text{н}}$  - коэффициент неравномерности газовыделения.

Факторы, определяющие рассматриваемое условие, составляют четыре различные группы:

- горногеологические ( $x, x_1, \varphi_{\text{вл}}, \varphi_{\text{вп}}, K_{\text{н}}$ )
- нормативные ( $V, \alpha$ )
- нормативно-технологические ( $S, K_{\text{оз}}$ )
- технологические ( $C, K_{\text{м}}, K_{\text{вп}}^{\text{А}}, t, K_{\text{м}}$ )

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:<sup>\*</sup>

1. Применением более рациональной схемы проветривания выемочного участка, при которой уменьшится метановыделение из выработанного пространства в лагу (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  $K_{\text{м}}^{\text{А}}$ ), либо выработанного пространства (увеличение  $K_{\text{вп}}^{\text{А}}$ ), либо обоих источников метановыделения.

3. Уменьшением производительности выемочной машины технически возможной путем уменьшения коэффициента машинного времени  $K_{\text{м}}$  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  $K_{\text{оз}}$ .

Первые два направления снижения ограничений нагрузки на лаву по газовому фактору без изменения  $K_H$  и  $\xi$  методически целесообразнее оценивать по коэффициенту дегазации  $K^A$ , истинная или условная глубина которой определяется вышеуказанными мероприятиями. Так, например, при удельном весе газовыделения из выработанного пространства 70%, подсвеживание 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:

$$Q_1^0 = \frac{Q_{\text{вн}}}{P_c} < \frac{100 W}{(d-d_0)} \sqrt{n \cdot \xi \cdot m_n \cdot x (10^{-5} \cdot v_r^2 + 4,2 \cdot 10^{-3} (2 \sqrt{\frac{L}{M}} - 1) + \gamma \cdot B \cdot m_B (x - x_0))} = Q_2^0 \quad (2)$$

где, кроме названных выше:

- $Q_{вм}$  - производительность вентилятора местного проветривания,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;
- $P_c$  - коэффициент утечек воздуха в стыках между звеньями трубопровода, доли единицы;
- $Q_1^n$  - количество воздуха, которое можно подать в подготовительную выработку при существующих средствах проветривания,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;
- $W$  - нормативная (принятая в технологических схемах) скорость проведения выработки,  $\text{м}/\text{мин}$ .;
- $n$  - количество обнаженных поверхностей (стенок) пласта;
- $Z$  - размерный коэффициент, равный  $\sqrt{1/\text{мин}}$ .;
- $m_n, m_B$  - соответственно полная и вынимаемая мощности пласта,  $\text{м}$ ;
- $U_f$  - выход летучих веществ из угля, %;
- $L$  - длина выработки,  $\text{м}$ ;
- $\rho_B$  - объемный вес угля,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;
- $B$  - ширина забоя по угля,  $\text{м}$ ;
- $\alpha_0$  - 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 ( $x, x_f, U_f, m_n, \rho_B$ ), нормативным ( $\alpha$ ) и нормативно-технологическим (т.е. заранее predetermined технологическими схемами - ( $n, m_B, \alpha_0, L, B, P_c$ )). В большинстве случаев лишь  $Q_{вм}$  и  $W$  можно считать управляемыми технологическими параметрами. Поэтому в подготовительной выработке имеются два основные возможности привести в соответствие потребное и подаваемое количество воздуха:

1. За счет улучшения проветривания - (применения более мощного вентилятора местного проветривания) увеличить  $Q_1^n$ . Часто эта возможность бывает исчерпана.

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

С учетом рассмотренных условий (1), (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

$$F = F(\bar{X}, \bar{U}) \rightarrow \min(\max) \quad (3)$$

при условии, что,

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

$$Q'' \geq Q_2'' \quad (2^I)$$

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

Данная общая постановка задачи на практике, разумеется, предстает в более простом виде: обычно снижение производительности взрывочной 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:

#### 1.0. Прямой эффект:

1.1. Обеспечение условий безопасности.

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

1.3. Увеличение скорости, снижение стоимости и трудоемкости проведения подготовительных выработок.

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

#### 2.0. Косвенный эффект:

2.1. 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 дегазацию.

цию. Их наличие или отсутствие определяют своего рода число степеней свободы выбора (или именованя) 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 объектах 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 ЭЭД.

### 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.

3.1 Условие экономической эффективности осуществления дегазации действующего участка выражается следующим образом:

а) При необходимости капиталовложений на дегазацию

$$T = \frac{K_D}{\frac{Э_0^y}{A_0^y} A^y - Э^y - Э_D + Q_M U_M} \leq T_H \quad (4)$$

$$E = \frac{\frac{Э_0^y}{A_0^y} A^y - Э^y - Э_D + Q_M U_M}{K_D} \geq E_H \quad (4^I)$$

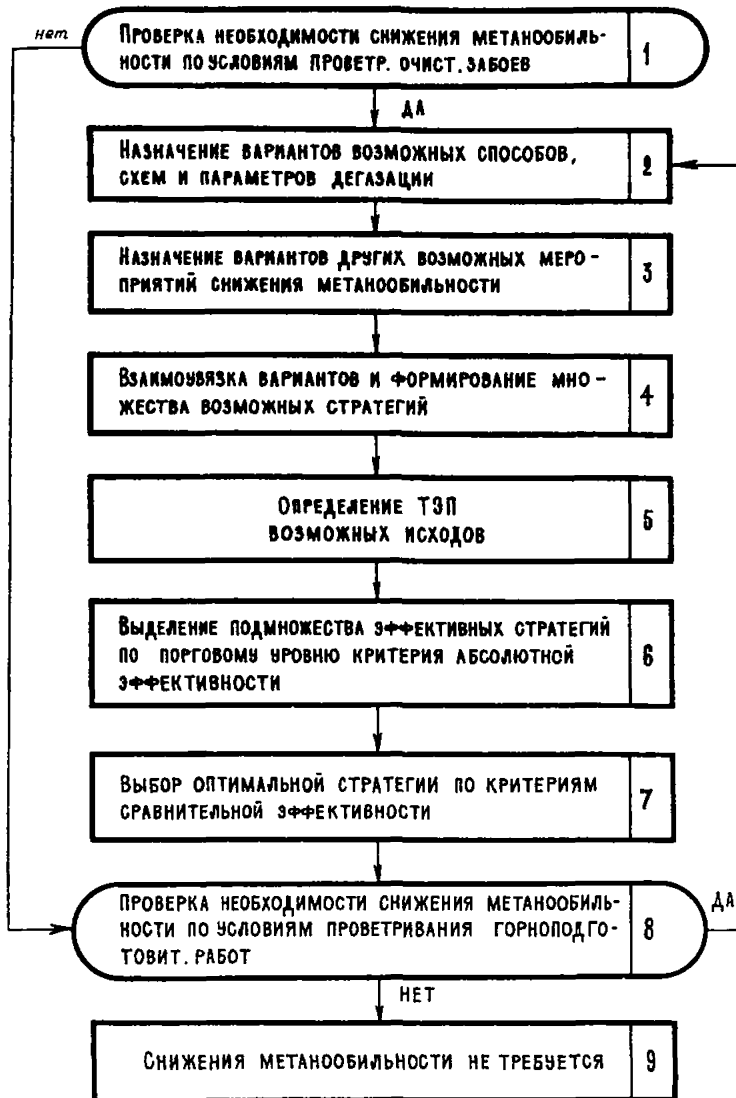


Рис. I. Принципиальная схема комплексной оценки эффективности дегазации.

- где  $K_D$  — капиталовложения на дегазацию, тыс.руб;  
 $Z_0^y, Z^y$  — годовые эксплуатационные расходы по участку соответственно при отсутствии и после дегазации, тыс.руб./год;  
 $A_0^y, A^y$  — годовой об"ем добычи по участку соответственно при отсутствии дегазации и после дегазации, тыс.т;  
 $Z_D$  — среднегодовые эксплуатационные расходы, связанные с осуществлением дегазации, тыс.руб/год;  
 $Q_M$  — среднегодовой об"ем реализуемой метано-воздушной смеси, тыс.м<sup>3</sup>;  
 $Ц_M$  — отпускная цена 1 м<sup>3</sup> метановоздушной смеси, руб.;  
 $T_N$  — нормативный срок окупаемости капиталовложений, год;  
 $E_N$  — нормативный коэффициент эффективности.

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

$$T = \frac{K_D}{C_c^y (\omega - 1) - Z_D + Q_M Ц_M} \leq T_N \quad (5)$$

$$E = \frac{C_c^y (\omega - 1) - Z_D + Q_M Ц_M}{K_D} \geq E_N \quad (5^I)$$

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

$\psi^y$  — доля условно постоянной части в эксплуатационных расходах по участку;  
 $C_c^y = \psi^y \cdot Z^y$

$\omega = \frac{A^y}{A_0^y}$  — 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:

$$\frac{C_c^y (\omega - 1) + Q_M Ц_M}{Z_D} > 1 \quad (6)$$

Если принять в качестве измерителя эксплуатационных расходов на осуществление дегазации величину

$$C_D = Z_D - Q_M Ц_M$$

то выражение (6) можно представить также в виде:

$$\mathcal{E}_0 \frac{A}{A_0} - \mathcal{E} - C_d > 0 \quad (6^I)$$

3.2. Для вновь вскрываемого участка (горизонта) при небольших ( $A \leq 1,15A_0$ ) изменениях мощности шахты условием экономической эффективности дегазации является:

$$T = \frac{K + K_d - K_0 \frac{A}{A_0}}{\frac{\mathcal{E}_0}{A_0} A - \mathcal{E} - \mathcal{E}_d + Q_m \zeta_m} \leq T_H \quad (7)$$

где, помимо ранее принятых обозначений,

$\mathcal{E}_0, \mathcal{E}$  - 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;

$K_0, K$  - объем капиталовложения по шахте (горизонту) соответственно при базовом варианте и при варианте осуществления дегазации, тыс. руб.;

$A_0, A$  - 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:

$$T = \frac{K + K_d - K_0 - k_{\text{комп}} (A - A_0)}{(\zeta A - \mathcal{E} - \mathcal{E}_d + Q_m \zeta_m) - [\zeta_0 A - \mathcal{E}_0 - C_{\text{комп}} (A - A_0)]} \leq T_H \quad (8)$$

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

$U_0, U$  — средняя цена 1 т угля соответственно при базовом и сравниваемом варианте (руб./т), которые определяются следующим образом:

$$U_0 = \sum_{S=1}^K U_S \alpha_{0S} \quad (9); \quad U = \sum_{S=1}^K U_S \alpha_S \quad (10)$$

$U_S$  — расчетная цена на уголь  $S$ -го класса, руб/т;  
 $\alpha_{0S}, \alpha_S$  — 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

$$U_S = U_H [1 + 0,03(\alpha_H - \alpha) + 0,1(S_H - S)] \quad (11)$$

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

$$U_S = U_H [1 + 0,022(\alpha_H - \alpha)] [1 + 0,1(S_H - S) + 0,015(W_H - W)] \quad (12)$$

где  $U_H$  — оптовая (или расчетная) цена 1 т угля на данной шахте при нормативном содержании золы, серы и влаги, руб;

0,03; 0,1; 0,015 — доля изменения расчетной цены соответственно при изменении содержания золы, серы и влаги на 1% против нормы;

0,022 — доля снижения реализуемого объема угля (по весу) за каждый процент увеличения зольности;

$\alpha_H, S_H, W_H$  — нормативное содержание золы, серы и влаги, %;  
 $\alpha, S, W$  — то же фактическое.

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

$$U_S = U_H [1 + (\alpha_H - \alpha) 0,03 + (S_H - S) 0,1 + (W_H - W) 0,015] \quad (13)$$

Фактические показатели качества угля вычисляются следующим образом:

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

$$S = \frac{0,01 \left( \sum_{i=1}^m s_i A_i + \sum_{j=1}^n s_j A_j - S^0 P \right)}{\sum_{i=1}^m A_i + \sum_{j=1}^n A_j - P} \quad (15)$$

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

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;

$S^0, W^0$  - 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:

$$F_i = \sum_{t=0}^{\tau} [C_i A_t - \sum_{j=1}^j (\partial_{jit} + K_{jit}) - (\partial_{it}^A + K_{it}^A - \partial_{it}^M)] \beta_t \rightarrow \max \quad (17)$$

где  $C_i$  - цена единицы товарной продукции, руб/т;

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

$K_{it}^A$  и  $\partial_{it}^A$  - 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  $\partial_{jit}$  - 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];

$\partial_{it}^M$  - 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:

$$F_i' = \sum_{t=0}^{\tau} \frac{\partial_{it}^A + \sum_{j=1}^j \partial_{jit}}{A_{it}} \beta_t + \frac{E_n \sum_{t=0}^{\tau} K_{it}^A + \sum_{j=1}^j K_{jit}}{A_i} \beta_t - \sum_{t=0}^{\tau} \frac{\partial_{it}^M}{A_{it}} \beta_t \rightarrow \min \quad (18)$$

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

$$F_i = C_i A_i - \sum_{j=1}^j \partial_{ji} - (\partial_i^A - \partial_i^M) - E_n (\sum_{j=1}^j K_{ji} + K_i^A) \rightarrow \max \quad (19)$$

$$F_i' = \frac{\sum_{j=1}^j \partial_{ji} + (\partial_i^A - \partial_i^M) - E_n (\sum_{j=1}^j K_{ji} + K_i^A)}{A_i} \rightarrow \min \quad (20)$$

В формулах (19) и (20) приняты (кроме названных выше) следующие условные обозначения:

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

$\mathcal{E}_i^A$  и  $K_i^A$  - соответственно среднегодовые эксплуатационные расходы (тыс.руб./год) и общие капитальные затраты (тыс.руб.) на дегазацию по  $i$ -му варианту;

$\mathcal{E}_i^E$  - среднегодовой эффект утилизации метана, тыс.руб/год;

$\mathcal{E}_{ji}^A$  и  $K_{ji}^A$  - 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 (17) и (18) предназначены преимущественно для сравнительной оценки эффективности вариантов дегазации проектируемой шахты (когда последствия заблаговременной дегазации могут прослеживаться на протяжении длительного периода времени), а выражения (19) и (20) - для участков действующих шахт.

## 5. Расчет экономического эффекта от внедрения дегазации

5.1. 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:

$$e_a = (C - C_0)A + Q_m C_m - [\mathcal{E} + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_0 - C_{комп} (A - A_0)] - E_n [K + K_d - K_0 - K_{комп} (A - A_0)],$$

тыс.руб/год



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

$$P_a = Q_m \Pi_m - \left( \mathcal{E} + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_0 \frac{A}{A_0} \right) - E_H (K + K_d - K_0 \frac{A}{A_0}), \text{ тыс. руб./год} \quad (22)$$

Удельный эффект:

- в расчете на I т добываемого угля

$$P_{1T} = \frac{\mathcal{E}_0 + E_H K_0}{A_0} - \frac{\mathcal{E} + \mathcal{E}_d + E_H (K + K_d) - Q_m \Pi_m}{A}, \text{ руб./т} \quad (23)$$

в расчете на I м<sup>3</sup> утилизируемого метана

$$P_{1M^3} = \Pi_m - \frac{1}{Q_m} \left[ \mathcal{E} + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_0 \frac{A}{A_0} + E_H (K + K_d - K_0 \frac{A}{A_0}) \right], \text{ руб./м}^3 \quad (24)$$

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

$$P_a = Q_m \Pi_m - \left( \mathcal{E}^y + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_0^y \frac{A^y}{A_0^y} \right) - E_H K_d, \text{ тыс. руб./год} \quad (25)$$

$$P_{1T} = \frac{\mathcal{E}_0^y}{A_0^y} - \frac{\mathcal{E}^y + \mathcal{E}_d + E_H K_d - Q_m \Pi_m}{A^y}, \text{ руб./т} \quad (26)$$

$$P_{1M^3} = \Pi_m - \frac{1}{Q_m} \left( \mathcal{E}^y + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_0^y \frac{A^y}{A_0^y} + E_H K_d \right), \text{ руб./м}^3 \quad (27)$$

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 объема всей работы (стоимостные показатели) по основным и вспо-

могательными процессам и объектам дегазации угольных шахт<sup>ж</sup>.

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 осуществлена 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.

---

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

СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ	ВАРИАНТЫ	КОД ВАРИАНТА	ОБЪЕКТЫ И ПРОЦЕССЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ В МОДЕЛЯХ																					
			ПРОБАКА ЛИННИ ЭЛЕКТРОДЕДА	ПОКАЖА ТРЕВОЖНО- ВОДО ПО ПОБ-ТИ	ПРОБАКА ТРЕВОЖНО- ВОДО В ШАХТЕ	СТ-НО И ОБРАБОТ- ВАНИЕ НАСОСНЫ	БЕРЕНИЕ И ОБРАБА СВАЖИН С ПОБ-ТИ	ПРОВЕРЕНИЕ И СОВ- ЕК В ШАХТУ ВЕРСТА	ПРОБЕР. И МОНТАЖ ОБ- ДЛЯ ОТКАЧКИ ЖИДК.	СТ-НО И ОБРАБОТ- НИЕ ВНС	ПРОБЕР. И МОНТАЖ ОБОР. ДЛЯ ОТКАЧКИ ЖИД.	СОДЕРЖ. ТРЕВОЖНО- ДОБ НА ПОБ-ТИ	СОДЕРЖ. СВАЖИНОВО- ДОБ В ШАХТЕ	СОДЕРЖ. ВОДОУГОС- НЫХ И ВОДОУГОС.	БЕРЕНИЕ И ОБРАБА СВАЖИН В ШАХТЕ	РАДИОТЕЛЕФОННАЯ И ТРП	РАДИОДИНАМИЧЕС- КИЕ ИСПЫТАНИЯ	ОТКАЧКА РАБОЧЕЙ ЖИДК. ИЗ СВАЖИН	ОТКАЧКА ГАЗА	УСТРОЙСТВО КАМЕР	ОТКАЧКА РАБОЧЕЙ ЖИД- КОСТИ ИЗ СВАЖИН	НАПРАВЛЕНИЕ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ С ПОБ-ТИ	РАДИОРАСЧ. И НАГРЕВ. РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ	ПРОБЕРНО-ИЗМЫСЛЕН- НЫЕ РАБОТЫ
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	●	●		●	●					●		●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	3.1	●	●		●	●							●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	3.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Микробиологическая обработка	ПО ПЛАСТУ	3.3		●	●				●					●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	4.1	●	●		●	●							●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	4.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Физико-химическая обработка	ПО ПЛАСТУ	4.3		●	●				●					●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	5.1	●	●		●	●			●				●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	5.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Гидрорасчленение и физико- химическая обработка	ПО ПЛАСТУ	5.3		●	●				●					●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	6.1	●	●		●	●							●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	6.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Многостадийное воздействие	ПО ПЛАСТУ	6.3		●	●				●					●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	7.1	●	●		●	●							●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	7.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Гидрорасчленение и микро- биологическая обработка	ПО ПЛАСТУ	7.3		●	●				●					●		●		●	●				●	●
	С ПОВЕРХНОСТИ	8.1	●	●		●	●							●		●		●	●				●	●
	НА ГОРИЗОНТ	8.2		●	●				●					●		●		●	●				●	●
Микробиологическая и физико- химическая обработка	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 амортизации. 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 вакуумно-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:

1. 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.

СТОИМОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПО ОБЪЕКТАМ  
И ПРОЦЕССАМ ДЕГАЗАЦИИ.

услов. обозн.	Объекты и процессы, учитываемые стоимостными параметрами	Сумма затрат
$K_э$	Прокладка линий электропередач, тыс. руб.	$0,006L_{ли} + 0,037L_{сб} + 7,65$
$K_{тп}$	Прокладка трубопроводов по поверхности, тыс. руб.	$L_{тп} [(0,084 - 6,77)\alpha_4 + 0,0064 - A] \cdot 0,0012$ $A = \begin{cases} 6,54 & \text{— при наземной прокладке;} \\ 5,64 & \text{— при прокладке в траншее} \end{cases}$ $\alpha_4 = \begin{cases} 0,6 & \text{— для временных трубопроводов;} \\ 1,0 & \text{— для трубопроводов с длительным сроком службы} \end{cases}$
		Водопроводы диаметром менее 100 мм
		$L_{тп} (0,0054 + 0,62)\alpha_4 \cdot 0,0012$
$K_{тш}$	Прокладка газопровода в шахте, тыс. руб.	$\{ L_{тш} [(0,084 - 6,8)\alpha_4 + 0,0464 - 0,000084\alpha_4^2 - 3,65] + B \cdot N_{сгв} \} \times 0,0012$ $B = \begin{cases} 0,0642 & \text{— при прокладке по стволу;} \\ 0,05642 & \text{— при прокладке по скважине.} \end{cases}$



Услов. обозн.	Объекты и процессы, учитываемые стоимостными параметрами	Сумма затрат
1	2	3
$K_H$	Строительство временных насосных, тыс. руб.	$0,0024d_H + 5,4$
$K_{БП}$	Бурение скважин с поверхности тыс. руб.	$\sum (ad_{св.} + bV_{св.}) \cdot K_{св.} \cdot 0,001 + 0,0012 V_k + 0,37 n_{п.н}$ $9,60 - \text{с.ч. табл. 5}$
$K_{Б.ст.}$	Приобретение буровых станков для подземного бурения, тыс. руб.	$2,66 d_{ст.} \cdot N_{ч}$
$K_0$	Приобретение и монтаж оборудования для откачки рабочей жидкости, тыс. руб.	$1,3 d_0 n_0$
$K_{от}$	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.	$308 \frac{Q_H}{K_{ВНС}} + 3,04 d_{ВНС} \times \left( \frac{Q_H}{K_{ВНС}} + 1 \right) + 13,9$
$C_{ТП}$	Содержание трубопроводов на поверхности, тыс. руб./год	$0,037 K_{ТП} + 2,2$
$C_{ТМ}$	Содержание трубопроводов в шахте, тыс. руб./год	$0,001 (C_{ТМ} + K_{св.}) + 5,23 + 0,0016 \sum V_i + 0,03 K_{ТМ}$
$C_{БМ}$	Бурение подземных скважин, тыс. руб./год	$0,43 L_{ч} + 2,52 L_{п.н} + 0,3 K_{Б.ст.}$

1	2	3
$C_{ГРП}$	Проведение гидроперфорации и гидрорасчленения, тыс.руб.	$n_{гп}(1,92 + 0,011 Q_{ГРП} + 0,0012 \alpha_{рж} \cdot Q_{ГРП})$
$C_{ГН}$	Гидродинамические испытания пластов и скважины, тыс.руб.	1,242 $n_{гн}$
$C_0$	Откачка рабочей жидкости из скважины, тыс.руб.	$\frac{Q_{ГРП}}{V_0} (0,006 + 0,0007 K_0)$
$C_{ВНС}$	Откачка газа, тыс.руб.	$(12,05 + 0,091 P_{ВНС} \frac{Q_{ж}}{N_{ВНС}} + 1,036 \frac{Q_{ж}}{N_{ВНС}}) t_{ог}$
$C_{КМ}$	Устройство камер для буровой установки и оборудования, тыс.руб./год	0,124 $\sum_i V_i$
$C_{ог}$	Оттеснение рабочей жидкости из скважины, тыс.руб.	$0,017 \alpha_{ог} \cdot n_{ог} \cdot t_{ог} + 1,5 t_{ог}$
$C_{НШ}$	Гидрорасчленение и нагнетание рабочей жидкости в шахте, тыс.руб./год.	$[0,64 \alpha_{НШ} \cdot N_{ш} + 7850 + 127,1 P_{НШ} N_{ш} + 0,67 \alpha_{рж} \cdot m \cdot n_{ска} (P_{ог} - 20)] 0,0012$
$C_{НП}$	Нагнетание рабочей жидкости с поверхности, тыс.руб.	Для всех рабочих жидкостей, кроме микробиологической суспензии: $(9,072 + 0,02 \frac{Q_{НП}}{Q_{НП}} + 0,0012 \alpha_{рж} \times Q_{НП}) n_{НП} + 0,1$ для микробиологической суспензии: $0,0012 Q_{НП} + 9,04 P_{НП} + 0,02 P_{ог} + (0,56 + 0,01 P_{НП} + 0,005 P_{ог} + 0,00007 \alpha_{НШ} + 0,0017 \alpha_{ог}) n_{НП}$

I	2	3
$C_B$	Содержание насосных и водоснабжение, тыс.руб.	$0,23 t_B + 0,042 P_B +$ $+ 0,01 P_B t_B +$
$K_{ПН}$	Проектно-изыскательские работы, тыс.руб.	$+ 0,00008 d_H t_B$  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
$l_{HH}$	Длина низковольтной ЛЭП	м	Принимается по проекту
$l_{BB}$	Длина высоковольтной ЛЭП	м	"-
$l_{TH}$	Длина трубопровода на поверхности	м	"-
$l_{TW}$	Длина трубопровода в шахте	м	"-
$U_1$	Диаметр трубы трубопровода	мм	Принимается в зависимости от $Q_M$ .
$U_2$	Диаметр трубы трубопровода по стволу (скважине)	мм	"-
$H_{ств}$	Глубина ствола (скважины)	м	Принимается по проекту
$d_{ств}$	Диаметр бурения скважины с поверхности	мм	"-
$d_H$	Стоимость насоса для водоснабжения с электродвигателем	руб.	табл.3
$l_{свj}$	Мощность пород $j$ -той категории пород по буримости при бурении	М	вычисляется как средневзвешенное по участкам сква-

I	2	3	4
	скважины с поверх- ности	м	жин, пробуренных одним диаметром
$V_k$	Объем вынимаемого грунта котлованов для обмена буровой жидкости	$\text{м}^3$	от 100 до 300
$n_{пл}$	Количество пластов, подвергаемых обра- ботке		Принимается по проек- ту
$d_{ст}$	Стоимость бурового станка, для бурения в шахте	тыс. руб.	табл.5
$N_{гч}$	Число одновременно действующих дегази- руемых участков		Принимается по проек- ту
$d_o$	Стоимость насосного оборудования для от- качки рабочей жид- кости	тыс. руб.	табл.6
$n_o$	Количество насосного оборудования для откач- ки рабочей жидкости	ед.	I на скважину
$d_{от}$	Стоимость компрессорно- го оборудования для от- теснения рабочей жидко- сти	тыс. руб.	табл.7
$n_{от}$	Количество компрессор- ного оборудования для оттеснения рабочей жид-	ед.	I компрессор на

1	2	3	4
	кости		скважину
$Q_M$	Расчетное количество м <sup>3</sup> /мин каптируемой метано-воздушной смеси по шахте	Определяется по расчету или фактическим данным	
$N'_{ВКС}$	Расчетная производительность вакуум-насоса	$N'_{ВКС} = 0,3 N_{ВКС}$ $N_{ВКС} - \text{табл } B$	
$\sum V_i$	Суммарное подвигание очистных забоев	Принимается по проекту или фактическим данным	
$L_n$	Общая длина дегазации скважин по породе	$L_n = 10^{-3} \cdot 0,06 \sum V_i$ $L_{cp}$ - среднее расстояние от пласта до дегазируемых спутников.	
$L_y$	Общая длина дегазационных скважин по углю	$L_y = 10^{-3} \cdot 0,05 \sum V_i (L_n - 20)$ $L_n$ - длина лавы, м	
$Q_{ГРП}$	Объем рабочей жидкости для ГРП	м <sup>3</sup>	Принимается по проекту
$d_{рж}$	Стоимость рабочей жидкости	руб/м <sup>3</sup>	вода - 0,028 раствор КМ - 60,0 Микробиологическая суспензия - 1,0

1	2	3	4
			Раствор <i>НСС</i> - 2,0
$V_0$	Скорость откачки рабочей жидкости из скважины (производительность насосной установки)	$\text{м}^3/\text{сут}$	Табл.6
$P_{\text{вс}}$	Установленная мощность электродвигателя вакуумнасоса	квт	Табл.8.
$t_{or}$	Время откачки газа	лет	Принимается по проекту
$Q_{\text{нп}}$	Объем рабочей жидкости, нагнетаемой с поверхности	$\text{м}^3$	--
$t_{or}$	Время оттеснения рабочей жидкости	мес.	--
$q_{\text{нп}}$	Темп нагнетания рабочей жидкости при обработке пласта с поверхности	л/сек	--
$t_B$	Время работы насосной установки	мес.	--
$d_{\text{нп}}$	Стоимость насосной установки для нагнетания в шахте	руб.	Табл.9
$m$	Мощность пласта	м	

1	2	3	4
$n_{ска}$	Число скважин для нагнетания в шахте на дегазируемом участке	ед.	Принимается по проекту
$l_n$	Длина лавы, м		
$P_{нш}$	Установленная мощность электродвигателя насосной установки в шахте	квт	Табл. 9
$d_{vac}$	Стоимость вакуум-насоса	тыс.руб.	Табл. 8
$t_{нш}$	Время нагнетания микробиологической суспензии с поверхности	мес.	принимается по проекту
$P_B$	Установленная мощность электродвигателя насосной установки на поверхности	квт	Табл. 3
$Q_{нш}$	Количество микробиологической суспензии, нагнетаемой с поверхности	м <sup>3</sup>	Принимается по проекту



Таблица 3

## Характеристика насосного оборудования

тип насоса	подача, м <sup>3</sup> /час	напор, м	мощность э/двигат., квт	стоимость, руб.
6 НДс	216-300	69-60	75	196
8 НДс-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-IV	V-VI	VII-VIII
$\alpha$	0,135	0,21	0,45
$\beta$	0,03	0,056	0,102
$\gamma$	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 <sup>3</sup> /сутки	напор, м	мощность э/двигат., кВт	диаметр, мм	стоимость, тыс. руб.
ЭЦНС-80-1550	80	1500	23	114	4,9
ЭЦНСА-360-850	360	850	65	108	3,3
ЭЭЦНС-130-1200	130	1160	40	114	3,6

Таблица 7.

Характеристика компрессорного оборудования

тип компрессора	давление нагнетания, атм	мощность э/двигателя, кВт	стоимость, тыс. руб.
УКП-80	80	235	16,9
КС-16/100	100	255	47,5
КУЭ-60/40м	40	13	2,4
АВШ-3,7/200	200	100	16,7
ВШ-6/10	10	55	9,6

Таблица 8.

Характеристика вакуум-насосов

тип вакуум-насоса	номинальн. производительность, м <sup>3</sup> /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	180	3,7

Продолжение табл.8

ВВН-150	150	85	250	II,9
ДВВН-150	150	85	320	II,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. II) 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
1.1.	ГРП с удалением рабочей жидкости и откачкой газа через скважины, пробуренные с поверхности
1.2.	То же через скважины, пробуренные через породную пробку на пласт.
1.3.	То же через скважины, пробуренные по пласту
2.1.	ГРП без откачки рабочей жидкости и газа через скважины, пробуренные с поверхности
3.1.	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
4.1.	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
5.1.	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
6.1.	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
7.1.	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
8.1.	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 $K_A$ , ТЫС. РУБ.	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ $C_A$ , ТЫС. РУБ / ГОД
1	2	3
1.1	$96,38 + 6 + 0,36 Q_m$	$32,2 + 0,08 Q_m + n_m N_{об}^* [376 + R^2 \cdot m \cdot 10^{-2}   \frac{143,5}{441,0}  ]$
1.2	$106,91 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$74,8 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 99,2 \cdot P_1 + 0,08 Q_m +   \frac{0,2861}{19,1} \cdot P_2$
1.3	$106,91 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$74,8 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 156 \cdot P_2 + 0,08 Q_m +   \frac{0,468}{312} \cdot P_2$
2.1	$44,85 + 6$	$6,7 + n_m N_{об}^* [9,66 + R^2 \cdot m \cdot 10^{-2}   \frac{143,5}{441,0}  ]$
3.1	$75,65 + 6$	$10 + n_m N_{об}^* (12,74 + 0,378 \cdot 10^{-3} R^2 \cdot m \gamma)$
3.2	$35,07$	$45,92 + 99,2 \cdot P_1 + 9,55 \cdot P_2$
3.3	$35,07$	$45,92 + 156 \cdot P_2 + 15,6 \cdot P_2$
4.1	$36,14 + 6$	$6,7 + n_m N_{об}^* (1,31 + 2,32 \cdot 10^{-3} R^2 \cdot m \gamma)$
4.2	$26,36$	$36,62 + 99,2 \cdot P_1 + 572 \cdot P_2$
4.3	$26,36$	$36,62 + 156 \cdot P_2 + 936,0 \cdot P_2$
5.1	$96,38 + 6 + 0,36 Q_m$	$32,2 + 0,08 Q_m + n_m N_{об}^* [3,83 \cdot 10^{-3} R^2 \cdot m (2,32 \gamma + 0,143)]$
5.2	$106,91 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$74,8 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 99,2 \cdot P_1 + 0,08 Q_m + 572 \cdot P_2$
5.3	$106,91 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$74,8 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 156 \cdot P_2 + 0,08 Q_m + 936 \cdot P_2$
6.1	$100,8 + 6 + 0,36 Q_m$	$32,2 + 0,08 Q_m + n_m N_{об}^* [14,73 \cdot 10^{-3} R^2 \cdot m (2,36 \gamma + 0,143)]$
6.2	$115,62 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$75,7 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 99,2 \cdot P_1 + 0,08 Q_m + 581,55 \cdot P_2$
6.3	$115,62 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$75,7 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 156 \cdot P_2 + 0,08 Q_m + 951,6 \cdot P_2$
7.1	$70,00 + 6 + 0,36 Q_m$	$32,2 + 0,08 Q_m + n_m N_{об}^* [14,66 \cdot 10^{-3} R^2 \cdot m (0,143 + 0,0378 \gamma)]$
7.2	$115,62 + 0,041 L_m + 0,021 H + 0,36 Q_m$	$75,7 + 0,0007 L_m + 0,0018 H + 99,2 \cdot P_1 + 0,08 Q_m + 9,55 \cdot P_2$

1	2	3
7,3	$115,62 + 0,041L_{np} + 0,021H + 0,36Q_m$	$75,7 + 0,0007L_{np} + 0,0018H + 156 \cdot p_2 + 0,08Q_m + 15,6 \cdot p_4$
8,1	44,85 б	$6,7 + n_{на} N_{схб}'' \cdot (6,3 + 2,36 \cdot 10^{-3} R^2 m \gamma)$
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	$\frac{A_{вз} \cdot n_{вз}'}{L_{вз} \cdot R \gamma} \left( \frac{156}{m} + 951,6 \right) + 45,92$
1,1+1,2	$K_1 + K_2 - a_1$	$C_1 + C_2 - b_1$
1,2+1,3	$K_2 + K_3 - a_2$	$C_2 + C_3 - b_2$
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	$K_{11} + K_{12} - a_1$	$C_{11} + C_{12} - b_1$
5,2+5,3	$K_{12} + K_{13} - a_2$	$C_{12} + C_{13} - b_2$
6,1+6,2	$K_{14} + K_{15} - a_1$	$C_{14} + C_{15} - b_1$
6,2+6,3	$K_{15} + K_{16} - a_1 - 8,71$	$C_{15} + C_{16} - b_1$
7,1+7,2	$K_{17}^2 + K_{18} - a_1$	$C_{17} + C_{18} - b_1$
7,2+7,3	$K_{18} + K_{19} - a_1 - 8,71$	$C_{18} + C_{19} - b_1$
8,1+8,2	$K_{20} + K_{21} - 5$	$C_{20} + C_{21}$
8,2+8,3	$K_{21} + K_{22} - 30,07$	$C_{21} + C_{22}$

$$b = 10 N_{схб}'' + [10^{-3} (0,1325H - 1,29) H + 1,0] N_{схб}'$$

$$a_1 = 60,95; \quad b_1 = 25,58; \quad a_2 = 101,91 + 0,041L_{np} + 0,021H; \quad b_2 = 37,3 + 10^{-4} (7L_{np} + 18H)$$

$$Q_m = \frac{0,0695}{\alpha_m} \varepsilon (q_{вз} \cdot K_{вз}^A + q_{вз} \cdot K_{вз}^B) A_{вз} n_{вз}' \cdot \frac{M^2}{r_{вз}}; \quad N_{схб}' = \frac{0,95 L_{вз} L_{мз}}{\pi R^2}; \quad N_{схб}'' = \frac{300 A_{вз} n_{вз}'}{\pi R^2 m \gamma}$$

$$p_1 = \frac{A_{вз} n_{вз}'}{R^2 m \gamma}; \quad p_2 = \frac{p_1 R}{L_{вз}}; \quad p_3 = p_1 m; \quad p_4 = p_2 m$$

Исходные данные:

- $L_{пр}, L_{пад}$  - размеры обрабатываемого участка пласта соответственно по простиранию и падению, м;
- $m$  - мощность пласта, м;
- $\rho_H$  - объемный вес угля, т/м<sup>3</sup>;
- $H$  - глубина разработки, м;
- $R$  - радиус обработки, м;
- $l_{оз}$  - длина лавы, м;
- $n_{м}$  - количество дегазируемых пластов;
- $Q_M$  - среднегодовой объем используемой метановоздушной смеси, м<sup>3</sup>/год;
- $d_M$  - содержание метана в метановоздушной смеси, %;
- $\varepsilon$  - коэффициент, учитывающий долю используемого метана в общем объеме его каптажа;

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

$$P_A = \frac{1,1(K_A E_M + C_A)}{0,3 \sum_{i=1}^{n'_{оз}} A_{озi}} \quad \text{руб./т.} \quad (28)$$

- где  $K_A$  - капитальные затраты на дегазацию, тыс.руб.;
- $E_M$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;
- $C_A$  - эксплуатационные расходы на дегазацию, тыс.руб/год;
- $A_{озi}$  - нагрузка на  $i$ -й очистной забой, т/сут;
- $n'_{оз}$  - число действующих забоев.

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

$$P'_A = P_A - \frac{1440 d_M Q_M}{\sum_{i=1}^{n'_{оз}} A_{озi}} \quad (29)$$

где  $Ц_m$  - эффект от использования  $I$  м<sup>3</sup> метано-воздушной смеси (за вычетом затрат, необходимых для такого использования), руб./м<sup>3</sup>;  
 $Q_m$  - среднегодовой объем используемой метано-воздушной смеси, м<sup>3</sup>.

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

8.1. 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  $K_m$ .

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, ДонУИИ и др. организациями технологических схем в качестве альтернатив дегазации рассмотрены 4 варианта сплошных и 8 вариантов столбовых систем разработки, представленные на рис. 3.

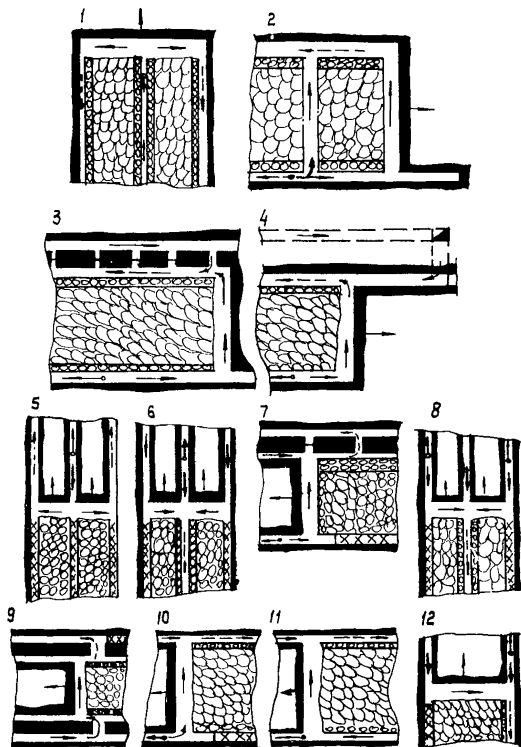
Общая схема метановыделения на исходящей струе участка по источникам поступления представлена на рис. 4.

Метановыделение на участке:

$$Q_{уч} = Q_{пв} + Q_{пл} + Q_{вл} \quad , \text{ м}^3/\text{мин.} \quad (30)$$

где  $Q_{пв}$  - метановыделение из подготовительных выработок;  
 $Q_{пл}$  - метановыделение из разрабатываемого пласта;  
 $Q_{вл}$  - метановыделение из выработанного пространства лавы разрабатываемого пласта.





- ↑— свежая струя
- - - ↓ - - - исходящая струя
- ↔ движение груза

Рис 3. Технологические схемы, позволяющие способствовать разоблачению газовыделения по источникам поступления

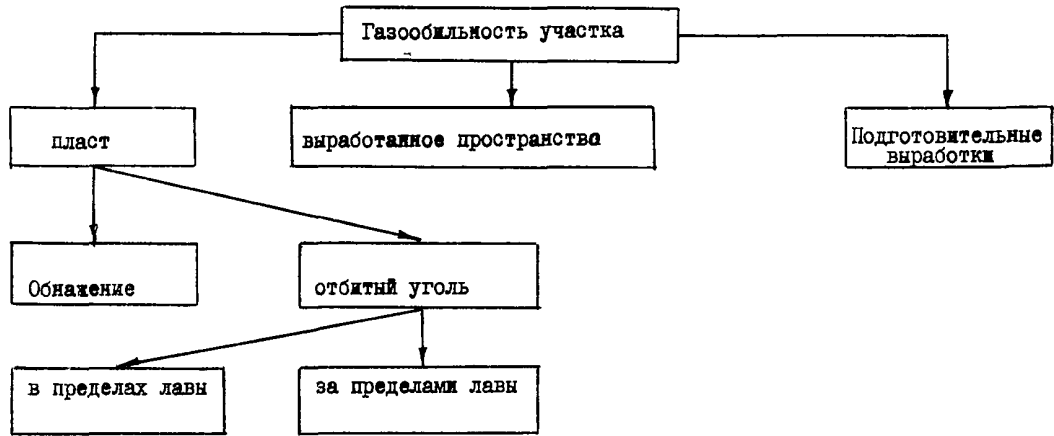


Рис.4.Схема метановыделения на исходящей струе участка

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

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

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

В свою очередь,

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

где  $q_{обп}$  - метановыделение из обнаженного пласта в призабойное пространство лавы;

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

$$C_{пл} = C_{обп} + C'_{оу} + C''_{оу} \quad (33)$$

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

$n_d$  - доля метановыделения из отбитого угля в пределах лавы.

Если  $K^A$  - 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  $K^A_{пл}$ , выработанного пространства  $K^A_{вп}$  и массива в зоне проведения подготовительной выработки  $K^A_{пв}$ .

Тогда

$$K^A = 1 - (1 - K^A_{пл})C_{пл} - (1 - K^A_{вп})C_{вп} - (1 - K^A_{пв})C_{пв} \quad (34)$$

При анализе технологических схем № I-12 рассматривались случаи, когда  $C_{пл} = 0,3; 0,5; 0,7; 1,0$ ;  $C_{обн} = 0,3; 0,5$  и  $0,7$   $C_{пл}$ , а  $n_A = 0,3; 0,5; 0,7$  и  $1,0$ .

Изменение  $C_{обн}$  в пределах  $0,3-0,7$   $C_{пл}$  несущественно сказывается на изменении  $K^A$ . Изменение коэффициента  $n_A$  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  $3,6-4,1$  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  $n_A = 0,3-0,4$ .

Поэтому наиболее вероятные значения  $K^A$  будут для схем № I, 5, 6 и 8 при  $n_A = 0,3$ , а для всех остальных - при  $n_A = 0,7$ . 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. 12.

Таблица 12

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

$C_{пл}$	$K^A$ для схем						
	I*	2,7,10	3*,4*	8	9,11,12	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
1,0	0,40-0,46	0	0	0,40-0,46	0,22-0,10	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  $C_{вл} = \frac{q_{вл}}{q_m + q_{вл} + q_{об}}$ .

Схемы № 2,3,4,7,10 обеспечивают  $K^A$  полностью определяемый  $C_{вл}$ ; схема № 5 почти не зависит от  $C_{вл}$ , 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  $C_{вл} > 0,5$ .

Наилучшие результаты достигаются при использовании схем № 6 и 8. Однако эти схемы имеют ограниченную область применения (до  $\alpha = 12^\circ$  при перемещении забоев по восстанку и до  $\alpha = 5^\circ$  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 лаву, оборудованные наиболее производительной техникой.

Как видно из табл. 13 даже минимальный уровень достижимых нагрузок на лаву требует инженерного воздействия на массив. Только при  $q = 5 \text{ м}^3/\text{мин.}$  и  $v = 6 \text{ м/сек}$  можно обеспечить нагрузки на лаву до 1000 т/сут. При скорости 4 м/сек. и сечениях лавы 2,5 и 3,5  $\text{м}^2$  достижение нагрузок в 1000 т/сут. даже при  $q = 5 \text{ м}^3/\text{мин.}$  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 газобильности участка при скоростях 4 и 6 м/сек. только при  $C_{вл} = 0,7$ . Уже при  $C_{вл} = 0,5$  невозможно обеспечение нагрузки в 1000 т/сут. при  $v = 1,5 \text{ м/сек}$  ни по одной из этих схем, а при  $v = 4 \text{ м/сек}$  — только при  $q$  не выше 8  $\text{м}^3/\text{мин.}$

Таблица 13

Ориентировочные предельные значения нагрузок на лаву при различном очистном оборудовании

Оборудование	ИК-101, МК-97К, Донбасс	МК-67 МК-97К Донбасс	2К-52, М-87Д, М-87Э	6К-52, М-87Д, М-87Э	КШ-1кг, ОМКТМ, МК, ОКП	ИК-58м, М-81	ЛШ-68, ОМКТМ, М-87, ОКП	Комсо- молец, КГД2	Темп, КГД2
Мощность, м	0,75-1,2	0,7-1,0	1,1-2	0,95-1,4	1,3- 2,8	2-3	1,1-3,0	0,5- 0,8	0,65-1,4
Угол падения, град.	до 20	до 20	до 20	до 20	до 15	до 20	до 20	более 40	более 40
Ширина захва- та, 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	0,9-1,0
Производитель- ность, т/мин.:	2-2,5	2-2,5	2,14- 2,68	3,7	3	5	5,5; 7,8	1,6	1,85
- при $K_M=0,3$	0,6- 0,75	0,6- 0,75	0,64- 0,81	1,11	0,9	1,5	1,65- 2,4	0,48	0,56
- при $K_M=0,5$	1,0- 1,25	1,0- 1,25	1,07- 1,34	1,85	1,5	2,5	2,75- 4,0	0,8	0,92
- при $K_M=0,7$	1,4- 1,75	1,4- 1,75	1,5- 1,88	2,59	2,1	3,5	3,85- 5,6	1,12	1,30
Нагрузка на лаву, т/сут:									
-при $K_M=0,3$	865- 1080	865- 1080	920- 1170	1600	1300	2160	2380- 3460	690	810
-при $K_M=0,5$	1440- 1800	1440- 1800	1540- 1930	2660	2160	3600	3960- 5750	1150	1325
-при $K_M=0,7$	2000- 2520	2000- 2590	2160- 2710	3530	3020	5050	5550- 8050	1610	1870

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

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

Опыт применения новых видов специальных мероприятий показывает, что в зависимости от ряда факторов коэффициент дегазации разрабатываемого пласта  $K_{пл}^A$  при гидрорасчленении составляет 0,4-0,8, микробиологическим воздействием - 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  $K^A = K_{пл}^A C_{пл}$ ,

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

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

При одинаковой эффективности специальных воздействий на пласт и спутники

$$K^A = K_{пл}^A = K_{вл}^A$$

Технологически достижение  $K_{пл}^A = K_{вл}^A$  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  $K_{вл}^A \approx 0,5$ . 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

$K_{пл}^A$	$K_{вл}^A$	$K^A$			
		$C_{пл}=0,3$	$C_{пл}=0,5$	$C_{пл}=0,7$	$C_{пл}=1,0$
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 подвешивающей струей газовыделения из выработанного пространства ( $K_{вн}^A = 1$ ) значения  $K^A$  сведены в табл. 15.

Таблица 15  
Расчетные значения  $K^A$  при сочетании специальных воздействий на пласт и технологических мероприятий с  $K_{вн}^A = 1$

$K_{пл}^A$	$K_{вн}^A$	$K^A$			
		$C_{пл}=0,3$	$C_{пл}=0,5$	$C_{пл}=0,7$	$C_{пл}=1,0$
0,3	1,0	0,79	0,65	0,51	0,30
0,4	1,0	0,82	0,70	0,58	0,40
0,5	1,0	0,85	0,75	0,65	0,50
0,6	1,0	0,88	0,80	0,72	0,60
0,7	1,0	0,91	0,85	0,79	0,70
0,8	1,0	0,94	0,90	0,86	0,80
0,9	1,0	0,97	0,95	0,93	0,90
1,0	1,0	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 15, 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 № 12, но она может применяться только при

$\alpha$  до  $12^\circ$ ), применение которой без специальных мероприятий целесообразно при  $C_{вн} \geq 0,5$ . Сочетание ее со специальными воздействиями на пласт дает возможность обеспечить

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

Таблица 16

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

$K_{пл}^A$	$K^A$			
	$C_{пл}=0,3$	$C_{пл}=0,5$	$C_{пл}=0,7$	$C_{пл}=1,0$
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 № I-12 устанавливаются по стоимостным параметрам процессов и объектов 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 17

Рациональные области применения отдельных способов дегазации

Способ дегазации	K <sub>пл</sub> <sup>A</sup>	K <sub>вл</sub> <sup>A</sup>	A, т/сут	S = 3,5 м <sup>2</sup>			S = 2,5 м <sup>2</sup>			Примечание
				v, м/мин	С <sub>пл</sub>	q <sub>абс.</sub> , м <sup>3</sup> /мин	v, м/мин	С <sub>пл</sub>	q <sub>абс.</sub> , м <sup>3</sup> /мин	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II

1. Микробиологическое воздействие из подземных скважин

0,6 - 1000 4 0,5-1,0 до 6-9 4 0,7-1,0 до 6,5-8,0

2. Гидрорасчленение пласта из наземных скважин без вакуумирования скважин после подработки

0,8 - 1000 4 0,7 7-8 4 0,7 6,5-9,0

3. То же, с вакуумированием скважин после подработки

0,8 0,5 1000 4 0,5-0,7 5-7 4 0,7 до 6  
1,5 0,7 8-13 4 0,7 7-12  
0,5-0,7

4. Гидрорасчленение рачного пла-

0,8 0,8 3000 4 0,3-1,0 до 6 4 0,3-1,0 до 5  
2000 4 0,3-1,0 до 6 4 0,3-1,0 до 5

Продолжение таблицы I7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II
ста и "спутников" из наземных скважин	0,8	0,8	1000	4	0,3- 1,0	5-19	4	0,3- 1,0	8-18	
5.Схемы № 2,3,7	-	1,0	2000 1000	4 4	0,3 0,7- 0,3	до 8 до 6-7	4 4	0,3 0,7- 0,3	до 6 до 6-II	При затратах на гидрорасчленение более 0,6-0,8 руб/т и без учета $q_{гв}$ в схеме № 3, $\alpha > 12^\circ$
6.Схемы № 9,12	$C_{оз}$	1,0	3000 2000 1000	4 4 4	0,3 0,3 0,7- 0,3	до 6 до 8 до 7-19	4 4 4	0,3 0,3 0,5- 0,3	до 5,5 до 7,5 до 8- 13,5	Схема № 9-только при $\alpha > 12^\circ$ ; схема № 12 - при $\alpha \leq 12^\circ$
7.Физико-химическое воздействие из подземных скважин	0,7	-	2000 1000	4 4	1,0 0,7- 1,0	до 8 до II	4 4	1,0 0,7- 1,0	до 6 до 7-II	При невозможности гидрорасчленения
8.То же из наземных скважин при воздействии на пласт и "спутники"	0,6	0,6	1000	4	0-1	7-9	4	0-1	6-8	По сравнению с гидрорасчленением без откачки жидкости и газа с $K_{гв} \leq 0,4$
9.То же	0,6	0,6	1000	4	0,5- 1,0	7-9	4	0,5- 1,0	6-8	По сравнению со схемами № 2,3,7

Продолжение таблицы 17

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.Схема № 8	0,5 $\epsilon_{обн}^+$ +0,5 $\epsilon_{об}$	1,0	5000	4	0,3	до 6	-	-	-	
			3000	4	0,3	6-9	4	0,3	6-8	
			2000	4	0,3	9-13	4	0,3	8-12	
			1000	4	0,3	19-23	4	0,3	18-22	
				1,5	0,3	7-9	1,5	0,3	до 8	
11.Схема № 6	0,5 $\epsilon_{обн}^+$ + $\epsilon_{об}$	1,0	8000	4	0,3	до 5	-	-	-	
			5000	4	0,3	до 8	4	0,3	до 7	
			3000	4	0,3	6-12	4	0,3	6-11	
			2000	1,5	0,3	до 5	-	-	-	
				4	0,3	9-18	4	0,3	8-16	
			1000	1,5	0,3	до 7	4	0,3	до 6,5	
	4	0,3	19-25	4	0,3	18-25				
	1,5	0,3	7-17	1,5	0,3	до 12				
12. Гидрорас- членение и ми- кробиологичес- кое воздей- ствие на пласт и "спутники" через наземную скважину	0,9	0,9	8000	4	0-1	до 7	-	-	-	
			5000	4	0-1	до 9	4	0-1	до 8	
			3000	4	0-1	6-14	4	0-1	6-12,5	
			2000	1,5	0-1	до 7,5	-	-	-	
				4	0-1	9-19	4	0-1	8-19	
			1000	1,5	0-1	до 9	-	-	-	
	4	0-1	19-25	4	0-1	18-25				
	1,5	0-1	9-20	1,5	0-1	до 8,5				
13. Комбинация микробиологи- ческого воз- действия из подземных скважин и схе- мы № 7	0,6	1,0	8000	4	0,3	до 5	-	-	-	Только для столбовых систем раз- работки при невоз- можности бурения скважин с повержно-
			5000	4	0,3	до 8	4	0,3	до 7	
			3000	4	0,5-	до	4	0,5-	до	
			2000	4	0,3	6-12	4	0,3	6-12	
				4	0,7-	до 7,5	4	0,7-	до	
				1,5	0,3	до 7	1,5	0,3	7-17	
1000	4	1,0-	до	4	1,0-	до 8				
	0,3	0,3	9-25	0,3	0,3	до 8-25				

Продолжение таблицы 17

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
				1,5	0,7- 0,3	до 6,5-13	1,5	0,5- 0,3	до 7-13	сти
14. Микробиологическое и физико-химическое воздействие из подземных скважин	0,8	-	3000	4	1,0	до 6	4	1,0	до 6	При невозможности бурения скважин с поверхности
			2000	4	1,0	до 9	4	1,0	до 8	
			1000	4	1,0	9-19	4	1,0	8-18	
				1,5	1,0	до 9	1,5	1,0	до 7	
15. Комбинация микробиологического воздействия из подземных скважин со схемой № 6	0,6+ +0,5 $\epsilon_{сбн}$ + $\epsilon_{сз}$	1,0	8000	4	0,7- 0,3	до 5-10	-	-	-	Только для столбовых систем ( $\alpha \leq 12^\circ$ ) при отсутствии скважин с поверхно-сти
			5000	4	1,0- 0,3	до 6-15	4	0,7- 0,3	до 7-10	
				1,5	0,5- 0,3	до 5	1,5	0,3	до 5	
			3000	4	1,0- 0,3	до 7,5-20	4	1,0- 0,3	до 7-20	
				1,5	0,7- 0,3	до 5-12	1,5	0,5- 0,3	до 5-7	
			2000	4	1,0- 0,3	до 14-25	4	1,0- 0,3	до 13,5-25	
				1,5	1,0- 0,3	до 5-10	1,5	0,5- 0,3	до 9-12	
			1000	4	1,0- 0,5	9-25	4	1,0- 0,5	8-25	
				1,5	1,0- 0,3	до 10-25	1,5	1,0- 0,3	до 9-25	

Продолжение таблицы Г7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16. Комбинация гидрорасчленения пласта из наземных скважин и схемы № 7	0,8	1,0	8000	4	0,3	7-10	4	0,3	до 7	
				1,5	0,3	до 5	-	-	-	
			5000	4	0,3	9-12	4	0,3	8-12	
				1,5	0,3	до 7	-	-	-	
			3000	4	0,3	14-20	4	0,3	12,5-20	
				1,5	0,3	7,5-10	1,5	0,3	до 7	
			2000	4	0,3	19-25	4	0,3	19-25	
	1,5	0,3	9-15	1,5	0,3	8,5-10				
			1000	1,5	0,3	20-25	1,5	0,3	9-22	
17. Гидрорасчленение и физико-химическое воздействие на пласт и "спутники" из наземных скважин	0,95	0,95	8000	4	0-1	7-10	4	0-1	до 10	
				1,5	0,1	до 6	-	-	-	
			5000	4	0-1	9-15	4	0-1	8-13	
				1,5	0-1	до 7	1,5	0-1	до 5	
			3000	4	0-1	14-25	4	0-1	12,5-22	
				1,5	0-1	7,5-12	1,5	0-1	до 9	
			2000	4	0-1	19-25	4	0-1	19-25	
	1,5	0,1	8-17	1,5	0-1	8,5-12				
			1000	1,5	0-1	20-25	1,5	0-1	9-25	
18. Многостадийное воздействие на пласт и "спутники" из наземных скважин	0,96	0,96	8000	4	0-1	10-13	4	0-1	10-12	
				1,5	0-1	6-7	1,5	0-1	до 5	
			5000	4	0-1	15-20	4	0-1	13-15	
				1,5	0-1	7-10	1,5	0-1	5-7	
			3000	4	-	-	4	0-1	22-25	
				1,5	0-1	12-15	1,5	0-1	9-10	
			2000	1,5	0-1	17-20	1,5	0-1	12-15	

Продолжение таблицы Г7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19. 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	13-14	4	0-I	12-13,5	
			5000	1,5	0-I	7-10	1,5	0-I	5-7	
				4	0-I	20-25	4	0-I	15-20	
				1,5	0-I	10-15	1,5	0-I	7-8	
				1,5	0-I	15-20	1,5	0-I	10-15	
2000	1,5	0-I	20-25	1,5	0-I	15-20				



## 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. ЦНИИУголь, 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 роталпринтной мастерской ин-та "Центрогипрошахт"  
Заказ 48. Подписано в печать Л-58599 от 4 февраля 1975 г.  
Тираж 500. Цена 35 коп.