Министерство угольной промышленности СССР
ВОСТОЧНЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ПО БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ
В ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВостНИИ

Методика

ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ВАРИАНТОВ И ПАРАМЕТРОВ РАЗДЕЛЬНОГО ИЛИ СОВМЕСТНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ И УВЛАЖНЕНИЯ НЕЗАЩИЩЕННЫХ ВЫБРОСООПАСНЫХ ПЛАСТОВ

Кемерово

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
Восточный научно-исследовательский институт
по безопасности работ в горной промышленности
ВостНИИ

М Е Т О Д И К А

ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ВАРИАНТОВ И ПАРАМЕТРОВ РАЗДЕЛЬНОГО ИЛИ СОВМЕСТНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ И УВЛАЖНЕНИЯ НЕЗАЩИЩЕННЫХ ВЫБРОСООПАСНЫХ ПЛАСТОВ

Кемерово 1980

УДК 622.831.322:(622.807.4+622.831.325.3)

"Методика..." составлена на основании выполненных институтом ВостНИИ в 1976-79 гг. исследований по установлению области раздельного или совместного применения и экономической оптимизации вариантов и параметров региональных способов дегазации и увлажнения незащищенных пластов для предотвращения внезапных выбросов угля и газа.

"Методика..." предназначена для использования проектными институтами, проектными конторами производственных объединений по добыче угля, техническими отделами шахт и участками профилактических работ по технике безопасности под методическим контролем ВостНИИ. "Методика..." одобрена производственными объединениями "Прокопьевскуголь" и "Кузбассуголь".

Ответственный за выпуск канд.техн.наук В.Н.Пузырев
Составители: канд.техн.наук В.Н.Пузырев, В.С.Черкасов, В.Н.Хашин

Редактор Г.А.Олейникова. Корректор Л.Ф.Пущина-Квитковская
Технолог А.М.Чигарев

ОП 02786. Кемерово. Ротапринт ВостНИИ. Формат 60х84 1/16
Объем 1,95 уч.-изд.л. Тираж 370 экз. Заказ №173 . 1980г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методика экономической оптимизации вариантов и параметров раздельного или совместного применения региональных способов дегазации и увлажнения пластов для предотвращения внезапных выбросов угля и газа используется на незащищенных выбросоопасных и угрожаемых шахтопластах ниже критической глубины появления выбросов, установленной для данного бассейна месторождения или района, шахтного поля, шахтопласта или его крыла.

I.2. Схемы и технология дегазации незащищенных выбросоопасных и угрожаемых шахтопластов должны выбираться в основном в соответствии с "Руководством по дегазации угольных шахт" издания 1975 г. Схемы и технология увлажнения таких шахтопластов принимаются в основном в соответствии с разделом IУ "Инструкции по безопасному ведению горных работ на пластах, склонных к внезапным выбросам угля, породы и газа" (Приложение к разделу 5 главы П "Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах") издания 1977 г.

В отличие от указанных нормативных документов настоящая методика позволяет устанавливать область раздельного или совместного применения способов дегазации и увлажнения выбросоопасных и угрожаемых шахтопластов и оптимальные (с учетом обеспечения минимума экономических затрат и осуществления профилактических работ в технологически приемлемые для шахты сроки) вариант и параметры указанных способов для любой мощности пласта и любой схемы расположения профилактических скважин относительно его напластования.

Условиями эффективного применения указанных способов являются снижение давления газа в пласте до невыбросоопасного значения 6 кгс/см^2 (для одной дегазации) или повышение влажности угля до 6% (для увлажнения, в том числе и после предварительной дегазации пласта).

I.3. Наиболее потенциально выбросоопасные зоны крупных дизъюнктивных нарушений, в особенности с разрывом сплошности пластов, целесообразно только дегазировать и не закачивать в них воду, поскольку высока вероятность, что вода уйдет в крупные трещины, не обводнив угольный пласт равномерно до требуемого предела.

I.4. При отсутствии крупных дизъюнктивных нарушений, но в случаях, когда в пласте преобладают потенциально выбросоопас-

ные внутрипластовые послойные тектонические нарушения, приводящие к образованию нарушенных тектонических структур угля (бракчиевидной, линзовидной, землисто-зернистой и землистой, см. табл.4 и рис.4 "Инструкции...", указанной в разделе I.2), дегазация предпочтительна при возможности бурения скважин с подъемом на восстание для устранения влияния воды, снижающей газоотдачу угольного массива, при условии длительного сохранения скважин в эксплуатации. Если давление газа в пласте высоко и снижение его до безопасного предела в приемлемые для шахты сроки дегазацией невозможно, целесообразно сочетать предварительную дегазацию с последующим увлажнением пласта через одни и те же скважины. При этом следует иметь в виду, что снижение давления газа в пласте за счет дегазации усоряет процесс последующего его увлажнения.

I.5. Нисходящие скважины, например пробуренные с подготавливаемого вентиляционного горизонта или из откаточного штрека, или из квершлага на действующем откаточном горизонте задолго до начала подготовки нижнего горизонта, при отсутствии крупных дизъюнктивных нарушений целесообразно использовать только для увлажнения пласта, так как эти скважины, в результате заполнения их водой, при дегазации дают низкий дебит газа.

I.6. Более точное решение вопроса о том, в каких случаях с учетом имеющегося времени на подготовку участка к эксплуатации и расходования минимума экономических затрат на профилактику пласта, следует применять дегазацию, увлажнение или дегазацию с последующим увлажнением, осуществляется путем установления оптимального варианта применения дегазации и увлажнения и оптимальных параметров этих способов (расстояния между профилактическими скважинами и продолжительности профилактической обработки пласта). Оптимальный вариант и оптимальные параметры определяются из решения соответствующей задачи оптимизации. При решении задачи используются исходные данные: геометрические и физические характеристики обрабатываемого участка пласта и профилактических скважин, удельные затраты на выполнение различных операций профилактических работ и др.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Для установления экономически оптимального варианта раздельного или совместного применения дегазации и увлажнения незащищенного выбросоопасного пласта и оптимальных параметров этих

способов необходимы исходные данные, приведенные в табл.I.

Таблица I

Исходные данные	Обозначение	Численное значение	Размерность
I	2	3	4
Длина обрабатываемого участка (блока) по простиранию пласта	L		м
Наклонная высота обрабатываемого блока (по падению)	h		м
Мощность пласта (средняя в блоке)	m		м
Глубина от земной поверхности до нижней границы блока	H		м
Длина профилактических скважин по углю (при бурении по наслоению пласта):			
полная	l		м
фильтрующая (полезная)	$l_ф$		м
Средняя длина скважин при бурении вкрест наслоения:			
по породе	$l_{п.ср}$		м
по углю	$l_{у.ср}$		м
Коэффициент расположения скважин	γ		-
Число одновременно увлажняемых скважин	n		
Удельный вес вышележащих пород	$\gamma_п$		тс/м^3
Удельный вес угля	$\gamma_у$		тс/м^3
Выход летучих из угля	$V_г$		%
Константы сорбции угля:			
предел сорбции	a		м^3/т
константа давления	b		см^2/кгс
Начальное (природное) давление газа в пласте	P_0		кгс/см^2
Начальное удельное метановыделение в скважину при свободном истечении (начальный дебит I м фильтрующей части скважины)	q_0		м^2/м·сут
Коэффициент влияния разряжения (вакуума)	$k_в$		-

Продолжение табл. I

I	2	3	4
Влажность угля:			
природная	W_0		%
максимально возможная для данного угля	W_{max}		%
Прирост влажности угля:			
необходимый	$\Delta W_н$		%
максимально возможный	ΔW_{max}		%
Коэффициент скорости водонасыщения угля при опытном нагнетании	β_0		I/ч
Масштаб расхода воды	δ		$м^3/м$
Удельный темп опытного нагнетания воды (для скважин, перебуривающих пласт вкрест напластования, взамен величин β_0 и δ)	q_0		$м^3/м \cdot ч$
Давление воды при опытном нагнетании	$P_{н.в}$		$кгс/см^2$
Рабочее давление воды при увлажнении пласта	$P_у$		$кгс/см^2$
Технологически допустимая продолжительность профилактической обработки участка пласта	T		сут
Число рабочих смен в сутки при бурении скважин:			
по углю	$n^у_{см}$		смен/сут
по породе	$n^п_{см}$		смен/сут
Число одновременно работающих буровых установок	$n_{б.у}$		-
Комплексная норма выработки при бурении скважин (средневзвешенная, с учетом уменьшения нормы по глубине бурения):			
по углю	$N_у$		м/смену
по породе	$N_п$		м/смену
Затраты времени на герметизацию одной скважины	$t_г$		сут/скв.
Затраты по заработной плате при бурении скважин			
по углю	$Б^у_1$		руб/смену
по породе	$Б^п_1$		руб/смену

1	2	3	4
при перемещении и установке бурового оборудования для бурения новой скважины	$Б_2$		руб/скв.
при герметизации скважин	$Г$		руб/скв.
при нагнетании воды	$У_1$		руб./сут
на ремонт оборудования для нагнетания воды	$У_2$		руб./сут
на доставку, монтаж и демонтаж оборудования для нагнетания воды	$У_3$		ру .
на доставку, монтаж и демонтаж дегазационного газопровода	$Д_1$		руб.
на ремонт и обслуживание дегазационного газопровода (на участке)	$Д_2$		руб./сут
Стоимость материалов для герметизации скважин	$М$		руб./скв.
Затраты на амортизацию оборудования:			
для бурения скважин			
по углю	$А'_1$		руб./скв.
по породе	$А''_1$		руб./скв.
для нагнетания воды	$А_2$		руб./скв.
для дегазации пласта (на участке)	$А$		руб./смену
Затраты на энергию привода:			
при бурении скважин			
по углю	$Э'_1$		руб./смену
по породе	$Э''_1$		руб./смену
при нагнетании воды	$Э_2$		руб./сут
при дегазации (на участке)	$Э_3$		руб./сут
Затраты на поддержание выработок по пласту, из которых производится его профилактическая обработка	$П$		руб./сут

3. ПОЛУЧЕНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Исходные данные для расчетов оптимального варианта раздельного или совместного применения дегазации и увлажнения незащищенного выбросоопасного пласта и его оптимальных параметров определяются сле-

дующим образом.

Величины Σ, h, m, H, берутся из планов развития горных работ с учетом материалов геологической разведки.

l принимается в соответствии с планом развития горных работ, проектируемой схемой взаимного расположения подготовительных выработок на участке и возможными схемами расположения скважин для дегазации (увлажнения) пласта. Величина l зависит от величины h, гипсометрии пласта, возможностей буровой техники, наличия соседних выработок и расстояния между ними. Если скважины бурятся в одном направлении (только по падению, восстанию или простиранию), то концы скважин должны выходить на 5 м за контур выработки, которая будет проходиться впоследствии параллельно выработке, из которой производится бурение. Если такая параллельная выработка уже пройдена, то концы скважин должны отстоять от ее контура на 10 м. Если скважины бурятся навстречу друг другу из параллельных выработок, то концы должны располагаться на одной линии, чередуясь в шахматном порядке.

$l_ф$ равна l за вычетом длины герметизации (10 м).

$l_{пф}$ принимается равной полусумме определенных графически расстояний от места бурения (устья скважин) до ближайшей и наиболее удаленной точки обрабатываемого блока (полусумма длин самой короткой и самой длинной скважин по породе).

$l_{уф}$ принимается равной полусумме определенных графически наименьшей и наибольшей протяженности скважин по углю.

γ принимается равным 1 при бурении скважин на восстание пласта и 1,25 – при бурении по простиранию пласта.

n принимается в соответствии со средней производительностью насосной установки (или группы установок, размещенных в одной выработке) $\Sigma q_н$ и удельным темпом опытного нагнетания воды в скважину с учетом ее фильтрующей длины $l_ф$, т.е.

$$n = \frac{\Sigma q_н}{q_0 l_ф}. \qquad (1)$$

$\gamma_п$ и $\gamma_у$ устанавливаются по данным лабораторного анализа (ГОСТ 2160–75) проб пород и угля из геологоразведочных скважин. При отсутствии указанных проб или результатов лабораторных определений можно принимать $\gamma_п = 2{,}5$ тс/м^3, $\gamma_у = 1{,}35$ тс/м^3.

$V_г$, a и b устанавливаются по данным лабораторного анализа (ГОСТ 6382–75) проб угля из геологоразведочных скважин или принимаются по каталогу метаноемкости углей бассейна (месторождения).

При отсутствии в каталоге величин a и b для данного пласта принимают указанные величины для одного из соседних пластов с близким значением.

P_o определяется на основании измерений по разведочным скважинам на данном или соседнем участке на уровне нижней границы обрабатываемого блока. Замеренное значение P_o проверяется путем сопоставления с величиной P_o, рассчитанной по эмпирическим формулам, принятым для данного бассейна, месторождения, района или шахтного поля.

Для Прокопьевско-Киселевского района Кузбасса P_o можно рассчитать по формуле

$$P_o = K_n \sqrt[3]{(H - H_o)^2} \quad \text{кгс/см}^2, \qquad (2)$$

где K_n – в зонах закрытых антиклинальных складок равен 0,7; для пластов, выходящих под наносы, при неотработанном верхнем горизонте – 0,5; для пластов, выходящих под наносы, при отработанном верхнем горизонте – 0,4;

H_o – глубина зоны газового выветривания, м; H_o =80.

Если замеренное значение P_o меньше расчетного, принимают расчетное значение P_o.

q_o определяется путем измерений двух значений скорости газовыделения из скважины в различные промежутки времени после окончания ее бурения, например через 1 и 24 ч и последующих расчетов по формуле

$$q_o = \frac{24\, q_1}{l_\phi}\, e^{\lambda t_1} \quad \text{м}^3/\text{м}\cdot\text{сут}, \qquad (3)$$

где

$$\lambda = \frac{\ln q_1 - \ln q_2}{t_2 - t_1} \quad 1/\text{ч}; \qquad (4)$$

q_1, q_2 – соответственно первое и второе значения скорости газовыделения из скважины, м^3/ч;

t_1, t_2 – соответственно первый и второй интервалы времени измерений, ч (например, t_1 = 1, t_2 = 24).

k_3 – принимают равным 1 для Воркутинского месторождения (и Донбасса), а для Карагандинского бассейна и Кузбасса – 1,25.

W_o принимают равной средней влажности угля на данном или на соседнем неувлажненном участке того же пласта (в забоях выработок

отбирают боровздовые пробы угля согласно ГОСТ 3249-46 или ГОСТ 9815-61, для которых производят лабораторный анализ на влажность согласно ГОСТ 11014-64).

W_{max} определяют анализом на влажность проб угля, взятых в 10-20 см от скважины после опытного нагнетания воды. Для углей средней степени метаморфизма величину W_{max} можно принимать равной 8%.

W_{max} и ΔW_{max} определяют по формулам:

$$\Delta W_н = 6 - W_o \ \% \ ; \tag{5}$$

$$\Delta W_{max} = W_{max} - W_o \ \% \ . \tag{6}$$

Величины β и δ определяются по результатам опытного нагнетания воды в скважину до дегазации на данном или соседнем участке того же пласта. После опытного нагнетания строится осредненный график (рис.I,а) зависимости удельного суммарного расхода Q (объема закачанной воды на I м длины скважины, $м^3/м$) от чистой продолжительности (исключая перерывы) нагнетания $t_{но}$. Затем по снятым с этого графика точкам строится второй график (рис.I,б) зависимости $Q^2 = f(t_{но})$ в масштабе $I м^6/м^2 = I$ ч. По конечным точкам второго графика строится касательная, отсекающая на осях $t_{но}$ и Q^2 отрезки c и d. По величинам этих отрезков определяются коэффициенты β_o и δ согласно формулам:

$$\beta_o = \frac{1}{c} \ \ I/ч; \tag{7}$$

$$\delta = \sqrt{\frac{d}{2}} \ \ м^3/м \ . \tag{8}$$

q_o определяется по данным опытного нагнетания воды через скважину, перебуривающую пласт вкрест напластования, согласно формуле

$$q_o = \frac{Q}{t_{но} \cdot m} \ м^3/ч \cdot м \ , \tag{9}$$

где $P_{но}$ выбирается в пределах:

$$P_o < P_{но} < 0{,}2H. \tag{10}$$

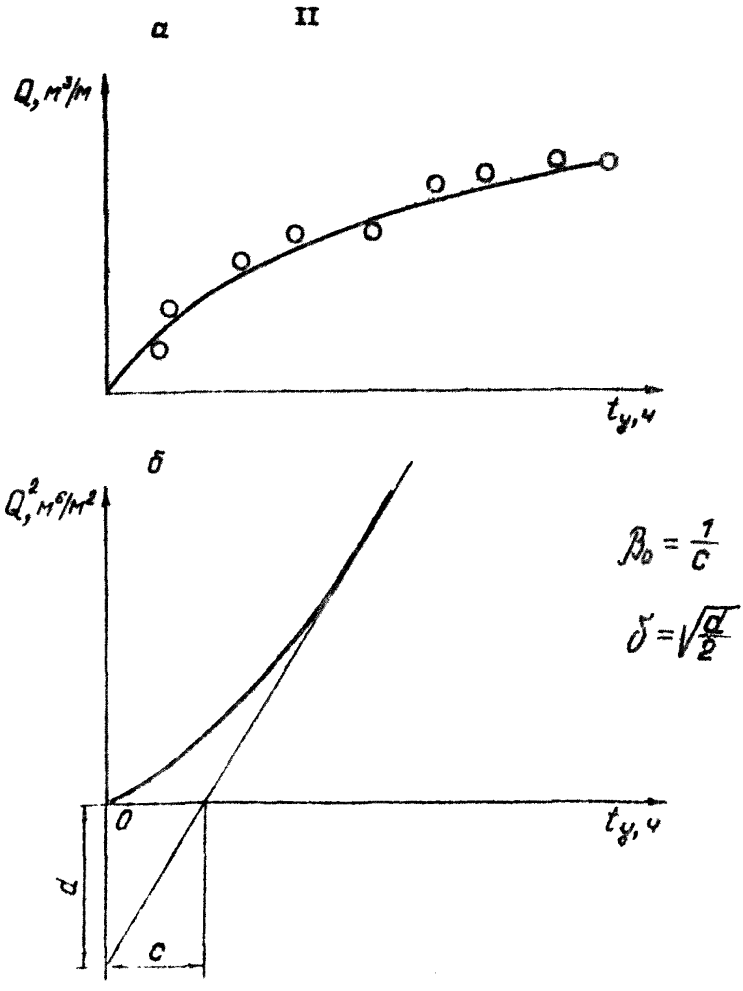


Рис.1. Схема определения гидравлических параметров β_0 и δ по результатам опытного нагнетания: а – динамика удельного суммарного расхода Q во времени t_y; б – то же, квадрата удельного расхода Q^2; t_y – продолжительность непрерывного нагнетания воды в опытную скважину

P_y может быть выбрано в тех же пределах, что и $P_{н.о}$, но ближе к верхнему пределу 0,2.

T принимается из условия обеспечения плановой добычи угля участком и шахтой.

$n^y_{см}, n^п_{см}, n_{б.ч}$ принимаются с учетом технических и организационных возможностей участка (шахты).

$N_y, N_п, Б^y_1, Б^п_1, Б_2, Г, У_1, У_2, У_3, Д_1, Д_2, М,$

$A^y_1, A^п_1, A_2, A_3, З^y_1, З^п_1, З_2, З_3, П$ определяются экономической службой шахты или производственного объединения с учетом принятых тарифов, норм, расценок, стоимости оборудования и материалов и необходимых объемов работ в конкретных условиях.

4. КОЭФФИЦИЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В РАСЧЕТЫ

Для упрощения процесса расчетов введены коэффициенты, отражающие многократно повторяющиеся сочетания отдельных характеристик и параметров (табл.2).

Таблица 2

Коэффициенты и расчетные формулы	Размерность	Численные значения по участкам (блокам)
1	2	3
$C_1 = \left[\frac{l}{N_y}(Б^y_1 + З^y_1) + Б_2 + М + Г + A^y_1\right] Д$	руб.м	
$C'_1 = 2\left[\frac{l}{N_y}(Б^y_1 + З^y_1) + Б_2 + М + Г + A^y_1\right] Д\, m$	руб.м^2	
$C''_1 = \left[\frac{l_{п.ср}}{N_п}(Б^п_1 + З^п_1) + Б_2 + М + Г + A^п_1 + \frac{l_{у.ср}}{N_y}(Б^y_1 + З^y_1) + A^y_1\right] Д\, h$	руб.м^2	
$C_2 = Д_2 + A_3 + З_3$	руб/сут	
$C_3 = У_1 + У_2 + A_2 + З_2$	руб/сут	

Продолжение табл.2

1	2	3
$a_1 = \frac{\gamma_y a b P_0 m}{g_0 \eta k_0 (1 + b P_0)}$		сут/м
$a_1' = \frac{\gamma_y a b P_0}{2 \eta g_0 k_0 (1 + b P_0)}$		сут/м^2
$a_1'' = \frac{\gamma_y a b P_0}{4{,}5 g_0 k_0 (1 + b P_0)}$		сут/м^2
$a_2 = \ln \frac{P_0}{1 + b P_0}$		сут/м^2
$a_3 = \frac{(P_{H0} - P_0) \alpha}{24 \beta_0 n}$		сут·м·кгс/см^2
$a_3' = \frac{(P_{H0} - P_0) \alpha m}{12 \beta_0 n}$		сут·м^2·кгс/см^2
$a_3'' = \frac{11 \gamma_y \Delta W_{max} (P_{H0} - P_0) \alpha h 10^{-5}}{g_0 n (1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{max}})^2}$		сут·кгс/см^2
$a_4 = \frac{1}{8} \left[\frac{\gamma_y \Delta W_{max} n}{\delta (1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{max}})^2} \right] 10^{-4}$		1/м^2
$a_4' = 0{,}0086 \left[\frac{\gamma_y \Delta W_{max}}{\delta (1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{max}})^2} \right]^2 10^{-4}$		1/м^4

I	2	3

$$a_5 = \frac{l\mathcal{L}}{N_y n^y_{см} n_{б.у}} + \mathcal{L} t_г \qquad \text{сут·м}$$

$$a'_5 = \frac{2 l \mathcal{L} m}{N_y n^y_{см} n_{б.у}} + 2\mathcal{L} m t_г \qquad \text{сут·м}^2$$

$$a''_5 = \left(\frac{l_{п\,ср}}{N_п n^п_{см}} + \frac{l_{у\,ср}}{N_y n^y_{см}}\right)\frac{\mathcal{L} h}{n_{б.у}} + \mathcal{L} h t_г \text{ сут·м}^2$$

$$a_6 = \ln \frac{(1+6b)P_0}{6(1+bP_0)}$$

Примечание. Коэффициенты C'_1, a'_1, a'_3, a'_4 и a'_5 используются для мощных пластов при условии, когда расстояние между скважинами, расположенными по наслоению пласта, меньше удвоенной мощности пласта.

Коэффициенты C''_1, a''_1, a''_3 и a''_5 используются при условии расположения скважин вкрест наслоения пласта.

5. ЗАДАЧА ОПТИМИЗАЦИИ И ЕЕ РЕШЕНИЕ

Решение задачи оптимизации состоит в отыскании следующих величин: P – давления газа, до которого следует снижать за счет дегазации начальное природное давление P_0; расстояния между скважинами R; продолжительности бурения скважин $t_б$, дегазации $t_д$ и непрерывного увлажнения $t_у$ – так, чтобы величина экономических затрат на профилактическую обработку участка (блока) пласта $C(P,R)$ была наименьшей, а продолжительность профилактической обработки не превышала технологически допустимый срок T.

Для случаев различного соотношения мощности пласта и расстояния между скважинами, а также для различных технологически возможных схем расположения профилактических скважин эта задача может быть сформулирована следующим образом.

Вначале находится наименьшее значение $C_{(g+y)min}$ функции $C_{(g+y)}(P,R)$, выражающей экономические затраты на профилактическую обработку участка (блока) пласта при совместном применении дегазации и увлажнения в допустимой области изменения P и R.

Для скважин, расположенных по наслоению пласта, значение $C_{(g+y)min}$ и соответствующие значения $t_б, t_g, t_y, P$ и R находятся с помощью ЭВМ по составленной заранее программе минимизации функции

$$C_{(g+y)}(P,R)=C_1'\frac{1}{R^2}+C_2t_g'+C_3t_y'+\Pi(t_б'+t_g'+t_y') \text{ руб.} \qquad (II)$$

при ограничениях:

$$2\le R\le 2m \text{ м};$$
$$6\le P\le P_o \text{ кгс/см}^2;$$
$$t_б'+t_g'+t_y'\le T \text{ сут}$$

или функции

$$C_{(g+y)}(P,R)=C_1\frac{1}{R}+C_2t_g+C_3t_y+\Pi(t_б+t_g+t_y) \text{ руб.} \qquad (I2)$$

при ограничениях:

$$2m<R\le 20 \text{ м};$$
$$6\le P\le P_o \text{ кгс/см}^2;$$
$$t_б+t_g+t_y\le T \text{ сут},$$

где P – давление газа в пласте после его дегазации, кгс/см^2;

R – расстояние между скважинами (по наслоению пласта), м;

t_g, t_g' – продолжительность дегазации; сут;

t_y, t_y' – продолжительность увлажнения, сут;

$t_б, t_б'$ – продолжительность бурения скважин, сут.

Для скважин, расположенных вкрест наслоения пласта, значение $C_{(g+y)min}$ и соответствующие значения $P, R, t_б, t_g$ и t_y также на-

ходятся с помощью ЭВМ по составленной заранее программе минимизации функции

$$C_{(g+y)}(P,R) = C_1'' \frac{1}{R^2} + C_2 t_g'' + C_3 t_y'' + \Pi(t_s'' + t_g'' + t_y'') \quad \text{руб.} \qquad (13)$$

при ограничениях:

$$2 \leq R \leq 20 \text{ м};$$
$$6 \leq P \leq P_0 \text{ кгс/см}^2;$$
$$t_s'' + t_g'' + t_y'' \leq T \text{ сут.}$$

где t_s'', t_g'', t_y'' – соответственно продолжительность бурения (и герметизации) скважин, дегазации и увлажнения, сут.

После нахождения $C_{(g+y)min}$ и соответствующих оптимальных значений параметров P, R, t_s (t_s' или t_s''), t_y (t_y' или t_y'') внутри допустимой области их изменения для совместного применения дегазации и увлажнения определяются оптимальные значения параметров на границах этой области, соответствующие раздельному применению дегазации и увлажнения, и из допустимых по продолжительности вариантов выбирается наиболее экономичный.

Оптимальные параметры раздельного применения дегазации и увлажнения получаются как частные случаи решения рассмотренной задачи оптимизации при $P = 6$ кгс/см^2 (применение одной дегазации) и $P = P_0$ (применение одного увлажнения).

Расчетные формулы для определения оптимальных параметров профилактической обработки участка (блока) пласта приведены в табл.3.

Таблица 3

№ п/п	Параметры и расчетные формулы	Размерность	Численные значения по участкам (блокам)
1	2	3	4
I.	ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЕГАЗАЦИИ С ПОСЛЕДУЮЩИМ УВЛАЖНЕНИЕМ:		
	расстояние между скважинами* R	м	
	давление газа в пласте после его дегазации P	кгс/см^2	

а) Здесь и далее при $R > 20$ м принимается $R = 20$ м и остальные параметры рассчитываются для этого значения

Продолжение табл.3

I	2	3	4

продолжительность бурения (и герметизации) скважин:

а) скважины по наслоению

$$t_б' = \frac{a_5'}{R^2} \quad (2 \le R \le 2m)$$ сут

$$t_б = \frac{a_5}{R} \quad (2m < R \le 20)$$ сут

б) скважины вкрест наслоения

$$t_б'' = \frac{a_5''}{R^2}$$ сут

продолжительность дегазации:

а) скважины по наслоению

$$t_д' = a_1'[\ln(1+bP) - \ln P + a_2]R^2 \quad (2 \le R \le 2m)$$ сут

$$t_д = a_1[\ln(1+bP) - \ln P + a_2]R \quad (2m < R \le 20)$$ сут

б) скважины вкрест наслоения

$$t_д'' = a_1[\ln(1+bP) - \ln P + a_2]R^2$$ сут

продолжительность увлажнения:

а) скважины по наслоению

$$t_у' = \frac{a_3'}{P_у - P_0}(1 + a_4'R^4)\frac{1}{R^2} \quad (2 \le R \le 2m)$$ сут

$$t_у = \frac{a_3}{P_у - P_0}(1 + a_4R^2)\frac{1}{R} \quad (2m < R \le 20)$$ сут

Продолжение табл. 3

I	2	3	4
	б) скважины вкрест наслоения $t''_y = a''_3 \frac{1}{P_y - P_0}$	сут	
	продолжительность нагнетания в одну скважину:		
	а) скважины по наслоению $t'_{y\,скв} = \frac{0{,}5\pi R^2}{2m} t'_y$	сут	
	$(2 \le R \le 2m)$		
	$t_{y\,скв} = \frac{R\pi}{2} - t_y$	сут	
	$(2m < R \le 20)$		
	б) скважины вкрест наслоения $t''_{y\,скв} = \frac{\pi R^2}{2 h} t''_y$	сут	
	норма подачи воды (на одну скважину):		
	а) скважины по наслоению $Q_{скв} = \delta \sqrt{2(24\beta_0 \frac{P_y - P_0}{P_{н.с} - P_0} t_{y\,скв} - 1) l_\varphi}$	м³	*
	б) скважины вкрест наслоения $Q_{скв} = 24 q_0 t''_{y\,скв} \frac{P_y - P_0}{P_{н.с} - P} l_\varphi$	м³	
	минимальные экономические затраты на обработку заданного блока – определяются по формулам (II), (I2) или (I3)	руб.	
	стоимость (минимальная) обработки I т угля $C_{(q \cdot y)min} = \frac{C_{(q \cdot y)min}}{2 h m \gamma_y}$	руб./т	

*) При $2 \le R \le 2m$ взамен $t_{y\,скв}$ подставляется $t'_{y\,скв}$.

Продолжение табл. 3

1	2	3	4
2.	ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОЙ ДЕГАЗАЦИИ БЕЗ УЧЁТА ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ:		
	расстояние между скважинами:		
	а) скважины по наслоению $R_{g\,min}=\sqrt[4]{\frac{C_1'+a_5'\Pi}{(C_2+\Pi)a_1'a_6}}$	м	
	Если $R_{g\,min}>2m$, пересчитывается по формуле $R_{g\,min}=\sqrt{\frac{C_1+a_5\Pi}{(C_2+\Pi)a_1a_6}}$	м	
	б) скважины вкрест наслоения $R_{g\,min}=\sqrt[4]{\frac{C_1''+a_5''\Pi}{(C_2+\Pi)a_1''a_6}}$	м	
	продолжительность бурения (и герметизации) скважин:		
	а) скважины по наслоению $t_5'=a_5'\sqrt{\frac{(C_2+\Pi)a_1'a_6}{C_1'+a_5'\Pi}}$ $(2\le R_{g\,min}\le 2m)$	сут	
	$t_5=a_5\sqrt{\frac{(C_2+\Pi)a_1a_6}{C_1+a_5\Pi}}$ $(2m<R_{g\,min}\le 20)$	сут	

Продолжение табл.3

1	2	3	4

б) скважины вкрест наслоения

$$t_{\delta}^{''} = a_5^{''}\sqrt{\frac{(C_2+\Pi)a_1^{''}a_6}{C_1^{''}+a_5^{''}\Pi}}$$ сут

продолжительность дегазации:

а) скважины по наслоению

$$t_{g\,min} = \sqrt{\frac{(C_1^{'}+a_5^{'}\Pi)a_1a_6}{C_2+\Pi}}$$ сут

$$(2 \leq R_{g\,min} \leq 2m)$$

$$t_{g\,min} = \sqrt{\frac{(C_1+a_5\Pi)a_1a_6}{C_2+\Pi}}$$ сут

$$(2m < R_{g\,min} \leq 20)$$

б) скважины вкрест наслоения

$$t_{g\,min}^{''} = \sqrt{\frac{(C_1^{''}+a_5^{''}\Pi)a_1^{''}a_6}{C_2+\Pi}}$$ сут

минимальные экономические затраты на обработку заданного блока:

а) скважины по наслоению

$$C_{g\,min} = 2\sqrt{(C_1^{'}+a_5^{'}\Pi)a_1^{'}a_6(C_2+\Pi)}$$ руб.

$$(2 \leq R_{g\,min} \leq 2m)$$

$$C_{g\,min} = 2\sqrt{(C_1+a_5\Pi)a_1a_6(C_2+\Pi)}$$ руб.

$$(2m \leq R_{g\,min} \leq 20)$$

б) скважины вкрест наслоения

$$C_{g\,min} = 2\sqrt{(C_1^{''}+a_5^{''}\Pi)a_1^{''}a_6}$$ руб.
руб.

Продолжение табл.3

I	2	3	4
	стоимость (минимальная) обработки угля (см.п.I)	руб./т	
2	ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ СЛОЙ ДЕГАЗАЦИИ ДЛЯ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ (вычисляются в случае, если для указанных в предыдущем пункте 2 значений t_g и t_δ выполняется неравенство $t_\delta + t_g > T$): расстояние между скважинами:		
	а) скважины по напластованию		
	$R^*_{g\,min} = \sqrt{\dfrac{T + \sqrt{T^2 - 4a'_1 a_5 a_6}}{2a'_1 a_6}}$	м	
	Если $R^*_{g\,min} > 2$ м пересчитывается по формуле		
	$R^*_{g\,min} = \dfrac{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_5 a_6}}{2a_1 a_6}$	м	
	б) скважины вкрест напластования		
	$R^*_{g\,min} = \sqrt{\dfrac{T + \sqrt{T^2 - 4a'_1 a'_5 a_6}}{2a'_1 a_6}}$	м	
	продолжительность бурения (и герметизации) скважин:		
	а) скважины по напластованию		
	$t^*_\delta = \dfrac{2a'_1 a'_5 a_6}{T + \sqrt{T^2 - 4a'_1 a'_5 a_6}}$	сут	
	$(2 \leq R_{g\,min} \leq 2\,м)$		
	$t^*_\delta = \dfrac{2a_1 a_5 a_6}{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_5 a_6}}$	сут	
	$(2\,м < R^*_{g\,min} \leq 20)$		

Продолжение табл.3

I	2	3	4

б) скважины вкрест наслоения

$$t_g^{''*} = \frac{2a_1'' a_5'' a_6}{T+\sqrt{T^2-4a_1'' a_5'' a_6}}$$ сут

продолжительность дегазации:

а) скважины по наслоению

$$t_g^{'*} = \frac{T+\sqrt{T^2-4a_1' a_5' a_6}}{2}$$ сут

$(2 \le R_{g\,min}^{*} \le 2m)$

$$t_g^{*} = \frac{T+\sqrt{T^2-4a_1 a_5 a_6}}{2}$$ сут

$(2m < R_{g\,min}^{*} \le 20)$

б) скважины вкрест наслоения

$$t_g^{''*} = \frac{T+\sqrt{T^2-4a_1'' a_5'' a_6}}{2}$$ сут

минимальные экономические затраты на дегазацию заданного блока:

а) скважины по наслоению

$$C_{g\,min}^{'*} = (C_2+\Pi)T + \frac{2(C_1'-a_5' C_2)a_1 a_6}{T+\sqrt{T^2-4a_1' a_5' a_6}}$$ руб.

$(2 \le R_{g\,min}^{*} \le 2m)$

$$C_{g\,min}^{*} = (C_2+\Pi)T + \frac{2(C_1-a_5 C_2)a_1 a_6}{T+\sqrt{T^2-4a_1 a_5 a_6}}$$ руб.

$(2m < R_{g\,min}^{*} \le 2m)$

Продолжение табл.3

I	2	3	4

б) скважины вкрест наслоения

$$C''_{g\,min}=(C_2+\Pi)T+\frac{2(C''_1-a''_5C_2)a''_1a_6}{T+\sqrt{T^2-4a''_1a''_5a_6}}$$ руб.

стоимость (минимальная) обработки угля (см. п.I) руб./т

3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОГО УВЛАЖНЕНИЯ БЕЗ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ:

расстояние между скважинами:

а) скважины по наслоению

$$R_{y\,min}=\sqrt{\frac{(C'_1+a'_5\Pi)(P_y-P_o)+a'_3(C_3+\Pi)}{(C_3+\Pi)a_3a_4}}$$ м

При $R_{y\,min}>2m$ пересчитывается по формуле

$$R_{y\,min}=\sqrt{\frac{(C_1+a_5\Pi)(P_y-P_o)+a_3(C_3+\Pi)}{(C_3+\Pi)a_3a_4}}$$ м

б) скважины вкрест наслоения

$$R_{g\,min}=\sqrt{\frac{a''_5(P_y-P_o)}{(P_y-P_o)T-a''_5}}$$ м

продолжительность бурения (и герметизации) скважин:

а) скважины по наслоению

$$t'_\delta=a'_5\sqrt{\frac{(C_3+\Pi)a'_5a'_4}{(C'_1+a'_5\Pi)(P_y-P_o)+a'_5(C_3+\Pi)}}$$ сут

$(2\le R_{y\,min}\le 2m)$

Продолжение табл.3

I	2	3	4
	$t_б = a_5\sqrt{\frac{(C_3+П)\,a_3\,a_4}{(C_1+a_5П)(P_y-P_o)+a'_3(C_3+П)}}$	сут	
	$(2m < R_{y\,min} \leq 20)$		
	б) скважины вкрест наслоения		
	$t''_б = T - \frac{a''_3}{P_y-P_o}$	м	
	продолжительность увлажнения:		
	а) скважины по наслоению		
	$t'_{y\,min} = \frac{a'_3}{P_y-P_o}\left[2+\frac{C_3+a'_5П}{a'_3(C_3+П)}\right]\times$		
	$\times\frac{(C_3+П)a'_3a'_4}{(C'_1+a'_5П)(P_3-P_o)+a'_3(C_3+П)}$	сут	
	$(2 \leq R_{y\,min} \leq 2m)$		
	$t_{y\,min} = \frac{a_3}{P_y-P_o}\left[2+\frac{C_3+a_5П}{a_3(C_3+П)}\right]\times$		
	$\times\sqrt{\frac{(C_3+П)\,a_3a_4}{(C_1+a_5П)(P_1-P_o)-a_3(C_3-П)}}$	сут	
	$(2m < R_{y\,min} \leq 20)$		
	б) скважины вкрест наслоения		
	$t''_{y\,min} = \frac{a''_3}{P_y-P_o}$	сут	
	продолжительность нагнетания в одну скважину:		
	а) скважины по наслоению		
	$t'_{y\,скв} = \frac{0{,}5n\,R^2_{y\,min}}{2m}\,t'_{y\,min}$	сут	
	$(2 \leq R_{y\,min} \leq 2m)$		

Продолжение табл.3

I	2	3	4

$$C_{y\min} = \frac{2}{P_y - P_o}\sqrt{a_3 a_4 (C_3 + П)\left[(C_1 + a_5 П)(P_y - P_o) + a_3 (C_3 + П)\right]} \quad \text{руб.}$$

$$(2m < R_{y\min} \le 20)$$

б) скважины вкрест наслоения

$$C_{y\min} = \frac{c_1''\left[(P_y - P_o)T - a_3''\right]}{a_3''(P_y - P_o)T - c_3''} \quad \text{руб.}$$

стоимость (минимальная) обработки I т угля

$$C_{y\min} = \frac{C_{y\min}}{m \lambda h} \quad \text{руб./т}$$

3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОГО УВЛАЖНЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ (вычисляются в случае, если для указанных в предыдущем пункте значений $t_з$ и $t_у$ выполняется неравенство $t_з + t_у > T$):

расстояние между скважинами:

а) скважины по наслоению

$$R^*_{y\min} = \sqrt{\frac{T(P_y - P_o) + \sqrt{T^2(P_y - P_o)^2 - 4a_3' a_4' \left[a_3' + a_5(P_y - P_o)\right]}}{2 a_3' a_4'}} \quad \text{м}$$

При $R^*_{y\min} > 2m$ пересчитывается по формуле

$$R^*_{y\min} = \frac{T(P_y - P_o) + \sqrt{T^2(P_y - P_o) - 4a_3 a_4 \left[a_3 + a_5(P_y - P_o)\right]T}}{2 a_3 a_4}$$

б) скважины вкрест наслоения (см.п.3) м

продолжительность бурения (и герметизации) скважин:

а) скважины по наслоению

$$t_б'^* = \frac{a_3'}{R^{*2}_{y\min}} \quad \text{сут}$$

$$(2 \le R^*_{y\min} \le 2m)$$

Продолжение табл.3

I	2	3	4

$$t_{y\,скв}' = \frac{n R_{y\,min}}{\mathcal{L}} t_{y\,min} \quad \text{сут}$$

$(2m < R_{y\,min} \leq 20)$

б) скважины вкрест наслоения

$$t_y'' = \frac{n R_{y\,min}^2}{\mathcal{L} h} t_{y\,min}'' \quad \text{сут}$$

норма подачи воды (на одну скважину):

а) скважины по наслоению

$$Q_{скв} = \delta \sqrt{2\left(24 \beta_0 \frac{P_y - P_0}{P_{к0} - P_0} t_{y\,скв} - 1\right) l_ф}\ ^{*} \quad м^3$$

б) скважины вкрест наслоения

$$Q_{скв} = 24 q_0 t_{y\,скв}'' \frac{P_y - P_0}{P_{к0} - P_0} l_ф \quad м^3$$

минимальные экономические затраты на увлажнение заданного блока:

а) скважины по наслоению

$$C_{y\,min} = \frac{2}{P_y - P_0} \sqrt{a_3' a_4' (C_3 + П)\left[(C_1' + a_5' П)(P_y - P_0) + a_3' (C_3 + П)\right]} \quad \text{руб.}$$

$(2 \leq R_{y\,min} \leq 2m)$

---

*) При $2 \leq R \leq 2m$ взамен $t_{y\,скв}$ подставляется $t_{y\,скв}'$.

Продолжение табл.3

I	2	3	4
	$t^{*}_{\delta} = \frac{a_{\delta}}{R^{*2}_{y\,min}}$	сут	
	$(2m < R^{*}_{y\,min} \leq 20)$		
	б) скважины вкрест наслоения		
	$t^{**}_{\delta} = \frac{a^{*}_{\delta}}{R^{*2}_{y\,min}}$	сут	
	продолжительность увлажнения:		
	а) скважины по наслоению		
	$t'^{*}_{y\,min} = a'_{3}\,\frac{1}{P_y - P_o}\,(1 + a'_{4} R^{*4}_{y\,min})\,\frac{1}{R^{*2}_{y\,min}}$	сут	
	$(2 \leq R^{*}_{y\,min} \leq 2m)$		
	$t^{*}_{y\,min} = a_{3}\,\frac{1}{P_y - P_o}\,(1 + a_{4} R^{*2}_{y\,min})\,\frac{1}{R^{*}_{y\,min}}$	сут	
	$(2m < R^{*}_{y\,min} \leq 20)$		
	б) скважины вкрест наслоения		
	$t''^{*}_{y\,min} = a''_{3}\,\frac{1}{P_y - P_o}$	сут	
	продолжительность нагнетания в одну скважину (см.п.3):		
	а) скважины по наслоению		
	$t'^{*}_{y\,min}$ $\quad 2 \leq R_{y\,min} \leq 2m$	сут	
	$t^{*}_{y\,min}$ $\quad 2m < R^{*}_{y\,min} < 20$	сут	

Продолжение табл.3

I	2	3	4

б) скважины вкрест наслоения, $t^{**}_{y\,min}$ сут

норма подачи воды (на одну скважину), см.п.3;

а) скважины по наслоению

$Q^{*}_{скв}$ при $2 \leq R^{*}_{y\,min} \leq 2m$ м³

$Q^{*}_{скв}$ при $2m < R^{*}_{y\,min} \leq 20$ м³

б) скважины вкрест наслоения $Q^{*}_{скв}$ м³

минимальные экономические затраты на профилактическую обработку:

а) скважины по наслоению

$$C^{*}_{y\,min} = (C_3 + l)T + \frac{2(C_1' - a_5' C_3)a_3' a_4'}{T(P_y - P_0) + \sqrt{T^2(P_y - P_0)^2 - 4a_3' a_4' [a_3 + a_5(P_y - P_0)]}} \text{ руб.}$$

$$(2 \leq R^{*}_{y\,min} \leq 2m)$$

$$C^{*}_{y\,min} = (C_3 + \Pi)T + \frac{2(C_1 + a_5 C_3)a_3 a_4}{T(P_y - P_0) + \sqrt{T^2(P_y - P_0)^2 - 4a_3 a_4 [a_3 + a_5(P_y - P_0)]}}$$

$$(2m < R^{*}_{y\,min} \leq 20)$$

б) скважины вкрест наслоения (см.п.3) руб.

стоимость (минимальная) обработки T т угля (см.п.I) руб./т

Оптимальные параметры рекомендуемого к применению оптимального варианта профилактической обработки участка (блока) пласта выдаются в виде табл.4.

Таблица 4

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Численные значения по участкам (блокам)
Расстояние между профилактическими скважинами:			
дегазационными	R_g	м	
дегазационно-увлажнительными или увлажнительными	$R_{(g+y)}, R_y$	м	
Продолжительность рекомендуемой профилактической обработки пласта с учетом бурения скважин:			
дегазации	t_g	сут	
увлажнения	t_y	сут	
Норма подачи воды в пласт:			
на одну скважину	$Q_{скв}$	$м^3$	
на I м фильтрующей длины скважины	$q_{скв.}$	$м^3/м$	
Экономические затраты на профилактическую обработку пласта:			
на участок (блок) в целом	C_{min}	руб.	
на I т угля	c_{min}	руб./т	

6. ПРОГРАММА РАСЧЕТОВ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ И УВЛАЖНЕНИЯ ПЛАСТОВ ДЛЯ ЭЦВМ "НАИРИ-2"

В табл.5 приведены идентификаторы машинного кода ЭЦВМ "Наири-2" используемых в расчетах исходных данных (см.табл.I) и коэффициентов (см.табл.2).

Таблица 5

Исходные данные и коэффициенты	Идентификаторы	Номер соответствующей таблицы
а) скважин по напластованию		
$a'_1, a_2, a'_3, a'_4, a'_5$,	a_1, a_2, a_3, a_4, a_5,	2
a_1, a_2, a_3, a_4, a_5	$\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$	2
C'_1, C_2, C_3	a_6, a_7, a_8	2
C_1, C_2, C_3	$\beta_6, \beta_7, \beta_8$	2
Π, Π	a_9, β_9	I
T, T	a_{10}, β_{10}	I
P_y, P_y	a_{11}, β_{11}	I
δ δ	a_{12}, β_{12}	I
P_*, P_*	a_{13}, β_{13}	I
$2m, 0$	a_{14}, β_{14}	I
б) скважины вкрест напластования		
$a''_1, a_2, a''_3, 0, a''_5$	a_1, a_2, a_3, a_4, a_5	2
$0, 0, 0, 0$	$\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$	-
C''_1, C_2, C_3	a_6, a_7, a_8	2
$0, 0, 0$	$\beta_6, \beta_7, \beta_8$	-
$\Pi, 0$	a_9, β_9	I
$T, 0$	a_{10}, β_{10}	I
$P_y, 0$	a_{11}, β_{11}	I
$\delta, 0$	a_{12}, β_{12}	I
$P_*, 0$	a_{13}, β_{13}	I
$2\theta, 0$	a_{14}, β_{14}	-

Ниже приведена программа расчетов для ЭЦВМ "Наири-2". При применении ЭЦВМ другого типа программа расчета составляется аналогичным образом с использованием соответствующих машинному коду идентификаторов.

```
i=50 x
j=20 y z
k=14 a b

1 допустим k=1
2 Введем a_k
3 Введем b_k
4 Заменим k=k+1
5 если k-14<0 идти к 2
6 допустим j=0
7 допустим i=0
8 допустим n=j
9 Вычислим z_j=10^8
10 Вычислим y_j=2+n
11 допустим b=1
12 Вычислим x_i=6+b
13 если y_j-a_14<0 идти к 15
14 идти к 20
15 Вычислим l=a_1( ln(a_12x_i+1)- lnx_i+ lna_13- ln(a_12a_13+1))y_j^2
16 Вычислим o=a_5(1+a_4y_j^4)/((a_11-x_i)y_j^2)
17 Вычислим ч=a_5/y_j^4
18 Вычислим e=(a_9/y_j^2)+a_7l+a_8o+a_6(l+o+ч)
19 идти к 24
20 Вычислим l=b_1( ln(b_12x_i+1)- lnx_i+ lnb_13- ln(b_12b_13+1))y_j
21 Вычислим o=b_5(1+b_4y_j^2)/((b_11-x_i)y_j)
22 Вычислим ч=b_5/y_j
23 Вычислим q=(b_6/y_j)+b_7l+b_8o+b_9(l+o+ч)
24 если z_j-e<0 идти к 26
25 Вычислим z_j=e  p=6+b  u=l  t=0  s=p+u+t
26 Заменим i=i+1
27 Вычислим л=a_13-6
28 если b-л<0 идти к 11
29 печатаем с 2 знаками z_j  p  u  t
30 печатаем с 2 знаками ч  o
31 Заменим j=j+1
32 если j-18<0 идти к 7
33 кончаем
исполним 1

a_1 b_1 a_2 b_2 a_3 b_3                    a_14 b_14
```

Расшифровка результатов:

$j+2 \rightarrow R$ - расстояние между скважинами;

$z_j \rightarrow C_{(g+y)}$ - экономические затраты при совместном применении дегазации и увлажнения;

$p \rightarrow P$ - давление газа в пласте после дегазации;

$4 \rightarrow t_s$ - продолжительность бурения (и герметизации) скважин;

$u \rightarrow t_g$ - продолжительность дегазации;

$t \rightarrow t_y$ - продолжительность увлажнения.

7. ПРИМЕРЫ ОПТИМИЗАЦИИ ВАРИАНТОВ И ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ И УВЛАЖНЕНИЯ ВЫБРОСООПАСНЫХ ПЛАСТОВ

В табл.6 даны примеры расчетов оптимальных вариантов и параметров дегазации и увлажнения пластов Кузбасса и Воркутинского месторождения для предотвращения внезапных выбросов угля и газа. Расчеты выполнены в ВостНИИ на основании подготовленных шахтами исходных данных по приведенной в разделе 6 программе

Таблица 6

Исходные данные, варианты и их параметры	Численные значения по шахтопластам			
	"Центральная", Горелый, гор.+I5м	"Центральная", IУ Внутренний, гор.+I5 м	"Ноградская", Ш Внутренний, гор. -75 м	"Воркутинская" "Тройной", лава 712-юг
I	2	3	4	5
Основные исходные данные				
Длина обрабатываемого блока, м:				
по простиранию	200	200	400	500
по падению	50	80	75	40
Мощность пласта, м	9,0	7,0	3,8	2,8
Природное давление газа в пласте, кгс/см^2	I4,3	I4,4	I7,4	45,0
Длина скважин, м	50	80	75	40
Начальный дебит I м скважины, м^3/м·сут	I,6	I,6	2,4	4,3
Природная влажность угля,%	2,5	2,0	I,8	3,0
Технологически допустимая продолжительность профилактической обработки, сут	200	300	200	300
Варианты и параметры				
Оптимальное расстояние между профилактическими скважинами (по напластованию), м:				
дегазация+увлажнение	20	I9	I8	20
дегазация	8	8	6,5	I0
увлажнение	20	I9	I8	20

I	2	3	4	5
Оптимальная продолжительность профилактической обработки (с учетом бурения скважин), сут:				
дегазация + увлажнение	0+21*	0+58*	0+67*	I02+II2
дегазация	I46	I97	243**	220
увлажнение	21	58	67	I93
Норма подачи воды в скважину, м³	360	550	290	74
Экономические затраты на профилактическую обработку участка, руб.:				
дегазация + увлажнение	2460	5500	7400	I9300
дегазация	I5300	I8800	26200	I2800
увлажнение	2460	5500	7400	24600
То же, I т угля, руб./т:				
дегазация + увлажнение	0,02	0,04	0,05	0,34
дегазация	0,I3	0,I2	0,I8	0,I7
увлажнение	0,02	0,04	0,05	0,32

*) С учетом обеспечения минимума экономических затрат на профилактическую обработку пласта ЭЦВМ исключает предварительную дегазацию.

**) Расчетная продолжительность дегазации на 43 сут превышает технологически допустимую продолжительность профилактической обработки пласта.

Как видно из табл.6, для пластов Горелого, IУ и Ш Внутренних оптимальным вариантом профилактической обработки является увлажнение, а для пласта Тройного – дегазация с соответствующими им параметрами.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
I. Общие положения	3
2. Исходные данные для расчетов	4
3. Получение исходных данных	7
4. Коэффициенты, входящие в расчеты	I2
5. Задача оптимизации и ее решение	I4
6. Программа расчетов оптимальных параметров дегазации и увлажнения пластов для ЭЦВМ "Наири-2"	29
7. Примеры оптимизации вариантов и параметров дегазации и увлажнения выбросоопасных пластов	34

gost.e-ecolog.ru