

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

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 ВЫБРОСОПАСНЫХ 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 рациональных 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 "Проктопьевскуголь" и "Кузбассуголь".

Ответственный за выпуск канд. техн. наук В.Н. Пузырев

Составители: канд. техн. наук В.Н. Пузырев, В.С. Черкасов, В.Н. Халин

Редактор Г.А. Олейникова. Корректор Л.Ф. Луцина-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.1. 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 IV "Инструкции по безопасному ведению горных работ на пластах, склонных к внезапным выбросам угля, породы и газа" (Приложение к разделу 5 главы II "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 наклонения.

Условиями эффективного применения указанных способов являются снижение давления газа в пласте до невзрывоопасного 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 посылонные тектонические нарушения, приводящие к образованию нарушенных тектонических структур угля (бракчиевидной, дендровидной, землито-зернистой и землистой, см. табл. 4 и рис. 4 "Инструкции...", указанной в разделе I.2), дегазация предпочтительна при возможности бурения скважин с подъемом на восстановление 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 усложняет процесс последующего его увлажнения.

I.5. Нисходящие скважины, например пробуренные с подготавливаемого вентя пнионного горизонта или из откаточного штрека, или из кваршлага 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 газе.

I.6. Более точное решение вопроса о том, в каких случаях с учетом имеющегося времени на подготовку участка к эксплуатации и расходовании 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 независимого 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 наслонению пласта):			
полная	l		м
фильтрующая (полезная)	l_f		м
Средняя длина скважин при бурении вкрест наслонения:			
по породе	$l_{п.ср}$		м
по углю	$l_{у.ср}$		м
Коэффициент расположения скважин	z		-
Число одновременно увлажняемых скважин	n		
Удельный вес вышележащих пород	γ_n		тс/м ³
Удельный вес угля	γ_y		тс/м ³
Выход летучих из угля	V_r		%
Константы сорбции угля:			
предел сорбции	a		м ³ /т
константа давления	b		см ² /кгт
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_0		-

Продолжение табл. I

	1	2	3	4
Влажность угля:				
природная		W_0		%
максимально возможная для данного угля		W_{max}		%
Прирост влажности угля:				
необходимый		ΔW_n		%
максимально возможный		ΔW_{max}		%
Коэффициент скорости восстановления угля при опытно-нагнетании				
Масштаб расхода воды		β_0		л/ч
Удельный темп опытного нагнетания воды (для скважин, переоборудованных пласт вскрыт наклония, взамен величины β_0 и δ)		δ		м ³ /м
Давление воды при от тном нагнетании		q_0		м ³ /м.ч
Рабочее давление воды при увлажнении пласта		$P_{н.б}$		кгс/см ²
Технологически допустимая производительность при фактической обработке участка пласта		P_y		кгс/см ²
Число рабочих смен в сутки при бурении скважин:		T		сут
по углю		$n_{см}^u$		смен/сут
по породе		$n_{см}^п$		смен/сут
Число одновременно работающих буровых установок		$n_{д.у}$		-
Комплексная норма выработки при бурении скважин (средневзвешенная, с учетом увеличения нормы по глубине бурения):				
по углю		N_y		м/смену
по породе		N_n		м/смену
Затраты времени на герметизацию одной скважины		t_1		сут/скв.
Затраты по заработной плате: при бурении скважин				
по углю		B_1^u		руб/смену
по породе		$B_1^п$		руб/смену

I	2	3	4
при перемещении и установке бурового оборудования для бурения новой скважины	Б ₁		руб./скв.
при герметизации скважин	Г ₁		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 ₂		руб./скв.
для нагнетания воды	А ₃		руб./скв.
для дегазации пласта (на участке)	А ₄		руб./смену
Затраты на энергию привода:			
при бурении скважин			
по углю	Э ₁		руб./смену
по породе	Э ₂		руб./смену
при нагнетании воды	Э ₃		руб./сут
при дегазации (на участке)	Э ₄		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 неаэрированного газообводненного пласта и его оптимальных параметров определяются сле-

дущим обрезом.

Величины α, 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 проходить в последствии 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_{ϕ} равна l за вычетом длины герметизации (10 м).

$l_{\text{ср}}$ 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).

$l_{\text{ср}}$ принимается равной полусумме определенных графически наименьшей и наибольшей протяженности скважин по углу.

λ 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) $\sum q_n$ и удельным темпом оштного нагнетания воды в скважину с учетом ее фильтрующей длины l_{ϕ} , т.е.

$$n = \frac{\sum q_n}{q_{\phi} l_{\phi}} \quad (1)$$

γ_n и γ_y 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 $\gamma_n = 2,5 \text{ тс/м}^3$, $\gamma_y = 1,35 \text{ тс/м}^3$.

V_r, 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_0 определяется на основании измерений по разведочным скважинам на данном или соседнем участке на уровне угловой границы обрабатываемого блока. Замеренное значение P_0 проверяется путем сопоставления с величиной P_0 , рассчитанной по эмпирическим формулам, принятым для данного бассейна, месторождения, района или шахтного поля.

Для Прокопьевско-Киселевского района Кузбасса P_0 можно рассчитать по формуле

$$P_0 = K_n \sqrt{(H - H_0)^2} \text{ кгс/см}^2, \quad (2)$$

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_0 - глубина зоны газового выветривания, м; $H_0 = 80$.

Если замеренное значение P_0 меньше расчетного, принимают расчетное значение P_0 .

q_0 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

$$q_0 = \frac{24 q_1}{L_{\phi}} e^{\lambda t_1} \text{ м}^3/\text{м} \cdot \text{сут}, \quad (3)$$

где

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

q_1, q_2 - соответственно первое и второе значения скорости газовыделения из скважины, м³/ч;

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

k_n - принимается равным 1 для Вокрутинского месторождения (и Донбасса), в для Карагандинского бассейна и Кузбасса - 1,25.

W_0 принимается равной средней влажности угля на данном или на соседнем неуветриванном участке того же пласта (в зонах выработки)

10

отбирает бороздовые 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:

$$\Delta W_H = 6 - W_0 \text{ \%}; \quad (5)$$

$$\Delta W_{\max} = W_{\max} - W_0 \text{ \%}. \quad (6)$$

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 1 м длины скважины, м³/м) от чистой продолжительности (исключая перерывы) нагнетания $t_{\text{н.о}}$. Затем по снятым с этого графика точкам строится второй график (рис. I, б) зависимости $Q^2 = f(t_{\text{н.о}})$ в масштабе 1 м⁶/м² = 1 ч. По конечным точкам второго графика строится касательная, отсекающая на осях $t_{\text{н.о}}$ и Q^2 отрезки c и d . По величинам этих отрезков определяются коэффициенты β_0 и δ согласно формулам:

$$\beta_0 = \frac{1}{c} \text{ I/ч}; \quad (7)$$

$$\delta = \sqrt{\frac{d}{2}} \text{ м}^3/\text{м}. \quad (8)$$

φ_0 определяется по данным опытного нагнетания воды через скважину, переобуривающую пласт вкост неслоения, согласно формуле

$$\varphi_0 = \frac{a}{t_{\text{н.о}} \cdot m} \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н.о}}$ вычисляется в пределах:

$$P_0 < P_{\text{н.о}} < 0,2 \text{ Н}. \quad (10)$$

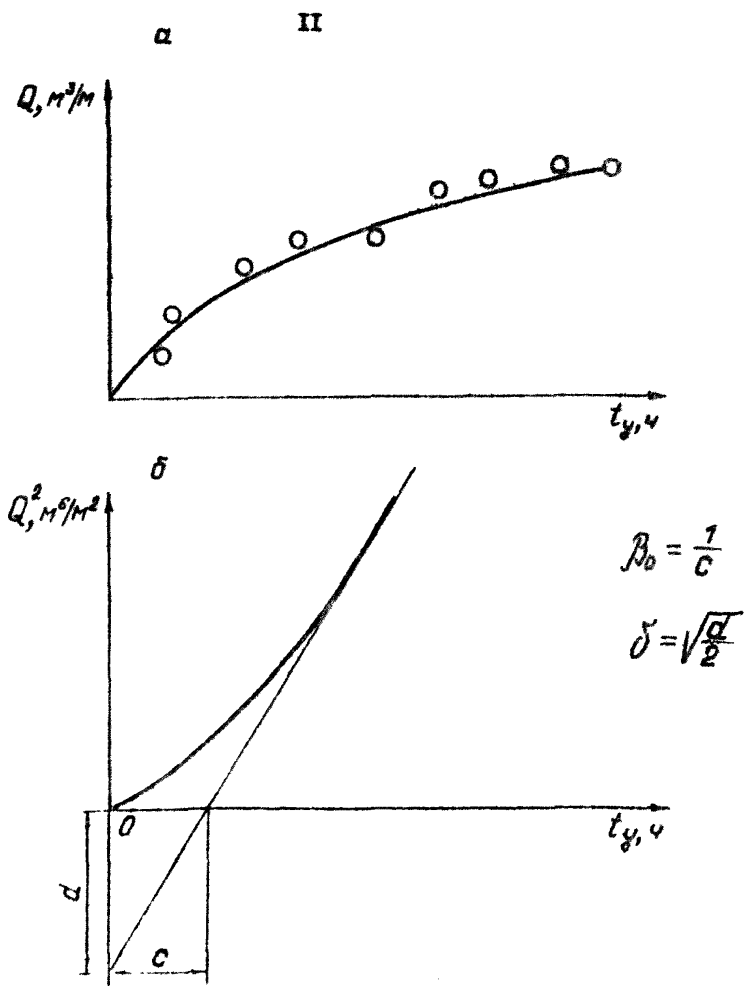


Рис.1. Схема определения гидравлических параметров B_0 и δ по результатам опытного нагнетания: а - динамика удельного суммарного расхода Q во времени t_y ; б - то же, квадрата удельного расхода Q^2 ; t_y - продолжительность непрерывного нагнетания воды в опытную скважину

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.

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

$N_y, N_n, B_1^y, B_1^n, B_2, \Gamma, Y_1, Y_2, Y_3, D_1, D_2, M, A_1^y, A_1^n, A_2, A_3, Z_1^y, Z_1^n, Z_2, Z_3, П$ 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
$C_1 = \left[\frac{l}{N_y} (B_1^y + Z_1^y) + B_2 + M + \Gamma + A_1^y \right] \Delta$	руб. м	
$C_1' = 2 \left[\frac{l}{N_n} (B_1^n + Z_1^n) + B_2 + M + \Gamma + A_1^n \right] \Delta m$	руб. м ²	
$C_1'' = \left[\frac{l_{н.о}}{N_n} (B_1^n + Z_1^n) + B_2 + M + \Gamma + A_1^n + \frac{l_{у.ср}}{N_y} (B_1^y + Z_1^y) + A_1^y \right] \Delta h$	руб. м ³	
$C_2 = D_2 + A_3 + Z_3$	руб./сут	
$C_3 = Y_1 + Y_2 + A_2 + Z_2$	руб./сут	

Продолжение табл. 2

	1	2	3
--	---	---	---

$$a_1 = \frac{\gamma_y a b P_0 m}{g_0 \gamma k_0 (1 + b P_0)} \quad \text{сут/м}$$

$$a_1' = \frac{\gamma_y a b P_0}{27 g_0 k_0 (1 + b P_0)} \quad \text{сут/м}^2$$

$$a_1'' = \frac{\gamma_y a b P_0}{4,5 g_0 k_0 (1 + b P_0)} \quad \text{сут/м}^2$$

$$a_2 = \ln \frac{P_0}{1 + b P_0} \quad \text{сут/м}^2$$

$$a_3 = \frac{(P_{H0} - P_0) \lambda}{24 \beta_0 n} \quad \text{сут} \cdot \text{м} \cdot \text{кгс/см}^2$$

$$a_3' = \frac{(P_{H0} - P_0) \lambda m}{12 \beta_0 n} \quad \text{сут} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{кгс/см}^2$$

$$a_3'' = \frac{11 \gamma_y \Delta W_{\max} (P_{H0} - P_0) \lambda h \cdot 10^{-5}}{g_0 n \left(1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{\max}}\right)^2} \quad \text{сут} \cdot \text{кгс/см}^2$$

$$a_4 = \frac{1}{8} \left[\frac{\gamma_y \Delta W_{\max} m}{\delta \left(1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{\max}}\right)^2} \right] 10^{-4} \quad \text{л/м}^2$$

$$a_4' = 0,0086 \left[\frac{\gamma_y \Delta W_{\max}}{\delta \left(1 - \frac{\Delta W_H}{\Delta W_{\max}}\right)^2} \right]^2 10^{-4} \quad \text{л/м}^4$$

	1	1	2	1	3
$a_5 = \frac{l \Delta}{N_y n_{cm}^y n_{sy}} + \Delta t_r$				сут·м	
$a'_5 = \frac{2 l \Delta m}{N_y n_{cm}^y n_{sy}} + 2 \Delta m t_r$				сут·м ²	
$a''_5 = \left(\frac{l_{ncp}}{N_n n_{cm}^n} + \frac{l_{ycp}}{N_y n_{cm}^y} \right) \frac{\Delta h}{n_{sy}} + \Delta h t_r$				сут·м ²	
$a_6 = \ln \frac{(1+6b) P_0}{6(1+b P_0)}$					

Примечание. Коэффициенты $C'_1, a'_1, a'_2, a'_3, a'_4$ 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''_2 и a''_3 используются при условии расположения скважин вкост 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_b , дегазации t_d и непрерывного увлажнения t_u - 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_s, t_g, t_y, P и R находятся с помощью ЭВМ по составленной заранее программе минимизации функции

$$C_{(g-y)}(P, R) = C_1 \frac{1}{R^2} + C_2 t'_g + C_3 t'_y + \Pi(t'_s + t'_g + t'_y) \text{ руб.} \quad (11)$$

при ограничениях:

$$\begin{aligned} 2 &\leq R \leq 2 \text{ м}; \\ 6 &\leq P \leq P_0 \text{ кгс/см}^2; \\ t'_s + t'_g + t'_y &\leq T \text{ сут} \end{aligned}$$

или функции

$$C_{(g-y)}(P, R) = C_1 \frac{1}{R} + C_2 t_g + C_3 t_y + \Pi(t_s + t_g + t_y) \text{ руб.} \quad (12)$$

при ограничениях:

$$\begin{aligned} 2 \text{ м} &< R \leq 20 \text{ м}; \\ 6 &\leq P \leq P_0 \text{ кгс/см}^2; \\ t_s + t_g + t_y &\leq T \text{ сут.} \end{aligned}$$

где P - давление газа в пласте после его дегазации, кгс/см²;

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

t_g, t'_g - продолжительность дегазации, сут;

t_y, t'_y - продолжительность увлажнения, сут;

t_s, t'_s - продолжительность бурения скважин, сут.

Для скважин, расположенных вкrest наслоения пласта, значения $C_{(g-y)}_{\min}$ и соответствующие значения P, R, t_s, t_g и t_y также на-

ходится с помощью ЭВМ по составленной заранее программе минимизации функции

$$C(q,y)(P,R) = C_1 \frac{1}{R} + C_2 t_g'' + C_3 t_y'' + \Pi(t_s' + t_g'' + t_y'') \text{ руб.} \quad (13)$$

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 герметизация) скважины, дегазации и увлажнения, сут.

После нахождения $C(q,y)_{\text{min}}$ 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 реальному применению дегазации и увлажнения, и из допустимых по продолжительности вариантов выбирается наиболее экономичный.

Оптимальные параметры реального применения дегазации и увлажнения получаются как частные случаи решения рассмотренной задачи оптимизации при $P = 6 \text{ кгс/см}^2$ (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	4
I	1	2	3	4
I.	ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЕГАЗАЦИИ С ПОСЛЕДУЮЩИМ УВЛАЖНЕНИЕМ:			
	расстояние между скважинами ^а 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

1	2	3	4
---	---	---	---

продолжительность бурения (и герметизации) скважины:

а) скважины по слоению

$$t'_s = \frac{a'_s}{R^2} \quad \text{сут}$$

$$(2 \leq R \leq 2m)$$

$$t_s = \frac{a_s}{R} \quad \text{сут}$$

$$(2m < R \leq 20)$$

б) скважины вкrest слоения

$$t''_s = \frac{a''_s}{R^2} \quad \text{сут}$$

продолжительность дегазации:

а) скважины по слоению

$$t'_g = a'_1 [\ln(1+bP) - \ln P + a_2] R^2 \quad \text{сут}$$

$$(2 \leq R \leq 2m)$$

$$t_g = a_1 [\ln(1+bP) - \ln P + a_2] R \quad \text{сут}$$

$$(2m < R \leq 20)$$

б) скважины вкrest слоения

$$t''_g = a_1 [\ln(1+bP) - \ln P + a_2] R^2 \quad \text{сут}$$

продолжительность увлажнения:

а) скважины по слоению

$$t'_y = \frac{a'_3}{P_y - P_0} (1 + a_4 R^4) \frac{1}{R^2} \quad \text{сут}$$

$$(2 \leq R \leq 2m)$$

$$t_y = \frac{a_3}{P_y - P_0} (1 + a_4 R^2) \frac{1}{R} \quad \text{сут}$$

$$(2m < R \leq 20)$$

1	2	3	4
б) скважины вквост наслонения	$t_y'' = a'' \frac{l}{R_y - P_0}$	сут	
продолжительность нагнетания в одну скважину:			
а) скважины по наслонению	$t_{y,св}^I = \frac{0,5 R^2}{2 m} t_y''$ ($2 \leq R \leq 2m$)	сут	
	$t_{y,св}^I = \frac{R n}{2} t_y''$ ($2m < R \leq 20$)	сут	
б) скважины вквост наслонения	$t_{y,св}'' = \frac{n R^2}{2 h} t_y''$	сут	
норма подачи воды (на одну скважину):			
а) скважины по наслонению	$Q_{св} = \delta \sqrt{2(24 \beta_0 \frac{P_H - P_0}{P_{н.0} - P_0} t_{y,св}^I - 1) l_p}$	м ³	
б) скважины вквост наслонения	$Q_{св} = 24 q_0 t_{y,св}'' \frac{P_H - P_0}{P_{н.0} - P}$	м ³	
минимальные экономические затраты на обработку заданного блока - определяются по формулам (11), (12) или (13)			
стоимость (минимальная) обработки 1 т угля			
	$C_{(q,y)min} = \frac{C_{(q,y)min}}{2 h m \delta y}$	руб./т	

*) При $2 \leq R \leq 2m$ взамен $t_{y,св}^I$ подставляется $t_{y,св}^I$.

1	2	3	4
---	---	---	---

2. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ
ОДНОЙ ДЕГАЗАЦИИ БЕЗ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЯ
ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ
ОБРАБОТКИ:

расстояние между скважинами:

а) скважины по наслоению

$$R_{g\min} = \sqrt[4]{\frac{c_1 + a_5 \Pi}{(c_2 + \Pi) a_1 a_6}} \quad \text{м}$$

Если $R_{g\min} > 2\text{ м}$, пересчитывается по формуле

$$R_{g\min} = \sqrt{\frac{c_1 + a_5 \Pi}{(c_2 + \Pi) a_1 a_6}} \quad \text{м}$$

б) скважины вокруг наслоения

$$R_{g\min} = \sqrt[4]{\frac{c_1 + a_5 \Pi}{(c_2 + \Pi) a_1 a_6}} \quad \text{м}$$

продолжительность бурения (и герметизации) скважин:

а) скважины по наслоению

$$t_s = a_5 \sqrt{\frac{(c_2 + \Pi) a_1 a_6}{c_1 + a_5 \Pi}} \quad \text{сут}$$

$$(2 \leq R_{g\min} \leq 2\text{ м})$$

$$t_s = a_5 \sqrt{\frac{(c_2 + \Pi) a_1 a_6}{c_1 + a_5 \Pi}} \quad \text{сут}$$

$$(2\text{ м} < R_{g\min} \leq 20)$$

I	2	3	4
---	---	---	---

б) скважины вкрест наслоения

$$t_5'' = a_5'' \sqrt{\frac{(C_2 + \Pi) a_1' a_6}{C_1' + a_5'' \Pi}} \quad \text{сут}$$

продолжительность дегазации:

а) скважины по наслоению

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

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

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

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

б) скважины вкрест наслоения

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

минимальные экономические затраты на
обработку заданного блока:

а) скважины по наслоению

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

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

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

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

б) скважины вкрест наслоения

$$C_{g \min} = 2 \sqrt{(C_1'' + a_5'' \Pi) a_1' a_6} \quad \begin{array}{l} \text{руб.} \\ \text{руб.} \end{array}$$

1	2	3	4
стоимость (минимальная) обработки угля (см. п. I)		руб./т	
2	<p>ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ СННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ДЛЯ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ (вычисляются в случае, если для указанных в предыдущем пункте 2 значений t_g и t_s выполняется неравенство $t_s + t_g > T$): расстояние между скважинами:</p>		
	а) скважины по наслонению		
	$R_{g\min}^* = \sqrt{\frac{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_2 a_3}}{2a_1 a_6}}$	м	
	<p>Если $R_{g\min}^* > 2m$ пересчитывается по формуле</p>		
	$R_{g\min}^* = \frac{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_2 a_3}}{2a_1 a_6}$	м	
	б) скважины вкрат наслонения		
	$R_{g\min}^* = \sqrt{\frac{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_2 a_3}}{2a_1 a_6}}$	м	
	<p>продолжительность бурения (и герметизации) скважин:</p>		
	а) скважины по наслонению		
	$t_s^* = \frac{2a_1 a_2 a_3}{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_2 a_3}}$	сут	
	$(2 \leq R_{g\min} \leq 2m)$		
	$t_s^* = \frac{2a_1 a_2 a_3}{T + \sqrt{T^2 - 4a_1 a_2 a_3}}$	сут	
	$(2m < R_{g\min} \leq 20)$		

I	2	3	4
---	---	---	---

б) скважины вкрест наслоения

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

продолжительность дегазации:

а) скважины по наслоению

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

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

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

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

б) скважины вкрест наслоения

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

минимальные экономические затраты на дегазацию заданного блока:

а) скважины по наслоению

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

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

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

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

I	1	2	3	4
---	---	---	---	---

б) скважины вкрест наслоения

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

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

3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОГО
УВЛАЖНЕНИЯ БЕЗ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЯ ПРО-
ДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ:

расстояние между скважинами:

а) скважины по наслоению

$$R_{y \min} = \sqrt{\frac{(C_1 + a_5 \Pi)(P_y - P_0) + a_3(C_3 + \Pi)}{(C_3 + \Pi) a_3 a_4}} \quad \text{м}$$

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

$$R_{y \min} = \sqrt{\frac{(C_1 + a_5 \Pi)(P_y - P_0) + a_3(C_3 + \Pi)}{(C_3 + \Pi) a_3 a_4}} \quad \text{м}$$

б) скважины вкрест наслоения

$$R_{g \min} = \sqrt{\frac{a_5^n (P_y - P_0)}{(P_y - P_0) T - a_5^n}} \quad \text{м}$$

продолжительность бурения (и герметизации)
скважин:

а) скважины по наслоению

$$t_s^i = a_5^i \sqrt{\frac{(C_3 + \Pi) a_3^i a_4^i}{(C_1 + a_5^i \Pi)(P_y - P_0) + a_3^i (C_3 + \Pi)}} \quad \text{сут}$$

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

I	2	3	4
---	---	---	---

$$t_{\delta} = a_5 \sqrt{\frac{(C_3 + \Pi) a_3 a_4}{(C_1 + a_5 \Pi)(P_v - P_0) + a_3' (C_3 + \Pi)}} \quad \text{сут}$$

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

б) скважины вкрест наслоения

$$t_{\delta}'' = T - \frac{a_3''}{P_v - P_0} \quad \text{м}$$

продолжительность увлажнения:

а) скважины по наслоению

$$t'_{y \min} = \frac{a_3'}{P_v - P_0} \left[2 + \frac{C_3 + a_3' \Pi}{a_3' (C_3 + \Pi)} \right] \times$$

$$\times \frac{(C_3 + \Pi) a_3' a_4}{(C_1 + a_3' \Pi)(P_v - P_0) + a_3' (C_3 + \Pi)} \quad \text{сут}$$

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

$$t_{y \min} = \frac{a_3}{P_v - P_0} \left[2 + \frac{C_3 + a_3 \Pi}{a_3 (C_3 + \Pi)} \right] \times \quad \text{сут}$$

$$\times \sqrt{\frac{(C_3 + \Pi) a_3 a_4}{(C_1 + a_3 \Pi)(P_v - P_0) - a_3 (C_3 - \Pi)}} \quad \text{сут}$$

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

б) скважины вкрест наслоения

$$t'_{y \min} = \frac{a_3''}{P_v - P_0} \quad \text{сут}$$

продолжительность нагнетания в одну скважину:

а) скважины по наслоению

$$t'_{y \text{скв}} = \frac{0,5 n R_{y \min}^2}{2m} t'_{y \min} \quad \text{сут}$$

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

1	2	3	4
---	---	---	---

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

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

б) скважины вкрест наслонения

$$C_{y \min} = \frac{c_1'' [(P_y - P_0)T - a_3'']}{a_3'' (P_y - P_0)T - c_3''} \quad \text{руб.}$$

стоимость (минимальная) обработки
1 т угля

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

3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОГО
УВЛАЖНЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ
ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ (вычисляются

в случае, если для указанных в предыдущем
пункте значений t_s и t_y выполняется
неравенство $t_s + t_y > T$):

расстояние между скважинами:

а) скважины по наслонению

$$R_{y \min}^* = \sqrt{\frac{T(P_y - P_0) + \sqrt{T^2(P_y - P_0)^2 - 4a_3' a_4'(a_3 + a_5(P_y - P_0))}}{2a_3' a_4'}} \quad \text{м}$$

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

$$R_{y \min}^* = \frac{T(P_y - P_0) + \sqrt{T^2(P_y - P_0)^2 - 4a_3' a_4'(a_3 + a_5(P_y - P_0))}}{2a_3' a_4'}$$

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

продолжительность бурения (я герметизация)
скважин:

а) скважины по наслонению

$$t_s^* = \frac{a_3''}{R_{y \min}^*} \quad \text{сут}$$

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

I	1	2	3	4
---	---	---	---	---

$$t_{y\text{скв}} = \frac{n R_{y\text{min}}}{\lambda} t_{y\text{min}} \quad \text{сут}$$

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

б) скважины вкрест наслоения

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

норма подачи воды (на одну скважину):

а) скважины по наслоению

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

б) скважины вкрест наслоения

$$Q_{\text{скв}} = 24\varphi_0 t_{y\text{скв}}'' \frac{P_y - P_0}{P_{к0} - P_0} l\phi \quad \text{м}^3$$

минимальные экономические затраты на увлажнение заданного блока:

а) скважины по наслоению

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

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

ж)

При $2 \leq R \leq 2m$ взят $t_{y\text{скв}}$ подставляется $t_{y\text{скв}}'$.

1	2	1	3	10	4
---	---	---	---	----	---

$$t_s^* = \frac{a_s}{R_{y \min}^{*2}} \quad \text{сут}$$

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

б) скважины вкрест наслоения

$$t_s^{**} = \frac{a_s^2}{R_{y \min}^{*2}} \quad \text{сут}$$

продолжительность увлажнения:

а) скважины по наслоению

$$t_{y \min}^{**} = a_s^2 \frac{1}{p_y - p_0} (1 + a_4 R_{y \min}^{*2}) \frac{1}{R_{y \min}^{*2}} \quad \text{сут}$$

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

$$t_{y \min}^* = a_s \frac{1}{p_y - p_0} (1 + a_4 R_{y \min}^{*2}) \frac{1}{R_{y \min}^*} \quad \text{сут}$$

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

б) скважины вкрест наслоения

$$t_{y \min}^{**} = a_s^2 \frac{1}{p_y - p_0} \quad \text{сут}$$

продолжительность нагнетания в одну скважину (см.п.3):

а) скважины по наслоению

$$t_{y \min}^{**} \quad 2 \leq R_{y \min}^* \leq 2m \quad \text{сут}$$

$$t_{y \min}^* \quad 2m < R_{y \min}^* < 20 \quad \text{сут}$$

1	2	3	4
б) скважины вкрест наслоения, $t_{y\min}^*$ норма подачи воды (на одну скважину), см.п.3;		сут	
в) скважины по наслоению			
$Q_{\text{скв}}^*$ при $2 \leq R_{y\min}^* \leq 2m$		м ³	
$Q_{\text{скв}}^*$ при $2m < R_{y\min}^* \leq 20$		м ³	
б) скважины вкрест наслоения	$Q_{\text{скв}}^*$	м ³	
минимальные экономические затраты на профилактическую обработку:			
в) скважины по наслоению			
$C_{y\min}^* = (C_3 + \Pi)T + \frac{2(C_1 - a_5 C_3) a_3 a_4}{T(P_v - P_0) + \sqrt{T^2(P_v - P_0)^2 - 4a_3 a_4 [a_3 + a_5(P_v - P_0)]}}$ <p style="text-align: center;">($2 \leq R_{y\min}^* \leq 2m$) руб.</p>			
$C_{y\min}^* = (C_3 + \Pi)T + \frac{2(C_1 + a_5 C_3) a_3 a_4}{T(P_v - P_0) + \sqrt{T^2(P_v - P_0)^2 - 4a_3 a_4 [a_3 + a_5(P_v - P_0)]}}$ <p style="text-align: center;">($2m < R_{y\min}^* \leq 20$)</p>			
б) скважины вкрест наслоения (см.п.3)		руб.	
стоимость (минимальная) обработки 1 т. угля (см.п.1) руб./т			

Оптимальные параметры рекомендуемого к применению оптимального варианта профилактической обработки участка (блока) пласта выданы 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	$Q_{св}$	м ³	
на 1 м фильтрующей длины скважины	$q_{св}$	м ³ /м	
Экономические затраты на профилактическую обработку пласта:			
на участок (блок) в целом	C_{min}	руб.	
на 1 т угля	C_{min}	руб./т	

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

В табл.5 приведены идентификаторы машинного кода ЭЦМ "Наири-2" используемых в расчетах исходных данных (см.табл.1) и коэффициентов (см.табл.2).

Таблица 5

Исходные данные и коэффициенты	Идентификаторы	Номер соответ- ствующей таблицы
в) скважины по наслонению		
$a'_1, a'_2, a'_3, a'_4, a'_5,$	$a_1, a_2, a_3, a_4, a_5,$	2
a_1, a_2, a_3, a_4, a_5	b_1, b_2, b_3, b_4, b_5	2
$c_1, c_2, c_3,$	a_6, a_7, a_8	2
c_1, c_2, c_3	b_6, b_7, b_8	2
Π, Π	a_9, b_9	I
T, T	a_{10}, b_{10}	I
P_1, P_1	a_{11}, b_{11}	I
B, B	a_{12}, b_{12}	I
$P, P,$	a_{13}, b_{13}	I
$2m, 0$	a_{14}, b_{14}	I
б) скважины вклет наслонения		
$a''_1, a''_2, a''_3, 0, a''_5$	a_1, a_2, a_3, a_4, a_5	2
$0, 0, 0, 0$	b_1, b_2, b_3, b_4, b_5	-
$c_1, c_2, c_3,$	a_6, a_7, a_8	2
$0, 0, 0$	b_6, b_7, b_8	-
$\Pi, 0$	a_9, b_9	I
$T, 0$	a_{10}, b_{10}	I
$P_1, 0$	a_{11}, b_{11}	I
$B, 0$	a_{12}, b_{12}	I
$P, 0$	a_{13}, b_{13}	I
$20, 0$	a_{14}, b_{14}	-

31

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

1=50 x
 j=20 y z
 k=14 a b

1 допустим k=1
 2 введем ak
 3 введем bk
 4 вставим k=k+1
 5 если k-14<0 идти к 2
 6 допустим j=0
 7 допустим i=0
 8 допустим m=j
 9 вычислим zj=10^m
 10 вычислим yj=2+π
 11 допустим δ=1
 12 вычислим x1=6+δ
 13 если vj-a14<0 идти к 15
 14 идти к 20
 15 вычислим l=a1(ln(a12x1+1)- ln x1+ ln a1b- ln(a12a1b+1))y j²
 16 вычислим o=a2(1+a2y j²)/((a11-x1)y j²)
 17 вычислим ч=a3/y j²
 18 вычислим v=(a4/y j²)+a'1+a'2+a'3(1+o+ч)
 19 идти к 24
 20 вычислим l=b1(ln(b12x1+1)- ln x1+ ln b1c- ln(b12b1c+1))y j
 21 вычислим o=b2(1+b2y j²)/((b11-x1)y j)
 22 вычислим ч=b3/y j
 23 вычислим v=(b4/y j)+b'1+b'2+b'3(1+o+ч)
 24 если zj-v<0 идти к 26
 25 вычислим zj=a p-6+δ u=l t=0 d=p+u+t
 26 вставим i=i+1
 27 вычислим λ=a1z-6
 28 если δ-λ<0 идти к 11
 29 печатаем с 2 знаками zj p u t
 30 печатаем с 2 знаками ч d
 31 вставим j=j+1
 32 если j-18<0 идти к 7
 33 кончаем
 исполним j

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;
 $ч \rightarrow t_s$ - 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 ВЫБРОСОПАСНЫХ 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			
	"Централь- ная", Горелый, гор.+15м	"Централь- ная", IУ Внутренний, гор.+15 м	"Ноград- ская", III Внутрен- ний,гор. -75 м	"Ворку- тинская" "Трой- ной", 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	3,0	7,0	3,8	2,8
Природное давление газа в пласте, кгс/см ²	14,3	14,4	17,4	45,0
Длина скважин, м	50	80	75	40
Начальный дебит I м скважины, м ³ /м·сут	1,6	1,6	2,4	4,3
Природная влажность угля, %	2,5	2,0	1,8	3,0
Технологически допустимая продолжительность профилакти- ческой обработки, сут	200	300	200	300

Варианты и параметры

Оптимальное расстояние между
профилактическими скважинами
(по наслонению), м:

дегазация+увлажнение	20	19	18	20
дегазация	8	8	6,5	10
увлажнение	20	13	18	20

	I	2	3	4	5
Оптимальная продолжительность профилактической обработки (с учетом бурения скважин), сут:					
дегазация + увлажнение	0+2I ^ж	0+58 ^ж	0+67 ^ж	102+112	
дегазация	146	197	243 ^{жж}	220	
увлажнение	21	58	67	193	
Норма подачи воды в скважину, м ³	360	550	290	74	
Экономические затраты на профилактическую обработку участка, руб.:					
дегазация + увлажнение	2460	6500	7400	19300	
дегазация	15300	18800	26200	12800	
увлажнение	2460	6500	7400	24600	
То же, 1 т угля, руб./т:					
дегазация + увлажнение	0,02	0,04	0,05	0,34	
дегазация	0,13	0,12	0,18	0,17	
увлажнение	0,02	0,04	0,05	0,32	

ж)

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

жж)

Расчетная продолжительность дегазации из 43 сут превышает технологически допустимую продолжительность профилактической обработки пласта.

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

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
1. Общие положения	3
2. Исходные данные для расчетов	4
3. Получение исходных данных	7
4. Коэффициенты, входящие в расчеты	12
5. Задача оптимизации и ее решение	14
6. Программа расчетов оптимальных параметров дегазации и увлажнения пластов для ЭЦМ "Напри-2"	29
7. Примеры оптимизации вариантов и параметров дегазации и увлажнения выбранных пластов	34