

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

ВОСТОЧНЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ
В ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВостНИИ

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА

текущего контроля эффективности профилактического увлажнения угольных пластов, бурения опережающих скважин большого диаметра и гидровымыва опережающих полостей для предотвращения внезапных выбросов угля и газа при проведении подготовительных выработок на шахтах Кузбасса и Воркутского месторождения

gost.e-ecolog.ru

КЕМЕРОВО

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

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА

текущего контроля эффективности профилактического увлажнения угольных пластов, бурения опережающих скважин большого диаметра и гидровымыва опережающих полостей для предотвращения внезапных выбросов угля и газа при проведении подготовительных выработок на шахтах Кузбасса и Воркутского месторождения

Кемерово 1971

"Временная методика" составлена на основании выполненных институтом ВостНИИ в 1969-1970 гг. исследований по изысканию методов текущего контроля эффективности профилактического увлажнения угольных пластов через скважины, бурения опережающих скважин большого диаметра и гидровымыва опережающих полостей для предотвращения внезапных выбросов угля и газа при проведении подготовительных горных выработок на шахтах Кузбасса и Воркутского месторождения Печорского бассейна.

Предназначена для опытно-промышленной проверки шахтными службами прогноза внезапных выбросов угля и газа (в Кузбассе) и шахтными службами борьбы с динамическими явлениями (в Воркутском месторождении) под методическим руководством ВостНИИ.

"Временная методика" одобрена Центральной комиссией по борьбе с внезапными выбросами угля и газа в угольных шахтах, ИГД им. А.А.Скочинского, МакНИИ, комбинатами "Прокопьевскуголь", "Кузбассуголь" и "Воркутауголь", управлениями Кузнецкого и Печорского округов Госгортехнадзора СССР.

Ответственный за выпуск канд.техн.наук В.А.Вологодский
Составители: канд.техн.наук В.Н.Пузырев, В.Н.Хашин, инж.Б.Г.Мещеряков, Н.Г.Вершинин, А.А.Тенигин, Е.М.Холзаков

Редактор А.С.Головацкая. Корректор Т.Б.Зайкина
Технолог И.К.Кочкина

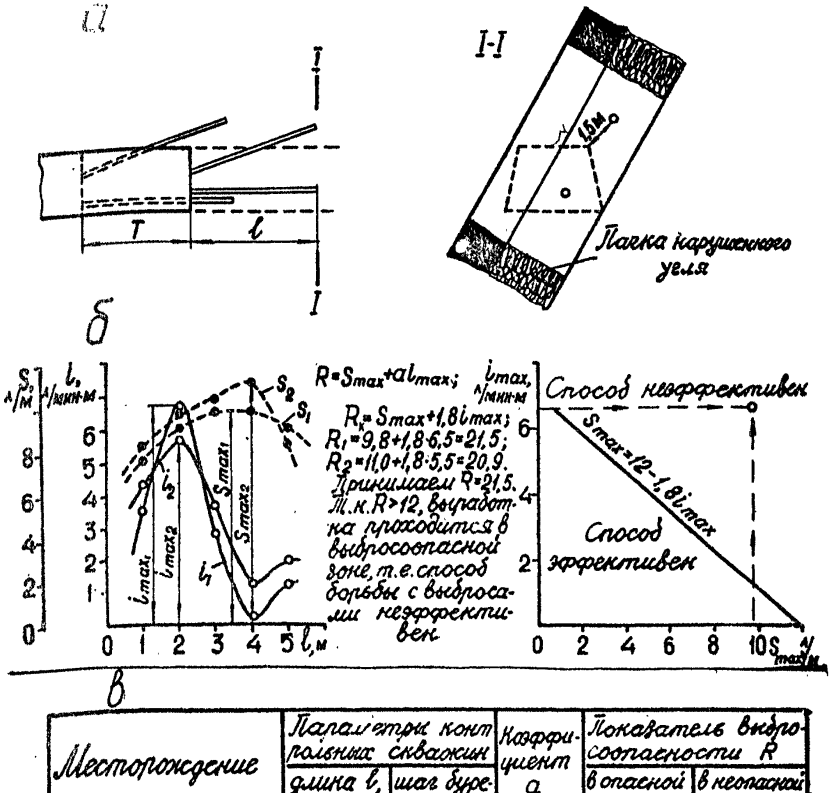
Ротапринт ВостНИИ. Формат 60х84 1/16
Об"ем 1,4 уч.-изд.л. Тираж 250 экз. Заказ № 88

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

На основании данной "Временной методики" осуществляется текущий контроль эффективности профилактического увлажнения угольных пластов через скважины, бурения опережающих скважин большого диаметра и гидровымыва опережающих полостей для предотвращения внезапных выбросов угля и газа при проведении подготовительных горных выработок.

Метод контроля эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин основан на замерах метановыделения и выхода бурового штыба по длине контрольных скважин. В общем виде сущность метода видна из рис.I. Из забоя подготовительной выработки по пачке тектонически нарушенного угля периодически бурят по две контрольных скважины диаметром 42 мм на ширину зоны возмущения угольного массива выработкой (5,5-6,5 м). Скважины бурят интервалами через I м, замеряют метановыделение и выход бурового штыба из каждого прилегающего к забою скважины интервала, устанавливают максимальные значения метановыделения и выхода штыба по длине скважин и учитывают их совместно по номограмме или путем подсчета комплексного показателя выбросоопасности. Данный метод предназначен также для выделения на пластах в пределах выемочных участков зон, опасных и неопасных по внезапным выбросам угля и газа, и для непрерывного контроля выбросоопасности пластов при проведении подготовительных выработок без специальных способов борьбы с этими явлениями (см.также "Временную методику разграничения пластов Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений на опасные и неопасные по внезапным выбросам угля и газа зоны с учетом газовыделения и выхода бурового штыба по длине контрольных скважин". (ВостНИИ,Кемерово,1970).

Метод контроля эффективности гидровымыва опережающих полостей основан на определении снижения метаноносности пласта (в %) в окрестности полостей за зоной их неснижаемого опережения путем замеров метановыделения в призабойную часть выработки до и в процессе гидровымыва полостей.



б

Месторождение	Параметры контрольных скважин: длина l, м	Параметры контрольных скважин: шаг бурения T, м	Коэффициент a	Показатель выбросоопасности R: в опасной зоне пласта	Показатель выбросоопасности R: в неопасной зоне пласта
Кемеровское	5,5	4	1,8	>12	<12
Прокопьевское	6,5	5	2,2	>5	<5
Воркутское	5,5	4	4,4	>14	<14

Рис.I. Сущность метода текущего контроля эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра по газовыделению l и выходу бурового штыба S по длине контрольных скважин l при проведении подготовительных выработок:

a – схема расположения контрольных скважин при проведении штрека; $б$ – пример определения выбросоопасности перерезаемой зоны пласта в Кемеровском месторождении; $в$ – параметры контрольных скважин и граничные значения показателя выбросоопасности R

II. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО УВЛАЖНЕНИЯ ПЛАСТОВ И ОПЕРЕЖАЮЩИХ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

I. Необходимые приборы, инструменты и принадлежности

Для выполнения работ по контролю эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра необходимо иметь приборы, инструменты и принадлежности, указанные в списке I.

Список I

Ручное сверло пневматическое или электрическое	I шт.
Комплект составных буровых штанг общей длиной 6 м[x]	I комплект
Угольный резец диаметром 42 мм	2 шт.
То же, 55 мм	I шт.
Отрезки стальной проволоки для соединения буровых штанг и угольного резца	I0 шт.
Штыбоулавливатель	I шт.
Мешочек матерчатый емкостью 5 л	5 шт.
Мерный сосуд емкостью 2 л	I шт.
Составной пневматический герметизатор длиной 6 м[x]	I шт.
Ручной пневматический насос (велосипедный)	I шт.
Прибор для замера скорости газовыделения из скважин	I шт.
Часы	I шт.
Рулетка тесмяная	I шт.
Рабочая книжка по форме № I	I шт.
Планшетка с номограммой для оперативной оценки эффективности способов борьбы с внезапными выбросами угля и газа и тарировочными графиками к прибору для замера скорости газовыделения из скважин	I шт.
Шариковая авторучка	I шт.
Мел	I кусок

---

x) Для Прокопьевского месторождения 7 м.

Составной пневматический герметизатор предназначен для изоляции призабойного метрового интервала контрольной скважины и отвода газа из этого интервала к прибору для замера скорости газовыделения. Герметизатор (рис.2) имеет в головной части резиновую манжету 4 (отрезок велосипедной камеры длиной 0,25 м), закрепленную посредством резиновых колец 3 и проволочных кимков 6 на латунной или медной трубе 2 диаметром I2-I8 мм. На конце трубы имеется заглушка I. Участок трубы между заглушкой I и манжетой 4 перфорирован. Расстояние от края заглушки до близлежащего края способной раздуваться части манжеты составляет I м. Внутренняя полость манжеты 4 через латунную трубку 5, шланг 7, тройник II и ниппель I3 сообщается с ручным пневматическим насосом (на рис. не показан), осуществляющим раздув манжеты в скважине. Контроль раздува манжеты производится по манометру I2. По мере надобности головная часть герметизатора наращивается отрезками дюралюминиевых труб I0 диаметром I8 мм длиной I,5 м с помощью переходных муфт 8 и переходных штуцеров 9. Посредством концевого штуцера I4 став труб подсоединяется к газоподводящему шлангу прибора для замера скорости газовыделения (на рис.2 не показан).

Прибор для замера скорости газовыделения из скважин (рис.3) состоит из напоромера НМ-III I с верхним пределом измерения до +I00 кГс/м^2, на корпусе которого закреплена изготовленная из органстекла коробка-коллектор 4[x]. Коробка - коллектор имеет четыре капилляра 5 различного диаметра (от I до 7 мм), перекрывающихся навинчивающимися герметическими колпачками 6, входной 7 и отводной 3 штуцеры, которые с помощью отрезков шлангов 2 соединяются с концевым штуцером герметизатора и напоромером. Для удобства переноски прибора к корпусу напоромера прикреплен ремень 8.

---

x) Вместо напоромера НМ-III могут использоваться напоромер дифференциальный типа ТДМ с верхним пределом измерения до +60 кГс/м^2, указатель скорости УС-250 или другие приборы, работающие на этом же принципе.

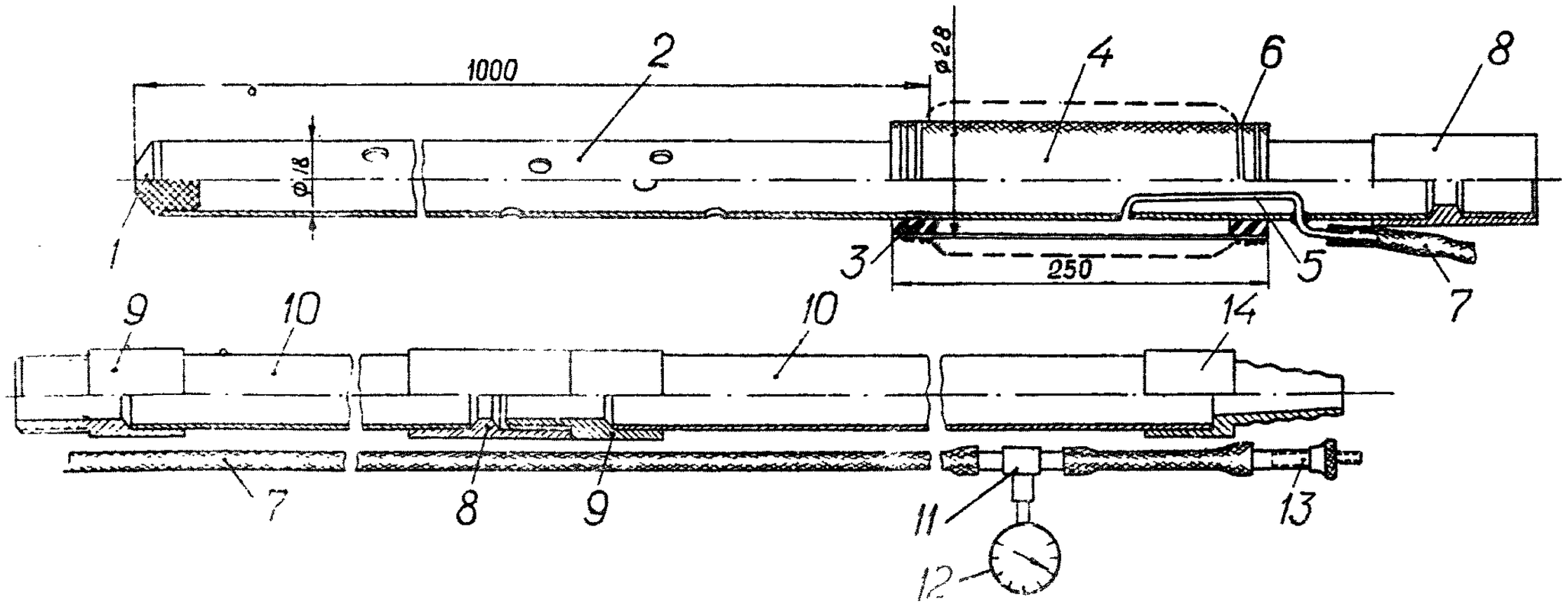


Рис.2. Составной пневматический герметизатор скважин

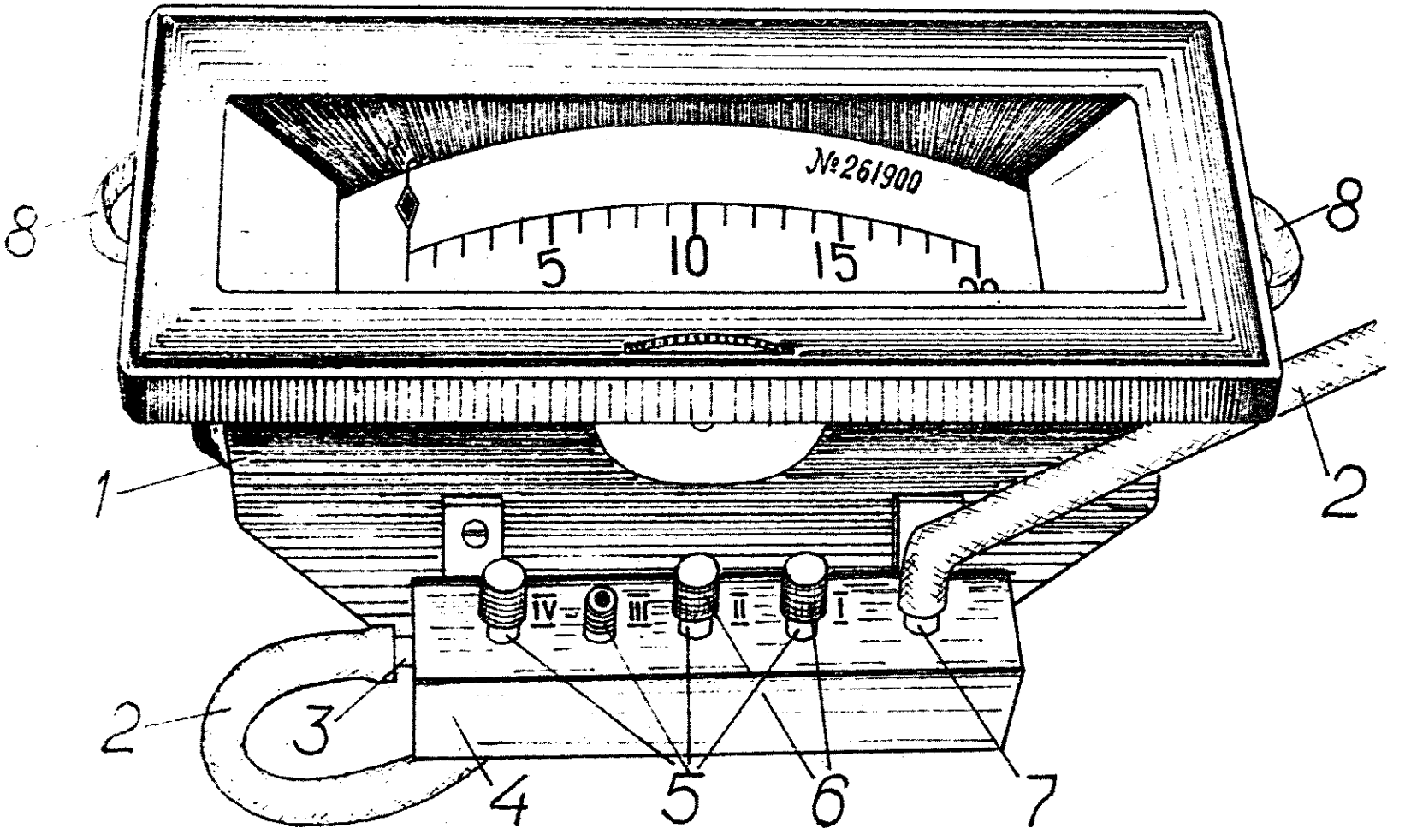


Рис.3. Прибор для замера скорости газовыделения из скважин

Принципиальная схема прибора показана на рис.4. Поток газа из герметизатора проходит по газоподводящему шлангу I, входному штуцеру 2, коробке-коллектору 3 и выходит в атмосферу через один из открытых капилляров 4 (остальные капилляры закрыты колпачками 5). В соответствии со скоростью движения газа и диаметром открытого капилляра 4 в коробке-коллекторе создается статический напор, который передается через отводной штуцер 6 и соединительный шланг 7 на внутренние стенки диафрагмы 8, раздувая ее. Движение диафрагмы передается через систему рычагов 9 стрелке-указателю IO, фиксирующей на шкале II скорость движения газа в условных единицах. С помощью построенного для каждого капилляра тарировочного графика (рис.5) отсчет по шкале прибора переводится в л/мин. При диаметре капилляров I÷7 мм прибор дает возможность замерять скорость газовыделения из скважин в пределах от 0,2 до 40 л/мин. В нерабочем положении все капилляры должны быть перекрыты колпачками, а в рабочем положении открывается только тот капилляр, который в данный момент используется для замера газовыделения.

Тарировку прибора осуществляют с помощью ресметров или газосчетчика (ГСБ,ГКФ и др.), пылесоса и автотрансформатора. Последний используют для регулировки оборотов электродвигателя пылесоса (для регулировки производительности пылесоса).

Штыбоулавливатель и матерчатые мешочки служат для сбора образующегося при бурении контрольной скважины штыба, а мерный сосуд предназначен для замера об"ема бурового штыба (рис.6). Штыбоулавливатель состоит из стальной направляющей трубы I диаметром 2" (наружный диаметр 60 мм, толщина стенки 3 мм), один конец которой для облегчения ввода в скважину имеет четыре узких продольных прореза, а на другом конце приварен держатель 3. В трубе сделан широкий прямоугольный вырез, по краям которого приварен штыбоприемник 2. Буровой штыб перемещается по направляющей трубе, проваливается в штыбоприемник и поступает в мешочек, привязанный с помощью двух тесемок к штыбоулавливателю. Об"ем бурового штыба замеряют путем пересыпки штыба из мешочка в мерный сосуд, состоящий из стакана 4 с ручкой. В стакане имеется прорезь, перекрытая измерительной линейкой из оргстекла 5.

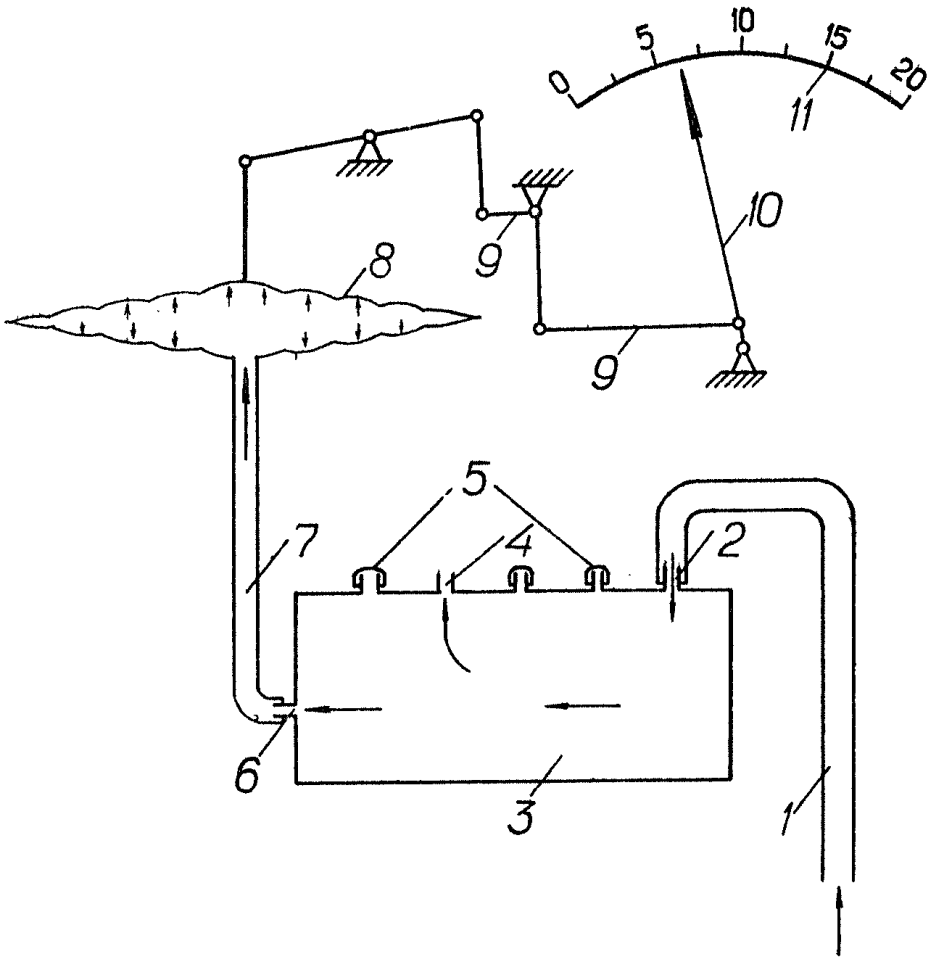


Рис.4. Принципиальная схема прибора для замера скорости газовыделения из скважин

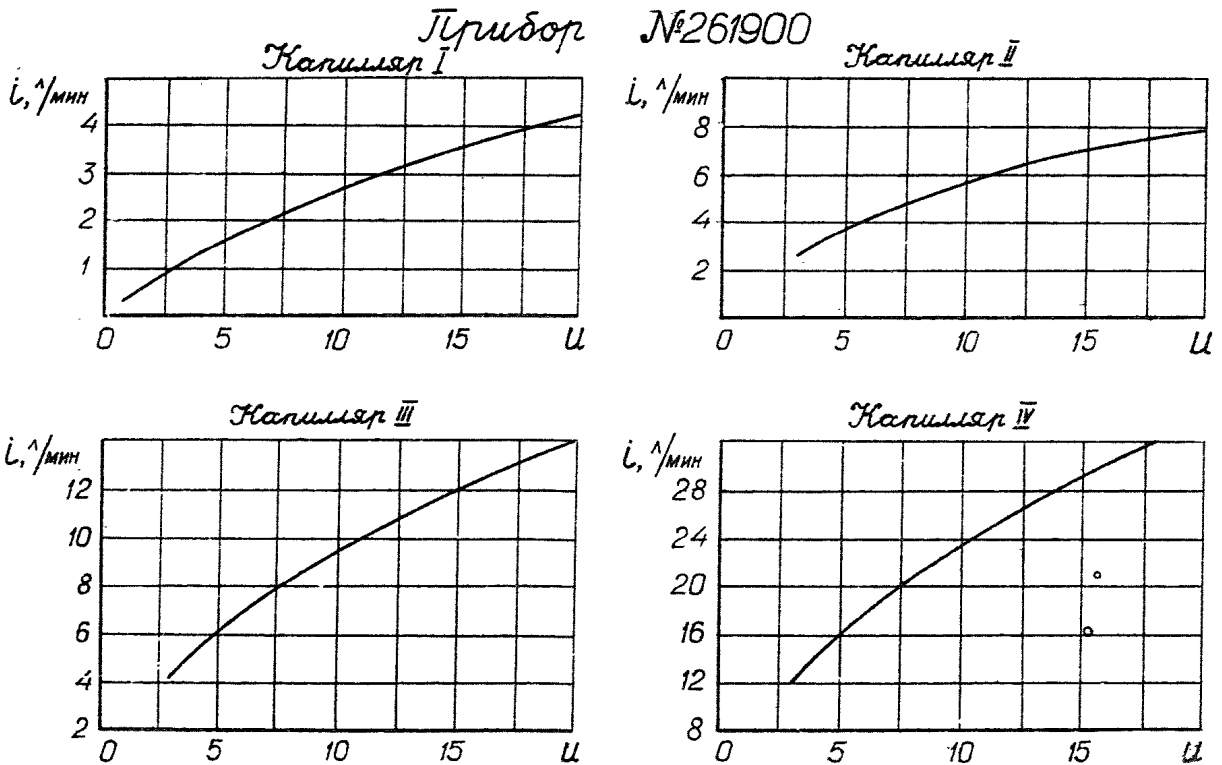


Рис.5. Тарировочные графики к прибору для замера скорости газовыделения из скважин:

U – отсчет по шкале в условных единицах; i – газовыделение, л/мин.

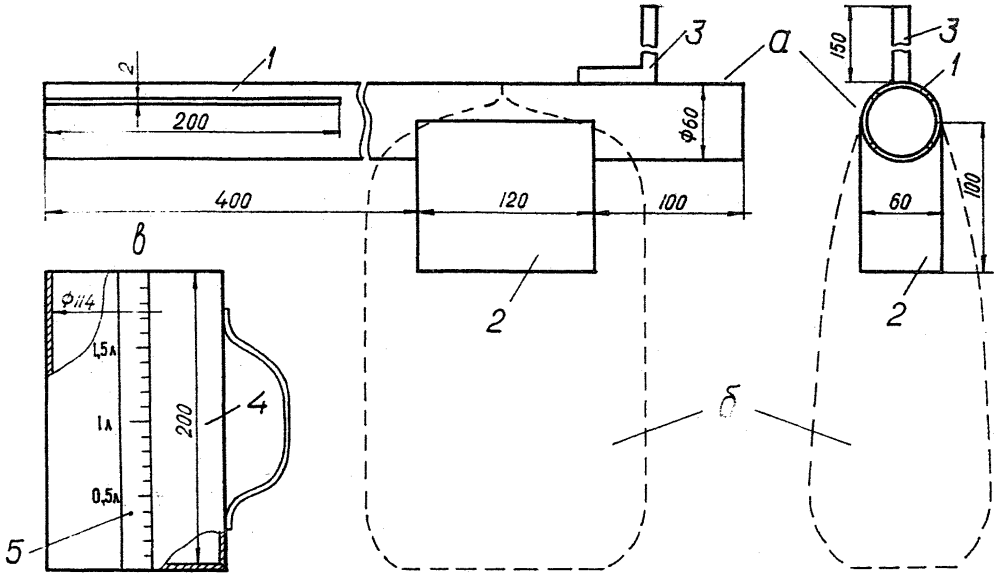


Рис.6. Приспособления для сбора и замера бурового штыба:
а – штыбоулавливатель; *б* – мешочек; *в* – мерный сосуд

Планшетка с номограммой для оперативной оценки эффективности способов борьбы с внезапными выбросами угля и газа и тарировочными графиками к прибору для замера скорости газовыделения из скважин имеет размеры примерно I00xI20 мм. На одной стороне планшетки вычерчена номограмма, а на другой изображено четыре тарировочных графика (по числу капилляров прибора). Для защиты от влаги и пыли планшетка помещена в чехол из прозрачной полиэтиленовой пленки. Каждая планшетка предназначена только для данного месторождения и пригодна только для данного прибора. При повторной тарировке или при замене прибора производится замена тарировочных графиков.

2. Порядок проведения работ по замерам метановыделения и выхода бурового штыба из контрольных скважин

В рабочей книжке по форме № I вычерчивают схему расположения наблюдаемой выработки, увлажнительных (или опережающих) и контрольных скважин. В соответствии с табл.I устанавливают тектоническую структуру угольных пачек, слагающих пласт, и производят геологическую зарисовку забоя наблюдаемой выработки.

Таблица I

Тип угля		Тектоническая структура	Подтип угля		Краткая характеристика
обозначение	наименование		обозначение	наименование	
I	2	3	4	5	6
I	Ненарушенный	Не имеется	$I_а$	Ненарушенный блестящий	Уголь характеризуется заметно выраженной слоистостью. При залегании в массиве монолитен и устойчив к механическим воздействиям, не осыпается. Разламывается на куски, ограниченные слоистостью и трещинами
			$I_б$	Ненарушенный полублестящий	
			$I_в$	Ненарушенный полуматовый	
			$I_г$	Ненарушенный матовый	

I	2	3	4	5	6
II	Мелкокусковатый	Брекчиевидная		Мелкокусковатый	Слоистость и трещиноватость, как правило, затушеваны. Массив слагается из кусочков угля разнообразной формы. Краевые части кусочков угловатые. Между кусочками могут встречаться угольная мелочь, зернистый и даже землистый уголь. При залегании в массиве уголь слабо устойчив к механическим воздействиям, но осыпается с трудом
III	Разлинзованный	Линзовидная (мелколинзовидная)	$III_а$	Разлинзованный высокозольный	Слоистость и трещиноватость затушеваны. Уголь слагается из отдельных линз. Поверхность линз зеркально отполирована и несет на себе борозды и штрихи скольжения. При механическом воздействии на уголь линзы распадаются на более мелкие линзочки, которые при дальнейшем раздавливании превращаются иногда в угольную мелочь. Разница между этими подтипами, кроме зольности, заключается еще и в том, что подтип $III_а$ характеризуется большей механической устойчивостью
			$III_б$	Разлинзованный	
IУ	Землисто-зернистый	Землисто-зернистая	$IУ_а$	Землисто-зернистый сидеритизированный	Слоистость и трещиноватость затушеваны. Основная масса состоит из мелких зерен угля, между которыми располагается землистый уголь (угольная мука). Основная масса сцементирована сидеритом, который находится в тонко распыленном состоянии или имеет оолитовую структуру. Уголь характеризуется повышенным удельным весом и повышенной прочностью. Залегает в виде линз или невыдержанных линзовидных прослойков малой мощности (I-4 см)

I	2	3	4	5	6
			$1У_б$	Землисто-зернистый спрессованный	Слоистость и трещиноватость затушеваны. Основная масса состоит из мелких зерен угля, между которыми располагается землистый уголь (угольная мука). Уголь достаточно спрессован, ввиду чего между пальцами раздавливается чаще всего с трудом. В массиве слабо устойчив к механическим воздействиям и склонен к осыпанию
У	Землистый	Землистая	$У_а$	Землистый интенсивно спрессованный	Слоистость и трещиноватость затушеваны, состоит из тонкоперетертого угля (угольной муки). Ввиду интенсивной спрессованности имеет монолитное сложение. В массиве устойчив и не осыпается. Между пальцами раздавливается только при значительных усилиях
			$У_б$	Землистый слабо спрессованный	Слоистость и трещиноватость затушеваны. Состоит из тонкоперетертого угля (угольная мука). В массиве неустойчив, осыпается весьма интенсивно. Между пальцами раздавливается очень легко

Склонным к внезапным выбросам угля и газа являются следующие разновидности (подтипы) тектонически нарушенных углей: П – мелкокусковатый; $Ш_а$ – разлинзованный высокозольный; $Ш_б$ – разлинзованный; $1У_б$ – землисто-зернистый спрессованный и $У_б$ – землистый слабо спрессованный. Из них наиболее потенциально выбросоопасными являются подтипы $Ш_б$ и $У_б$.

Затем по пачке наиболее нарушенного угля бурят контрольную скважину диаметром 50 мм на глубину 0,5 м, в нее вводят направ-

ляющую трубу штыбоулавливателя таким образом, чтобы штыбоприемник был сориентирован отверстием вниз, и к штыбоулавливателю тесемками крепят мешочек для сбора бурового штыба. На буровой штанге угольный резец диаметром 50 мм заменяют на резец диаметром 42 мм, штангу вводят до упора в направляющую трубу штыбоулавливателя. На штанге рулеткой отмеряют отрезок длиной Iм, начиная от находящегося в выработке края направляющей трубы, наносят мелом метку и бурят интервал скважины 0,5-I,5 м. В рабочую книжку записывают время начала и окончания бурения указанного интервала контрольной скважины. Если выход штыба с интервала превышает емкость мешочка, то после его заполнения к штыбоулавливателю крепят второй мешочек и т.д.

Далее в скважину до упора вводят составной пневматический герметизатор, с помощью ручного насоса раздувают манжету герметизатора и отсекают только что пробуренный интервал скважины. При этом необходимо следить, чтобы манжета не лопнула из-за чрезмерного раздува. Раздув можно считать достаточным, если контрольный манометр показывает давление I,5 кГ/см^2 или при легком подергивании герметизатора он не извлекается из скважины. На штуцер герметизатора надевают газоподводящий шланг прибора для замера скорости газовыделения и по шкале прибора берут отсчет в условных единицах. Вначале открывают самый широкий капилляр IУ, но если отклонение стрелки прибора мало, то его закрывают колпачком, открывают более тонкий капилляр Ш и т.д. до тех пор, пока отклонение стрелки не станет значительным. В рабочую книжку записывают показание прибора, номер капилляра, с помощью которого произведен замер, и время замера. Замер метановыделения должен быть произведен не позднее чем через 2 мин. после окончания бурения наблюдаемого интервала скважины.

Только после этого с помощью мерного сосуда определяют об"ем бурового штыба, скопившегося в мешочки. Результаты записывают в рабочую книжку.

Последующие интервалы контрольной скважины бурят длиной I м (I,5-2,5 м, 2,5-3,5 м и т.д.) и для каждого интервала в описанной выше последовательности производят замеры метановыделения и выхода бурового штыба. На бурение каждого интервала должно затрачиваться не более 2-3 мин.

Аналогичным образом осуществляют бурение второй контрольной скважины и замеряют метановыделение и выход бурового штыба по ее длине.

В примечании рабочей книжки фиксируют зажимы бурового инструмента, выбросы штыба и замеченные признаки внезапных выбросов угля и газа.

3. Оценка эффективности профилактического увлажнения пластов и опережающих скважин большого диаметра

После окончания замеров метановыделения и выхода бурового штыба по длине контрольных скважин непосредственно в забое с помощью планшетки осуществляют оценку эффективности профилактического увлажнения (или бурения опережающих скважин большого диаметра) в пересекаемой выработкой зоне пласта. Вначале, используя тарировочные графики на планшетке, показания прибора для замера скорости газовыделения переводят из условных единиц в л/мин. и полученные результаты заносят в рабочую книжку. Затем по каждой скважине устанавливают максимальные значения метановыделения и выхода бурового штыба. Далее для каждой скважины в отдельности по горизонтальной оси номограммы мысленно откладывают замеренное максимальное значение выхода бурового штыба S_{max} в л/м, а по вертикальной – максимальное значение метановыделения i_{max} в л/мин. и через эти значения проводят соответственно вертикальную и горизонтальную линии (см.рис.7,8 и 9, на которых изображены номограммы для Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений). Если точки пересечения этих линий для первой и второй контрольных скважин располагаются выше изображенной на номограмме граничной наклонной прямой, то выработка проходится в опасной по внезапным выбросам угля и газа зоне, а если ниже, то в неопасной, т.е. профилактическое увлажнение (или бурение опережающих скважин большого диаметра) устранило выбросоопасность пласта. В случае, когда по одной контрольной скважине указанная точка находится выше наклонной прямой, а по другой ниже, следует принимать во внимание только данные по первой контрольной скважине.

При установлении опасности внезапных выбросов угля и газа

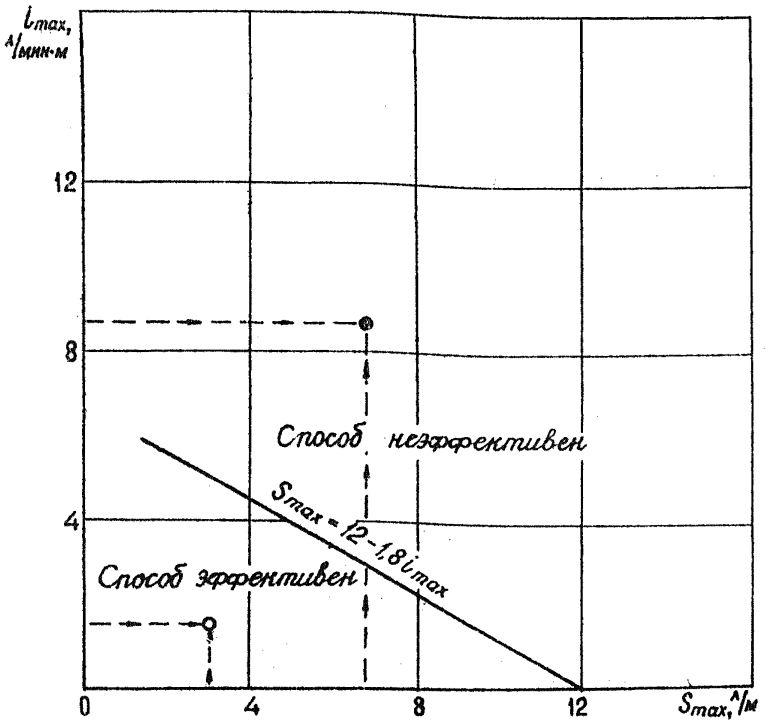


Рис.7. Номограмма для оперативной оценки эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра по максимальному газовыделению i_{max} и максимальному выходу бурового штыба S_{max} по длине контрольных скважин при проведении подготовительных выработок на шахтах Кемеровского месторождения Кузбасса

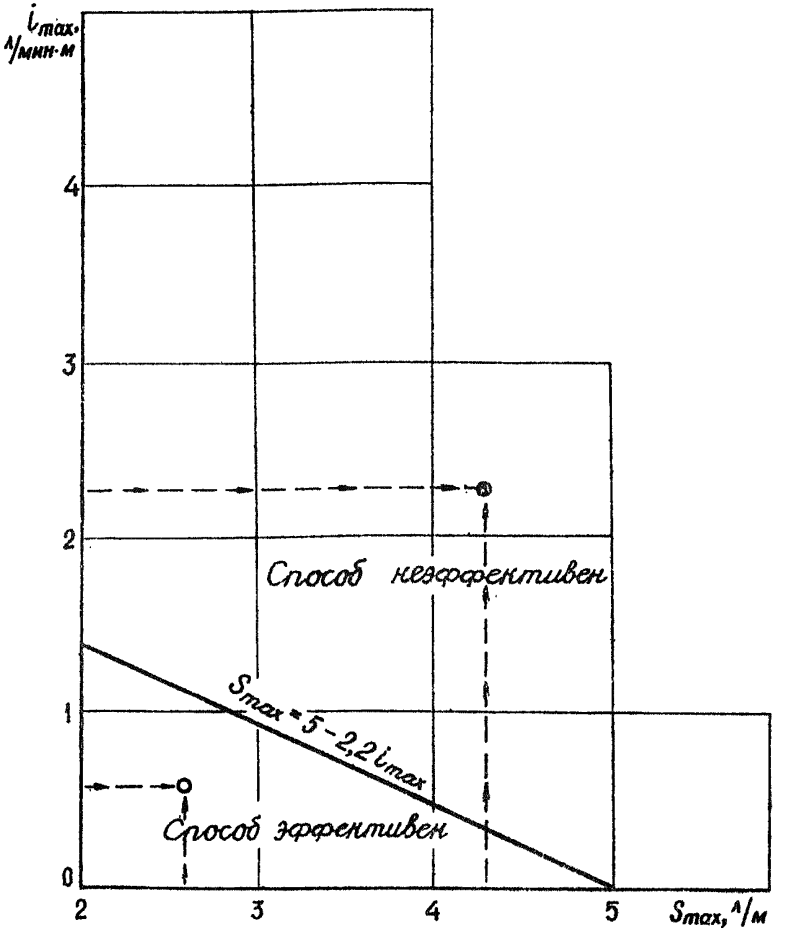


Рис.8. Номограмма для оперативной оценки эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра по максимальному газовыделению i_{max} и максимальному выходу бурового штыба S_{max} по длине контрольных скважин при проведении подготовительных выработок на шахтах Прокопьевского месторождения Кузбасса

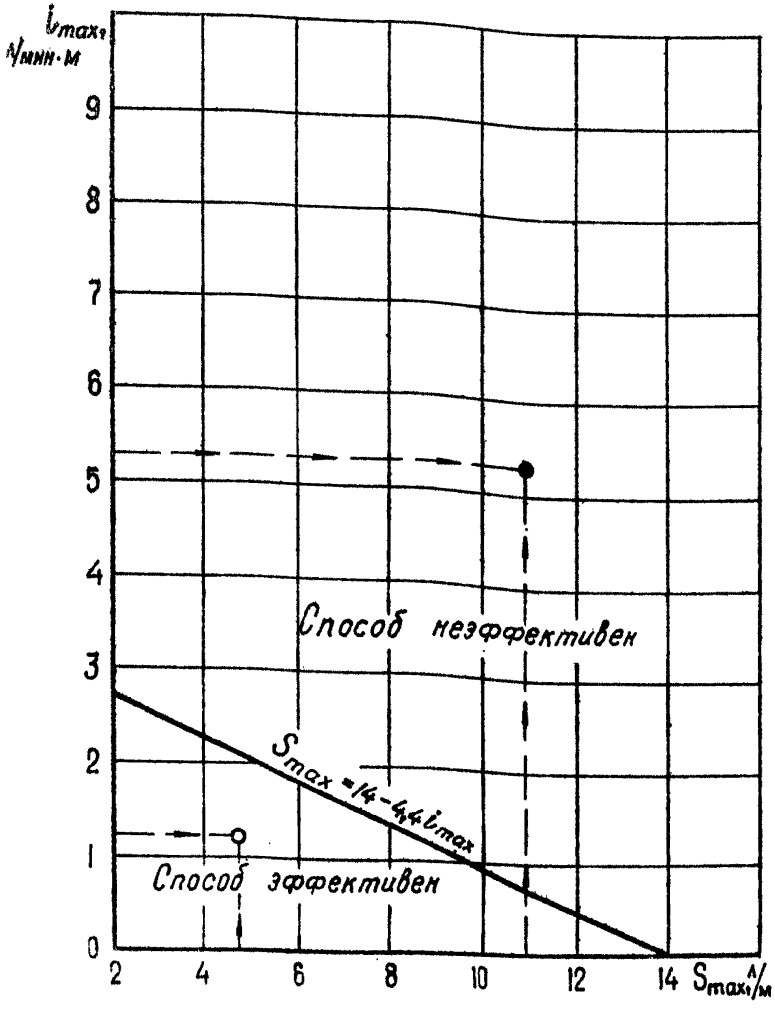


Рис.9. Номограмма для оперативной оценки эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра по максимальному газовыделению i_{max} и максимальному выходу бурового штыба S_{max} по длине контрольных скважин при проведении подготовительных выработок на шахтах Воркутского месторождения

проходку выработки прекращают и возобновляют вновь только после дополнительного увлажнения пласта, бурения дополнительных опережающих скважин или применения других мер борьбы с внезапными выбросами. Заключение об эффективности способа борьбы с внезапными выбросами угля и газа наблюдатель записывает в рабочую книжку.

Оценка эффективности способов борьбы с внезапными выбросами угля и газа может быть также произведена путем подсчета для каждой контрольной скважины комплексного показателя выбросоопасности R (для Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений обозначается соответственно $R_К$, $R_П$ и $R_В$) по следующей формуле

$$R = S_{max} + a i_{max},$$

где S_{max} – максимальное значение выхода бурового штыба по длине контрольной скважины, л/м;

i_{max} – то же, метановыделения, л/мин·м;

a – коэффициент, значения которого для Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений равны соответственно 1,8; 2,2 и 4,4.

Для Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений профилактическое увлажнение пласта (или бурение опережающих скважин большого диаметра) считается эффективным, если соответствующие каждому месторождению показатели $R_К < 12$, $R_П < 5$, $R_В < 14$ и неэффективным – при $R_К > 12$, $R_П > 5$, $R_В > 14$ (см.таблицу на рис.1). Для оценки эффективности принимается наибольшее значение комплексного показателя R, полученное при одном положении забоя выработки (см.пример на рис.1). Подсчет показателя R следует производить после выхода из шахты. Результаты подсчета, а также данные из рабочей книжки заносят в рабочий журнал по форме №2, который служит для проверки работы лиц, осуществляющих контроль эффективности способов борьбы с внезапными выбросами угля и газа, и обобщения результатов работ по контролю.

4. Параметры контрольных скважин, частота контроля эффективности профилактического увлажнения пластов и опережающих скважин большого диаметра

Для контроля эффективности профилактического увлажнения пластов и бурения опережающих скважин большого диаметра, т.е. для определения степени выбросоопасности пересекаемой подготовительной выработкой зоны пласта после применения указанных способов, периодически бурят по две контрольных скважины диаметром 42 мм. На шахтах Кемеровского и Воркутского месторождений длина контрольных скважин составляет 5,5 м, а на шахтах Прокопьевского месторождения 6,5 м.

При проходке штрека после профилактического увлажнения пласта одну контрольную скважину бурят горизонтально параллельно оси штрека ближе к подошве выработки, а вторую под углом на восстание пласта из расчета, чтобы конец ее располагался на 1,5 м выше контура штрека, считая по напластованию. При проходке наклонной выработки (уклона, ската, печи) контрольные скважины бурят веером в стороны бортов выработки с таким расчетом, чтобы концы скважин находились за контуром выработки на 2 м от него.

Аналогичным образом осуществляется контроль эффективности опережающих скважин большого диаметра. При проходке штрека одну контрольную скважину бурят горизонтально параллельно оси штрека ближе к его подошве, а вторую под углом на восстание пласта из расчета, чтобы конец ее располагался на 1,5 м выше контура штрека, считая по напластованию, на возможно большем удалении от опережающих скважин. При проходке наклонной выработки контрольные скважины бурят веером в сторону бортов выработки в промежутки между опережающими скважинами на одинаковом от них удалении.

Во всех случаях на шахтах Кемеровского и Воркутского месторождений контрольные скважины бурят через каждые 4 м проходки выработки, а на шахтах Прокопьевского месторождения – через каждые 5 м.

Ш. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОВЫМЫВА ОПЕРЕЖАЮЩИХ ПОЛОСТЕЙ

I. Необходимые приборы и принадлежности

Для выполнения в шахте работ по контролю эффективности гидровымыва опережающих полостей необходимо иметь приборы и принадлежности, указанные в списке 2.

Список 2

Анемометр крыльчатый	I шт.
Тарировочный график к анемометру	I шт.
Интерферометр шахтный	I шт.
Часы	I шт.
Рулетка тесмяная	I шт.
Рабочая книжка по форме № 3	I шт.
Шариковая авторучка	I шт.

Анемометр предназначен для замера скорости движения вентиляционной струи по выработке, интерферометр (ШИ-3, ШИ-5 или другого типа с верхним пределом измерения не менее 6%) - для замеров содержания метана в выработке, рулетка необходима для замеров сечения выработки, мощности пласта, расстояния от забоя до пункта наблюдений и др.

2. Порядок проведения работ по замерам метановыделения в горную выработку

В соответствии с табл.I устанавливают тектоническую структуру угольных пачек, слагающих пласт, и в рабочей книжке по форме № 3 производят геологическую зарисовку забоя наблюдаемой выработки. При этом замеряют мощность пласта и ширину выработки вчерне по напластованию. В 20-25 м от забоя выбирают пункт наблюдений за скоростью движения вентиляционной струи и содержанием метана в выработке, в данном пункте замеряют и вычерчивают в рабочей книжке поперечное сечение выработки в свету с

учетом расположенного в ней оборудования.

В пункте наблюдений с помощью анемометра по общепринятой методике замеряют скорость движения вентиляционной струи по выработке.

Не менее чем за 30 мин. до начала гидровымыва опережающих полостей с помощью интерферометра через каждые 5 мин. вверху, посредине и внизу выработки замеряют содержание метана и подсчитывают среднее содержание метана в выработке.

В течение всего периода гидровымыва опережающих полостей аналогичным образом через каждые 5 мин. замеряют содержание метана и подсчитывают среднее содержание метана в выработке. При этом регистрируют все работы по гидровымыву полостей. Результаты записывают в рабочую книжку по форме № 3.

3. Оценка эффективности гидровымыва опережающих полостей

После окончания гидровымыва опережающих полостей подсчитывают усредненное содержание метана в выработке до гидровымыва C_o и в процессе гидровымыва полостей $C_{гв}$ (в %) по формулам

$$C_o = \frac{C_1 + C_2 + \ldots + C_n}{n},$$

$$C_{гв} = \frac{C_1' + C_2' + \ldots + C_n'}{n'},$$

где $C_1, C_2, \ldots C_n$ – среднее содержание метана в выработке по каждому замеру до гидровымыва, %;

$C_1', C_2', \ldots C_n'$ – то же, в процессе гидровымыва, %;

n – количество замеров до гидровымыва;

n' – то же, в процессе гидровымыва.

Затем подсчитывают показатель эффективности гидровымыва опережающих полостей N (в %) по следующей формуле

$$N = \frac{(C_{гв} - C_o)\, t\, v_{sk}}{\varkappa m \gamma (B + 2d)(l - l_{on})} \cdot 100,$$

где t – время гидровымыва новых полостей, мин;

v – скорость вентиляционной струи по выработке, м/мин;

S – сечение выработки в свету, $м^2$;

K – поправочный коэффициент на положение наблюдателя;

α – природная метаноносность пласта, $м^3/т^{x)}$;

m – мощность пласта, м;

γ – об"емный вес угля, $т/м^3$;

b – ширина выработки по напластованию вчерне, м;

d – ширина обработки пласта полостями за контуром выработки (принимается равной 2 м в каждую сторону), м;

l – длина новых полостей, м;

l_{on} – остаточная длина предыдущих полостей, м.

Гидровымыв опережающих полостей является эффективным при $N > 20\%$. Если показатель N имеет меньшие значения, необходимо осуществить повторный гидровымыв массива.

После окончания работ по определению показателя N в рабочей книжке вычерчивают схему расположения опережающих полостей со всеми необходимыми размерами.

После выхода из шахты результаты вышеизложенных замеров и подсчетов заносят в рабочий журнал по форме № 4. Рабочий журнал служит для проверки работы лиц, осуществляющих контроль эффективности гидровымыва опережающих полостей, и обобщения результатов работ по контролю.

Показатель N определяют при каждом цикле гидровымыва опережающих полостей.

Если подготовительная выработка вошла в зону пласта, неопасную по внезапным выбросам угля и газа, и гидровымыв опере-

---

x) За природную метаноносность пласта может быть принята метаноемкость угля данного пласта при замеренном на разрабатываемой глубине давлении газа.

жащих полостей осуществляется с большим трудом, забой выработки продвигается до полного погашения полостей, после чего производят оценку выбросоопасности данной зоны согласно "Временной методике разграничения пластов Кемеровского, Прокопьевского и Воркутского месторождений на опасные и неопасные по внезапным выбросам угля и газа зоны с учетом газовыделения и выхода бурового штыба по длине контрольных скважин". При погашении опережающих полостей выработка проходится короткими заходками, отставание крепи от забоя не должно превышать 0,5 м. После установления отсутствия опасности внезапных выбросов угля и газа и составления соответствующего акта дальнейшую проходку выработки осуществляют без применения специальных способов борьбы с этими явлениями, но с постоянным текущим контролем выбросоопасности по контрольным скважинам.

ПРИЛОЖЕНИЕ

(формы рабочих книжек и журналов)

Форма № I

РАБОЧАЯ КНИЖКА

по контролю эффективности профилактического увлажнения пласта (или бурения опережающих скважин большого диаметра)

Дата "__"_____" шахта _____ пласт _____

горизонт _____ участок _____

наблюдаемая выработка _____ _____

привязка забоя выработки _____

тектоническая структура потенциально выбросоопасной угольной пачки _____ мощность пачки, м _____

способ борьбы с внезапными выбросами _____

С Х Е М А

расположения наблюдаемой выработки, увлажнительных (или опережающих) и контрольных скважин

Геологическая зарисовка забоя наблюдаемой выработки

№ контрольной скважины	Интервалы скважин, м	Время (час,мин.)			Замеры выхода бурового штыба		Замеры метановыделения			Заключение и подпись наблюдателя	Примечание
		начала бурения	окончания бурения	замера метановыделения	количество мерных сосудов	выход штыба S л/м	№ капилляра	показание прибора l	метановыделение l, л/мин.м		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

Форма № 2

Пласт, горизонт, участок	Наблюдаемая выработка, привязка забоя	Способ борьбы с внезапными выбросами	Дата наблюдений	Характеристика потенциально выбросоопасной угольной пачки		№ контрольной скважины	Интервалы скважины, м	Время (час, мин.)		
				тектоническая структура	мощность, м			начала бурения	окончания бурения	замера метановыделения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение формы № 2

Результаты наблюдений по контрольным скважинам							Комплексный показатель выбросоопасности $R=S_{max}+ai_{max}$	Заключение и подпись наблюдателя	Замечания и подпись проверяющего лица	Примечание
за выходом бурового штыба			за метановыделением							
количество мерных сосудов	выход штыба с каждого интервала S, л/м	максимальный выход штыба S_{max}, л/м	№ капилляра	показание прибора U	метановыделение из каждого интервала i, л/мин·м	максимальное метановыделение i_{max}, л/мин·м				
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Форма № 3

РАБОЧАЯ КНИЖКА

по контролю эффективности гидровымыва опережающих полостей

Дата "___"_____" шахта _____пласт_____горизонт_____
участок _____ наблюдаемая выработка _____
привязка забоя выработки _____
сечение выработки в свету S ,м^2_____ поправочный коэффициент K
_____ природная метаноносность пласта x ,м^3/т_____ мощность пласта m ,м _____ об"емный вес угля γ ,т/м^3_____ ширина выработки по напластованию b ,м_____ ширина обработки за контуром выработки d , м_____ длина новых полостей l , м _____остаточная длина предыдущих полостей $l_{оп}$,м _____

Геологическая зарисовка забоя наблюдаемой выработки

Эскиз сечения выработки в пункте наблюдений

С х е м а
расположения опережающих полостей

Продолжение формы № 3

Время (час, мин.)	Замеры скорости вентиляционной струи в выработке					Содержание метана в выработке, %					Работы в забое	Показатель эффективности гидрошлама опережающих полостей $N = \frac{(C_{2в} - C_0)kVSK}{2\pi\mu(\beta+2d)(L-l_{оп})} \cdot 100, \%$	Заключение и подпись наблюдателя
	Показания анемометра, делений			Время замеров, мин.	Скорость вентиляционной струи V, м/мин.	вверху	посредине	внизу	среднее, $C_п$ и $C'_п$	усредненное до и в процессе гидрошлама, C_0 и $C_{2в}$			
	начальное	конечное	разность										
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

Форма №4

Пласт, горизонт, участок	Наблюдаемая выработка, привязка забоя	Схема расположения опережающих полостей	Дата	Время (час, мин.)	Сечение выработки в свету S, м^2	Поправочный коэффициент, K	Результаты замеров скорости вентиляционной струи в выработке				
							Показания анемометра, делений			Время замеров, мин.	Скорость вентиляционной струи v, м/мин.
							начальное	конечное	разность		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

Продолжение формы №4

Содержание метана в выработке, %				Работы в забое	Природная метаноносность пласта $\mathcal{Ж}$, м^3/т	Мощность пласта m, м	Об"емный вес угля γ, т/м^3	Ширина выработки по напластованию вверху B, м	Ширина обработки пласта за контуром выработки d_n, м	Длина новых полостей l, м	Остаточная длина предыдущих полостей l_{on}, м	Показатель эффективности гидровымыва опережающих полостей	Заключение и подпись наблюдателя	Замечания и подпись проверяющего лица	Примечание
вверху	посредине	внизу	среднее, C_n и C'_n	усредненное до и в процессе гидровымыва, C_o и $C_{\partial B}$								$\mathcal{N} = \frac{(C_{\partial B} - C_o)bv\,SK}{2m\gamma(B+2d)(l-l_{on})}$ %/м%			
I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27	28	29

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 3

II. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО УВЛАЖНЕНИЯ ПЛАСТОВ И ОПЕРЕЖАЮЩИХ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА 5

1. Необходимые приборы, инструменты и принадлежности ..... -
2. Порядок проведения работ по замерам метановыделения и выхода бурового штыба из контрольных скважин 13
3. Оценка эффективности профилактического увлажнения пластов и опережающих скважин большого диаметра 17
4. Параметры контрольных скважин, частота контроля эффективности профилактического увлажнения пластов и опережающих скважин большого диаметра 22

III. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОВЫМЫВА ОПЕРЕЖАЮЩИХ ПОЛОСТЕЙ 23

1. Необходимые приборы и принадлежности ..... -
2. Порядок проведения работ по замерам метановыделения в горную выработку ..... -
3. Оценка эффективности гидровымыва опережающих полостей 24

ПРИЛОЖЕНИЕ. Формы рабочих книжек и журналов 27

gost.e-ecolog.ru