

622.809

H165

Б. И. МЕДВЕДЕВ, И. Ф. МОРОЗОВ,  
В. В. ЗЕХОВ, В. А. СТУКАЛО,  
В. К. ЧУРКИН



**нагнетание воды  
в угольные пласты  
как средство борьбы  
с газом и пылью**

4

Актуальному вопросу создания безопасных условий труда шахтеров — совершенствованию способов и средств борьбы с пылью посвящена данная брошюра.

Этот вопрос тем более важен, что с интенсификацией процессов угледобычи и углублением разработок пылеобразование и газовыделение в выработках шахт увеличивается.

Брошюра написана коллективом авторов Донецкого политехнического института по материалам работ, проведенных на шахтах Донецкой области.

Б. И. МЕДВЕДЕВ, И. Ф. МОРОЗОВ, В. В. ЗЕХОВ, В. А. СТУКАЛО, В. К. ЧУРКИН

# Нагнетание воды в угольные пласты как средство борьбы с газом и пылью

Издательство «ТЕХНІКА» <sup>Киев</sup>  
1968

6П1.4  
Н16

4451<sup>4</sup>68  $\frac{51}{7625}$   $\frac{622.8}{11165}$

УДК 622.411.3+622.807

Нагнетание воды в угольные пласты как средство борьбы с газом и пылью. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Зехов В. В., Стукало В. А., Чуркин В. К., «Техника», 1968, 92 стр.

В брошюре изложены теоретические основы микрокапиллярного увлажнения угольных пластов, являющегося эффективным способом борьбы с газовыделением, пылеобразованием и внезапными выбросами. Впервые доказана возможность микрокапиллярной изоляции газа в угле. Описана методика испытания углей, с помощью которой возможно определить основные параметры предварительного увлажнения угля, обеспечивающие максимальное снижение газовыделения и пылеобразования. Рассмотрены новые приборы и приспособления для контроля предварительного увлажнения угольных пластов. Брошюра написана по материалам лабораторных исследований и экспериментов, проведенных на шахтах. Рассчитана на инженерно-технических работников угольной промышленности. Табл. 17, илл. 26, библи. 24.

Рецензент канд. техн. наук *В. Д. Карпухин*

Редакция литературы по горному делу и металлургии

Заведующий редакцией инж. *М. Д. Семененко*

3-7-1

98-68

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Директивами XXIII съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1966—1970 гг. предусматривается всемерное облегчение труда и создание более благоприятных санитарно-гигиенических условий на предприятиях угольной промышленности.

Одним из главных направлений в деле создания безопасных условий труда шахтеров является совершенствование способов и средств борьбы с пылью и газом. Эта проблема особенно актуальна потому, что при интенсификации процессов производства и углублении разработок пылеобразование и газовыделение в выработках шахт увеличивается.

Нагнетание воды в угольные пласты применяется главным образом в качестве эффективного противопылевого мероприятия, которое регламентируется правилами безопасности\*. В 1966 г. в шахтах Украинской ССР нагнетание воды в угольные пласты применялось в 1480 лавах.

В результате проведенных в последние годы исследований установлено, что предварительное увлажнение угольных пластов является эффективным средством борьбы не только с пылеобразованием, но и с газом, с внезапными выбросами угля и газа, горными ударами и самовозгоранием угля (с применением антипирогенов).

---

\* Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах, «Недра», М., 1964.

В брошюре излагаются результаты теоретических и экспериментальных исследований предварительного увлажнения угля в массиве как способа борьбы с пылеобразованием, газовыделением и внезапными выбросами угля и газа в шахтах, выполненных коллективом кафедры рудничной вентиляции Донецкого политехнического института в лабораториях и на шахтах Донецкой области, описываются средства контроля качества предварительного увлажнения и концентрации смачивателя в воде, используемой для увлажнения, способы герметизации скважин.

Глава I и § 3 главы V написаны В. К. Чуркиным, глава II — Б. И. Медведевым, глава III и § 4 главы IV — Б. И. Медведевым и И. Ф. Морозовым, § 1 главы IV — Б. И. Медведевым, В. К. Чуркиным и В. В. Зеховым, § 2 и 3 главы IV — Б. И. Медведевым и В. В. Зеховым, § 6 главы IV — И. Ф. Морозовым, § 1 главы V — Б. И. Медведевым, И. Ф. Морозовым и В. К. Чуркиным, § 2 главы V — В. К. Чуркиным и В. А. Стукало.

Отзывы и пожелания по книге просим направлять по адресу: Киев, 4, Пушкинская, 28, издательство «Техніка».

## 1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ УВЛАЖНЕНИЕ УГЛЯ

В нашей стране и за рубежом проведены многочисленные теоретические и экспериментальные исследования предварительного увлажнения угольных пластов.

Процесс увлажнения угольного пласта обычно рассматривают как фильтрацию жидкости в пористой среде. Первые исследования процесса фильтрации были начаты в конце 50-х годов прошлого столетия. Дарси впервые сформулировал закон фильтрации жидкостей и газов в пористых средах, определяющий связь между скоростью фильтрации и потерей напора потока жидкости в зависимости от свойств среды. В последнее время процесс фильтрации изучали многочисленные исследователи [22].

Фильтрация жидкости в угле стала изучаться сравнительно недавно в связи с проведением предварительного увлажнения. Большая работа по изучению водопроницаемости пластов и определению оптимальных параметров нагнетания проведена Макеевским научно-исследовательским институтом (МакиНИИ), Восточным научно-исследовательским институтом (ВостНИИ), институтом горного дела им. Скочинского, Московским горным институтом (МГИ), Харьковским горным институтом (ХГИ), Донецким политехническим институтом (ДПИ) и др.

Угольный пласт как фильтрующая среда имеет свои специфические особенности. На фильтрационные свойства

угольных пластов существенно влияют горнотехнические условия. Уголь обладает высокой сорбционной способностью, анизотропией. Так, водопроницаемость угольных пластов вкрест напластованию в 3—4 раза ниже чем по напластованию.

Проницаемость угольных пластов изменяется в пределах от 0,001 до 6 *мд*, причем в призабойной части пласта она может изменяться на 2—3 порядка. Свободный и сорбционный газ, находящийся в угле, оказывает влияние на проницаемость пласта. Давление метана в угольных пластах составляет десятки атмосфер, а на небольших участках пласта, расположенных ближе к местам геологических нарушений, может превышать 100 *ат* [2].

В настоящее время проводятся исследования по определению влияния увлажнения угольных пластов на метановыделение. По этому вопросу отсутствует единое мнение. Одни авторы считают, что нагнетаемая в угольный пласт вода вытесняет значительную часть газа, заключенного в угле, другие — что вода препятствует его выходу [17], третьи — что в зависимости от режима нагнетания можно достичь как изоляции газа в микропорах угля, так и его вытеснения из микропор в субмакропоры и макропоры с последующим выходом газа при разрушении угля выемочными машинами [10].

Эффективность предварительного увлажнения угля зависит от фильтрационных и физико-механических свойств пласта [3, 5, 6]. В угольных пластах фильтрация воды происходит в основном по линейному закону. Для определения параметров процесса нагнетания воды в пласты были предложены различные формулы, однако в них не учитывалось влияние капиллярных сил, возникающих в порах угля при проникновении в них жидкости. В последнее время появились работы, в которых рассматривается влияние капиллярных сил на процесс увлажнения [7, 9, 10, 12, 13, 14].

Количество пыли, образующееся при увлажнении, зависит от петрографического состава угля и продолжительности контакта воды с углем. Более продолжительный контакт дает и больший эффект капиллярного насыщения.

В настоящее время не существует единого мнения о влиянии добавки к воде поверхностно-активных веществ на эффективность предварительного увлажнения угольных пластов. Некоторые авторы рекомендуют одинаковую добавку смачивателя для всех углей, другие — предлагают определять оптимальную добавку для каждого пласта [11, 12, 23, 24].

Технологические схемы нагнетания воды в угольные пласты дифференцируются в зависимости от длины и расположения шпуров (скважин). Кроме того, способы предварительного увлажнения отличаются по характеру нагнетания воды (непрерывное, прерывное, кратковременное, длительное), по виду энергии, используемой для нагнетания, и по расположению оборудования, необходимого для осуществления этого процесса. В зависимости от длины и расположения скважин различают схемы нагнетания воды в пласт через короткие (глубиной до 3 м) и длинные скважины, пробуренные из очистного забоя, и через скважины, пробуренные параллельно очистному забою. Известны опыты нагнетания воды в угольные пласты через скважины, пробуренные с поверхности. Расстояние между шпурами или скважинами, оптимальное давление воды, скорость и время нагнетания устанавливают опытным путем для каждого пласта, а на некоторых шахтах — для каждого забоя отдельно. В настоящее время наиболее распространена схема нагнетания с помощью насосных установок через шпуры, пробуренные из очистного забоя.

Нагнетание воды через короткие шпуры, расположенные через 2—9 м, как правило, проводится при давлениях менее

100 кг/см<sup>2</sup> \* и расходе 6—12 л/мин. Удельный расход воды составляет 5—30 л/т, а время нагнетания в шпур — 5—25 мин. Запыленность выработки при этом снижается на 50—60, а иногда и на 70—80%. Недостатком этой схемы является неравномерность увлажнения угля и возможность прорыва воды в рабочее пространство забоя. Кроме того, такой процесс увлажнения является сравнительно трудоемким и связан с технологическими процессами в очистном забое.

Применяются три варианта организации работ по нагнетанию воды. При первом варианте бурение шпуров и нагнетание воды в угольный массив проводят впереди выемочной машины в добычную смену, при втором — в ремонтную смену и при третьем — в добычную смену ниже выемочной машины вслед за выемкой угля.<sup>1</sup> Лучшие результаты достигаются при третьем варианте. Это объясняется тем, что воду в угольный массив нагнетают в период, когда забой менее подвержен воздействию горного давления. Поэтому отжим угля и появление трещин, через которые возможен преждевременный прорыв воды, не наблюдается.

Воду в скважины длиной более 3 м, пробуренные из забоя, нагнетают в течение 30—300 мин под давлением 50—300 кг/см<sup>2</sup>. В этом случае удельный расход воды меньше, чем при схеме с короткими шпурами, однако эффективность такого способа выше (запыленность выработки снижается на 70—80%). Это прежде всего объясняется увеличением продолжительности контакта воды с углем.

К недостаткам данной схемы следует отнести зависимость нагнетания воды от технологического процесса добычи угля, хотя она меньше чем при первой схеме нагнетания, по-

---

\* По ГОСТ 9867—61 единица давления — ньютон на квадратный метр (н/м<sup>2</sup>):

$$1 \text{ н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^{-5} \text{ кг/см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-5} \text{ ат.}$$

сколькx увлажняется значительно больший объем угля и отпадает необходимость в частном нагнетании. Угольный массив увлажняется обычно на глубину недельного подвигания забоя.

Вода через скважины, пробуренные параллельно линии очистного забоя с вентиляционного или откаточного штрека, нагнетается под давлением 20—300  $\text{кГ/см}^2$  при скорости нагнетания 5—20 л/мин, а в отдельных случаях при скорости нагнетания 30—40 л/мин. Удельный расход воды составляет от 5 до 50 л/т, а время нагнетания в скважину — 80—800 ч. Расстояние между скважинами составляет 10—30 м, длина скважин — на 10—20 м меньше длины лавы, диаметр скважин — 42—160 мм. Запыленность воздуха при данной схеме нагнетания снижается на 80—95 %.

Внедрение предварительного увлажнения пластов через глубокие скважины ограничивается отсутствием инструмента, обеспечивающего направленное бурение глубоких скважин, отсутствием надежных средств их герметизации. Для герметизации шпуров имеются гидрозатворы различных конструкций с механическим и автоматическим распором герметизирующего элемента. При герметизации глубоких скважин используют цементный раствор, которым в устье скважины закрепляют металлическую трубу для нагнетания воды, или гидрозатворы, которые еще находятся в стадии экспериментирования.

В результате исследований было установлено, что схема предварительного увлажнения пластов с помощью длинных скважин, пробуренных параллельно очистному забою, является наиболее перспективной. Длительная обработка опасных по внезапным выбросам угольных пластов путем нагнетания водных растворов поверхностно-активных веществ не только снижает газовыделение и пылеобразование при выемке пласта, но и является эффективным средством борьбы с внезапными выбросами.

## **II. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МИКРОКАПИЛЛЯРНОГО УВЛАЖНЕНИЯ УГЛЯ В МАССИВЕ КАК СПОСОБА БОРЬБЫ С ПЫЛЕОБРАЗОВАНИЕМ И ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕМ В ОЧИСТНЫХ ЗАБОЯХ**

В настоящее время в основном применяется способ предварительного увлажнения угольных пластов с помощью нагнетания воды через шпур, пробуренные из рабочего пространства лавы. Вода нагнетается в призабойную зону раздавленного угля. Время нагнетания воды в один шпур обычно не превышает 10—15 мин. Скорость движения воды в макропорах и трещинах в тысячи раз больше, чем в микропорах. Время проникновения воды в микропоры измеряется десятками суток. Вследствие этого при кратковременном нагнетании воды в призабойную зону раздавленного угля она проникает в основном в макротрещины и макропоры, увлажняя лишь поверхность сравнительно крупных частиц угля.

При таком способе увлажнения вода используется неэффективно. Общая влажность угля оказывается высокой и вместе с тем при работе выемочных механизмов образуется большое количество пыли вследствие разрушения увлажненных лишь по поверхности и сухих внутри кусков угля. Большая влажность угля обусловлена большим объемом макротрещин, заполняемых водой в зоне раздавленного угля.

Гораздо более эффективным может быть предварительное увлажнение угольного массива в зоне нераздавленного угля. Можно предположить, что при заполнении водой значительной части микропор и микротрещин в зоне нераздавленного угля пылеобразование во время выемки угля значительно снизится при сравнительно небольшом повышении общей влажности угля. Это утверждение основано на следующих данных о пористости углей.

Выход летучих из угля, %	Пористость угля в массиве, $m^3/m$
Менее 5	0,10
5—9	0,09
9—17	0,07
17—30	0,06
Более 30	0,09

Как видно из приведенных данных, пористость угля в массиве не превышает  $0,1 m^3/m$ . Следовательно, при заполнении водой даже всех пор в угле, что практически осуществить невозможно, влажность угля в нетронutom массиве не будет превышать 10%. Очевидно, такое увлажнение угля было бы наиболее эффективным. Дальнейшее увеличение влажности угля вследствие заполнения трещин водой, образующихся при раздавливании угля в призабойной зоне, не даст существенного эффекта. Однако предварительное увлажнение угольных пластов с помощью нагнетания воды по длинным скважинам в нетронутый массив затруднено вследствие низкой водопроницаемости пластов в массиве.

Для обеспечения проникновения воды в нетронутый массив угля необходимо максимально использовать капиллярные силы, возникающие при попадании воды в микропоры, путем добавки к нагнетаемой воде поверхностно-активных веществ.

Нагнетание воды в пласт можно использовать не только для борьбы с пылеобразованием при выемке угля, но и для борьбы с газом. Основными источниками газа в шахтах являются разрабатываемые и сопровождающие их угольные пласты и пропластки.

Известно, что в сосуде, заполненном угольной мелочью, может содержаться при атмосферном давлении приблизительно в три раза больше метана и в 12 раз больше углекислого газа, чем в незаполненном сосуде [16]. Частично этот газ содержится в порах угля в свободном состоянии, но основное количество газа адсорбировано на поверхности пор.

При больших давлениях в 1 т угля может содержаться до 60 м<sup>3</sup> метана и значительно большее количество углекислого газа. Столь большая способность угля удерживать в себе газ объясняется большой поверхностью пор угля и уплотнением газа на поверхности пор благодаря действию молекулярных сил притяжения. Приток газа в горные выработки связан с переходом его в свободное состояние и истечением по порам и трещинам в угле.

По Ходоту поры углей делятся на следующие виды:

1) ультра- или микропоры диаметром до 10<sup>-8</sup> м, образующие сорбционный объем угля; 2) переходные поры диаметром 10<sup>-8</sup>—10<sup>-7</sup> м, образующие область капиллярной конденсации и диффузии газа; 3) субмакропоры диаметром 10<sup>-7</sup>—10<sup>-6</sup> м, образующие область медленной ламинарной фильтрации газа; 4) макропоры диаметром 10<sup>-6</sup>—10<sup>-4</sup> м, образующие область интенсивной ламинарной фильтрации и плоскостей нарушения углей с сильно нарушенной структурой; 5) видимые поры размером от 10<sup>-4</sup> м и выше, образующие область смешанной ламинарной и турбулентной фильтрации и плоскостей разрушения углей.

По усредненным данным ИГД им. А. А. Скочинского сорбционный объем угля (объем микропор) составляет 54,7, объем переходных пор — 28,1, объем субмакропор — 17,2%. По данным М. Ф. Яновской объем микропор диаметром менее 2 · 10<sup>-9</sup> м в каменном угле составляет 12,5% (табл. 1).

Определим, как изменяется суммарная поверхность микропор при постоянном их объеме в зависимости от диаметра микропор. При этом будем учитывать только боковую поверхность микропор, считая, что ввиду большой их протяженности торцевой поверхностью можно пренебречь.

Суммарный объем пор данного диаметра

$$V = \frac{\pi d^2}{4} ln, \quad (1)$$

где  $d$  — диаметр пор;  $l$  — длина пор;  $n$  — число пор данного диаметра.

Суммарная поверхность пор данного диаметра

$$S = \pi dln. \quad (2)$$

Разделив уравнение (2) на уравнение (1), получим

$$\frac{S}{V} = \frac{4}{d}.$$

Таблица 1

Дифференциальная пористость каменных углей

Характеристика пор	Диаметр пор, м	Объем пор, %
Микропоры	Менее $2 \cdot 10^{-9}$	12,5
»	$2 \cdot 10^{-9} - 10^{-8}$	42,2
Переходные поры	$10^{-8} - 10^{-7}$	28,1
Субмакропоры	$10^{-7} - 10^{-6}$	17,2

Отсюда поверхность пор данного диаметра по отношению к общей поверхности пор

$$S_n = \frac{V_n 100}{d_n \Sigma \frac{V}{d}} \%, \quad (3)$$

где  $V_n$  — объем пор данного диаметра;  $\Sigma \frac{V}{d}$  — сумма частных от деления объема пор каждого диаметра на соответствующий диаметр.

По формуле (3) и по данным табл. 1 подсчитываем процентное соотношение суммарной поверхности пор различного диаметра (табл. 2). При расчете принимаем среднее значение диаметра для каждой из групп пор, приведенных в табл. 1.

В соответствии с изложенным выше картина выделения газа из угля следующая. Из множества микропор и пере-

Таблица 2

Процентное содержание объема пор различного диаметра в каменных углях

Характеристика пор	Диаметр пор, м	Объем пор, %
Микропоры	$10^{-9}$	62,2
»	$6 \cdot 10^{-9}$	35,1
Переходные поры	$5,5 \cdot 10^{-8}$	2,5
Субмакропоры	$5,5 \cdot 10^{-7}$	0,2

ходных пор газ проникает в субмакропоры, играющие роль коллектора, и далее через макропоры и видимые поры и пустоты в угле — в выработки шахты. Вода при нагнетании ее в пласт движется по тем же каналам и проходит перечисленные этапы пути в обратном порядке.

Перемещению воды в порах и трещинах содействуют капиллярные силы и противодействует давление заключающегося в угле газа. С уменьшением диаметра пор возрастает их сопротивление движению воды, но возрастают капиллярные силы, содействующие этому движению. Выясним, как влияет диаметр пор на скорость движения воды, проникающей в поры под действием напора, создаваемого нагнетающим воду насосом, и капиллярных сил.

Потеря напора при перемещении жидкости по какому-либо каналу, где не оказывают действие капиллярные силы, при любом режиме движения [10]

$$h = k' L U F^{\frac{n}{2}-2} \rho^{n-1} \mu^{2-n} \nu^n \kappa \Gamma / M^2, \quad (4)$$

где  $k'$  — коэффициент, зависящий от шероховатости стенок канала;  $L$  — длина канала,  $m$ ;  $U$  — периметр его сечения,  $m$ ;  $F$  — площадь сечения канала,  $m^2$ ;  $\rho$  — плотность жидкости\*,  $\kappa\Gamma \cdot \text{сек}^2/m^4$ ;  $\mu$  — вязкость\*\* (динамический коэффициент вязкости),  $\kappa\Gamma \cdot \text{сек}/m^2$ ;  $v$  — скорость движения жидкости,  $m/\text{сек}$ ;  $n$  — показатель степени, зависящий от режима движения жидкости в канале, при ламинарном движении  $n = 1$ , при турбулентном  $n = 2$ .

Для канала круглого сечения  $U = \pi d$ . Обозначив  $k = 4^{\frac{3}{2}} \pi^{-\frac{1}{2}} k'$ , из уравнения [4] для случая ламинарного движения жидкости ( $n = 1$ ) получим

$$h = kLd^{-2} \mu v. \quad (5)$$

Если учесть, что капиллярные силы, возникающие при проникновении воды в поры, содействуют ее движению, то уравнение (5) принимает вид

$$h = kLd^{-2} \mu v - P. \quad (6)$$

Капиллярное давление

$$P = 4,08 \cdot 10^{-2} \frac{\alpha \cos \theta}{d} \kappa\Gamma/m^2, \quad (7)$$

где  $\alpha$  — коэффициент поверхностного натяжения воды;  $\theta$  — краевой угол, характеризующий смачиваемость угля водой;  $d$  — диаметр капилляра,  $см$ .

Подставляя в уравнение (6) значение  $P$ , получим

$$v = \frac{\left( h + 4,08 \cdot 10^{-2} \frac{\alpha \cos \theta}{d} \right) d^2}{k\mu L}. \quad (8)$$

\* По ГОСТ 9867—61 единица плотности ( $\kappa\Gamma/m^3$ ):

$1 \kappa\Gamma/m^3 = 1,02 \cdot 10^{-1} \kappa\Gamma \cdot \text{сек}^2/m^4$ .

\*\* По ГОСТ 9867—61 единица динамической вязкости ( $n \cdot \text{сек}/m^2$ ):

$1 n \cdot \text{сек}/m^2 = 1,02 \cdot 10^{-1} \kappa\Gamma \cdot \text{сек}/m^2$ .

Из уравнения (8) получим соотношение скоростей движения жидкости в каналах различного диаметра при одном и том же значении величин  $\mu$ ,  $h$  и  $L$ :

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{10^6 h d_1^2 + 4,08 d_1 \alpha \cos \theta}{10^6 h d_2^2 + 4,08 d_2 \alpha \cos \theta}, \quad (9)$$

где  $v_1$ ,  $v_2$  — скорость движения жидкости в порах с диаметрами  $d_1$  и  $d_2$  соответственно;  $h$  — искусственно создаваемый избыточный по сравнению с давлением газа гидравлический напор, *ат*.

Из уравнения (9) видно, что скорость движения жидкости в капиллярах уменьшается с уменьшением диаметра капилляра, несмотря на то, что капиллярные силы, содействующие этому движению, возрастают.

Подсчитаем по уравнению (9) соотношение скоростей движения воды для диаметров пор, приведенных в табл. 2, при искусственно создаваемом гидравлическом напоре  $h = 50$  ат, приняв за единицу скорость движения в микропорах с диаметром  $d = 6 \cdot 10^{-9}$  м. Принимаем  $\alpha = 73$  дин/см,\*  $\theta = 65^\circ$ . Результаты подсчета приведены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что скорость движения воды в субмакропорах диаметром  $5,5 \cdot 10^{-7}$  м приблизительно в 1700 раз больше, чем в микропорах диаметром  $6 \cdot 10^{-9}$  м.

Таким образом, при обычно применяемом способе предварительного увлажнения пластов путем кратковременного нагнетания воды по коротким шпурам в призабойную раздавленную часть угольного пласта вода заполняет в основном макропоры и трещины и не успевает проникнуть в более мелкие поры. Увлажнение угля оказывается неэффективным.

\* По ГОСТ 9867—61 единица коэффициента поверхностного натяжения (н/м):

$$1 \text{ н/м} = 10^3 \text{ дин/см.}$$

Рассмотрим, оказывают ли существенное влияние на скорость проникновения воды в микропоры капиллярные силы.

Таблица 3

Относительная скорость движения воды в порах различного диаметра при краевом угле смачивания  $\theta = 65^\circ$

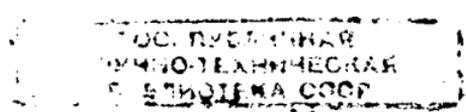
Характеристика пор	Диаметр пор, м	Отношение скорости движения воды в порах данного диаметра к скорости в порах с диаметром $d = 6 \cdot 10^{-9}$ м
Микропоры	$10^{-9}$	—
»	$6 \cdot 10^{-9}$	1
Переходные поры	$5,5 \cdot 10^{-8}$	25
Субмакропоры	$5,5 \cdot 10^{-7}$	1700

Если краевой угол смачивания угля водой  $\theta = 90^\circ$ , то уравнение (9) принимает вид

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{d_1^2}{d_2^2}, \quad (10)$$

т. е. скорость движения воды в порах угля пропорциональная квадрату диаметра пор.

Соотношение скоростей движения воды в порах указанного в табл. 3 диаметра для случая, когда угол смачивания угля водой  $\theta = 90^\circ$ , характеризуется данными табл. 4. Из данных табл. 3 и 4 видно, что в случае, когда  $\theta = 90^\circ$  (капиллярные силы равны нулю), отношение скорости движения воды в субмакропорах к скорости движения ее в микропорах диаметром  $d = 6 \cdot 10^{-9}$  м оказывается приблизительно в пять раз больше, чем при  $\theta = 65^\circ$ . Это объясняется различным влиянием капиллярных сил на скорость движения жидкости в порах различного диаметра.



В табл. 5 приведены результаты подсчета по формуле (7) капиллярного давления воды в порах различного диаметра при краевых углах  $\theta = 65^\circ$  и  $\theta = 0^\circ$ . Капиллярное давление воды в порах диаметром  $10^{-9}$  м и менее не подсчитывалось, так как ввиду соизмеримости диаметра этих пор с

Таблица 4

Относительная скорость движения воды в порах различного диаметра при краевом угле смачивания  $\theta = 90^\circ$

Характеристика пор	Диаметр пор, м	Отношение скорости движения воды в порах данного диаметра к скорости в порах диаметром $d = 6 \cdot 10^{-9}$ м
Микропоры	$10^{-9}$	—
»	$6 \cdot 10^{-9}$	1
Переходные поры	$5,5 \cdot 10^{-8}$	91,7
Субмакропоры	$5,5 \cdot 10^{-7}$	9170

Таблица 5

Результаты подсчета капиллярного давления воды в порах различного диаметра при краевых углах смачивания угля  $\theta = 65^\circ$  и  $\theta = 0^\circ$

Капиллярное давление воды, ат	Диаметр пор, м			
	$10^{-9}$	$6 \cdot 10^{-9}$	$5,5 \cdot 10^{-8}$	$5,5 \cdot 10^{-7}$
$\theta = 65^\circ$	—	210	22,9	2,29
$\theta = 0^\circ$	—	500	54	5,4

диаметром молекулы воды ( $d = 2,6 \cdot 10^{-10}$  м) капиллярное давление в этих порах заметно отличается от определяемого по формуле (7), а при очень малом диаметре пор, ввиду невозможности образования мениска, вообще отсутствует.

Так как капиллярные силы в субмакропорах незначительны по сравнению с силами при искусственно создаваемом напоре ( $h = 50 \text{ am}$ ) и капиллярными силами в микропорах (табл. 5), то полученное выше изменение соотношения движения жидкости в микропорах и субмакропорах при изменении краевого угла смачивания угля  $\theta$  обусловлено в основном изменением скорости движения жидкости в микропорах. В данном случае скорость при краевом угле смачивания  $\theta = 65^\circ$  приблизительно в пять раз больше, чем при  $\theta = 90^\circ$ .

Как видно из табл. 5, капиллярное давление в микропорах, содействующее проникновению в них воды, может значительно превышать давления, которые создаются насосом при нагнетании воды в пласт. Если уголь плохо смачивается водой, то проникновение воды в переходные поры и микропоры значительно затрудняется. Отсутствие капиллярного давления не может быть компенсировано повышением напора, создаваемого нагнетающим насосом. Для этого пришлось бы создать давление, значительно превышающее гидростатическое давление пород, что невозможно.

Чтобы уменьшить краевой угол смачивания угля водой необходимо добавлять к воде поверхностно-активные вещества. Однако при этом будет уменьшаться и поверхностное натяжение воды  $\alpha$ , а следовательно, и капиллярное давление  $P$ .

Для каждого класса угля существует своя оптимальная добавка смачивателя к воде, при которой капиллярное давление  $P$  будет максимальным. Величина этой оптимальной добавки смачивателя зависит от свойств угля и применяемой для увлажнения пласта шахтной воды. Она может быть определена экспериментально.

Как было сказано выше, капиллярные силы в угле могут быть использованы и для борьбы с газовыделением. Можно предположить, что в угле имеются как сквозные поры,

соединенные с двух сторон с другими порами и трещинами, так и тупиковые, открытые с одной стороны.

При попадании воды в тупиковые поры капиллярные силы будут препятствовать выходу из пор газа. Попадание воды в тупиковые микропоры при хорошей смачиваемости угля может привести к закупорке в них газа (микрокапиллярной изоляции). Измельчение угля после закупорки микропор водой не должно способствовать значительному газовыделению, так как размеры микропор во много раз меньше размеров частиц измельченного угля (пылинок). Ввиду малого размера микропор частицы угля способны выдерживать большие давления, не разрушаясь.

Утверждение о том, что в случае изоляции микропор при помощи капиллярных сил измельчение угля не приведет к значительному газовыделению, основано на следующих соображениях. Суммарная поверхность пор в  $1 \text{ см}^3$  угля равна приблизительно  $200 \text{ м}^2$ . Если  $1 \text{ см}^3$  угля измельчить до пылинок размером в  $1 \text{ мк}$ , то суммарная поверхность пылинок составит приблизительно  $6 \text{ м}^2$ . Если даже предположить, что вся образовавшаяся при измельчении угля поверхность пылинок получена за счет обнажения части закрытой поверхности пор, то закрытая сорбционная поверхность пор в этих пылинках составит  $200 - 6 = 194 \text{ м}^2$ , т. е. практически не изменится по сравнению с закрытой сорбционной поверхностью угля до измельчения.

Поверхность микропор составляет свыше 97% общей поверхности пор (табл. 2) и поэтому основная часть адсорбированного газа содержится именно в макропорах. Закупорка микропор означала бы изоляцию в них основного количества газа.

Для изоляции газа воду к каждой частице угля необходимо подавать под давлением, достаточным для того, чтобы перегнать газ, заключающийся в макропорах, субмакропорах и переходных порах, в микропоры и заставить

основную часть его адсорбироваться на поверхности микропор. При подсчете давления не учитывается то обстоятельство, что при нагнетании воды в разрабатываемый пласт угля и, в особенности, в зону раздавленного угля часть газа, заключающегося в трещинах и макропорах, вытесняется водой в горные выработки. Так как объем микропор составляет приблизительно 55% суммарной пористости находящегося в массиве угля, а поверхность микропор составляет приблизительно 97% общей поверхности пор, то при нагнетании воды необходимо перегнать в микропоры приблизительно  $100 - 55 = 45\%$  свободного и  $100 - 97 = 3\%$  адсорбированного газа, заключающегося в угле. Часть микропор для их закупорки также необходимо заполнить водой.

Метаноемкость угля до нагнетания в него воды определяется по формулам Я. Н. Фертельмейстера и Е. Н. Михайлюты. Для углей с выходом летучих менее 21%

$$W = \frac{(0,0003835t - At - B) P}{1 + (C - 0,002172t) P} + k_v P; \quad (11)$$

для углей с выходом летучих более 21%

$$W = \frac{15,53 (C' - 0,00218t) P}{1 + (C' - 0,00218t) P} + k_v P, \quad (12)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $C'$  — экспериментальные коэффициенты, принимаемые по табличным данным в зависимости от выхода из угля летучих [15];  $t$  — температура угля и газа, °С;  $P$  — давление газа, ат;  $k_v$  — объем пор в единице массы угля, величина которого принимается в зависимости от выхода летучих [20],  $m^3/m$ . Первое слагаемое формул (11) и (12) выражает зависимость количества сорбированного в угле газа от температуры и давления, второе слагаемое — зависимость количества свободного газа в угле от его давления.

Для достижения изоляции газа в микропорах и для эффективного увлажнения угля воду с добавкой поверхностно-активных веществ необходимо нагнетать в уголь с таким расчетом, чтобы она достигла практически всех микропор, т. е. должны быть заполнены водой все субмакропоры и переходные поры, составляющие с учетом заполняемой водой части микропор приблизительно 50% общего объема пор и 13% сорбционной поверхности угля. Свободной от воды останется поверхность пор, составляющая 87% общей сорбционной поверхности.

Для данного случая уравнения (11) и (12) примут вид

$$W = 0,87 \frac{(0,0003835t^2 - At + B) P}{1 + (C - 0,002172t) P} + 0,5k_v P; \quad (13)$$

$$W = 0,87 \frac{15,53 (C' - 0,00218t) P}{1 + (C' - 0,00218t) P} + 0,5k_v P, \quad (14)$$

где  $P$  — давление газа в микропорах после сжатия его водой, ат.

Очевидно, что для достижения изоляции газа в микропорах воду необходимо подавать до микропор под давлением не ниже  $P$  (давление газа в микропорах после сжатия его водой). Это давление может быть определено путем преобразования формул (13) и (14):

$$P = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4aW}}{2a}. \quad (15)$$

Учитывая неточность исходных данных, принимаем 20%-ный запас давления, тогда формула для подсчета минимально необходимого давления воды будет иметь вид

$$P = 0,6 \cdot \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4aW}}{a}. \quad (16)$$

Для углей с выходом летучих менее 21% [15] коэффициент

$$a = (0,001086t - 0,5C) k_v; \quad (17)$$

$$b = WC + 0,87At - 0,5k_v - 0,002172tW + \\ + 0,87B - 0,0003336t^2. \quad (18)$$

Для углей с выходом летучих более 21%

$$a = (0,00109t - 0,5C') k_v; \quad (19)$$

$$b = (W - 13,51)C' - 0,5k_v - 0,00218tW + 0,02945t. \quad (20)$$

**Пример.** Рассчитать минимальное давление воды для микрокапиллярной изоляции газа в пласте по следующим данным: газоносность пласта  $W' = 25 \text{ м}^3/\text{м}$ , зольность 4%, содержание влаги — 1%, выход летучих 5%, температура угля  $17^\circ \text{С}$ .

Газообильность пласта, отнесенную к горючей массе, можно подсчитать по данным о газоносности пласта в массиве  $W'$ , зольности  $A_1$  и содержанию влаги  $B_1$ :

$$W = W' \cdot \frac{100}{100 - A_1 - B_1} = 25 \cdot \frac{100}{100 - 4 - 1} = 26,4 \text{ м}^3/\text{м}.$$

В соответствии с приведенными выше данными [15], принимаем  $k = 0,1 \text{ м}^3/\text{м}$ ;  $A = 0,1435$ ;  $B = 12,250$ ;  $C = 0,3588$ .

Так как выход летучих менее 21%, то коэффициенты  $a$  и  $b$ , необходимые для подсчета  $P$ , определяем по формулам (17) и (18):

$$a = (0,001086 \cdot 17 - 0,5 \cdot 0,3588) 0,1 = -0,0161;$$

$$b = 26,4 \cdot 0,3588 + 0,87 \cdot 0,1435 \cdot 17 - 0,5 \cdot 0,1 - 0,002172 \cdot 17 \times \\ \times 26,4 - 0,87 \cdot 12,25 - 0,0003336 \cdot 17^2 = -1,052.$$

По формуле (16) определяем необходимое давление воды у микропор угля:

$$P = 0,6 \cdot \frac{+ 1,052 - 1,052^2 + 4 \cdot 0,0161 \cdot 26,4}{-0,0161} = 23,2 \text{ ат}.$$

При увеличении степени насыщенности пласта газом, очевидно, давление воды, необходимое для доведения ее до микропор, будет резко возрастать. По данным проф. Печука И. М. практически полная насыщенность угля газом наступает при давлении газа в угле порядка  $50 \text{ ат}$  [15]. Приняв  $P = 50 \text{ ат}$  и  $t = 20^\circ \text{С}$ , по приведенной выше характеристике угля, применив формулу (11), получим предельную газоносность пласта  $W = 33,4 \text{ м}^3/\text{м}$ .

Необходимое давление воды в угле для подачи ее до микропор в случае предельной газоносности пласта определяется соответственно по формулам (17), (18), (16):  $a = -0,0158$ ,  $b = 0,989$ ,  $P = 104,3 \text{ ат.}$

Таким образом, в случае предельной газоносности пласта при указанной выше характеристике угля необходимо воду подавать до микропор под давлением  $104 \text{ ат.}$

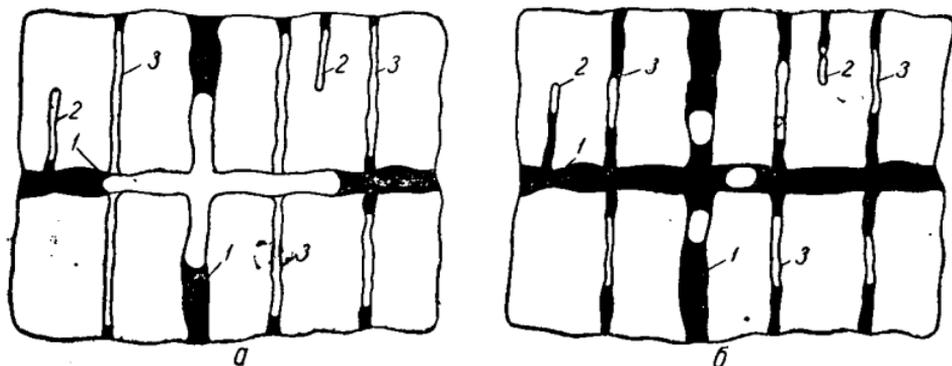


Рис. 1. Схема проникновения раствора ДБ в поры угля:

*a* — при внешнем давлении, не обеспечивающем всестороннее перекрытие микропор водой или при преждевременном прекращении нагнетания; *б* — при внешнем давлении, обеспечивающем всестороннее перекрытие микропор водой; 1 — макропоры; 2 — тупиковые поры; 3 — сквозные микропоры.

В приведенных выше рассуждениях предполагалось, что микропоры в угле представляют собой тупиковые каналы, открытые лишь в сторону переходных пор и макропор. В действительности следует предполагать существование в угле как тупиковых микропор, так и сквозных, сообщающихся с более крупными порами.

На рис. 1 схематически представлено расположение пор в частице угля, ограниченной трещинами. В такой схеме может быть приведено любое расположение каналов (пор) для перемещения жидкости и газа в частице угля независимо от строения вещества угля.

Вероятно, нагнетаемая в пласт вода в зависимости от условий нагнетания может вытеснить газ из сквозных микропор или закупоривать его. К такому выводу можно прийти на основании следующих соображений.

Как видно из табл. 3, в переходных порах с диаметром  $5,5 \cdot 10^{-8}$  м скорость движения воды при принятых для расчета величинах  $\alpha$ ,  $\theta$  и  $h$  в 25 раз, а в субмакропорах в 1700 раз больше, чем в микропорах с диаметром  $6 \cdot 10^{-9}$  м. Таким образом, по субмакропорам и переходным порам вода проникает к обоим концам сквозных микропор 3 (рис. 1, б) и перекрывает их с двух сторон прежде, чем успеет распространиться по микропорам. (Поры, заполненные водой, закрашены).

Однако из уравнения (9) вытекает, что в случае, если к частице угля подводится вода под давлением, меньшим давления газа в ней (что возможно при преждевременном прекращении нагнетания), т. е. если  $h$  имеет отрицательное значение, то газ из микропор 3 (рис. 1, а) вытесняется в субмакропоры и макропоры 1. В этом случае скорость движения воды в микропорах будет больше, чем в субмакропорах и макропорах.

Такое же вытеснение газа может наблюдаться и в случае, если давление нагнетания окажется недостаточным для преодоления возрастающего противодействия сжимаемого газа и перекрытия всех микропор (рис. 1, а). Из микропор 3, перекрытых только с одной стороны, газ под действием капиллярных сил вытесняется в более крупные поры 1, а после снятия внешнего давления, создаваемого насосом, может удалиться из угля, так как капиллярные силы в порах большого диаметра окажутся недостаточными для его удержания.

После нагнетания воды в угольный пласт газопроницаемость угля значительно уменьшается и даже при нагнетании, приводящем к вытеснению газа из микропор в субмак-

ропоры и макропоры газовыделение из обнаженной поверхности угля будет пониженным в течение определенного срока после нагнетания. В случае вытеснения газа из микропор в субмакропоры и макропоры коэффициент неравномерности газовыделения в очистном забое, очевидно, может увеличиваться.

Для достижения микрокапиллярной изоляции газа и эффективного увлажнения угля обработка пласта водой должна быть весьма длительной. Время проникновения воды в микропоры зависит от пористости угля и измеряется не минутами, а сутками, неделями и даже месяцами. Очевидно, осуществить такое нагнетание воды в пласт из очистного забоя невозможно. Наиболее рационально обрабатывать угольный массив нижележащего (будущего) этажа путем нагнетания воды по длинным скважинам с откаточного штрека действующего этажа.

При выводе формулы (16) для определения давления нагнетания, необходимого для достижения микрокапиллярной изоляции газа в угле, не учитывалась возможность одновременного проникновения воды к различным концам сквозных микропор. Из пор, перекрытых водой лишь с одной стороны до полного их перекрытия, может быть вытеснено некоторое количество газа в субмакропоры и макропоры. В результате этого снижается эффективность нагнетания как средства борьбы с газом.

Из формулы (8) вытекает, что с увеличением давления нагнетания  $h$  увеличивается неравномерность скоростей движения воды в порах угля. Скорость движения воды в порах возрастает с увеличением диаметра пор. Таким образом, с увеличением давления нагнетания уменьшается возможность одновременного перекрытия различных концов сквозных микропор и возрастает эффективность нагнетания.

Однако чрезмерное увеличение давления при длительном нагнетании может привести к увлажнению дополни-

тельной поверхности микропор, десорбции газа и увеличению его давления в микропорах. В результате после прекращения нагнетания капиллярные силы могут оказаться не в состоянии удержать газ в микропорах. Микрокапиллярная изоляция газа не будет достигнута.

Из сказанного вытекает, что существует некоторое оптимальное давление нагнетания, которое для условий каждого угольного пласта может быть определено пока только экспериментально. Определяемое по формуле (9) давление следует рассматривать как минимальное давление воды у частицы угля, при котором достигается микрокапиллярная изоляция некоторой части газа в угле. При более низком давлении нагнетания газ будет вытесняться из микропор в субмакропоры и макропоры.

### **III. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПРОНИКНОВЕНИЯ ВОДЫ В УГОЛЬ И ВОЗМОЖНОСТИ ДОСТИЖЕНИЯ ЭФФЕКТА МИКРОКАПИЛЛЯРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗА**

#### **1. Определение оптимальной добавки смачивателя к воде по условию максимума капиллярных сил**

Для определения характера изменения капиллярного давления с изменением концентрации раствора смачивателя в воде необходимо знать зависимость поверхностного натяжения раствора и краевого угла смачивания от концентрации смачивателя.

На рис. 2 приведен график зависимости капиллярного давления в порах угля пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая» от добавки смачивателя ДБ к нагнетаемой воде. Капиллярное давление подсчитано для пор диаметром  $d = 6 \cdot 10^{-9}$  м. График построен на основании эксперимен-

тального определения краевых углов смачивания и коэффициентов поверхностного натяжения воды при различных концентрациях раствора ДБ. Из графика видно, что

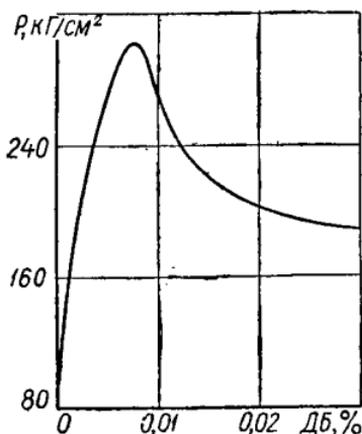


Рис. 2. График зависимости капиллярного давления воды в порах угля пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая» от добавки смачивателя ДБ к нагнетаемой воде.

капиллярные силы достигают максимального значения при концентрациях раствора ДБ, находящихся в интервале 0,005—0,01%. При изменении концентрации раствора капиллярные силы уменьшаются. Таким образом, для данного пласта оптимальной является добавка смачивателя в количестве 0,005—0,01%.

При исследовании применялся следующий метод. Капли раствора с различной концентрацией смачивателя ДБ наносились на аншлиф угля и проектировались на экран, на котором непосредственно измерялся краевой угол  $\theta$ . Аналогичные замеры были произведены для ряда угольных пластов комбинатов «Донецкуголь» и «Артемуголь» (рис. 3). Ввиду большого разброса экспериментальных данных изготовляли по десять аншлифов для каждого угольного пласта и краевой угол смачивания определяли для каждой концентрации раствора не менее пяти-шести раз на каждом аншлифе. Коэффициент поверхностного натяжения раствора с различными концентрациями смачивателя ДБ определяли методом отрыва капель.

С гораздо меньшей затратой труда при той же точности можно определить оптимальную концентрацию раствора по повышению температуры угля при смачивании его рас-

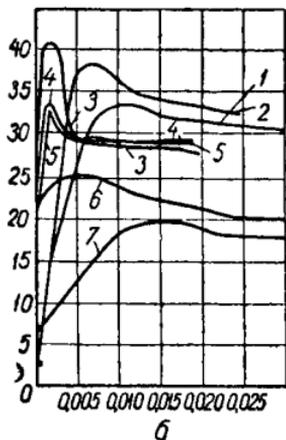
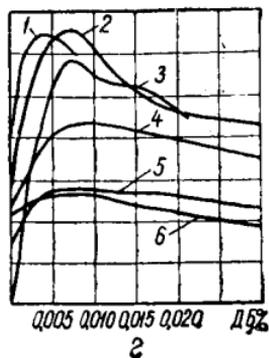
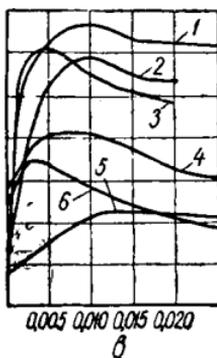
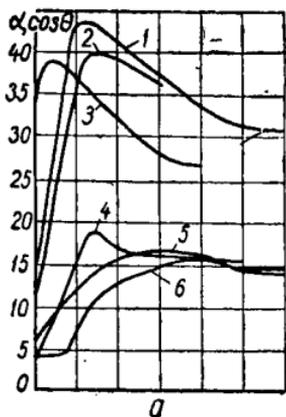


Рис. 3. Графики зависимости капиллярно-го давления воды в порах угля от концентрации смачивателя ДБ в растворе:

а — для пластов треста «Куйбышевуголь»; 1 — пласт  $h_7$  шахты «Ново-Игнатьевская»; 2 — пласт  $h_{10}$  шахты «Ново-Игнатьевская»; 3 — пласт  $h_7$  шахты № 7—8 им. Калинина; 4 — пласт  $l_4$  шахты № 8 «Ветка»; 5 — пласт  $k_8$  шахты № 8 «Ветка»; 6 — пласт  $l'_8$  шахты им. Засядько; б — для пластов треста «Рутченковуголь»; 1 — пласт  $h_7$  шахты № 31; 2 — пласт  $h_7$  шахты № 17—17-бис; 3, 4 и 5 — пласты  $l_4$ ,  $m_3$  и  $m_8$  шахты им. Абакумова; 6 — пласт  $l_4$  шахты № 2—7 «Лидиевка»; 7 — пласт  $k_8$  шахты № 2—7 «Лидиевка»; в — для пластов трестов «Пролетарскуголь», «Красногвардейскуголь», «Петровскуголь»; 1 — пласт  $h_7$  шахты № 4—21; 2 — пласт  $h_8$  шахты № 12—18; 3 — пласт  $m_3$  шахты «Чайкино-Глубокая»; 4 — пласт  $l_4$  шахты № 1—1-бис; 5 — пласт  $h_7$  шахты «Ново-Бутовская»; 6 — пласт  $h_8$  шахты «Мушкетеро-Вертикальная»; г — для пластов комбината «Артемуголь»; 1 — пласт Дроновской шахты им. 17-го Партсъезда треста «Шахтерскантрацит»; 2 — пласт  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая» треста «Октябрьуголь»; 3, 5 и 6 — пласты  $k_7$ , Юльевский,  $l_1$  Мазур и  $l'_4$  Девятка шахты «Юнком» треста «Орджоникидзеуголь»; 4 — пласт  $h_8$  Фоминской шахты № 15 треста «Шахтерскантрацит».

творами с различными концентрациями поверхностно-активных веществ. При оптимальной концентрации раствора смачивателя резко ускоряется пропитка угля водой.

При смачивании поверхности угля раствором выделяется тепловая энергия и чем больше поверхность, смачиваемая в единицу времени, тем более интенсивно выделяется тепло. С увеличением скорости проникновения воды в уголь возрастает поверхность пор, смачиваемая в единицу времени. Проникновение воды в поры сопровождается также

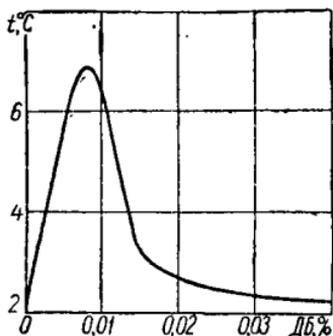


Рис. 4. График зависимости вторичного повышения температуры угля от концентрации раствора ДБ.

сжатием в них газа и, следовательно, повышением его температуры. Таким образом, увеличение капиллярных сил, которые способствуют проникновению раствора в микропоры, должно привести к увеличению количества выделяемого тепла. Если капиллярные силы действительно оказывают большое влияние на процесс проникновения воды в микропоры, то при оптимальной концентрации смачивателя должно наблюдаться наибольшее повышение температуры угля.

Для проверки этого положения были проделаны опыты по определению теплового эффекта при смачивании угля растворами с различной концентрацией смачивателя ДБ. Во время этих опытов навески угля (0,6 кг) класса 0,1—0,5 мм пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая» помещали в сосуды Дюара. В разные сосуды помещали резиновые баллоны емкостью 500 см<sup>3</sup> с растворами смачивателя ДБ различной концентрации. Через сутки, когда температура воды и угля устанавливалась одинаковой, резиновые баллоны разрывались.

Изменение температуры угля фиксировалось электронным самописцем. В качестве датчика температуры применяли гидроизолированные полупроводниковые термосопротивления. Температура угля, увлажненного раствором, сначала (в течение 2 мин) повышалась на 2—3° С, а затем стабилизировалась на 3—4 мин. После этого наблюдалось вторичное повышение температуры в течение 4 ч. При увлажнении угля чистой водой вторичного повышения температуры практически не было.

Максимальное вторичное повышение температуры наблюдалось при концентрации раствора смачивателя ДБ 0,005—0,01% и достигало 6—7° С по сравнению с первоначальной температурой угля (рис. 4).

Характер зависимости капиллярных сил (рис. 2) и вторичного повышения температуры угля (рис. 4) от концентрации раствора ДБ примерно одинаков. Это подтверждает существенное влияние капиллярных сил на процесс проникновения воды в уголь и возможность определения оптимальной добавки смачивателя по тепловому эффекту.

Первичное повышение температуры объясняется выделением тепла при смачивании поверхности частиц угля, вторичное — проникновением воды в поры угля и смачиванием поверхности пор.

## **2. Лабораторная установка для исследования процесса проникновения воды в уголь**

Для экспериментального определения основных параметров предварительного увлажнения угля воду или раствор ДБ нагнетали в уголь, находящийся в замкнутых сосудах и насыщенный газом под определенным давлением. Для этой цели применяли установку, схема которой представлена на рис. 5. В сосуд высокого давления 3 была вмонтирована резиновая камера 5, к которой посредством

вентиля 4 и высоконапорной трубки 2 подключали баллон со сжатым воздухом 1. В свободный объем между камерой и стенками сосуда 3 предварительно заливали водный раствор ДБ через отверстие в крышке, герметически закрывае-

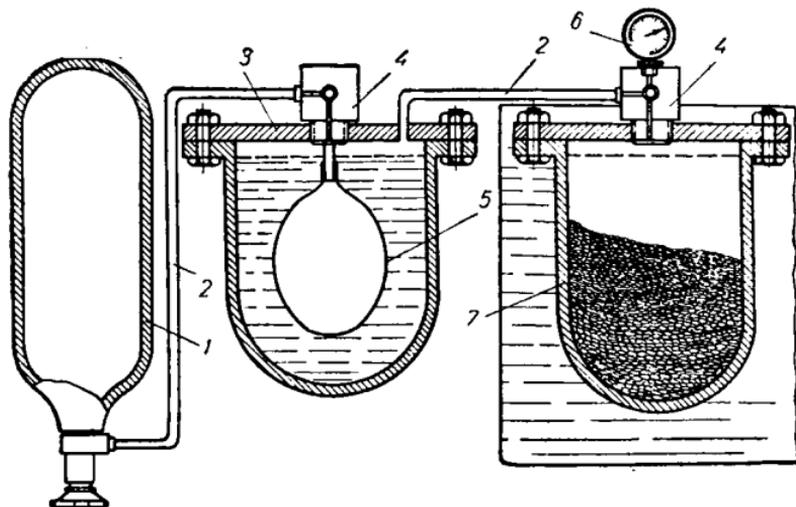


Рис. 5. Схема лабораторной установки для нагнетания воды в уголь.

мое болтом. Сосуд 3 посредством высоконапорной трубки 2 соединяли с сосудом 7, в котором помещали уголь.

В резиновую камеру подавали воздух под определенным давлением, который вытеснял воду из сосуда 3 в сосуд 7. Перед началом эксперимента сосуд 3 с жидкостью ставили крышкой вниз, чтобы исключить попадание пузырьков воздуха в уголь сосуда 7. За повышением давления в сосуде 7 следили по манометру 6 и, когда достигалось необходимое давление, перекрывали вентиль 4 сосуда 7 и отсоединяли последний от системы. Сосуд 7 с углем, газом и жидкостью погружали в водяной термостат. При этом вода перекрыва-

ла и вентиль 4, что давало возможность контролировать герметичность сосуда и вентиля. Важным элементом в этой системе высокого давления является вентиль, конструкция которого должна обеспечивать возможность наполнения сосуда газом и соединения его с манометром и газовыми часами или другими приборами.

### **3. Определение необходимого времени нагнетания воды в угольные пласты и условий достижения микрокапиллярной изоляции газа**

**Определение времени проникновения воды в уголь при различных давлениях нагнетания.** С целью ориентировочного определения времени проникновения воды в уголь и влияния на него давления нагнетания из свежееобнаженного очистного забоя пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая» был отобран уголь. В лаборатории уголь измельчали и просеивали. Для опытов применялся уголь класса 10—13 мм.

Навески угля 0,8 кг загружались в три сосуда высокого давления емкостью 0,00145 м<sup>3</sup> и вакуумировались в течение 24 ч. Затем в сосуды был подан метан. Сосуды помещались в термостат, где соединялись между собой трубками высокого давления. Температура в термостате поддерживалась равной  $25^\circ \pm 01^\circ$  С. Для установления времени сорбционного равновесия по образцовому манометру велись наблюдения за изменением давления газа в сосудах.

После установления давления сорбционного равновесия, которое составляло 16 кГ/см<sup>2</sup>, в сосуды подавался раствор ДБ концентрации 0,007% (оптимальная по условию максимума капиллярных сил). Давление свободного газа в различных сосудах непосредственно после подачи раствора составило 210, 150 и 100 кГ/см<sup>2</sup>. Сразу же после введения

жидкости наблюдалось быстрое падение давления, затем этот процесс замедлялся. Падение давления в сосуде с начальным давлением  $210 \text{ кг/см}^2$  полностью прекратилось через 44 суток, с начальным давлением  $160 \text{ кг/см}^2$  — через 51 сутки, с начальным давлением  $100 \text{ кг/см}^2$  — через 56 суток. При этом в сосудах установилось давление соответственно: 173,4; 127,0 и  $87,0 \text{ кг/см}^2$ . Через 29—38 суток после подачи воды в сосуды падение давления было уже несущественным и в конце процесса составляло не более 5% общей величины.

Падение давления в сосудах объясняется проникновением жидкости в поры угля и, как следствие, увеличением свободного объема сосудов. Некоторое влияние на этот процесс оказывало также растворение метана в воде.

В результате опытов оказалось, что процесс проникновения воды в поры даже мелких фракций угля длится десятками суток и поэтому применяемое в настоящее время кратковременное нагнетание воды в угольные пласты малоэффективно. С увеличением давления нагнетания пропорционального сокращения времени проникновения воды в поры не наблюдалось. При увеличении давления более чем в 2 раза время проникновения сократилось только на 27%.

**Исследование процесса проникновения водного раствора ДБ в уголь при различной его крупности.** Чтобы выяснить зависимость времени проникновения водного раствора ДБ в уголь от крупности его в лабораторных условиях были проделаны следующие эксперименты. Уголь пласта  $g_2$  Наталия класса 1—3, 10—13 и 50—70 мм помещали в сосуды высокого давления. В каждый сосуд помещалось по 0,8 кг угля. Сосуды вакуумировали в течение 24 ч. Затем в них подавали метан. Сосуды помещали в термостат и соединяли между собой трубками. Температуру в термостате поддерживали равной  $25 \pm 0,1^\circ \text{C}$ .

После установления сорбционного равновесия метана,

которое составляло в данных опытах  $16 \text{ кг/см}^2$ , в сосуды подавали оптимальный по условию максимума капиллярных сил раствор ДБ (0,007%). Давление свободного газа во всех сосудах непосредственно после подачи раствора равнялось  $100 \text{ кг/см}^2$ . Процесс падения давления в сосуде с углем класса 1—3 мм длился 22 суток, с углем класса 10—13 мм — 56 суток, с углем класса 50—70 мм — 53 суток.

Результаты эксперимента подтвердили, что процесс проникновения воды в уголь длительный. Незначительное различие во времени проникновения воды в уголь класса 10—13 и 50—70 мм не выходит за пределы точности эксперимента. Падение давления в конце процесса весьма незначительно, и небольшая погрешность в измерении давления приводит к более значительной погрешности в определении времени падения давления. Таким образом, время проникновения раствора ДБ в уголь пласта  $g_2$  Наталия классов 10—13 и 50—70 мм следует считать практически одинаковым. Процесс же проникновения воды в уголь класса 1—3 мм заканчивается значительно быстрее. Это дает возможность сделать вывод о том, что уголь пласта  $g_2$  Наталия разбит естественными трещинами на частицы размером 10—13 мм и меньше. Скорость движения раствора по трещинам в тысячи раз больше, чем по микропорам. Таким образом, увеличение кусков угля до размеров свыше 10—13 мм не приводит к существенному увеличению времени проникновения раствора в уголь. Это время определяется размером частиц угля, ограниченных естественными трещинами, невидимыми глазом.

**Исследование процесса проникновения воды в уголь при различных концентрациях в ней смачивателя ДБ.** С целью выяснения влияния концентрации раствора смачивателя ДБ на процесс проникновения его в уголь и возможности микрокапиллярной изоляции газа в угле были проведены эксперименты с углями пластов  $h_9$  Фоминской шахты № 15

треста «Шахтерскантрацит» и  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая». Из свежееобнаженных очистных забоев отбирали уголь и доставляли в лабораторию. Здесь уголь измельчали и просеивали. Для опытов был отобран уголь класса 1—3 мм, так как в мелком угле труднее перекрыть газ, а в случае положительных результатов опыта можно говорить о возможности микрокапиллярной изоляции газа и в более крупных фракциях.

Навески угля по 0,4 кг помещали в сосуды высокого давления. Углем пласта  $h_8$  было загружено два сосуда, а углем пласта  $g_2$  — пять сосудов. Уголь вакуумировали в течение 24—36 ч. Затем в сосуды подавали метан и помещали их в термостат. После установления сорбционного равновесия в сосуды под давлением подавали жидкость. В один сосуд с углем пласта  $h_8$  была подана чистая вода, а в другой — водный раствор ДБ с концентрацией, обеспечивающей максимум капиллярных сил (0,01%). Давление при сорбционном равновесии составляло  $6,5 \text{ кг/см}^2$ , а первоначальное давление свободного газа в сосудах после нагнетания раствора ДБ и воды —  $90 \text{ кг/см}^2$ . После подачи жидкости сосуды были перекрыты и по манометрам фиксировали изменение давления газа (рис. 6).

Вначале наблюдалось быстрое падение давления, затем этот процесс замедлялся. На четвертые сутки в сосуде с оптимальным раствором ДБ падение давления прекратилось и началось его повышение. В сосуде же с чистой водой медленное падение давления продолжалось. Стабилизировалось давление в обоих сосудах приблизительно через 45 суток, причем в сосуде с чистой водой оно было несколько больше ( $61 \text{ кг/см}^2$ ), чем в сосуде с оптимальным раствором ДБ ( $57,6 \text{ кг/см}^2$ ).

В сосудах с углем пласта  $g_2$  Наталия давление сорбционного равновесия составило  $5,6 \text{ кг/см}^2$ . В эти сосуды была подана чистая вода и растворы ДБ концентрации 0,005;

0,010 и 0,015%. Уголь в одном сосуде был оставлен сухим. Давление свободного газа в сосудах непосредственно после подачи в них жидкости составляло  $125 \text{ кг/см}^2$ . Так же, как и в предыдущем опыте, вначале наблюдалось быстрое падение давления свободного газа. С течением времени этот процесс замедлился и через 40—48 суток прекратился (рис. 7).

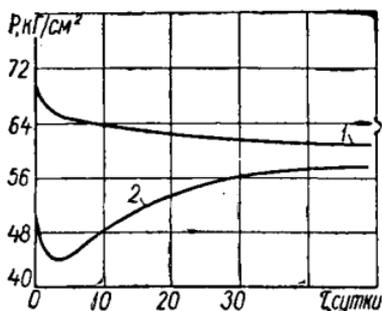


Рис. 6. График изменения давления свободного газа в сосудах с углем пласта  $h_8$  Фоминской шахты № 15 после подачи в них:  
1 — чистой воды; 2 — водного раствора ДБ концентрации 0,01 %.

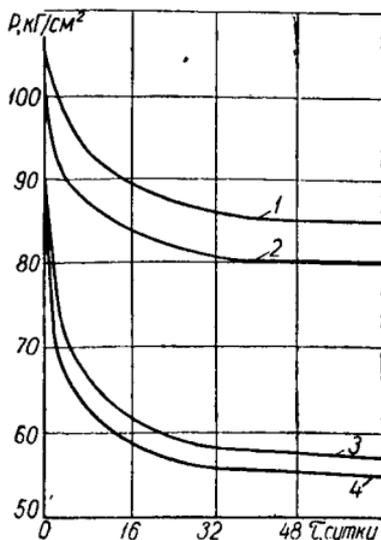


Рис. 7. График изменения давления свободного газа в сосудах с углем пласта  $g_2$  Наталья шахты «Коммунист-Новая» после подачи в них:  
1 — чистой воды; 2 — водного раствора ДБ концентрации 0,015%; 3 — то же концентрации 0,005%; 4 — то же концентрации 0,01%.

В различных сосудах установилось следующее давление свободного газа:

Раствор концентрации ДБ, %	Давление, $\text{кг/см}^2$
Вода	85,5
0,005	57,5
0,01	55,0
0,015	80,0

Таким образом, в сосудах с чистой водой и раствором, где концентрация смачивателя превышала оптимальную, установилось гораздо более высокое давление, чем в сосуде с оптимальным раствором ДБ (табл. 6).

Таблица 6

Данные падения давления в зависимости от концентрации ДБ

Кривая на рис. 7	Добавка ДБ, %	Падение давления, %
1	0,0	56,3
2	0,015	64,3
3	0,005	96,3
4	0,010	100

Разница в падении давления свободного газа в сосудах может быть объяснена различным проникновением воды в уголь, в результате чего по-разному изменяется свободный объем

сосудов, из которых вода уходит в поры угля. Различная интенсивность десорбции газа, вызванная увлажнением угля, вряд ли имеет существенное значение, так как внешняя сорбционная поверхность частиц угля невелика по сравнению с сорбционной поверхностью пор. Поверхность пор в период проникновения воды в уголь оказывается изолированной от свободного объема сосуда, так как маловероятно встречное движение газа при проникновении воды в поры угля.

Допускаем, что различное падение давления в сосудах обусловлено разностью освободившегося объема в связи с проникновением воды в уголь, а объем воды, проникшей в уголь при добавке ДБ 0,010%, составляет 100%. Тогда объем воды, проникшей в уголь, при других концентрациях ДБ следующий:

Раствор концентрации ДБ, %	Объем воды, %
0,005	92
0,015	44,5
0,0	36,5

Эти данные свидетельствуют о большом влиянии концентрации смачивателя в воде на проникновение ее в уголь.

После стабилизации давления в сосудах газ выпускался через газовые часы ГСБ-400. Если вычесть количество газа, заключавшегося в свободном объеме сосудов до подачи в них воды, т. е. учесть только выход газа, заключенного в угле, то для пласта  $h_8$  Фоминской объем вышедшего газа при добавке смачивателя ДБ 0,01% составил  $4,2 \cdot 10^{-3}$ , или 34,3% по отношению к количеству газа, вышедшего из угля, обработанного чистой водой ( $12,24 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ ). Данные о выходе газа из угля пласта  $g_2$  Наталия приведены в табл. 7.

Из данных табл. 7 видно, что при обработке угля пласта  $g_2$  Наталия раствором ДБ с концентрацией 0,01%, обеспечивающей максимум капиллярных сил из угля вышло всего 12,7% газа, заключавшегося в угле.

Сущность этого явления заключается в следующем. Раствор при нагнетании его в уголь перемещается как по

трещинам и макропорам, так и по микропорам. Проникновение раствора в поры сопровождается десорбцией газа с увлажняемой части поверхности пор и сжатием его в порах. Вследствие противодействия сжимаемого газа процесс проникновения воды в поры с течением времени замедляется, а затем прекращается вначале в самых крупных, а затем во все более мелких порах. Объясняется это тем, что чем меньше

Таблица 7

Данные о выходе газа из угля пласта  $g_2$  Наталия, обработанного водным раствором ДБ различной концентрации

Уголь	Количество газа, вышедшего из угля, $10^{-3} \text{ м}^3$	Отношение к количеству газа, вышедшего из сухого угля, %
Сухой	6,98	100
Увлажненный: чистой водой	5,97	87
раствором ДБ с кон- центрацией 0,005%	2,02	29
0,01%	0,89	12,7
0,015%	4,67	67

диаметр пор, тем более существенную роль в процессе проникновения раствора играют капиллярные силы. Если в крупных порах искусственно создаваемый напор, под которым раствор нагнетается в уголь, и сравнительно небольшие капиллярные силы вскоре уравниваются противодавлением сжимаемого газа, то в мелких порах движение раствора продолжается за счет действия капиллярных сил.

Первоначальное падение и последующий рост давления газа в сосуде, где обрабатывался оптимальным раствором ДБ уголь пласта  $h_8$  Фоминской, показаны на рис. 6 (кривая 2). Резкое падение давления газа в сосуде объясняется интенсивным проникновением раствора в поры угля, в результате чего увеличивается объем сосуда, занятый свободным газом. Дальнейший рост давления объясняется вытеснением раствора из макропор вследствие проникновения воды под действием капиллярных сил в микропоры, обладающие большой сорбционной поверхностью. При выпуске газа из угля, вероятно, газ, заключавшийся в тупиковых микропорах 2 (рис. 1, а) и сквозных микропорах 3, перекрытых раствором с двух сторон, вышел не полностью. Из пор 1, где капиллярные силы оказались не достаточными для удержания газа, и микропор 3, оказавшихся не перекрытыми раствором в месте примыкания их к макропорам, газ вышел.

Падение давления газа без последующего роста его в течение опыта (48 суток) в сосуде с углем, обработанным чистой водой, объясняется небольшой величиной капиллярных сил и, как следствие, крайне медленным проникновением воды в микропоры. Небольшие капиллярные силы оказались не в состоянии удерживать газ в микропорах, и поэтому при выпуске он практически весь вышел.

Максимально эффективной, очевидно, окажется такая обработка угля оптимальным раствором смачивателя, при

которой будут перекрыты практически все соединения микропор с макропорами и трещинами, т. е. не окажется микропор  $\bar{3}$  (рис. 1, а), перекрытых только с одной стороны. Достижение такого положения, очевидно, можно с помощью увеличения искусственного напора, под которым раствор нагнетается в уголь.

При достаточном внешнем давлении раствор, до того как его продвижение в поры будет приостановлено противодействием газа, окажется в положении, изображенном на рис. 1, б, т. е. микропоры, вследствие более быстрого продвижения раствора по макропорам и трещинам, окажутся перекрытыми с двух сторон. При такой обработке угля раствором поверхностно-активного вещества (оптимальным по условию обеспечения максимальных капиллярных сил) должно наблюдаться падение давления газа в сосуде без последующего его роста. При выпуске газа из сосуда значительное его количество останется в угле, что и наблюдалось в описанном выше опыте с углем пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая». Увеличение количества выходящего газа при излишней добавке поверхностно-активного вещества объясняется уменьшением капиллярных сил. При этом они в состоянии удержать газ в порах меньшего диаметра.

Описанные опыты доказывают возможность микрокапиллярной изоляции газа в угле. На их основании можно сделать вывод, что для обеспечения эффективности предварительного увлажнения угля как средства борьбы с пылью и газом величина добавки смачивателя к воде должна определяться по условию максимума капиллярных сил. Время нагнетания раствора смачивателя в угольный пласт должно быть не менее 25—30 суток.

**Исследование возможности вытеснения газа из микропор в субмакропоры и макропоры угля.** Для достижения эффекта вытеснения газа из микропор угля в макропоры давление

нагнетания должно быть меньше давления, необходимого для достижения микрокапиллярной изоляции газа.

Навески угля по 0,8 кг пласта  $g_2$  Наталия класса 1—3 мм были помещены в два баллона, откакумированы и насыщены газом. Давление сорбционного равновесия составляло  $17,5 \text{ кг/см}^2$ , температура в термостате  $+25^\circ \text{C}$ . Для этих условий давление нагнетания, необходимое для достижения микрокапиллярной изоляции газа, составляет приблизительно  $55 \text{ кг/см}^2$  (16). После достижения сорбционного равновесия в один из сосудов был подан водный раствор ДБ концентрации 0,007%. Начальное давление свободного газа в сосуде после подачи раствора составляло  $41,0 \text{ кг/см}^2$  и за 15 суток понизилось до  $39 \text{ кг/см}^2$ . В дальнейшем в течение 5 суток давление не изменилось. Уголь в другом сосуде был оставлен сухим.

После стабилизации давления в баллоне с увлажненным углем газ из обоих баллонов выпускали через газосчетчик ГСБ-400. Если выход газа из баллона с сухим углем (за вычетом газа, заключенного в свободном объеме сосуда) принять за 100%, то количество газа, вышедшего из увлажненного угля, составит 125,4%. Выход газа из угля не ускорился в результате его вытеснения из микропор в субмакропоры и макропоры. Выход газа из сухого угля прекратился через 16 суток после начала выпуска, а из увлажненного — через 25 суток. Это объясняется ухудшением фильтрационной способности угля при проникновении в него воды. Таким образом при сравнительно небольшом давлении нагнетания произошло вытеснение газа из микропор угля. Вытеснился газ, который при свободной дегазации сухого угля остается в угле и в последующем удаляется из него вследствие диффузии в течение большого периода времени.

В результате данного эксперимента подтвердилась зависимость эффективности предварительного увлажнения уг-

ля как средства борьбы с газовыделением от давления нагнетания.

В зависимости от величины давления нагнетания может быть достигнута или изоляция газа в микропорах угля, или его вытеснение. Во время эксперимента увеличение давления газа в сосуде не наблюдалось.

Из многочисленных опытов, проведенных с углями различных пластов, только в трех опытах с углём пласта  $h_8$  наблюдалось первоначальное падение и последующий рост давления свободного газа в сосудах. Это, вероятно, следует объяснить различием структуры угля пластов.

#### **IV. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОКАПИЛЛЯРНОГО УВЛАЖНЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ ШАХТ**

##### **1. Шахта им. Абакумова треста «Рутченковуголь»**

Скважины по пласту  $l_4$  Корунд были пробурены с транспортных штреков 3-й восточной и Нольной западной лав (табл. 8). На участке 3-й восточной лавы на расстоянии 35 м впереди очистного забоя пробурили скважину длиной 72,5 м и диаметром 52 мм; на участке Нольной западной лавы пробурили скважину длиной 69,5 м и диаметром 43 мм. Скважины герметизировали цементным раствором с оставлением трубы для нагнетания водного раствора ДБ. Длина герметизации скважины в 3-й восточной лаве составляла 10 м, в Нольной западной — 5 м.

Вода для закачивания в скважину подавалась из участкового водопровода и после фильтрации попадала в смесительный бак, где к ней добавлялся смачиватель ДБ в количестве, обеспечивающем максимум капиллярных сил (для

пласта  $l_3$  0,01%). В баке раствор перемешивался и пере- пускался в питательный бак, из которого насосом подавал- ся по высоконапорному шлангу в скважину.

Водный раствор ДБ в скважину 3-й восточной лавы нагнетали под давлением 15—18  $\text{кг/см}^2$  непрерывно в те- чение 72 ч в количестве 21,5  $\text{м}^3$ , а в скважину Нольной за- падной лавы — под давлением 20—25  $\text{кг/см}^2$  в течение 128 ч в количестве 31,2  $\text{м}^3$ .

Таблица 8

Горно-технические данные по 3-й восточной и Нольной западной лавам

Параметр	Единица измерения	3-я восточная лава	Нольная за- падная лава
Угол падения пласта	<i>град</i>	9—13	10,5—12,5
Мощность пласта	<i>м</i>	1,4—1,6	1,4—1,6
Крепость угля по Протодя- конову	—	II	II
Глубина разработки	<i>м</i>	620	420
Длина лавы	<i>м</i>	160	135
Количество подаваемого в ла- ву воздуха	<i>м<sup>3</sup>/мин</i>	620—600	400—460

При работе врубовой машины в зоне влияния скважины на расстоянии 3 м вверх от врубовой машины (по ходу струи) в 10, 20 и 40 м от откаточного штрека набирали пробы воздуха на запыленность. Запыленность воздуха значи- тельно снизилась по сравнению с обычной запыленностью при нагнетании воды через короткие шпурсы с рабочего пространства лавы (400—500  $\text{мг/м}^3$ ). Особенно заметное снижение пылеобразования при работе врубовой машины наблюдалось в нижней части лавы. На расстоянии 10 м от откаточного штрека и 1,5—3 м от скважины запыленность воздуха не превышала 10  $\text{мг/м}^3$ . С удалением от скважины

и от транспортерного штрека запыленность воздуха возрастала. Так, на расстоянии 20 м от штрека при удалении от скважины до 3 м запыленность составляла в среднем  $29 \text{ мг/м}^3$  и не превышала  $60 \text{ мг/м}^3$ , а на расстоянии 40 м от штрека и выше — практически не снизилась.

Влияние нагнетания заметнее всего на расстоянии до 3 м в обе стороны от скважины. Небольшой радиус влияния скважины обусловлен сравнительно небольшим временем нагнетания (72 ч).

В результате замеров запыленности воздуха за врубовой машиной в Нольной западной лаве оказалось, что наиболее существенное снижение запыленности воздуха было в нижней части лавы на расстоянии 10 м от откаточного штрека. На расстоянии менее 12 м до скважины и 4,5 м за ней запыленность воздуха только в двух случаях достигала  $20 \text{ мг/м}^3$ , в течение же девяти циклов не превышала  $10 \text{ мг/м}^3$ .

При удалении от штрека запыленность воздуха в лаве повышалась. На расстоянии 60 м влияние скважины почти не сказывалось.

На участке 3-й восточной и Нольной западной лав набирали пробы воздуха на содержание метана в исходящих струях лав (на вентиляционных штреках в 10 м от очистного забоя). По их результатам определялась средняя за сутки интенсивность газовыделения в лавах при различном положении очистного забоя относительно нагнетательной скважины. Ввиду небольшой газообильности пласта  $l_1$  шахты им. Абакумова ( $8,7 \text{ м}^3/\text{т}$ ), небольшого процентного содержания газа в исходящей струе и связанной с этим большой относительной погрешностью замеров нельзя сделать достоверных выводов о влиянии нагнетания водного раствора ДБ на газовыделение в очистных забоях.

## 2. Шахта № 15 треста «Шахтерскантрацит»

Способ предварительного увлажнения пласта испытывали на участке 15-й западной лавы пласта  $h_8$  Фоминской.

### Горнотехнические условия участка

Мощность пласта, <i>м</i>	1,1—1,2
Угол падения пласта, <i>град</i>	20—22
Крепость угля по Протоdjяконову	II
Глубина разработки от поверхности, <i>м</i>	400
Длина лавы, <i>м</i>	145
Количество подаваемого в лаву воздуха, <i>м<sup>3</sup>/мин</i>	424—464

Выемка угля производилась комбайном «Донбасс-1». На участке 15-й западной лавы была пробурена скважина длиной 32,5 *м*. Глубина герметизации 10 *м*. При различных давлениях было подано в скважину 52 *м<sup>3</sup>* водного раствора ДБ (0,01%), а именно:

Давление, <i>кг/см<sup>2</sup></i>	Объем водного раствора ДБ, <i>м<sup>3</sup></i>
20—25	8,3
25—35	26,2
50	8,0
50—110	9,5

Водный раствор нагнетали в течение 816 *ч*. При выемке угля до района нагнетательной скважины и в зоне ее влияния набирали пробы угля для определения его технической влаги, пробы воздуха на содержание метана на вентиляционном штреке (в 10 *м* от лавы) и на поступающей в лаву струе.

Пробы воздуха в лаве для определения запыленности его при работе комбайна набирали по ходу вентиляционной струи (табл. 9).

Влияние нагнетания, как видно из табл. 8, сказалось на расстоянии от 8 до 12,5 *м* до скважины и от 8,2 до 9,3 *м* за ней. В данном случае запыленность составила от 16 до 36,5 *мг/м<sup>3</sup>*, что в десятки раз меньше, чем при обычном

Таблица 9

Данные о запыленности воздуха в 15-й западной лаве пласта  $h_8$  Фоминской в зависимости от расстояния до нагнетательной скважины \*

Расстояние от груди забоя до скважины, м	Запыленность воздуха в 3 м от комбайна, мг/м <sup>3</sup> , на расстоянии от откаточного штрэка			
	10 м	20 м	30 м	40 м
+17,5	2400	2350	2000	2300
+16,0	600	1330	2300	2350
+14,2	2050	2500	2000	2300
+12,5	1500	70,0	65,0	1175
+11,0	100,0	38,0	36,0	2340
+9,6	36,5	34,0	35,5	2490
+8,0	13,3	17,5	16,5	31,0
+6,6	20,2	18,0	16,0	16,0
+5,0	—	33,0	35,0	—
+3,5	34,5	25,5	30,5	—
+1,5	33,5	—	33,0	25,5
±0,0	27,5	27,0	16,0	21,0
-1,5	26,0	31,0	23,5	11,0
-3,2	32,0	41,0	35,5	18,0
-4,5	24,5	23,0	27,0	27,0
-6,0	26,5	25,0	40,5	26,0
-7,6	25,0	50,5	30,5	29,0
-8,2	31,5	37,5	35,5	36,0
-9,8	341,0	26,5	3955	3025
-11,2	29,50	3015	3655	4000
-13,1	3260	2870	3350	2950
-14,6	1745	2086	2010	1955
-16,0	3120	1790	2585	2210

\* Здесь и далее в табл. 10, 16 знак плюс указывает расстояние до скважины. Знак минус указывает расстояние за скважиной.

способе увлажнения. Проследить изменение газовыделения при работе лавы в зоне увлажнения массива практически не удалось, так как скважина была пробурена на сравнительно небольшую глубину и ее влияние на концентрацию газа на вентиляционном штреке было в пределах точности измерения процентного содержания метана.

### 3. Шахта № 4—21 треста «Петровскуголь»

Предварительное увлажнение угля проводилось на участке 12-й восточной лавы пласта  $n_7$  Смоляниновский.

#### Горнотехнические данные участка

Мощность пласта, <i>м</i>	1,3
Угол падения пласта, <i>град</i>	11—12
Крепость угля по Протоdjяконову	III
Глубина разработки от поверхности, <i>м</i>	774
Длина лавы, <i>м</i>	160
Количество подаваемого в лаву воздуха, <i>м<sup>3</sup>/мин</i>	725

Выемка угля производилась комбайном К-52м.

На участке 12-й восточной лавы с откаточного штрека была пробурена скважина длиной 39,5 м. Глубина герметизации 14 м.

Водный раствор ДБ (0,01%) нагнетали в течение 316 ч. При давлении 10—30 *кГ/см<sup>2</sup>* было подано в скважину 38,5 *м<sup>3</sup>* раствора. Влияние увлажнения на запыленность воздуха существенно сказалось в нижней части лавы на расстоянии 6,8—8 м от скважины (пункты набора проб в 10 и 25 м от откаточного штрека) и на расстоянии 2,5—6,5 м в средней части (в 40—45 м от штрека, табл. 10). В этом районе лавы запыленность воздуха составила от 28 до 140 *мг/м<sup>3</sup>*, что в 4—6 раз меньше, чем запыленность при обычном увлажнении угля с помощью коротких шпуров из очистного забоя (1200—1430 *мг/м<sup>3</sup>*).

Концентрация метана на исходящей струе воздуха до увлажнения составила в среднем 1,1%, а после увлажне-

Таблица 10

Данные о запыленности воздуха в 12-й восточной лаве пласта  $h_7$  Смоляниновский в зависимости от расстояния до нагнетательной скважины

Расстояние от груди забоя до скважины, м	Запыленность воздуха в 3-х м выше комбайна, мг/м <sup>3</sup> , на расстоянии от откаточного штрека			
	10 м	25 м	40 м	45 м
+26	1255	1675	1710	1215
+22,6	910	950	1230	1335
+18,4	1175	1330	1500	1550
+16,0	960	1060	1205	1220
+12,7	970	1050	1190	1110
+11,1	1060	935	960	680
+9,3	1750	944	990	1220
+7,7	95	1045	1105	1145
+6,9	140	408	1005	970
+5,2	127	98	595	610
+4,5	110	123	490	483
+3,8	71	73	780	43
+2,2	39	28	35	43
+0,5	70	81	114	47
+1,3	64	104	122	31
-3,1	72	89	94	97
-4,9	98	76	79	87
-6,5	118	1105	1210	341
-8,3	980	1070	1110	1215
-10,1	780	810	845	985
-11,8	665	690	710	810
-13,4	560	640	745	915
-15,2	1115	1210	1340	1165
-17,0	980	1215	1260	1280

ния — 0,92%. Такое сравнительно небольшое снижение содержания метана в исходящей струе воздуха лавы может быть объяснено тем, что длина скважины составляла всего 39,5 м при общей длине лавы 160 м, а также влиянием газо-выделения из выработанного пространства, не зависящего от увлажнения угольного пласта.

#### 4. Шахта «Коммунист-Новая» треста «Октябрьуголь»

Шахта разрабатывает газовый, подверженный внезапным выбросам угля и газа пласт  $g_2$  Наталия. Эксперименты проводили в 12-й северной, 13-й южной и 13-й северной лавах. Параллельно очистным забоям было пробурено 28 скважин (табл. 11). Одна скважина была пробурена в забое 12-го северного откаточного штрека (по оси штрека). Скважины бурили буровыми станками ЛБС-4, СБГ-1м. Бурение сопровождалось, как правило, выносом из скважин значительного количества угольной мелочи и газа.

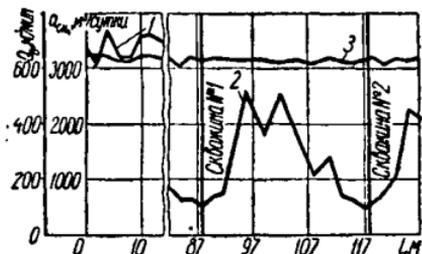


Рис. 8. График абсолютного газовыделения в 12-й северной лаве пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая»:

1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне; 3 — кривая дебита воздуха в лаве.

при работе лавы как в неувлажненной, так и в увлажненной зонах пласта (рис. 8). Пробы воздуха набирали в лаве через каждые два часа в 10 м (входящая в лаву струя) и 70 м от откаточного штрека (в соответствии с длиной скважины).

Как видно из рис. 8, абсолютное газовыделение в неувлажненной зоне в среднем составляло примерно  $3200 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , а в увлажненной зоне длиной около 45 м по простиранию пласта —  $1200 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , т. е. приблизительно в 2,7 раза меньше. Газовыделение непосредственно у скважины № 1 на расстоянии 10 м по простиранию пласта составляло примерно  $690 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , т. е. в 4,6 раза меньше, чем газовыделение в неувлажненной зоне, а у скважины № 2 на расстоянии 8 м по простиранию пласта —  $650 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , т. е. приблизительно в 5 раз меньше чем в неувлажненной зоне.

Как видно из графика, газовыделение в районе между скважинами № 1 и 2 несколько повысилось. Это объясняется тем, что при нагнетании водного раствора часть целика угля между скважинами № 1 и 2 оказалась недостаточно увлажненной.

В зонах, непосредственно прилегающих к скважинам, газовыделение происходит равномерно (рис. 9, кривая 2). Между скважинами, где уголь увлажнился недостаточно (на расстоянии 20—25 м по простиранию пласта), коэффициент неравномерности газовыделения резко увеличился и оказался бóльшим, чем в неувлажненной зоне пласта, хотя абсолютное газовыделение здесь было меньше.

Такое изменение коэффициента неравномерности газовыделения объясняется уменьшением давления нагнетаемого раствора ДБ с увеличением расстояния от скважины.

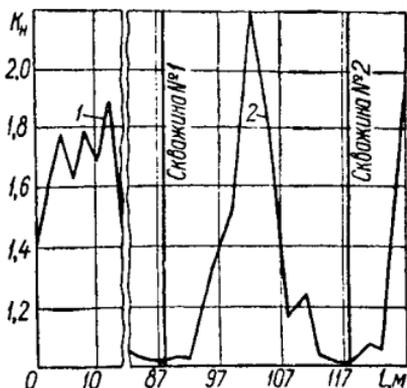


Рис. 9. График изменения коэффициента неравномерности выделения метана:  
1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне.

## Характеристика скважин

№ скважины	Место заложения	Длина, м	Диаметр, мм	Глубина герметизации, м	Общее время нагнетания, ч	Давление при нагнетании, кг/см <sup>2</sup>	Количество закачиваемой жидкости, м <sup>3</sup>	Нагнетаемая жидкость
1	12-й северный откаточный штрек (параллельно линии очистного забоя)	70	100	35	288	130—140	230	Водный раствор ДБ 0,007—0,001 %
2	То же	70	100	35	264	130—140	190	То же
3	» »	80	100	35	120	40—50	48	» »
4	» »	80	100	35	288	35—65	160	» »
5	» »	80	100	35	70	20—40	53	» »
6	» »	95	100	35	240	40—50	168	» »
7	» »	125	100	35	960	60—70	345	» »
8	Забой 12-го северного откаточного штрека (по оси штрека)	70	100	20	192	35—50	150	Водный раствор ДБ 0,007—0,01 %
9	13-й южный откаточный штрек (параллельно линии очистного забоя)	80	70	33	864	120—130	252	Водный раствор ДБ 0,007—0,01 %
4/12	12-й северный откаточный штрек (параллельно линии очистного забоя)	120	80	17	—	—	—	Не нагнеталась
5/12	То же	120	80	17	192	130	42,3	То же
6/12	» »	120	80	17	552	120	116,2	Вода без ДБ
7/12	» »	120	80	17	—	—	—	Не нагнеталась
8/12	» »	120	80	17	120	70	4,5	Вода без ДБ
9/12	» »	60	80	17	192	90	16	То же
10/12	» »	120	80	17	960	120	120	» »
11/12	» »	95	80	17	960	120	120	Водный раствор ДБ 0,007—0,01 %
12/12	» »	100	80	17	1320	110	150	То же
13/12	» »	120	80	17	1320	110	150	» »
14/12	» »	90	80	17	600	120	110	» »
15/12	» »	95	80	17	129	120	23	» »
4/3	13-й северный откаточный штрек (параллельно линии очистного забоя)	120	80	20	278	130	58	Водный раствор ДБ 0,007—0,01 %
5/13	То же	120	80	20	168	110	35	То же
6/13	» »	120	80	20	720	120	120	» »
7/13	» »	120	80	20	720	120	120	» »
8/13	» »	120	80	20	140	140	43	» »
8/13	» »	50	80	15	142	120	32	» »
10/13	» »	100	80	Не герметизировалась	—	—	—	Не нагнеталась

Давление оказалось не достаточным для перекрытия газа в микропорах. Произошло вытеснение газа из микропор в макропоры. Общее газовыделение в лаве в результате ухудшения фильтрационных свойств пласта несколько

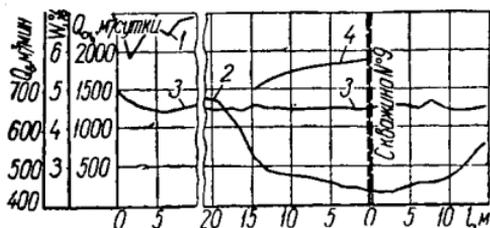


Рис. 10. График абсолютного газовыделения в 13-й южной лаве пласта  $g_2$  Наталия шахты «Коммунист-Новая»: 1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне; 3 — кривая дебита воздуха в лаве; 4 — кривая влажности угля.

уменьшилось по сравнению с газовыделением в неувлажненной зоне. Очевидно, расстояние между скважинами необходимо выбирать так, чтобы не было зон, обработанных раствором под давлением, не достаточным для перекрытия газа.

Пробы рудничного воздуха набирали в 13-й южной лаве на расстоянии 10 и 80 м от откаточного штрека. По мере приближения лавы к скважине № 9 на расстоянии 40 м от откаточного штрека по всей мощности пласта отбирали пробы угля для определения влажности (рис. 10). Как видно из рис. 10 (кривая 2), абсолютное газовыделение уменьшается по мере приближения лавы к скважине и возрастает по мере удаления от нее. Влажность угля также увеличивается по мере приближения лавы к скважине. В увлажненной зоне на расстоянии примерно 30 м по простиранью пласта абсолютная газообильность снизилась в среднем в четыре раза по сравнению с газообильностью до увлажнения, непосредственно у скважины снизилась в 8—9 раз. Влажность угля увеличивалась по мере приближения лавы к скважине. Непосредственно у скважины она повысилась на 1,8%.

На рис. 11 приведен график изменения коэффициента неравномерности газовыделения на неувлажненном и увлаж-

ненном участках 13-й южной лавы по простирацию пласта. Из рисунка видно, что газовыделение происходит равномерно на увлажненном участке лавы на расстоянии 20 м по простирацию пласта. По мере удаления лавы от скважины № 9 неравномерность газовыделения возрастает.

Чтобы выяснить влияние увлажнения на внезапные выбросы на участках, где были пробурены скважины № 3, 4, 5, 6 и 7, сейсмической станцией на шахте «Коммунист-Новая» велось постоянное наблюдение за изменением шумности пласта по мере подвигания лавы как в увлажненных, так и в неувлажненных зонах.

За период с января по сентябрь 1965 г. в 12-й северной лаве были обнаружены четыре сейсмические зоны общей протяженностью 130 м при общем подвигании лавы 220 м. В районе опасных зон произошло девять внезапных выбросов угля и газа (рис. 12). В зонах увлажнения пласта через скважины не произошло ни одного внезапного выброса угля и газа. Семь выбросов произошло до участка пласта, где бурились скважины № 3, 4, 5, 6, 7, и два выброса выше зоны увлажнения пласта через скважины № 3 и 4, которые имели длину по 80 м. Внезапные выбросы произошли на расстоянии 120 м от откаточного штрека. На неувлажненном участке средний статистический уровень шумности (рис. 12) равнялся 13,5 *имп/ч*, а в увлажненной зоне понизился до 7,5 *имп/ч*.

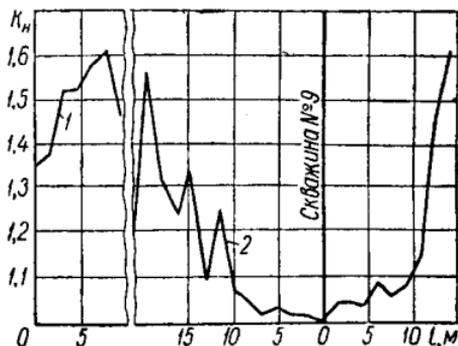


Рис. 11. График изменения коэффициента неравномерности выделения метана в 13-й южной лаве: 1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне.

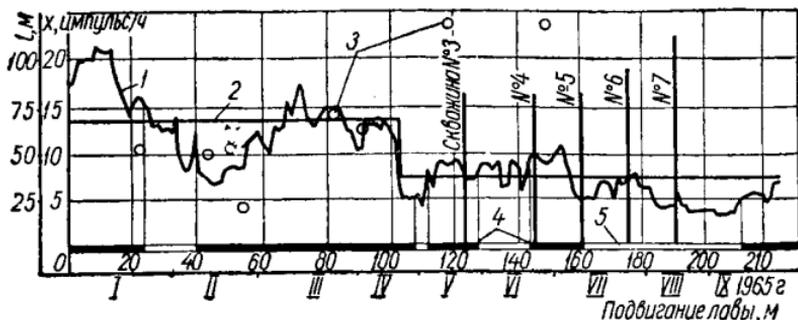


Рис. 12. График прогнозирования выбросоопасности пласта  $g_1$  Наталия в 12-й северной лаве в районе скважин № 3, 4, 5, 6, и 7:

1 — кривая изменения шумности по простираению пласта; 2 — среднестатистический уровень шумности пласта; 3 — зоны внезапных выбросов угля и газа; 4 — зоны опасные по внезапным выбросам; 5 — зоны не опасные по внезапным выбросам.

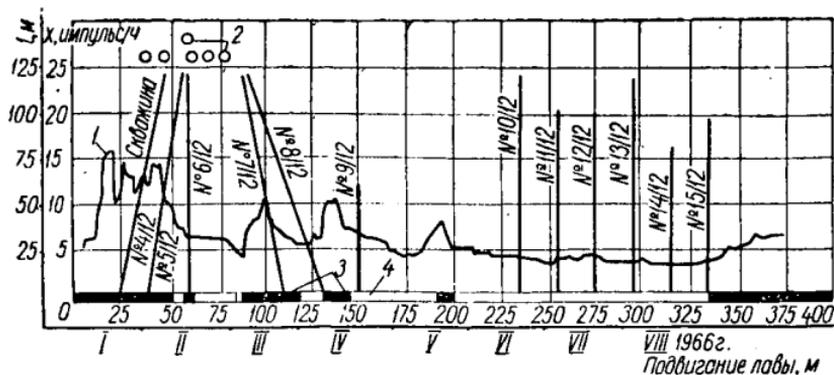


Рис. 13. График прогнозирования выбросоопасности пласта  $g_2$  Наталия в 12-й северной лаве в районе скважин № 4/12—15/12:

1 — изменение шумности по простираению пласта; 2 — зоны внезапных выбросов угля и газа; 3 — зоны опасные по внезапным выбросам; 4 — зоны не опасные по внезапным выбросам.

В районе скважин № 5, 6, 7, последняя из которых пробурена на глубину 125 м, сейсмостанцией была установлена зона не опасная по выбросам. В этой зоне при последующей выемке пласта выбросов не было, в то время как за зоной действия скважины № 7 появились внезапные выбросы угля и газа.

Кроме того, в 12-й северной лаве с января по июнь 1966 г. было пробурено две группы скважин по шесть в каждой (рис. 13). Для выяснения влияния дегазации пласта с помощью скважин на динамические явления при выемке угля скважины № 4/12 и 7/12 первой группы жидкостью не обрабатывались, а остальные № 5/12, 6/12, 8/12, 9/12 обрабатывались водой без добавки ДБ. Длительность нагнетания воды составляла от 120 до 552 ч. Всего в них было подано от 4,5 до 116,2 м<sup>3</sup> воды (табл. 9). Расстояние между последней скважиной первой группы (№ 9/12) и первой скважиной второй группы (№ 10/12) по простиранию пласта составляло 50 м. Скважины второй группы № 10/12, 11/12, 12/12, 13/12, 14/12, 15/12 обрабатывались в течение 129—1320 ч и в каждую из них было подано от 23 до 150 м<sup>3</sup> водного раствора ДБ концентрации 0,007—0,01%.

За период с января по апрель 1966 г. в 12-й северной лаве в зоне первой группы скважин были обнаружены четыре сейсмические зоны общей протяженностью около 135 м при общем подвигании лавы 170 м (рис. 13).

Из шести пробуренных скважин две (№ 4/12 и 7/12) оставались открытыми для свободного истечения газа в течение 1,5—2 мес. При подходе к этим скважинам произошли внезапные выбросы угля и газа (в 10 м выше забоя этих скважин). Всего в непосредственной близости от скважин № 4/12, 5/12, 6/12, 7/12, 8/12 (выше них приблизительно в 10 м) произошло шесть внезапных выбросов угля и газа.

Средний статистический уровень шумности пласта в районе скважин первой группы равнялся примерно 9—

10 *имп/ч*. В зоне скважин второй группы он понизился до 2—3 *имп/ч*. В районе действия скважин второй группы была установлена зона не опасная по выбросам угля и газа. При выемке угля в этой зоне внезапных выбросов не было.

На участке 13-й южной лавы, где была пробурена одна скважина № 9, также велись наблюдения за сейсмической

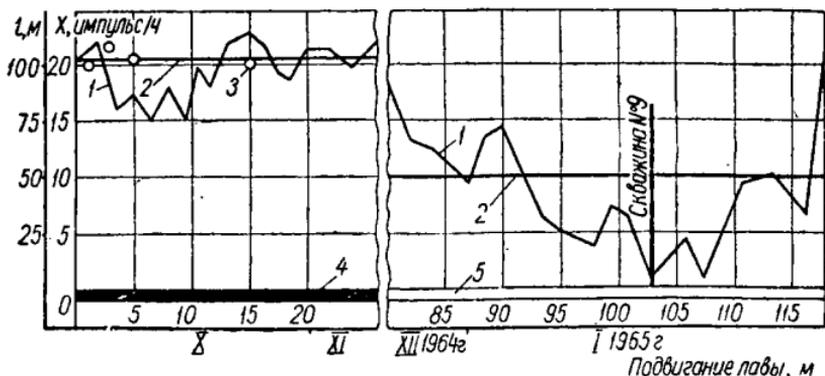


Рис. 14. График прогнозирования выбросоопасности пласта  $g_2$  Наталия в 13-й южной лаве:

1 — кривая изменения шумности по простиранию пласта; 2 — кривая среднестатистического уровня шумности; 3 — зоны внезапного выброса угля и газа; 4 — зона опасная по внезапным выбросам; 5 — зона не опасная по внезапным выбросам.

активностью угольного пласта. За период с 1.IX. 1964 г. по 21. I.1965 г. продвижение лавы составило 180 м, из них на расстоянии 110 м была установлена опасная зона, в районе которой затем произошло восемь внезапных выбросов. Все выбросы произошли в неувлажненной зоне. В районе действия скважины сейсмическая активность пласта понизилась (рис. 14) и сейсмостанцией была установлена неопасная зона. При выемке пласта внезапных выбросов не произошло. Сейсмическим методом был установлен эффективный радиус влияния этой скважины, который равнялся примерно 15 м. Таким образом, предварительное

увлажнение угольного пласта с помощью длительной обработки его водным раствором ДБ, обеспечивающим максимум капиллярного давления (микрокапиллярное увлажнение угля), может явиться эффективным средством борьбы с внезапными выбросами угля и газа.

Для выявления эффективности предложенного способа предварительного увлажнения угля как средства борьбы с газовыделением при проведении подготовительных работ по пласту  $g_2$  Наталия по оси 12-го северного откаточного штрека была пробурена скважина общей длиной 70 м, в том числе 35 м по углю (на 35 метре скважина резко искривилась и ушла в лежащую сторону боковых пород). Скважину загерметизировали цементным раствором на глубину 20 м. Затем насосом НВЭ-1 в течение 192 ч нагнетали водный раствор с концентрацией ДБ 0,007—0,01% в количестве 150 м<sup>3</sup> под давлением 35—50 кг/см<sup>2</sup>. В 12-ом северном откаточном штреке проводили газовые съемки. До начала бурения скважины работы по проведению штрека не велись в течение 1,5 мес. Пробы воздуха в штреке набирали на расстоянии 20 м от груди забоя в следующие периоды: во время простоя штрека (до начала бурения скважины), в период бурения скважины, при нагнетании водного раствора ДБ в скважину, при проведении штрека по увлажненной зоне и в период проведения штрека по неувлажненной зоне, когда забой штрека находился вне зоны влияния предварительного увлажнения.

В момент бурения скважины (рис. 15) газовыделение повысилось примерно на 30% по отношению к газовыделению во время простоя штрека. В период нагнетания воды в скважину газовыделение вначале приблизительно было равно газовыделению, которое наблюдалось в период простоя штрека, а затем несколько снизилось. Это снижение, вероятно, можно объяснить тем, что нагнетаемая вода снижает фильтрационные свойства угольного пласта.

Газовые съемки в увлажненной зоне проводили на протяжении 5 м по простиранию пласта после проведения штрека на расстояние 20 м от места простоя забоя. Газовыделение в увлажненной зоне несколько повысилось по сравнению с газовыделением во время простоя штрека и составляло примерно 160%. Газовыделение в неувлажненной зоне было приблизительно в 5,3 раза больше по сравнению с газовыделением, которое наблюдалось во время простоя штрека, и в три с лишним раза больше, чем в увлажненной зоне.

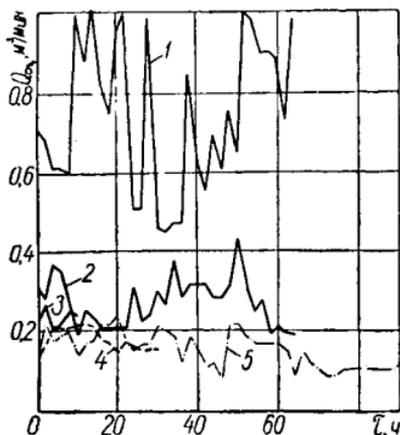


Рис. 15. График абсолютного газовыделения в 12-ом северном откаточном штреке шахты «Коммунист-Новая» в периоды:

1 — проведения штрека в неувлажненной зоне; 2 — проведения штрека в увлажненной зоне; 3 — бурения скважины; 4 — простоя забоя; 5 — нагнетания водного раствора ДБ в скважину.

Таким образом, при проведении подготовительных работ предварительная обработка угольного пласта водным раствором ДБ с концентрацией, обеспечивающей максимум капиллярных сил, может быть эффективным средством снижения газовыделения.

Таким образом, при проведении подготовительных работ предварительная обработка угольного пласта водным раствором ДБ с концентрацией, обеспечивающей максимум капиллярных сил, может быть эффективным средством снижения газовыделения.

## 5. Шахта № 7—8 им. Калинина треста «Куйбышевуголь»\*

Работы по увлажнению проводились во 2-й восточной лаве пласта  $h_7$  Смоляниновский мощностью 1,05—1,35 м

\* В написании данного параграфа принимали участие К. А. Корпанов и В. В. Зехов.

с углом падения 8—12°. Система разработки пласта сплошная, лава — этаж. Способ управления кровлей — полное обрушение с помощью тумб ОКУ-04. Выемка угля производилась комбайном «Донбасс-1» снизу вверх. Полезная глубина вруба составляла 1,5—1,6 м, длина лавы — 122 м, глубина разработки — 500—532 м.

С откаточного штрека станком ЛБС-1 была пробурена скважина длиной 70 м и диаметром 125 см. Устье на участке в 16 м герметизировали цементным раствором с оставлением трубы диаметром 25 мм для нагнетания водного раствора ДБ. Водный раствор ДБ (0,01%) нагнетали в скважину насосом НВЭ-1 под давлением 60—100 кг/см<sup>2</sup>, т. е. несколько ниже рекомендуемого (100—130 кг/см<sup>2</sup>). Общее время нагнетания — 320 ч. К моменту окончания работ расстояние между скважиной и очистным забоем составляло 10 м. За этот период было подано в скважину 39,2 м<sup>3</sup> раствора. Вода для нагнетания подавалась из шахтного участкового водопровода.

В лаве были проведены систематические наблюдения при работе лавы как в неувлажненной зоне, так и в период работы в зоне увлажнения. В комплекс наблюдений входило: проведение трехсуточных газовых съемок для определения общего газовыделения в лаве; газовая съемка в лаве в период выемки одной полосы угля; замер истечения метана из свежесоблаженной поверхности угольного забоя в лаве; замер запыленности воздуха в лаве.

При трехсуточной газовой съемке в точках 1, 3 и 4 (рис. 16) через каждые 2 ч набирались пробы воздуха на содержание метана. Одновременно в точке 3 анемометром замерялось количество проходящего через лаву воздуха. Для получения более точных сведений о газовыделении в период работы комбайна производилась более детальная, но кратковременная газовая съемка. Продолжительность этой съемки определялась периодом полной выемки

комбайном одной полосы угля от откаточного до вентиляционного штрека.

Пробы воздуха на содержание метана набирались в точке 3 — на вентиляционном штреке в 10 м от лавы и в

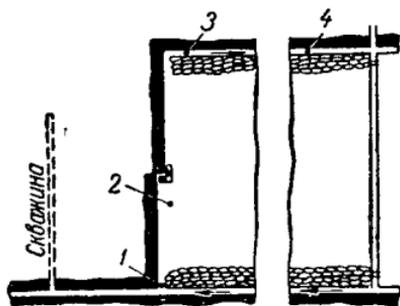


Рис. 16. Схема расположения замерных пунктов на участке 2-й восточной лавы пласта  $h_7$  Смоляниновский шахты № 7—8.

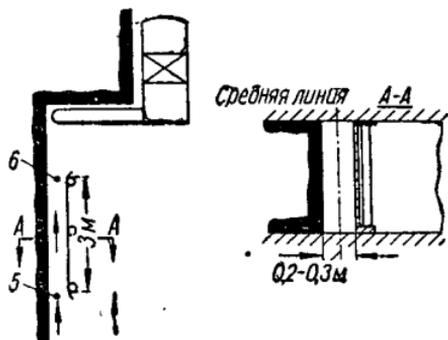


Рис. 17. Схема расположения пунктов замера истечения метана из груди забоя.

лаве в 15 м ниже комбайна (точка 2, рис. 16). В точке 3 пробы воздуха набирались каждые 15 мин, а в точке 4 — одна проба в час. Количество метана, выделяющегося из свежесоблаженной поверхности пласта, замеряли с помощью щитка (пленки), установленного по длине очистного забоя (3 м) на расстоянии 0,2—0,3 м от груди забоя (рис. 17). Пленкой отгораживалась область вблизи обнаженной поверхности забоя на всю мощность пласта.

Этот опыт проводился при работе лавы как в увлажненной зоне пласта, так и в неувлажненной. И в том и в другом случае место установки щитка-пленки находилось в 20 м от откаточного штрека. Пленку растягивали и закрепляли сразу после прохода комбайна. Замеры истечения газа во всех опытах начинали через 20 мин после прохода в этом месте комбайна.

Пробы воздуха на содержание метана набирали перед входом воздуха в отгороженное пленкой пространство (пункт 5) и на выходе из него (пункт 6) в первый час через каждые 5 мин, во второй час — через 10 мин, затем в течение двух

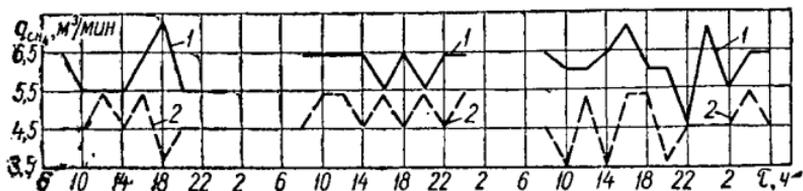


Рис. 18. График абсолютного газовыделения во 2-й восточной лаве пласта  $h_7$  Смоляниновский:  
1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне.

часов — через 20 мин и далее — одна проба в час. При наборе пробы воздуха наборщик медленно перемещал бутылку по средней линии сечения отгороженного пространства. Полная продолжительность опыта составляла 8 ч. Пробы воздуха анализировали на стационарном интерферометре ИТР-1.

Одновременно с набором проб воздуха измеряли скорость воздуха в отгороженном пленкой пространстве с помощью анемометра АСО. Для получения средней скорости движения воздуха анемометр во время замера медленно перемещали вдоль средней линии сечения отгороженного пространства (рис. 17).

На рис. 18 приведены графики газовыделения в лаве при работе в увлажненной и неувлажненной зонах по результатам трехсуточных газовых съемок. В табл. 12 и 13 приведены результаты обработки материалов газовых съемок. Как видно из таблиц, среднее газовыделение при работе в увлажненной зоне составляло  $4,75 м^3/мин$ , или 77% от газовыделения при работе лавы в неувлажненной зоне.

Таблица 12

Дата наблюдений	Результаты трехсуточной газовой съемки при					
	I смена			II смена		
	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
10.VIII	5,83	85	24,7	6,44	98	23,7
11.VIII	6,44	106	21,9	6,13	90	24,5
12.VIII	5,83	100	21,0	6,44	108	21,5

\* Здесь и далее приведены данные за 1966 г.

работе лавы в неувлажненной зоне \*

Дата наблюдений	Результаты трехсуточной газовой съемки при								
	III смена			IV смена			За сутки		
	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
	5,52	61	32,5	—	—	—	5,93	244	34,7
	6,13	60	36,7	—	—	—	6,23	255	35,2
	5,88	67	31,3	6,13	—	—	6,22	275	32,5

Таблица 13

Дата наблюдений	Результаты трехсуточной газовой съемки при					
	I смена			II смена		
	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
21.VII	4,83	109	16,0	4,54	90	18,2
22.VII	5,14	74	25,0	4,83	88	19,8
23.VII	4,53	100	16,3	4,84	104	17,4

работе лавы в увлажненной зоне

Дата наблюдений	Результаты трехсуточной газовой съемки при								
	III смена			IV смена			За сутки		
	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
	4,53	45	36,2	—	—	—	4,63	244	27,3
	5,14	98	18,9	—	—	—	5,03	260	27,9
	4,23	40	38,0	4,83	—	—	4,61	244	27,2

Относительное газовыделение также снизилось с 34,1 до 27,4 м<sup>3</sup>/т, т. е. на 20%.

По данным табл. 12 и 13 установили зависимость абсолютной газообильности лавы от величины сменной добычи (рис. 19). Ввиду малого количества наблюдений математическая обработка зависимости, представленной на рис. 19,

не производилась. Однако из рис. 19 видно, что в одних и тех же условиях при увеличении производительности лавы газовыделение в единицу времени закономерно повышается.

Для получения более точных сведений о влиянии длительного увлажнения на газовыделение были также

## Результаты газовой съемки

Дата наблюдений	Зона работы лавы	I смена			II смена		
		Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
5.VII	Неувлажненная	6,13	45	49,0	5,83	71	29,6
26.VII	Увлажненная (2 м от скважины)	5,09	40	45,8	5,16	67	27,7

\* Замер проводился только в течение 1 ч (до окончания работы комбайна).

\*\* Газовыделение определено, как среднее из 76 замеров, произведенных в течение 19 ч работы комбайна.

набраны пробы воздуха с интервалом времени 15 мин. Продолжительность наблюдений ограничивалась временем выемки угля в течение одного цикла (табл. 14).

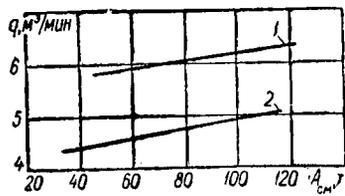


Рис. 19. График зависимости газовыделения от величины сменной добычи 2-й восточной лавы шахты № 7—8:

1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне.

Среднее газовыделение в лаве (из 76 замеров, произведенных в течение 19 ч работы комбайна) уменьшилось при работе лавы в увлажненной зоне на 19%. Относительное газовыделение по лаве в целом снизилось с 32,1 м<sup>3</sup>/т при работе в зоне неувлажненного угля до 26,2 м<sup>3</sup>/т при работе в зоне увлажнения. Необходимо отметить, что скважина

## при работе комбайна

III смена			IV смена			За весь период работы комбайна		
Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т	Среднее газовыделение, м <sup>3</sup> /мин	Добыча, т	Относительное газовыделение, м <sup>3</sup> /т
7,08	76	33,5	7,77 *	36	—	6,39 **	228	32,1
5,42	66	29,6	5,20 *	54	—	5,22 **	227	26,2

байна).

ных в течение 19 ч работы комбайна.

была пробурена только на глубину 70 м. Кроме того, общее газовыделение в лаве определялось не только газовыделением из разрабатываемого пласта, но и из спутников. Можно

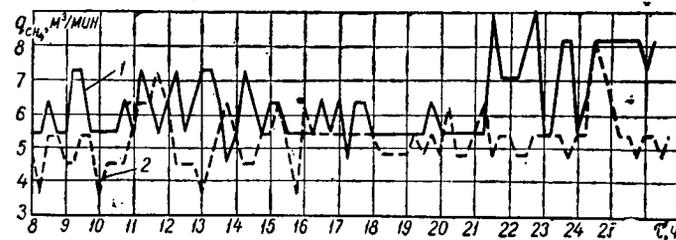


Рис. 20. График газовыделения во 2-й восточной лаве шахты № 7—8 за период выемки полосы угля:

1 — в неувлажненной зоне; 2 — в увлажненной зоне.

предполагать, что при увлажнении угля с помощью скважин, пробуренных на всю длину лавы, эффективность увлажнения повысится. Тем более она возрастет при проведении мер борьбы с газовыделением из спутников.

За выделением метана из обнаженной поверхности забоя 2-й восточной лавы было проведено 6 наблюдений: 6; 7 и 8. VII — в неувлажненной зоне и 20, 23 и 26.VII — в увлажненной. Каждое наблюдение проводили в течение 8 ч.

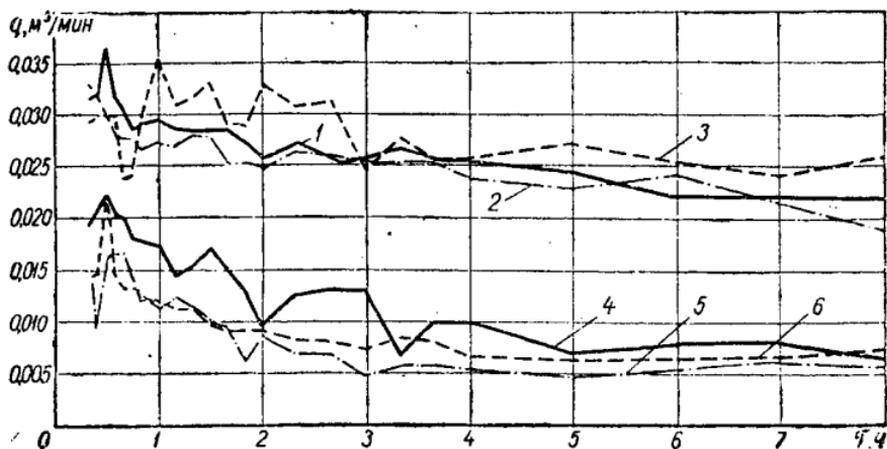


Рис. 21. График выделения метана из  $1 \text{ м}^2$  обнаженной поверхности забоя 2-й восточной лавы шахты № 7—8:

1, 2 и 3 — в неувлажненной зоне; 4, 5 и 6 — в увлажненной зоне соответственно в 8; 3, 4 и 2 м от скважины.

От груди забоя до скважины 20.VII оставалось 8 м, 23.VII — 3,4 м и 26.VII — 2 м. Газовыделение из обнаженной поверхности пласта в увлажненной зоне значительно ниже, чем в неувлажненной (рис. 21). 23.VII, когда до скважины оставалось 3,4 м, и 26.VII, когда забой лавы находился в двух метрах от скважины, газовыделение было примерно одинаковым и наименьшим. 20.VII, когда от забоя до скважины было 8 м, выделение метана было выше, чем 23.VII и 26.VII, но все же значительно ниже, чем в неувлажненной зоне.

Интенсивность выделения метана из обнаженной поверхности пласта в первые 40 мин наблюдений в увлажнен-

ной зоне была в два раза меньше, чем в увлажненной (табл. 15). Затем разница в интенсивности выделения метана увеличилась, и между третьим и восьмым часом после

Таблица 15

Результаты обработки наблюдений за газовыделением из обнаженной поверхности пласта

Дата	Газовыделение с 1 м <sup>2</sup> , м <sup>3</sup> /мин			Расстояние до скважины, м	Общее газовыделение за время наблюдений, м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>
	за первые 40 мин наблюдений	за следующие два часа наблюдений	за следующие пять часов наблюдений		
Неувлажненная зона					
6.VII	0,0312	0,0274	0,0239	—	11,71
7.VII	0,0281	0,0262	0,0227	—	11,43
8.VII	0,0289	0,0316	0,0257	—	12,66
Увлажненная зона					
20.VII	0,0196	0,0137	0,0083	8,0	4,92
23.VII	0,0141	0,0089	0,0054	3,4	3,25
24.VII	0,0145	0,0094	0,0068	2,0	3,75

обнажения интенсивность газовыделения в увлажненной зоне была в четыре раза меньше, чем в неувлажненной. Общее газовыделение с 1 м<sup>2</sup> обнаженной поверхности пласта за 8 ч наблюдений в увлажненной зоне было в три раза меньше, чем в неувлажненной.

Для определения влияния длительного увлажнения угля в массиве на запыленность воздуха в лаве в период с 14.VII по 5.VIII 1966 г. во 2-й восточной лаве отбирали контрольные пробы воздуха. Запыленность воздуха определяли тогда, когда комбайн находился в 20—25 м от откаточного штрека (табл. 16). Пробы отбирали в 2,5—3 м ниже

Таблица 16

Данные о запыленности воздуха во 2-й восточной лаве пласта  $h_7$  Смоляниновский в зависимости от расстояния до нагнетательной скважины \*

Расстояние до скважины, м	Запыленность воздуха, мг/м <sup>3</sup>		Расстояние до скважины, м	Запыленность воздуха, мг/м <sup>3</sup>	
	в 2,5—3 м ниже комбайна	в 2,5—3 м выше комбайна		в 2,5—3 м ниже комбайна	в 2,5—3 м выше комбайна
+14,5	11 22	799 1098	+0,5	30 29	94 282
+12,5	38 131	757 1031	-1,0	30 23	73 269
+11,0	29 66	1212 1172	-2,5	36 17	95 184
+9,5	22 47	960 1136	-4,0	26 25	208 207
+8,0	37 116	354 346	-6,0	93 40	188 120
+6,5	36 58	186 650	-7,0	15 20	82 297
+5,0	70 61	640 1189	-9,0	62 24	217 300
+3,4	24 46	106 229	-12,0	31 25	652 1288
+2,0	25 33	378 135	-13,5	44 29	1350 1107

\* Пробы набирали на расстоянии 20—25 м от откаточного штрека.

комбайна (со стороны поступления свежей струи) и в 2,5—3 м выше комбайна. Скважина была пройдена лавой 27.VII. Заметное снижение запыленности воздуха за комбайном отмечалось уже 20.VII, когда до скважины оставалось 8 м. Запыленность оставалась пониженной до 4.VIII. В это время лава уже продвинулась на расстояние 8—9 м за скважину. Таким образом, область эффективного действия скважины равна 16—17 м.

Наибольший эффект увлажнения наблюдали в течение недели в период с 26.VII по 3.VIII. За этот период лава продвинулась приблизительно на 10 м. Средняя запыленность воздуха выше комбайна при этом составляла  $195 \text{ мг/м}^3$ , в то время как при работе лавы вне зоны увлажнения в период с 14.VII по 19.VII и с 4.VIII по 5.VIII —  $1196 \text{ мг/м}^3$ , т. е. снизилась в шесть раз. Запыленность воздуха ниже комбайна при работе лавы в увлажненной зоне также несколько снизилась.

В период работы лавы в наиболее увлажненной части пласта вблизи скважины запыленность воздуха в 2,5—3 м ниже комбайна обычно не превосходила  $30\text{—}40 \text{ мг/м}^3$ , в то время как при работе в неувлажненной зоне запыленность воздуха в этом месте нередко доходила до  $60\text{—}70 \text{ мг/м}^3$ , а иногда до  $100 \text{ мг/м}^3$ .

#### **6. Эффективность длительного безнапорного увлажнения угля на шахте «Юнком» треста «Орджоникидзеуголь» \***

На шахте «Юнком» по пласту Толстой (западное крыло) в период проведения гезенка на расстоянии 110 м от устья произошел внезапный выброс угля и газа. После выброса проведение было приостановлено и гезенк был

\* В написании данного параграфа принимал участие В. К. Тарасенко.

Таблица 17

Влажность угля при безнапорном увлажнении пласта Толстый

Номер пробы	Место отбора пробы (расстояние от устья гезенка), м	Глубина отбора пробы от стенки гезенка (по стрижанию пласта), м	Содержание влаги, %	Направление бурения
1	3	0	7,2	Запад
2	3	1	2,5	»
3	3	2	2,8	»
4	3	3	2,4	»
5	12	1	1,5	»
6	12	2,0	2,4	»
7	12	2,5	1,5	»
8	12	0,0	2,7	Восток
9	12	0,5	2,2	»
10	12	1,0	1,3	»
11	12	1,5	1,4	»
12	12	2,0	1,5	»
13	12	2,5	1,4	»
14	12	3,0	—	»
15	12	3,5	1,3	»
16	24	0,0	4,1	Запад
17	24	0,5	1,8	»
18	24	1,0	1,3	»
19	24	1,5	1,4	»
20	24	2,0	1,4	»
21	24	3,0	1,5	»

заполнен водой. Через 2,5 мес. вода из гезенка была выкачана.

Для определения глубины проникновения воды в угольный массив были отобраны пробы угля и определена его влажность. Пробы угля отбирали в гезенке на расстоянии 3, 12, и 24 м от устья на глубине 0,5—3,5 м от поверхности стенок 8.XI (табл. 17).

Как видно из таблицы, влажность угля не превышала средней пластовой влажности до затопления (2,5%). На 12 и 24 м от устья гезенка на глубине от 0,5 до 3,5 м от поверхности стенки гезенка влажность угля в массиве оказалась даже ниже средней пластовой влажности.

Во время бурения шпуров на 12 и 24 м от откаточного штрека про-

исходили как бы сильные выстрелы с последующим обильным выделением метана и выносом штыба из шпуров. При этом они наблюдались уже при бурении первого метра шпура и повторялись до окончания бурения (3,5 м). При бурении скважины с горизонта 716 м в ге-

зенок для спуска оставшейся воды произошел выброс угля и газа.

Эти наблюдения свидетельствуют о том, что при безнапорном увлажнении и даже увлажнении с небольшим давлением нагнетания ( $1,2—2,4 \text{ кг/см}^2$ ) вода не может проникнуть в неразгруженный угольный массив, а следовательно, не может оказывать положительного влияния на газовыделение и внезапные выбросы угля и газа.

## **V. СРЕДСТВА ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО НАГНЕТАНИЮ ВОДЫ В УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ**

### **1. Средства герметизации скважин**

Внедрение предварительного увлажнения угольных пластов с помощью длительного нагнетания воды через длинные скважины ограничивается из-за отсутствия надежных средств герметизации. Применяемые в настоящее время гидрозатворы имеют один или два уплотняющих резиновых цилиндра длиной до 0,4 м [8]. Такие гидрозатворы не пригодны для герметизации скважин, нагнетание воды через которые проводится в течение длительного времени. При длительном нагнетании во избежание прорыва воды в выработку необходимо изолировать стенки скважины от воды на значительном расстоянии от устья скважины. Предложенный ПечорНИУИ автоматический гибкий герметизатор ГГ-1 [4] опасно применять для герметизации длинных скважин на газовых шахтах. При остановке нагнетающего насоса или при снижении давления нагнетаемой воды до определенной величины такой гидрозатвор выбрасывается давлением сжатого в скважине газа в выработку и, следовательно, возможны случаи травмирования людей.

Для герметизации скважин на газовых шахтах можно рекомендовать гидрозатвор описанной ниже конструкции, обеспечивающей быструю герметизацию скважины на глубину до 10 м.

Гидрозатвор (рис. 22) представляет собой трубу из эластичной резины 5, в один конец которой вмонтирован наконечник 6 с цилиндром 7, а в другой — металлическая высоконапорная трубка 10. Труба имеет с одной стороны ниппельную заточку, а с другой — резьбу для воротка 12 и накидной гайки 13 высоконапорного шланга. Резиновая трубка соединяется с металлической в месте ниппельной заточки, т. е. на расстоянии 0,4—0,5 м от конца резиновой трубки.

Между воротком 12 и концом резиновой трубки имеется отрезок металлической трубки 3 и две шайбы 11. Резиновая трубка соединяется с наконечником и металлической трубкой 10 при помощи клея и стяжных хомутов 8. Наконечник 6 и трубка 10, имеющие штыри 4, скрепляются между собой тросом 9. На металлическую трубку между воротком 12 и накидной гайкой 13 навинчивается гайка 2 с опорным седлом 1. Цилиндр 7, ввинчиваемый в наконечник 6, создает определенное гидродинамическое сопротивление, обеспечивая нужный распор резиновой трубки во время нагнетания воды.

Рис. 22. Схема устройства гидрозатвора.

В зависимости от производительности насосной установки в наконечник ввинчивается соответствующий ци-

линдр, создающий определенный перепад давления. Применение такого сопротивления, а не клапанного, предохраняет резиновую трубку от разрушения в случае остановки насоса и утечки воды через обратный клапан насосной установки. Скрепление наконечника с металлической трубкой тросом 9 предотвращает растяжение резиновой трубки в осевом направлении.

Герметизация скважины проводится следующим образом. Пробуренная скважина по длине герметизации очищается от угольной мелочи и в нее вводится гидрозатвор. Вращением воротка 12 наружная трубка 3 смещается относительно внутренней трубки 10 вдоль их оси. При этом часть резиновой трубки между хомутом 8 и шайбой 11 сжимается по длине, расширяется в радиальном направлении и плотно прижимается к стенкам скважины. Таким образом, этот узел гидрозатвора работает как обычные затворы с винтовым зажимом.

После этого устанавливается упорная стойка и включается нагнетающая установка. При подаче воды в скважину основная часть резиновой трубки между хомутами 8 расширяется в результате более повышенного давления воды в трубке по сравнению с давлением в скважине и, плотно прижимаясь к стенкам скважины, предотвращает утечки воды на всей длине трубки.

Гидрозатвор прошел успешное испытание на шахте «Чайкино-Глубокая № 1» треста «Красногвардейскуголь» комбината «Донецкуголь» при нагнетании воды в скважину диаметром 50 мм и длиной 56 м.

Длина резиновой трубки в изготовленном гидрозатворе равна 10 м, внешний диаметр трубки — 45 мм, внутренний диаметр и толщина стенок — по 15 мм, диаметр отверстия гидродинамического сопротивления — 2 мм. Воду в скважину нагнетали насосом НВП-3. Время, необходимое для монтажа гидрозатвора в скважине, составляло 6 мин и

для демонтажа — 4 мин. Напор воды равнялся  $75 \text{ кг/см}^2$  (низкое давление воздуха в магистрали не дало возможности испытать гидрозатвор при более высоком давлении). По окончании нагнетания воды в пласт гидрозатвор извлекается из скважины и может быть использован многократно.

Проведенные испытания подтвердили хорошую работоспособность гидрозатвора, надежность в работе и быстроту работ по герметизации скважин. Гидрозатвор может быть изготовлен в шахтной электромеханической мастерской.

При герметизации скважин цементом раствор его подается в затрубное пространство скважины насосом. Если для крутопадающих пластов этот способ в какой-то степени можно считать надежным, то для пологих пластов он совершенно неприемлем, так как основная часть затрубного пространства всегда остается незагерметизированной. Это объясняется тем, что насосом можно нагнетать только жидкий цементный раствор. После подачи в скважину цемент осаждается и на значительной длине участка герметизации покрывается водой. Даже осевший цемент после его затвердевания оказывается рыхлым и не обеспечивает необходимой герметизации.

На шахтах «Коммунист-Новая» и № 7—8 им. Калинина применен более надежный способ герметизации пологих скважин густым цементным раствором. Сущность его заключается в следующем (рис. 23). На конце трубы 9 (со стороны забоя скважины) закрепляется металлический фланец 16 и манжет 13 из резины конвейерной ленты, по диаметру равный или несколько больший диаметра скважины. В манжете оставляется отверстие 14 диаметром 5—10 мм для выхода газа из затрубного пространства. Манжет крепится болтами 15 к металлическому фланцу 16, приваренному к трубе. Рядом с трубой 9 вставляется вторая короткая труба 11 длиной 1,5—2 м для подачи цементного раствора.

Эта труба крепится в цементной пробке 12, которая набивается из тестообразного цемента.

Когда цементная пробка затвердеет, приступают к герметизации скважин. В баллон 8 диаметром 200 мм и длиной 1200 мм, который соединен с короткой трубой 11, при помощи гибкого шланга 1, загружают густой раствор цемента. Баллон имеет съемную, герметически закрывающуюся при

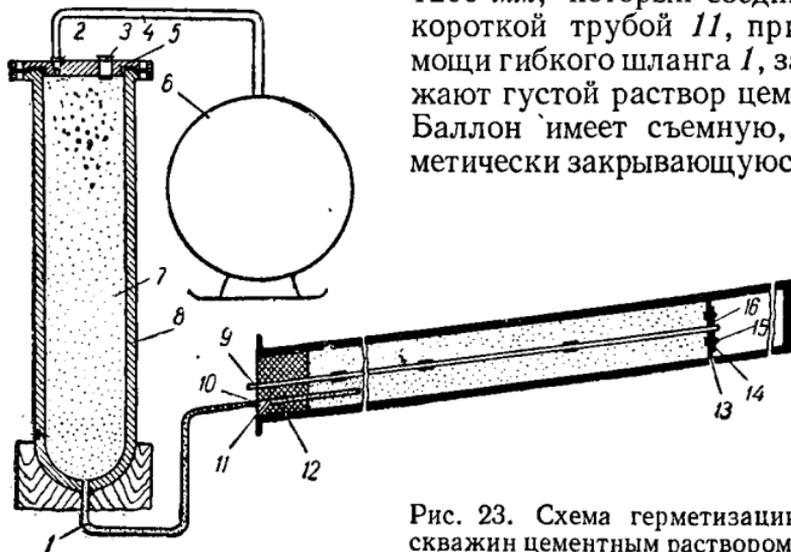


Рис. 23. Схема герметизации скважин цементным раствором.

помощи болтов крышку 5 с штуцером 2 для присоединения высоконапорного шланга 4. После загрузки цементного раствора баллон закрывается крышкой. При включении нагнетающего насоса 6 вода, поступающая в баллон, давит на цементный раствор 7 и вытесняет его в скважину.

При испытании этого способа герметизации на шахте «Коммунист-Новая» воду в баллон нагнетали высоконапорным насосом НВЭ-1. После вытеснения цемента баллон вскрывали и загружали очередную порцию. Во время герметизации необходимо вести наблюдение за подачей цемента с тем, чтобы не допустить попадания воды в скважину. Для этой цели в выступающем в штрек отрезке короткой

трубы 11 просверливали отверстие 10 диаметром 3—5 мм. При подаче в скважину цементного раствора он выдавливался также через это отверстие в выработку. Как только баллон и гибкий шланг освобождали от цементного раствора, в отверстие начинала поступать вода. В это время насос выключали. Для периодического открывания и закрывания крышки при загрузке цемента требуются определенные затраты времени. Кроме того, не всегда обеспечивается надежная герметизация баллона. В этом случае происходит утечка воды, что создает определенные неудобства в работе. Для устранения этого недостатка в дальнейшем крышку приваривали к баллону, а цемент загружали через патрубок 3 диаметром 100 мм, закрывающийся крышкой на резьбе.

В результате опыта установили, что этот способ герметизации является весьма надежным при длительном (30—40 суток) нагнетании воды под большим давлением (120—150 ат).

## 2. Контроль концентрации смачивателя в воде

Как было указано выше, одним из основных условий обеспечения эффективности предварительного увлажнения угольных пластов как средства борьбы с пылью и газом является поддержание вполне определенной концентрации смачивателя в нагнетаемой в пласт воде. Необходимо контролировать концентрацию смачивателя не только в воде, применяемой для нагнетания в угольные пласты, но и в воде для орошения.

Ввиду отсутствия удобных средств для контроля за концентрацией смачивателя в воде на шахтах такой контроль не ведется.

В научно-исследовательских учреждениях содержание смачивателя в воде определяется по методу пленочной флотации. Измеряется время погружения навески пыли, про-

шедшей через сито 0,075, при легком наплаивании ее на поверхность водного раствора смачивателя. Скорость погружения пыли зависит от ряда факторов: петрографического состава угля, из которого получена пыль, степени его метаморфизма, минеральных примесей, содержания в воде растворенных солей и др. Следовательно, для конкретных условий шахты необходимо проводить тарировку этого метода. Метод пленочной флотации имеет существенные недостатки, в частности требуются большие затраты времени на проведение подготовительной работы перед определением концентрации смачивателя.

Для определения концентрации в воде смачивателя ДБ в Донецком политехническом институте было разработано и испытано несколько типов приборов.

При конструировании приборов использовалась зависимость поверхностного натяжения воды от концентрации смачивателя. В одном из приборов (рис. 24) концентрация смачивателя определяется методом подсчета количества капель, образующихся при истечении определенного объема раствора из сосуда с капилляром. Прибор состоит из капиллярной трубки 1, стеклянного баллона 2, имеющего два штуцера 4 и 5. К штуцеру 5 крепится резиновая груша 6 и к штуцеру 4 — резиновая трубка 3. Прибор помещен в деревянный футляр. К прибору прилагаются фильтры и стеклянные сосуды емкостью 250 и 500 см<sup>3</sup>.

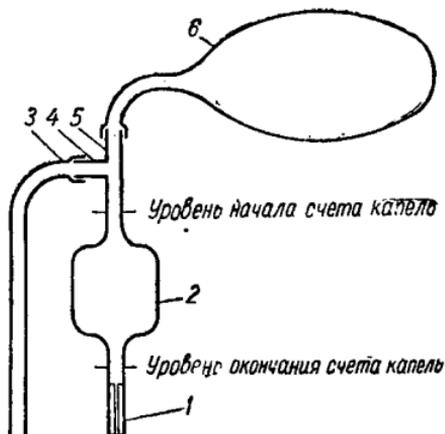


Рис. 24. Схема устройства прибора для определения концентрации смачивателя ДБ по количеству капель.

Перед использованием прибор промывается исследуемым раствором. Для этого трубка 3 опускается в раствор. Перекрытием трубки 3, раствор вытесняется через капилляр 1. Подобным образом прибор промывается 3—5 раз.

Для измерения концентрации смачивателя в растворе в прибор набирается описанным выше способом исследуемый раствор до уровня на 5—10 мм выше верхней метки на приборе. Затем при истечении раствора из капилляра ведется счет капель во время опускания жидкости от верхней до нижней отметки прибора. По количеству капель, пользуясь таблицей или графиком, определяется содержание смачивателя в растворе. При подсчете количества капель прибор должен находиться в вертикальном положении.

Приборы данной конструкции дают достаточно точные показания при содержании смачивателя в растворе до 0,05%. Более точное определение концентраций смачивателя, превышающих 0,05%, может быть достигнуто методом предварительного разбавления раствора чистой водой.

### **3. Контроль качества предварительного увлажнения угля в массиве**

Применяемые в настоящее время на практике способы контроля степени увлажнения угольного пласта несовершенны. По манометрам для контроля напора воды, нагнетаемой в пласт, нельзя судить о степени увлажнения угля. Расходомеры и водомеры на шахтах применяются редко, причем по показаниям последних также не всегда можно судить о качестве предварительного увлажнения угля. В основном работы по нагнетанию воды в пласт ведутся без контрольно-измерительной аппаратуры и контроль за увлажнением угля проводится визуально.

На некоторых шахтах для контроля работы по нагнетанию воды в пласт эпизодически выделяются специальные

лица из числа вентиляционного надзора, которые постоянно непосредственно на месте работы наблюдают за процессом увлажнения. Нерациональность такого субъективного контроля без наличия контрольно-измерительной аппаратуры вполне очевидна.

Для контроля увлажнения угля можно использовать зависимость электросопротивления угля от его влажности.

Зависимость электросопротивления твердых тел от их влажности [18]:

$$R = \frac{B'}{W_r^n}, \quad (21)$$

где  $B'$  — постоянная, определяемая размерами объекта измерения и содержанием в нем солей;  $W_r$  — влажность материала в процентах по отношению к весу сухого вещества;  $n$  — показатель степени, зависящий от структуры и природы испытуемого вещества.

Угли можно отнести к полупроводникам, характерной особенностью которых является неустойчивость их электрических свойств и, в частности, проводимости, зависящей от различных факторов. Электропроводимость углей зависит от влажности, поляризации, петрографического состава, степени окисления, анизотропности, минеральных примесей, степени метаморфизма и других факторов.

Кислородосодержащие соединения на поверхности угля, образующиеся в результате окислительных процессов, увеличивают его проводимость. Увлажнение угля повышает его проводимость, которая зависит от содержания влаги, наличия в ней растворенных солей и их химического состава.

Сопротивление сухих углей составляет  $10^9$ — $10^{10}$  *ом · см*, а чистой воды — около  $10^7$  *ом · см*. Таким образом, увлажнение угля даже чистой водой будет существенно увеличивать его проводимость. Фактически вода оказывает влияние

на проводимость угля из-за наличия в ней примесей солей. В первом приближении электропроводимость угля прямо пропорциональна содержанию водных растворов в единице объема [1].

Зависимость электросопротивления шахтных вод от химического состава растворенных в них солей незначительна. Удельное сопротивление этих вод мало изменяется по сравнению с удельным сопротивлением чистого раствора хлористого натрия той же концентрации.

Электрическая проводимость вмещающих пород, как правило, больше проводимости углей. Главным фактором, обуславливающим проводимость пород, является их влажность.

В лаборатории Донецкого политехнического института были исследованы влияние увлажнения водой с различными добавками смачивателя на электрическое сопротивление угля и изменение электросопротивления его во времени после его увлажнения. Исследовались образцы угля пласта  $I_4$ , набранного в Нольной восточной лаве шахты им. Абакумова. В каждом опыте использовались образцы в виде четырехгранных призм, изготовленные из одной глыбы угля.

Для измерения сопротивлений образцов угля использовались мегометры М1101 и ампервольтметры АВО-5м. Для выяснения влияния поляризации измерения проводились с применением постоянного и переменного токов. Образцы для увлажнения помещали в открытые сосуды с водой или водным раствором смачивателя ДБ на 24 ч. Для увлажнения применялась водопроводная вода.

Первое измерение сопротивления каждого увлажненного образца проводилось после просушки его поверхности фильтровальной бумагой и взвешивания его, т. е. приблизительно через 10 мин после извлечения его из воды.

Сопротивление угля измерялось вдоль слоистости. Такое измерение было принято по следующим соображениям:

1) в производственных условиях предусматривается измерение сопротивления пласта между шпурами, т. е. вдоль слоистости угля;

2) сопротивление подавляющего числа образцов, измеренное до увлажнения перпендикулярно слоистости, составляло более 500 *Мом*, т. е. была выше предела измерений приборов. Сопротивление образцов угля вдоль напластования составляет от 42 *ком* до 100 *Мом*.

В первом опыте исследовали 33 образца. При безнапорном увлажнении образцов угля в течение суток масса их возрастала в среднем на 1,43%, причем при увлажнении водой — на 1,06%, водным раствором смачивателя с концентрацией 0,01% — на 1,70%, с концентрацией 0,05% — на 1,35%.

Удельное сопротивление образцов в результате их увлажнения уменьшилось в среднем на 96,5% от его первоначального сопротивления. Следовательно, при увеличении массы образца в результате его увлажнения на 0,1% удельное сопротивление уменьшалось в среднем на 6,7%.

В связи с разностью сопротивлений различных образцов угля не удалось непосредственно установить количественное влияние различных добавок смачивателя на электросопротивление углей. Однако из приведенных данных изменения массы образцов угля при их увлажнении и по зависимости электросопротивления от увлажнения видно, что добавка смачивателя к воде приводит к уменьшению сопротивления угля. Наиболее эффективной из указанных выше добавок для пласта  $I_4$  оказалась добавка смачивателя концентрации 0,01%.

Так как в результате проведенных экспериментов оказалось, что электропроводимость воды практически не зависит от добавки смачивателя, то указанное уменьшение сопротивления угля следует объяснить улучшением проникновения воды в поры угля.

Была проведена серия опытов, подобных описанному выше. В одних опытах образцы угля помещались после увлажнения, взвешивания и измерения сопротивления в эксикаторы, где поддерживалась постоянная температура и 100%-ная влажность воздуха, в других — образцы вместе с контактными пластинами для измерения сопротивления покрывались парафиновой оболочкой. В последнем случае совершенно исключалось испарение влаги из образцов угля, однако сопротивление их с течением времени во всех случаях возрастало. Это, вероятно, связано с миграцией воды из макропор в переходные поры и микропоры под действием капиллярных сил, что приводит к уменьшению сечения проводящего водного слоя, замыкающего цепь через макропоры, и к разрыву его сплошности.

Таким образом, возможно использовать зависимость электросопротивления угля от его влажности для контроля качества предварительного увлажнения угля в массиве.

Горногеологические и физико-механические факторы, влияющие на электрическое сопротивление угля, в условиях одного забоя остаются постоянными в течение длительного периода времени. Нагнетание воды в пласт проводится в соответствии с паспортом на увлажнение угольного массива, в котором указывается расстояние между шпурами, направление шпуров, их глубина и расстояние от почвы и кровли. Поэтому на электрическое сопротивление угля между двумя шпурами при отсутствии геологического нарушения влияет в основном только степень увлажнения угля.

Однако геологические и физико-механические факторы могут быть различными для каждого забоя, поэтому для каждого забоя должна быть установлена опытным путем зависимость между степенью увлажнения и сопротивлением пласта.

Во время нагнетания воды в пласт сопротивление угля между шпурами, измеренное до увлажнения и непосредствен-

но после окончания этого процесса, уменьшается в одних забоях в несколько раз (очистной забой пласта  $l_4$  шахты им. Абакумова), в других — в 100 и 1000 раз (забой пластов  $k_3, k'_5, k_7$  и  $k_8$  шахты № 1—1-бис.). В различных забоях наблюдалось сопротивление угля между шпурами до увлажнения от 180 ком до величины более 5 Мом, а после увлажнения от 300 ом до 200 ком [19; 20; 21]. При безнапорном заполнении шпуров водой и обливании забоя существенного изменения сопротивления пласта угля между шпурами не наблюдалось.

Для измерения сопротивления увлажненного угольного пласта 4 омметр включается в цепь, проходящую через проволочный контактор 1, помещенный в шпуре 2, через угольный пласт и гидрозатвор 3 (рис. 25). С омметром 5 контактор и гидрозатвор соединяются изолированным проводником 6. При контроле степени увлажнения пласта после окончания процесса пропитки вместо гидрозатвора в шпур вставляется второй контактор. При таких измерениях следует учитывать изменение сопротивления увлажненного пласта во времени.

Контактор представляет собой пучкообразный набор пружинящей проволоки, которая плотно прилегает к стенкам шпура у его дна, обеспечивая стабильность переходного сопротивления в месте контакта. Последняя достигается созданием одного и того же удельного давления контактирующей проволоки на стенки шпура.

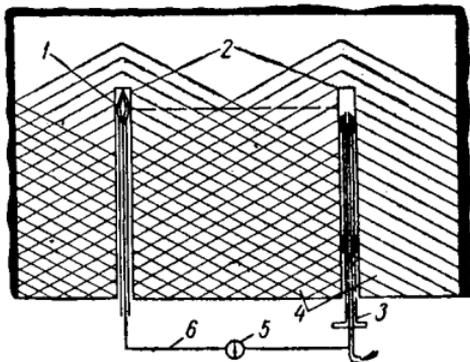


Рис. 25. Схема измерения сопротивления увлажненного угольного пласта.

В первой конструкции контактора, использовавшейся на шахте № 1—1-бис, постоянство удельного давления проволоки на стенки шпура создается в результате упругих свойств контактирующей проволоки. Контактующая проволока по шпуру продвигается с помощью стальной трубки.

Позднее были изготовлены контакторы более совершенных конструкций. Контактор К-2 имеет набор стальной

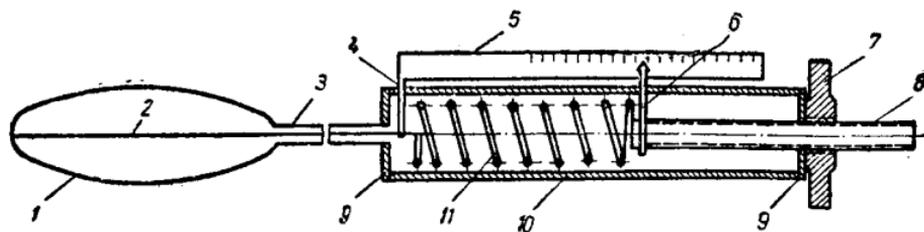


Рис. 26. Схема устройства контактора К-2.

проволоки 1 в форме эллипсоида (рис. 26), связанного с тросом 2, помещенным в проволочную оболочку 3. Конец троса соединен с натяжным устройством. Последнее состоит из латунной трубки 10, имеющей на концах упорные шайбы 9 и продольный паз, служащий для перемещения вдоль оси трубки держателя 4 шкалы 5 и указателя 6. В трубке помещена натяжная пружина 11, соединенная с тросом 2 и натяжным винтом 8, перемещаемым с помощью гайки 7. При вращении гайки 7 натягивается пружина 11 и, следовательно, трос 2, заставляющий прижиматься проволоку 1 к стенкам шпура. Сила натяжения троса, а значит, и удельное давление проволоки на стенки шпура, контролируется по шкале 5. Для электрической изоляции цепи омметра проволочная оболочка троса покрыта резиной.

Контактор К-2 благодаря своей компактности и малому весу удобен для работы в шахте.

## Л и т е р а т у р а

1. Агроскин А. А., Тепловые и электрические свойства углей, Металлургиздат, 1959.
2. Волошин И. Е., Борьба с внезапными выбросами угля и газа на шахте № 7—8 им. Калинина треста «Куйбышевуголь», сб. «Борьба с внезапными выбросами в угольных шахтах», Госгортехиздат, 1962.
3. Ищук И. Г., Нагнетание воды в пласт как средство ослабления угольного массива, сб. «Борьба с силикозом», т. 5., Изд. ИГД АН СССР, М., 1962.
4. Калимов Ю. И., Зенин А. Г., Борисов М. В., Автоматический гибкий герметизатор шпуров ГГ-1 для нагнетания воды в угольный массив, «Технология и экономика угледобычи» 1963, № 9.
5. Карпухин В. Д. и др., Исследование характера распространения воды в массиве угля при нагнетании ее в пласт с помощью фотолюминесцентного анализа, Труды ХГИ, т. II, Киев, «Техніка», 1962.
6. Карпухин В. Д. и др., Фотолюминесцентный анализ исследования эффективности предварительного увлажнения угольного массива, сб. «Борьба с силикозом», т. 5, Изд. ИГД АН СССР, М., 1962.
7. Ксенофонтова А. И., Бурчаков А. С. и Панов Г. Е., Эффективность предварительного увлажнения и пути ее повышения, ЦНИИТЭИ угля, М., 1963.
8. МакНИИ, Справочное пособие по борьбе с пылью в угольных шахтах, Госгортехиздат, 1963.
9. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Влияние капиллярных сил на процесс проникновения воды в уголь при предварительном увлажнении угольных пластов, сб. «Разработка месторождений полезных ископаемых», вып. IV, Рудничная вентиляция, Киев, «Техніка», 1965.
10. Медведев Б. И., Антипов В. А., Чуркин В. К., Об одном из возможных способов борьбы с газовой выделением в шахтах, сб. «Техника безопасности в угольной промышленности», М., Госгортехиздат, 1963.
11. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Нагнетание раствора поверхностно-активного вещества в угольный пласт как средство борьбы с газом на шахте «Коммунист-Новая», Технология и экономика угледобычи № 9, «Недра», 1965.

12. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Чуркин В. К., Совершенствование способа нагнетания воды в угольные пласты как средства борьбы с пылью и газом, «Уголь Украины», 1965, № 12.
13. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Макаров И. М., Влияние длительного увлажнения угля на внезапные выбросы угля и газа в очистных забоях шахты «Коммунист-Новая», Технология и экономика угледобычи № 5, «Недра», 1966.
14. Медведев Б. И., Морозов И. Ф., Сарафанов И. Ф., Празднов П. И., Влияние предварительного увлажнения угля на газовыделение при проведении подготовительной выработки, Проектирование и строительство угольных предприятий № 4 (88), «Недра», 1966.
15. Печук Н. М., Дегазация спутников угольных пластов, Углетехиздат, 1956.
16. Скочинский А. А., Комаров В. Б., Рудничная вентиляция, Углетехиздат, 1959.
17. Скочинский А. А. и др., Метан в угольных пластах, Углетехиздат, 1958.
18. Туричин А. М., Электрические измерения неэлектрических величин, Госэнергоиздат, 1961.
19. Чуркин В. К., Борьба с пылью на шахте 1—1-бист реста «Красногвардейскуголь» (Донбасс), «Технология и экономика угледобычи», 1964, № 11.
20. Чуркин В. К., Опыт борьбы с пылью на шахте № 1—1-бист треста «Красногвардейскуголь», сб. «Техника безопасности в угольной промышленности», Госгортехиздат, 1963.
21. Чуркин В. К., Способ контроля за качеством увлажнения угля в массиве, Бюллетень изобретений № 6, 1962 (авторское свидетельство № 145506).
22. Шейдеггер А. Е., Физика течения жидкостей через пористые среды, Гостопиздат, 1960.
23. Шиленков В. Н., Журавлев В. П., Влияние смачивающих добавок на параметры предварительного увлажнения угля, «Уголь», 1965, № 2.
24. Шиленков В. Н. и др., Усовершенствование предварительного увлажнения угля как комплексного средства борьбы с пылью, ослабления массива и профилактики эндогенных пожаров, «Технология и экономика угледобычи», 1964, № 95.

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

Предисловие	3
I. Предварительное увлажнение угля . . . . .	5
II. Теоретические основы микрокапиллярного увлажнения угля в массиве как способа борьбы с пылеобразованием и газовыделением в очистных забоях	10
III. Лабораторные исследования процесса проникновения воды в уголь и возможности достижения эффекта микрокапиллярной изоляции газа . . . . .	27
1. Определение оптимальной добавки смачивателя к воде по условию максимума капиллярных сил	27
2. Лабораторная установка для исследования процесса проникновения воды в уголь . . . . .	31
3. Определение необходимого времени нагнетания воды в угольные пласты и условий достижения микрокапиллярной изоляции газа . . . . .	33
IV. Исследование эффективности микрокапиллярного увлажнения угольных пластов в условиях шахт	43
1. Шахта им. Абакумова треста «Рутченкуголь»	43
2. Шахта № 15 треста «Шахтерскантрацит» . . . . .	46
3. Шахта № 4—21 треста «Петровскуголь» . . . . .	48
4. Шахта «Коммунист-Новая» треста «Октябрьуголь»	50
5. Шахта № 7—8 им. Калинина треста «Куйбышевуголь» . . . . .	60

6. Эффективность длительного безнапорного увлажнения угля на шахте «Юнком» треста «Орджоникидзеуголь» . . . . .	71
V. Средства ведения работ по нагнетанию воды в угольный пласт . . . . .	73
1. Средства герметизации скважин . . . . .	73
2. Контроль концентрации смачивателя в воде	78
3. Контроль качества предварительного увлажнения угля в массиве . . . . .	80
<b>Литература</b> . . . . .	<b>87</b>

*Борис Иванович Медведев, канд. техн. наук,  
Иван Федорович Морозов, канд. техн. наук,  
Василий Васильевич Зехов, инж.,  
Виталий Антонович Стукало, инж.,  
Виктор Климентьевич Чуркин, канд. техн.  
наук*

**Нагнетание воды в угольные пласты  
как средство борьбы с газом и пылью**

Редактор издательства инж. *В. И. Федорова*  
Художник *А. И. Миклода*  
Художественные редакторы *Б. В. Валуенко,*  
*А. П. Валькович*  
Технический редактор *В. П. Вересюк*  
Корректор *С. В. Бублик*

Сдано в набор 22.I. 1968 г. Подписано к печати 7.VI. 1968 г.  
Формат бумаги  $70 \times 108^{1/8}$ . Объем: 2,875 физ. лист.,  
4,025 усл. лист., 4 уч.-изд. лист. Тираж 1800. БФ 04834.  
Зак. 5979. Цена 28 коп.

Издательство «Техніка», Киев, 4, Пушкинская, 28.

Напечатано с матриц Киевск. книжн. ф-ки № 1 в Киев-  
ской типографии № 3 Комитета по печати при Совете  
Министров УССР, Золотоворотская. 11.



284

79548

51  
46  
76 25



1540