МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГОРНОЙ ГЕОМЕХАНИКИ И МАРКШЕЙДЕРСКОГО ДЕЛА
ВНИМИ

УКАЗАНИЯ
ПО РЕГИОНАЛЬНОЙ ГИДРООБРАБОТКЕ УДАРО- И ВЫБРОСООПАСНЫХ ПЛАСТОВ

Ленинград
1990

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГОРНОЙ ГЕОМЕХАНИКИ И МАРКШЕЙДЕРСКОГО ДЕЛА
ВНИМИ

Утверждено
Министерством угольной промышленности СССР

Согласовано
с Госпроматомнадзором СССР

УКАЗАНИЯ ПО РЕГИОНАЛЬНОЙ ГИДРООБРАБОТКЕ УДАРО- И ВЫБРОСООПАСНЫХ ПЛАСТОВ

(Дополнение к разделу 6 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам», 1988 г. и разделу 4 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа», 1989 г.)

Ленинград
1990

УДК 622.831.322

Указания по региональной гидрообработке удaро- и выбросоопасных пластов *(Дополнение к разделу 6 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам», 1988 г. и разделу 4 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на пластах, склонных к внезапным выбросам угля и газа», 1989 г.).* — Л., 1990. — 24 с. (М-во угольной пром-сти СССР. Всесоюз. ордена Трудового Красного Знамени НИИ горн. геомех. и маркшейд. дела).

Указания согласованы с Госпроматомнадзором СССР, утверждены Министерством угольной промышленности СССР (протокол заседания Центральной комиссии по борьбе с внезапными выбросами угля, породы и газа № 277 от 23—25 октября 1990 г.).

Указания регламентируют область применения способа предотвращения горных ударов и внезапных выбросов в шахтах посредством региональной гидрообработки опасных угольных пластов; схемы заложения нагнетательных скважин; конструкцию нагнетательных скважин; состав нагнетаемой жидкости, объем и режим ее закачки; методику контроля эффективности гидрообработки; технические средства для бурения и оборудования скважины, нагнетания жидкости. Способ разработан ВНИМИ при участии ДонФТИ АН УССР, прошел промышленные испытания и подготовлен к внедрению на шахтах Донбасса, Кузбасса, Воркутинского и Ткибули-Шаорского месторождений.

Ил. 11, табл. 6.

© Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ). 1990.

Указания являются нормативным документом, предназначенным для работников шахт, производственных объединений, научно-исследовательских и проектных институтов. Необходимость составления Указаний обусловлена тем, что в новую редакцию Инструкций не были включены результаты промышленных испытаний способа, завершенных в 1988—1989 гг.

Указания регламентируют:

область применения способа предотвращения горных ударов и внезапных выбросов угля и газа посредством региональной гидрообработки опасных пластов.

Составлены ВНИМИ при участии ДонФТИ АН УССР, производственных объединений и органов Госпроматомнадзора СССР по результатам опробования, промышленных испытаний и внедрения способа на шахтах Центрального района Донбасса, Кузбасса, Воркутинского и Ткибули-Шаорского месторождений. Обсуждены в производственных и научно-исследовательских организациях Минуглепрома СССР и соответствующих округах Госпроматомнадзора СССР.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие указания служат для обеспечения внедрения региональной гидрообработки опасных угольных пластов на шахтах Донецкого и Кузнецкого бассейнов, Воркутинского и Ткибули-Шаорского месторождений.

1.2. Региональная гидрообработка служит для предотвращения динамических и газодинамических явлений на ударо- и выбросоопасных пластах, а также на пластах, одновременно опасных по горным ударам и внезапным выбросам. Дополнительным положительным результатом региональной гидрообработки является повышение устойчивости пластов в обнажениях, уменьшение склонности углей к пылеобразованию и самовозгоранию. Эффект может быть усилен посредством закачки в пласты водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и антипирогенов.

1.3. Региональная гидрообработка применяется на шахтах и участках с полевой подготовкой пластов. Проводится посредством нагнетания воды или водных растворов в скважины, пробуренные из полевых выработок под углом к напластованию. Допустима гидрообработка опасных пластов из пластовых выработок, пройденных по соседним пластам.

1.4. Региональная гидрообработка может применяться как самостоятельная мера или в сочетании с дегазацией пластов скважинами, пробуренными из полевых выработок. В последнем случае сначала проводят дегазацию, а затем через эти же скважины — гидрообработку.

1.5. Региональную гидрообработку одиночных пластов проводят в пределах выемочного этажа или блока, надрабатываемых или подрабатываемых пластов — на незащищенных участках и в зонах повышенного горного давления (ЗПГД). Допускается одновременная гидрообработка сближенных пластов скважинами, пересекающими всю свиту или ее часть.

1.6. Региональная гидрообработка проводится заблаговременно впереди забоев очистных и пластовых подготовительных выработок и заканчивается не позднее чем за месяц до подхода этих забоев к обработанной зоне.

1.7. В условиях Донецкого и Кузнецкого бассейнов для закачки необходимо применять водные растворы ПАВ, обладающие избирательным смачиванием и пластифицирующим воздействием на угли различных марок. Для углей марки Г, Т рекомендуется водный раствор ДБ при концентрации 0,2—0,5 %. В условиях Воркутинского и Ткибули-Шаорского месторождения региональная гидрообработка производится без поверхностно-активных веществ.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГИДРООБРАБОТКИ

2.1. Основные технологические параметры региональной гидрообработки:

норма увлажнения (удельный расход воды или водного раствора ПАВ) N, л/м^3 (л/т);

радиус эффективного увлажнения R, м;

время гидрообработки T, сут, мес;

давление нагнетания $P_н$, МПа;

темп нагнетания Q, л/мин, м^3/ч.

Производными от основных являются параметры, характеризующие заложение скважин и их конструктивные особенности, расстояние между скважинами, объем закачки воды в каждую из них, а именно:

расстояние между скважинами L, м;

объем закачки воды в скважину V, м^3;

длина скважины l, м;

углы заложения и отклонения скважины α, β, (...°).

2.2. Норма увлажнения, отвечающая безопасным условиям подготовки и отработки удароопасных и выбросоопасных пластов, определяется с учетом влагоемкости и дефицита влагонасыщения порового пространства угля. Для условий Донецкого бассейна, Воркутинского и Ткибули-Шаорского месторождений норму увлажнения рассчитывают по формуле:

$$N = 10(W_{мг} - W_e),\ л/т, \qquad (1)$$

где $W_{мг}$ — максимальная гигроскопическая влагоемкость угля, равная наибольшему количеству физически связанной, адсорбированной воды в угле, %. Определяется в углехимической лаборатории шахты согласно «Методическим указаниям по прогнозированию динамических явлений на угольных пластах по их фазово-физическим свойствам» (1981); W_e — естественная влажность, %; определяется согласно ГОСТу 11014—70.

При относительно высокой влажности углей и малой сорбционной емкости результат расчета нормы увлажнения по формуле (1) в некоторых случаях может быть заниженным. Поэтому для условий Донецкого бассейна норма увлажнения должна составлять не менее 20 л/т, для Воркутинского месторождения — не менее 10 л/т, для Ткибули-Шаорского — не менее 30 л/т.

Для условий Кузнецкого бассейна норму увлажнения рассчитывают по формуле:

$$N = 10(W_n - W_e),\ л/т, \qquad (2)$$

где W_n — полная влагоемкость угля, %.

Полная влагоемкость определяется по формуле:

$$W_n = \frac{1}{\rho_c} - \frac{1}{\rho_y},\ \%, \qquad (3)$$

где ρ_y — объемная плотность минеральной части угля, т/м^3, определяемая согласно ГОСТу 5181—64; ρ_c — объемная плотность сухого угля, т/м^3;

$$\rho_c = \frac{\rho}{1 - 0{,}01W},\ т/м^3, \qquad (4)$$

где ρ — объемная плотность угля, т/м^3, получаемая согласно ГОСТу 5182—64; W — влажность образца угля, определяемая согласно ГОСТу 11014—70, %.

2.3. Радиус эффективного увлажнения рассчитывают по формуле:

$$R = 17{,}8\sqrt{Qt_н/mN\rho},\ м; \qquad (5)$$

где $t_н$ — время нагнетания, ч; m — мощность пласта, м.

Радиус эффективного увлажнения уточняется экспериментально, посредством оценки влажности угля в области влияния нагнетательной скважины при вскрытии и отработке обработанной зоны.

При проектировании схем региональной гидрообработки следует учитывать, что радиус эффективного увлажнения не превышает кратчайшего расстояния от нагнетательной скважины до выработанного пространства в пласте. При наличии на участке гидрообработки зон разгрузки или повышенного горного давления радиус эффективного увлажнения корректируется с учетом коэффициента концентрации напряжений по номограмме (рис. 1).

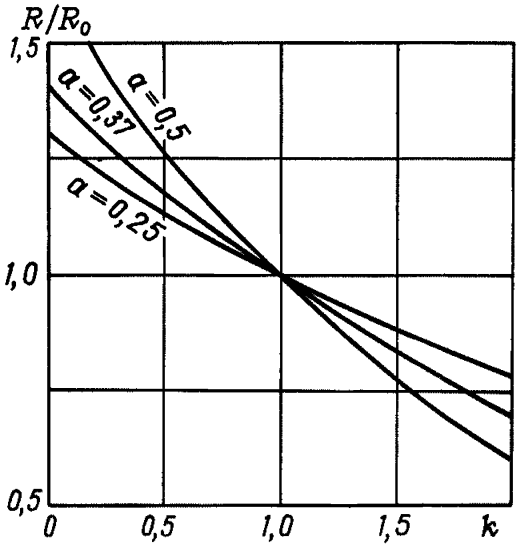


Рис. 1. Номограмма для корректировки радиуса эффективного увлажнения:

R_0 — радиус эффективного увлажнения при $k = 1$; а — эмпирический коэффициент, устанавливаемый экспериментально (для тонких и весьма тонких пластов — 0,5; средней мощности — 0,37; мощных — 0,25); k — коэффициент концентрации напряжений на участке гидрообработки

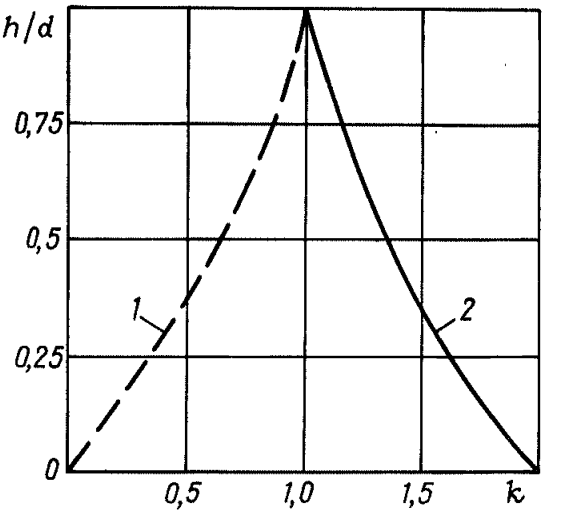


Рис. 2. Зависимость коэффициента концентрации напряжений от мощности пород междупластья:

1 — в зоне разгрузки; *2* — в зоне повышенного горного давления

Величину k определяют в зависимости от мощности пород междупластья h и размеров зоны влияния очистной выработки или целика в кровлю d_1 или почву d_2 пласта по графику, показанному на рис. 2. Значения d_1, d_2 приведены в табл. 1 (x — ширина очистной выработки).

Таблица 1

H, м	d_1, м при x, м					d_2, м при x, м				
	100	125	150	200	250	100	125	150	200	250
300	92	98	105	110	115	80	92	104	108	110
400	105	113	120	122	125	93	105	115	118	120
500	115	125	130	132	135	105	115	125	128	130
600	120	130	135	138	140	117	127	135	138	140
800	135	145	150	155	157	125	133	140	145	146
1000	145	155	160	165	168	132	140	148	150	153
1200	155	165	173	177	180	140	148	155	158	160

В зонах повышенного горного давления значения k определены для линии створа над- или подрабатывающего пласта или целика, в зонах разгрузки — для средней части лавы.

2.4. Время гидрообработки T включает период, необходимый для бурения скважин $t_б$, для их оборудования и герметизации $t_г$,

время нагнетания нормативного объема воды или раствора ПАВ $t_н$ и время выдержки пласта после нагнетания $t_в$, необходимое для развития в нем физико-химических процессов взаимодействия влаги с углем. Время выдержки пласта после нагнетания при закачке воды должно составлять не менее двух месяцев, при закачке водного раствора ПАВ — один месяц.

2.5. Давление нагнетания $P_н$ должно обеспечивать подачу жидкости в пласт без гидроразрыва вмещающих пород. Оно определяется из условия:

$$P_н \leqslant 0{,}75k\rho H, \text{ кгс/см}^2 \text{ (МПа)}, \qquad (6)$$

где k — коэффициент концентрации напряжений на участке гидрообработки (доли единицы); ρ — средневзвешенная объемная плотность вышележащих пород, т/м^3; H — глубина залегания пласта, м.

2.6. Темп нагнетания Q определяется соотношением водоприемной способности пласта и производительности насосного оборудования. При регулируемой производительности насоса темп нагнетания задают максимально возможным, при котором давление нагнетания удовлетворяет условию (6).

Если производительность насоса нерегулируемая, то при повышении давления нагнетания более допустимого, нагнетание прерывают на время, необходимое для снижения давления.

2.7. Расстояние между скважинами L определяют, исходя из радиуса их влияния, таким образом, чтобы зоны эффективного увлажнения от двух соседних скважин перекрывались. Для этого используют выражение:

$$L \leqslant 1{,}5R, \text{ м}. \qquad (7)$$

Чтобы предотвратить гидросбойку с выработанным пространством, нагнетательные скважины закладывают на расстоянии a от ближайшей пластовой выработки, удовлетворяющей условию:

$$a \geqslant 0{,}3l, \qquad (8)$$

где l — ширина зоны опорного давления, м, определяемая согласно п. 2.3 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам», 1988.

2.8. Объем закачки воды в скважину V получают в соответствии с нормой увлажнения и объемом участка пласта, увлажняемого одной скважиной:

$$V = NL^2m\rho, \text{ м}^3. \qquad (9)$$

При нагнетании воды в скважины, вскрывающие свиту пластов, объем закачки в каждую из них определяют как сумму объемов закачки для всех пластов.

2.9. Чтобы обеспечить эффективную гидрообработку зоны заложения пластовых подготовительных выработок откаточного горизонта, первый (нижний) ряд скважин располагают на расстоянии не более $0{,}8R$ от оси будущей выработки.

Количество нагнетательных скважин по восстанию и простиранию пласта определяют исходя из установленного радиуса эффективного увлажнения, расстояния между скважинами и необходимых размеров зоны гидрообработки.

2.10. Длина скважины l, глубина герметизации $l_г$, углы α, β заложения скважин определяются взаимным расположением опасного пласта и выработок, из которых проводят бурение. Надежная герметизация скважин, обеспечивающая возможность закачки нормативного объема раствора при региональной гидрообработке возможна лишь при расстоянии по нормали от полевого штрека до пласта не менее 5 м. Глубина герметизации скважин должна быть равна длине породного интервала скважины, но не менее 8—10 м. Параметры заложения скважин на каждом участке корректирует маркшейдерская служба шахты. Диаметр нагнетательных скважин составляет 90—112 мм. Пример расчета параметров региональной гидрообработки показан в прил. I.

3. ТИПОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ГИДРООБРАБОТКИ

3.1. Типовые параметры региональной гидрообработки для некоторых угледобывающих районов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Район, месторождение	Опасность	H, м	m, м	n, %	N, л/т	$P_н$, МПа	Q, л/мин	R, м	L, м	V, м³
Прокопьевско-Киселевский	ГУ, ВВ	200—400	До 15	4—8	20—40	3—8	30—100	30—40	40—60	400—700
Ткибули-Шаорское	ГУ	700—1000	До 30	10—15	30—50	10—20	30—100	30—40	40—60	1000—2000
Воркутинское	ГУ, ВВ	700—800	3—4	4—6	10—20	10—20	25—35	10—20	15—30	150—300
Центральный Донбасс	ВВ	800—1100	0,5—1,5	3—8	20—25	15—25	3—10	7—10	10—15	20—30

Примечание. ГУ — горные удары, ВВ — внезапные выбросы.

3.2. Типовые схемы заложения скважин для некоторых угледобывающих районов показаны на рис. 3—8.

4. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГИДРООБРАБОТКИ

4.1. Эффективность региональной гидрообработки контролируют при вскрытии пластов, проходке подготовительных выработок по углю и ведении очистных работ.

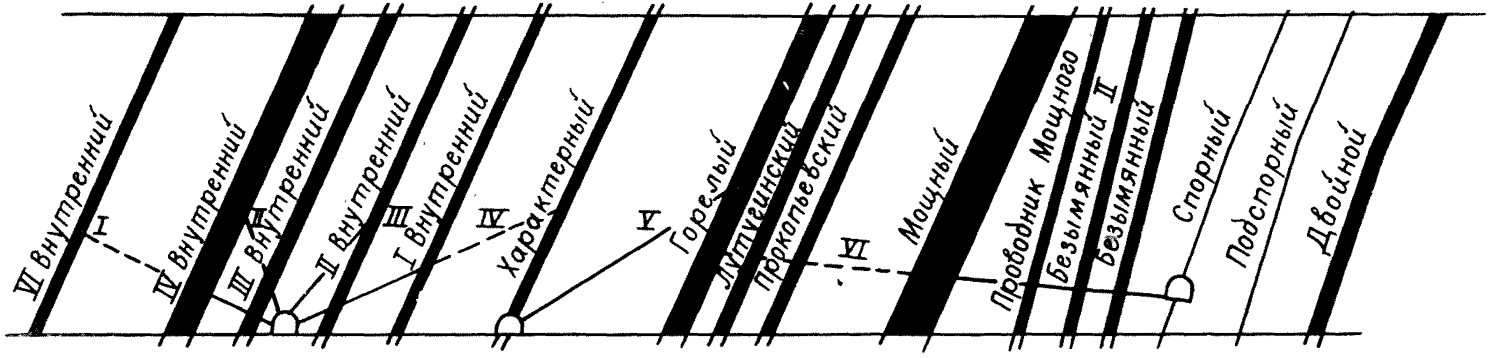


Рис. 3. Типовые схемы заложения скважин в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса

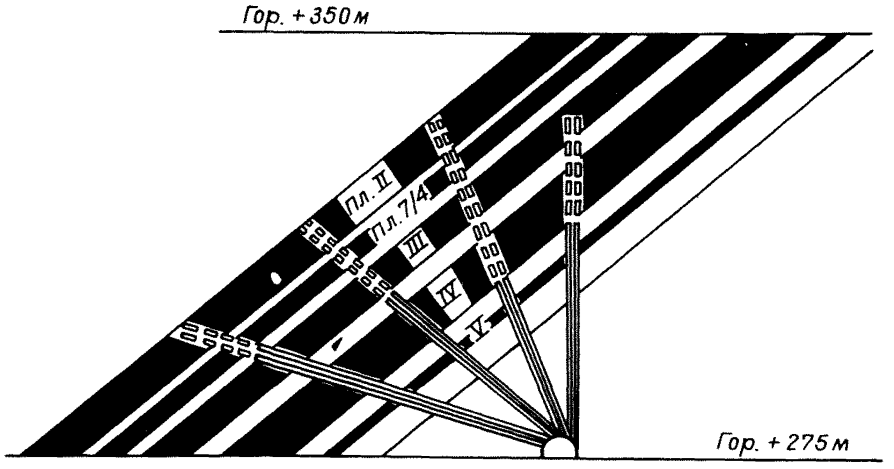


Рис. 4. Типовая схема гидрообработки пластов на Ткибули-Шаорском месторождении

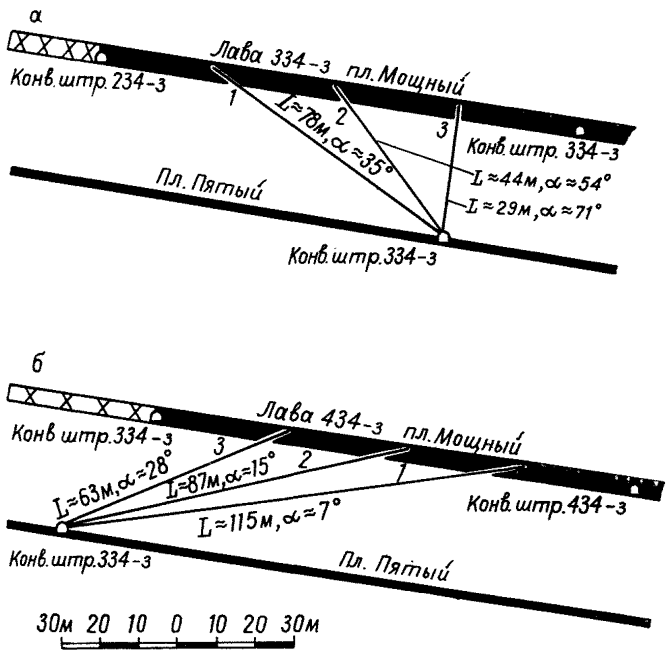


Рис. 5. Типовые схемы гидрообработки пласта Мощного на Воркутинском месторождении

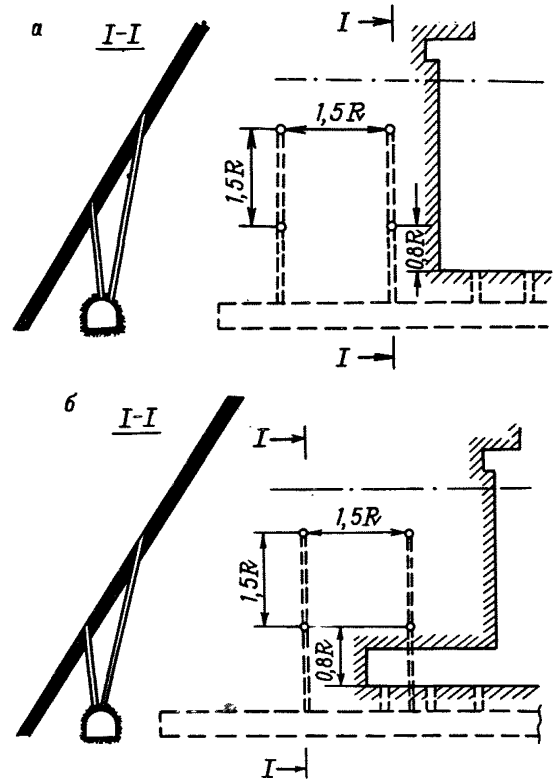


Рис. 6. Схемы расположения нагнетательных скважин при гидрообработке нижней незащищенной части этажа в потолкоуступной лаве

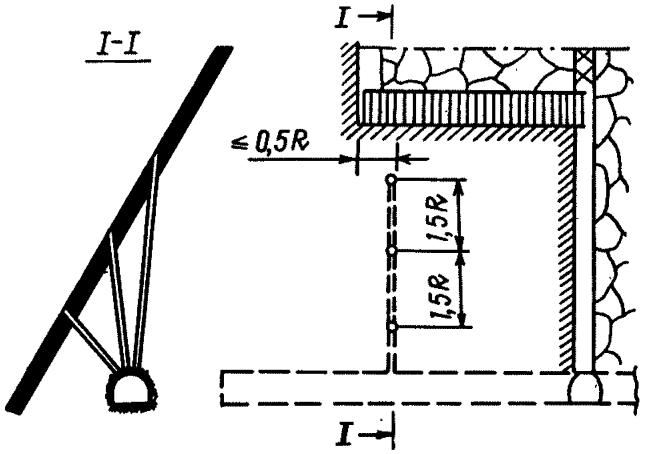


Рис. 7. Схема расположения нагнетательных скважин при гидрообработке нижней незащищенной части этажа в щитовой лаве

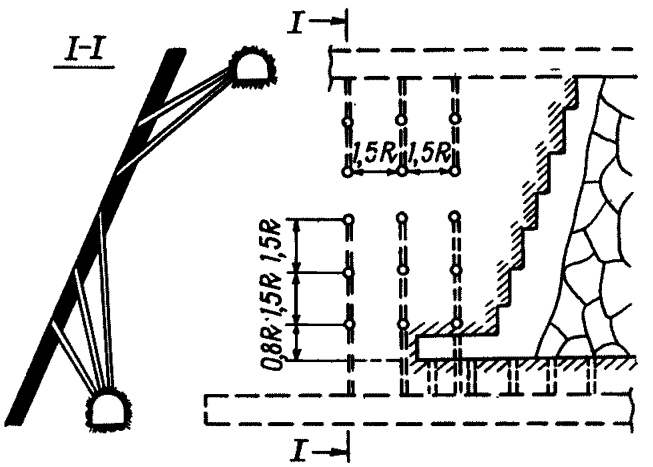


Рис. 8. Схема расположения нагнетательных скважин при гидрообработке одиночного выбросоопасного пласта

4.2. Контроль осуществляют по выходу буровой мелочи, начальной скорости газовыделения и влажности угля в соответствии с действующими нормативными документами.

В Центральном районе Донбасса оценку эффективности выполняют по динамике начальной скорости газовыделения.

4.3. Оценка влажности угля после гидрообработки является дополнительным средством контроля, служащим для корректировки схем и параметров нагнетания для других, аналогичных по горно-геологическим условиям участков гидрообработки. Если основными средствами контроля установлено отсутствие газодинамической опасности, то схемы и параметры гидрообработки считаются эффективными

при влажности угля, превышающей безопасный уровень $W_б$, определяемый условием:

$$W > W_б = W_{мг}. \quad (10)$$

Для Центрального района Донбасса безопасный уровень влажности уточняется по формулам:

для углей марок К, Ж

$$W_б = 2{,}5\sqrt{\frac{E \cdot 10^{-4} - 0{,}042\,(x-6)^2 - 5{,}64}{3{,}33}}; \quad (11)$$

для углей марки Т

$$W_б = 2{,}0 - \sqrt{\frac{10^{-4}E - 0{,}056\,(x-6)^2 - 7{,}05}{4{,}30}}, \quad (12)$$

где x — природная газоносность угольного пласта, м^3/т г.м; E — модуль упругости ближайших к пласту слоев вмещающих пород (принимается минимальным), МПа.

4.4. В подготовительных и очистных забоях пробы по влажности отбирают из штыба, полученного при бурении шпуров диаметром 45 мм. Опробование проводится поинтервально. Длина интервала 1,0—1,5 м. Глубина бурения для Центрального района Донбасса 1,5—2,5 м, для Прокопьевско-Киселевского и Ткибули-Шаорского месторождений — 10—12 м. Расстояние между контрольными шпурами в очистных забоях 6—12 м. Периодичность контроля по влажности устанавливает главный инженер шахты по согласованию с ВНИМИ.

4.5. В щитовых лавах эффективность региональной гидрообработки контролируют по влажности угля. Пробы отбирают из шпура, пробуренного в стенку вентиляционного ската в призабойной зоне по простиранию пласта на глубину 1,5 м. Интервал отбора проб 1,0—1,5 м. Кроме того, с поверхности забоя отбирают пробы из подбуров с глубины до 0,5 м, расположенных через 2 м по простиранию пласта. Периодичность отбора проб — через 1,5 м подвигания забоя (через посадку).

4.6. В каждой точке опробования отбирают пробу угля массой 30—40 г, помещают ее в герметичный контейнер и выдают на поверхность. В углехимической лаборатории шахты определяют рабочую влажность согласно ГОСТу 11014—70. Установка ВМР-2 конструкции ДонФТИ АН УССР позволяет определять влажность угольных проб непосредственно в шахте.

4.7. В зонах, где средствами контроля установлена недостаточная эффективность региональной гидрообработки, необходимы другие мероприятия по предотвращению горных ударов и выбросов угля и газа.

5. ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРООБРАБОТКИ

5.1. Нагнетательные скважины бурятся станками ЛВС-4, НКР-100м, СБГ-1А, Б 100-200 и др.

5.2. Оборудование скважин включает доставку и установку в них колонны водоподающих труб. В пределах фильтрующего (угольного) интервала скважин устанавливается дырчатый фильтр. Он состоит из водоподающих труб, перфорированных отверстиями диаметром 5 мм. Густота перфорации 40—50 отверстий на каждый метр. Водоподающая колонна и фильтр доставляются к скважине в отрезках длиной 2—3 м, которые по мере досылки в скважину соединяются металлическими муфтами.

При гидрообработке пластов, сложенных рыхлым, слабоустойчивым углем, во избежание засорения водоподающей колонны труб, ее перфорированный отрезок рекомендуется обернуть металлической сеткой с размером ячеек порядка 1 мм^2.

5.3. Затрубное пространство скважин герметизируется цементным раствором консистенции Т-Ж = 2:1. Его подают в скважину насосной установкой НВ 20/10 (пневмолит) через специальный патрубок длиной 1,5—2,0 м, установленный в устье скважин и закрепленный глиняной забойкой и деревянными клиньями. Для проверки качества герметизации можно использовать контрольный став труб от устья скважины до конца интервала герметизации. Цементный раствор закачивают до появления цементного молока в устье контрольного става, а при его отсутствии, в устье водоподающей колонны труб. Конструкция нагнетательной скважины и схема герметизации показаны на рис. 9.

Надежная герметизация скважин возможна лишь при отсутствии в затрубном пространстве продуктов разрушения угля и пород. Поэтому бурение скважин, установка в них труб и герметизация затрубного пространства должны осуществляться непрерывно. Период между бурением скважин и их герметизацией не должен превышать одной смены. Подача цементного раствора в затрубное пространство скважины также осуществляется без перерыва.

5.4. Водный раствор ПАВ нагнетают после затвердевания цементного раствора, но не ранее чем через сутки после окончания герметизации.

5.5. В комплект нагнетательного оборудования входят высоконапорные насосные установки с регулируемым расходом (типа УН-35, НВУ-30 и др.), высоконапорные гибкие рукава и трубы, счетчик-расходомер, манометр, вентили. При использовании крыльчатых водомеров типа ВК всасывающая ветвь нагнетательной линии должна снабжаться буферной емкостью, гасящей давление воды в общешахтной магистрали. С этой целью можно использовать дозатор ДУ-4, предназначенный для приготовления раствора ПАВ. Чтобы предотвратить гидродинамические явления и повреждения скважин в начальный период нагнетания, давление в течение первых 20—30 мин поддерживают на уровне 2—3 МПа.

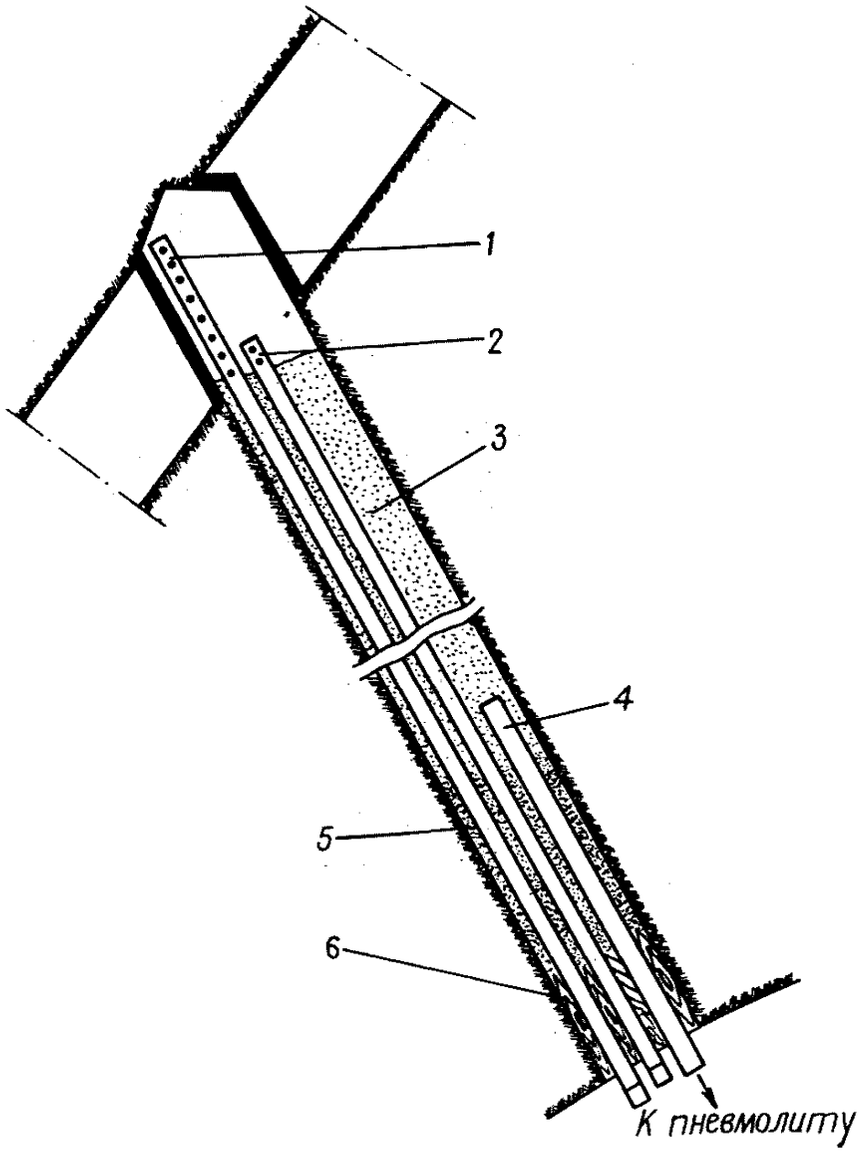
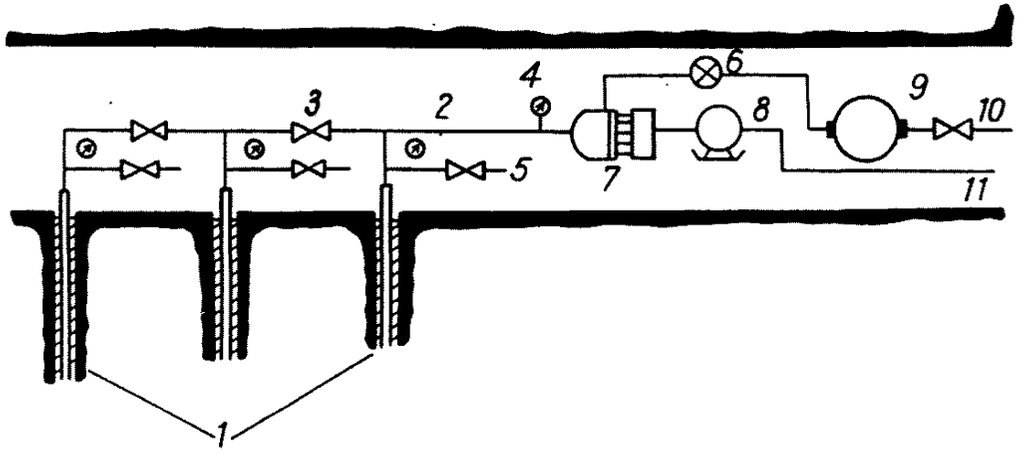


Рис. 9. Конструкция нагнетательной скважины:

1 — нагнетательный став; *2* — контрольный став; *3* — цементная герметизация затрубного пространства; *4* — патрубок для подачи цементного раствора; *5* — цементная пробка; *6* — деревянные распорки

Рис. 10. Технологическая схема нагнетания:

1 — нагнетательная скважина; *2* — высоконапорная линия; *3* — запирающий вентиль; *4* — манометр; *5* — патрубок для водосброса; *6* — счетчик-расходомер; *7* — насос высоконапорный; *8* — пускатель магнитный; *9* — емкость или дозатор для приготовления раствора антипирогена или ПАВ; *10* — пожарный водопровод; *11* — кабель бронированный



5.6. При гидрообработке угольного пласта несколькими скважинами, расположенными на различных расстояниях от выработок, нагнетание первоначально производят в наиболее удаленную из них.

5.7. На каждую нагнетательную скважину составляется акт приемки по форме прил. III. Технические характеристики оборудования и приборов, применяемых для региональной гидрообработки, представлены в прил. II. Технологическая схема нагнетания показана на рис. 10.

6. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Операции по нагнетанию воды в угольный массив должны производить рабочие, обученные по программе, утвержденной Минуглепромом СССР и согласованной с Госпроматомнадзором СССР согласно гл. 1, § 9 «Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах» (1986).

6.2. Перед началом работы необходимо проверить исправность насосной установки, водопроводов, измерительных приборов путем наружного осмотра и опробования под нагрузкой. Неисправности следует немедленно устранить.

6.3. Перед герметизацией скважины должны быть тщательно очищены от буровой мелочи.

6.4. При нагнетании воды в угольный массив следует соблюдать оптимальные параметры, предусмотренные паспортом.

Количество закачанной воды, давление и темп нагнетания контролируются счетчиками-расходомерами и манометрами. При нагнетании воды в угольный массив ее давление и темп фиксируются через 10—15 мин после начала нагнетания. Нагнетание воды заканчивается после закачки расчетного объема.

6.5. В случае прорыва воды из скважины в полевую выработку нагнетание прекращают и насосную установку переключают на следующую скважину.

При отработке участка аварийной скважины необходимо руководствоваться п. 5.7.

6.6. Рабочий, выполняющий операции по увлажнению, должен иметь специальную книжку и через каждый час записывать в ней количество поданной в скважину воды (показания расходомера) и давление нагнетания (показания манометра). В этой книжке фиксируют все остановки насоса в случае проявления воды в выработке, из которой осуществляется увлажнение.

6.7. Периодически, не реже одного раза в месяц, начальник участка или его помощник контролируют соответствие процесса предварительного увлажнения паспортным данным.

На участке, силами которого производятся работы по нагнетанию, должна вестись «Книга контроля и учета работ по нагнетанию воды в пласт» по форме прил. IV.

6.8. Каждая высоконапорная насосная установка должна быть снабжена предохранительным клапаном и манометром.

Нагнетательные трубопроводы должны выдерживать давление воды, равное $1{,}25P_{max}$ (P_{max} — максимальное значение, установленное для данного забоя); их соединения должны быть герметичны.

При обнаружении неисправностей в насосной установке и водопроводном оборудовании установка должна быть немедленно отключена.

6.9. Запрещается:

ремонтировать водопроводы, находящиеся под давлением;

находиться против устья скважин в процессе нагнетания воды;

эксплуатировать водопровод высокого давления с нарушенной герметичностью.

1. Пример расчета параметров региональной гидрообработки ударо- или выбросоопасного пласта

Исходные данные. 1. Опасный пласт *1* (рис. 11) разрабатывается на глубине $H = 500$ м. Средневзвешенная объемная плотность вышележащих пород $\rho = 2{,}5$ т/м^3, мощность пласта $m = 2$ м, естественная влажность $W_e = 3{,}3$ %, полная влагоемкость $W_п = 5{,}4$ %, объемная плотность угля $\rho = 1{,}2$ т/м^3.

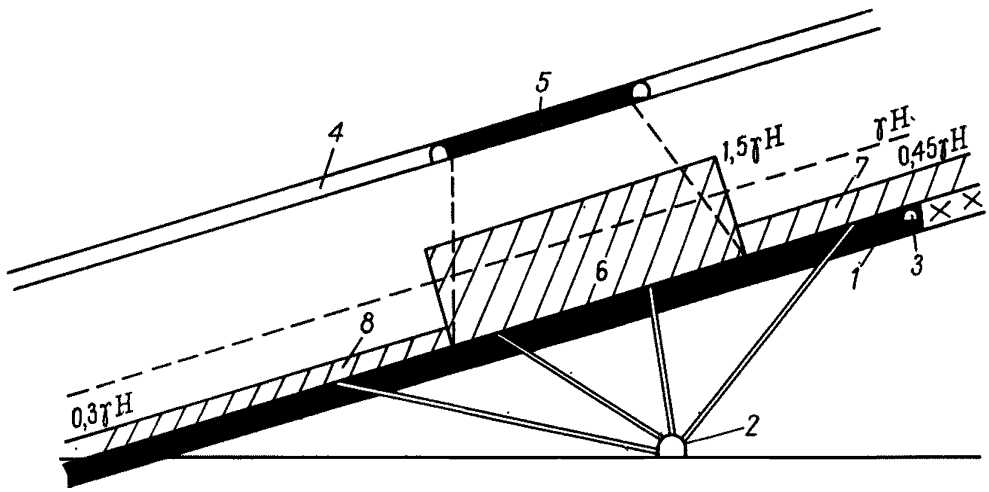


Рис. 11. Схема к расчету параметров региональной гидрообработки

2. В почве пласта *1* на расстоянии 15 м пройден полевой штрек 2, по пласту пройден штрек *3* вышележащего откаточного горизонта, ширина зоны опорного давления *1* в краевой части пласта *1* равна 55 м.

3. Опасный пласт *1* надработан пластом *4*, мощность пород междупластья 24 м. На надрабатывающем пласте *4* оставлен ленточный целик *5* шириной 50 м. Выше целика (по восстанию) надрабатывающий пласт полностью отработан, ниже целика (по падению) находится выработанное пространство действующего очистного забоя шириной 120 м.

4. Технологические условия подготовки участка пласта *1* в зоне гидрообработки требуют завершить нагнетание в каждую из скважин за один месяц, при этом время работы нагнетательного оборудования составляет 160 ч. Для закачки используется насосная установка НВУ-30 с фактической производительностью 15 л/мин или 0,9 м^3/ч.

Расчет. Для определения параметров гидрообработки первоначально рассчитывают коэффициент концентрации напряжений. Распределение напряжений, рассчитанное согласно п. 2.3, показано

на рис. 11. Согласно результатам расчета концентрации напряжений выделены три зоны с различными условиями нагружения: зона *6* (см. рис. 11) с осредненной величиной коэффициента концентрации напряжений $k = 1{,}5$; зона *7*, где $k = 0{,}45$; зона *8*, где $k = 0{,}3$. Норму увлажнения определим по формуле (2):

$$N = 10(5{,}4 - 3{,}3) = 21 \text{ л/т}.$$

Норма увлажнения на единицу объема угля:

$$N_0 = 1{,}2 \cdot 21 = 25 \text{ л/м}^3.$$

Радиус эффективного увлажнения по формуле (5) при $k = 1$:

$$R = \sqrt{\frac{0{,}8 \cdot 160}{2 \cdot 2{,}025}} = 30 \text{ м}.$$

Величина R корректируется с учетом концентрации напряжений для зон *6, 7, 8* по номограмме при $\alpha = 0{,}5$;

$$R_6 = 23{,}3 \text{ м};$$
$$R_7 = 39{,}4 \text{ м};$$
$$R_8 = 42{,}5 \text{ м}.$$

Расстояние между скважинами по простиранию пласта для зон *6, 7, 8* определяем согласно (7):

$$L_6 = 1{,}5 \cdot 23{,}3 = 34{,}9 \approx 35 \text{ м};$$
$$L_7 = 1{,}5 \cdot 39{,}4 = 59{,}1 \approx 59 \text{ м};$$
$$L_8 = 1{,}5 \cdot 42{,}5 = 63{,}7 \approx 64 \text{ м}.$$

По падению пласта скважины располагают также в соответствии с условием (7): две под целиком при расстоянии между их фильтрующими частями 35 м и по одной в верхней и нижней зонах разгрузки. В связи с наличием выработанного пространства по пласту *l* расположение скважин в зоне разгрузки *7* проверяют по условию (8):

$$0{,}5L_7 > 0{,}3l; \quad 28{,}5 \text{ м} > 16{,}5 \text{ м}.$$

Чтобы обеспечить взаимодействие скважин, расположенных в разных зонах, расстояние между ними принимают равным полусумме расчетных:

$$L_{6-7} = \frac{35 + 59}{2} = 47 \text{ м};$$
$$L_{6-8} = \frac{35 + 64}{2} = 49 \text{ м}.$$

Нормативный объем закачки согласно (9) составляет:

$$V_6 = 0{,}025 \cdot 2 \cdot 35^2 = 61{,}2 \text{ м}^3;$$
$$V_7 = 0{,}025 \cdot 2 \cdot 56^2 = 174 \text{ м}^3;$$
$$V_8 = 0{,}025 \cdot 2 \cdot 64^2 = 204{,}8 \text{ м}^3.$$

Длина нагнетательных скважин и углы их заложения определяются графически согласно схеме (см. рис. 11).

II. Перечень оборудования, применяемого для региональной гидрообработки

1. Буровые станки

Наименование станка	Диаметр скважины, м	Глубина бурения скважин, м	Угол наклона скважин, (...°)	Привод двигателя	Масса станка, кг
ЛБС-4	80—300	30—60	0—90	Электрический или пневматический	692
БИК-2	85—300	120	45—90	Электрический	485
НКР-1000М	80—150	80	0—90	Электрический или пневматический	360
СБГ-1М	130—200	300	—90—90	Электрический	2000
Б 100-200	93—97* / 100—130**	150—200	—90—90	Электрический или пневматический	1000—1080

* По породам.
** По углю.

2. Насосы для нагнетания

Установка	Производительность, л/мин	Максимальное давление, МПа	Привод двигателя
УНВ-2	30	200	Электрический или пневматический
НВУ-30	30	30	Пневматический
УН-35	35	30	Электрический
УГН-1	45—90	30	»
2УГН	90	30 (36)	»

3. Контрольно-измерительная аппаратура

а. Крыльчатые водомеры

Водомер	Диаметр условного прохода, мм	Характерный расход воды, $м^3/ч$	Допустимая нагрузка, МПа		Нижний предел измерений, $м^3/ч$
			кратковременная	постоянная	
ВК-3	15	3	1,5	0,9	0,12
ВК-5	20	5	2,5	2,5	0,25
ВК-10	30	10	5,0	3,0	0,50
ВКМ-3	15	3	1,5	0,5	0,15
ВКМ-5	20	5	2,5	0,8	0,25
ВКМ-10	30	10	5,0	1,5	0,40
ВКМ-20	40	20	10,0	2,3	0,08

б. Счетчики-расходомеры

Показатели	СРВД	СРВД-30
Условный проход, мм	15	20
Давление воды, МПа	25	25
Нижний предел измерения мгновенного расхода воды, $м^3/ч$	0,36	0,72
Верхний предел измерения мгновенного расхода воды, $м^3/ч$	2	4
Верхний предел показаний суммарного количества воды, $м^3$	1000	1000
Масса, кг	8,3	8,5

III. Форма акта

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер шахты

_____

«____» _____ 19____ г.

АКТ

О ПРИЕМКЕ СКВАЖИНЫ № _____ ПИКЕТА № _____

1. Угол заложения скважины _____
2. Длина скважины _____
3. Место остановки забоя скважины _____
4. Длина герметизации _____
5. Перечень пластов, вскрытых фильтрующей частью скважины _____
6. Дата и смена бурения скважины по углю:

   начало _____ окончание _____
7. Дата и смена постановки фильтра _____
8. Дата и смена герметизации скважины _____
9. Дата и смена контрольной прокачки скважины _____
10. Объем закачанной воды и давление нагнетания _____

Начальник группы нагнетания _____

Начальник группы прогноза _____

Главный геолог шахты _____

IV. Форма журнала нагнетания воды

Дата	Смена	Номер		Начало нагнетания		Окончание нагнетания		Объем закачанной воды, м³		Подпись исполнителя	Примечание
		пикета	счетчика	Показания счетчика	Давление нагнетания	Показания счетчика	Давление нагнетания	за смену	с начала нагнетания		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. **Общие положения** 3
2. **Определение параметров гидрообработки** 4
3. **Типовые параметры и схемы гидрообработки** 8
4. **Контроль эффективности региональной гидрообработки** 8
5. **Технология гидрообработки** 13
6. **Организация работ и техника безопасности** 15

Приложения 17

I. Пример расчета параметров региональной гидрообработки ударо- или выбросоопасного пласта 17
II. Перечень оборудования, применяемого для региональной гидрообработки 19
III. Форма акта 21
IV. Форма журнала нагнетания воды 22

Составители:

В. Д. Алексеев, Н. А. Алышев, В. А. Белослудцев, А. Н. Бочоришвили, Г. М. Гелашвили, З. А. Гордезиани, В. В. Гостев, В. В. Дмитриенко, И. А. Долгачев, А. Е. Жуков, В. А. Канин, А. В. Кузнецов, В. П. Кузнецов, Т. И. Лазаревич, С. Г. Лунев, А. И. Петров, В. Я. Рудой, Ю. В. Соин, Г. П. Стариков, В. С. Сидоров

Под редакцией А. А. ГРЕБЕНЩИКОВА, И. М. ПЕТУХОВА

УДК 622.831.322

Указания по региональной гидрообработке ударо- и выбросоопасных пластов (Дополнение к разделу 6 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам», 1988 г. и разделу 4 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на пластах, склонных к внезапным выбросам угля и газа», 1989 г.). — Л., 1990. — 24 с. (М-во угольной пром-сти СССР. ВНИИ горн. геомех. и маркшейд. дела).

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГИДРООБРАБОТКА, УГОЛЬНЫЕ ПЛАСТЫ, УДАРООПАСНОСТЬ, ВНЕЗАПНЫЕ ВЫБРОСЫ, НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Регламентированы область применения способа предотвращения горных ударов и внезапных выбросов угля и газа посредством региональной гидрообработки опасных пластов, схемы заложения нагнетательных скважин, их конструкция, состав нагнетаемой жидкости, объем и режим закачки, методика контроля эффективности гидрообработки, технические средства для бурения и оборудования скважин, нагнетания жидкости.

Ил. 11, табл. 5.

Редактор *Е. М. Платонова*
Художественный редактор *С. А. Филимонова*
Технический редактор *А. Г. Образцова*
Оператор ФПВ-1000 *Н. А. Мустафина*

Сдано в набор 10.09.90 г. Подписано к печати 26.12.90 г.
мат бумаги 60×90/16. Печ. л. 1,5. Уч.-изд. л. 1,25. Заказ 55.
Тираж 500. Цена 35 к. Печатный цех ВНИМИ

gost.e-ecolog.ru