



УДК 622.272.633:622.234.573

ПРОГРАММА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА В УСЛОВИЯХ ШАХТЫ «ЧЕРТИНСКАЯ-КОКСОВАЯ»

Разумов Е.А.

Научно-исследовательский центр «Геомеханика. Технология. Безопасность» (НИЦ ГТБ) филиала КузГТУ в г. Прокопьевск

Аннотация.

В данной статье приводятся программа и методика проведения исследований по дегазации угольного пласта с выполнением подземного гидроразрыва в условиях шахты «Чертинская-Коксовая». Основной целью испытаний технологии гидроразрыва является определение эффективных параметров гидроразрыва, зоны гидроразрыва, газоносности исходной и остаточной, объема и динамики каптажа метана вне зоны влияния очистных работ и в зоне, газообильности очистной выработки вне и в зоне гидроразрыва, эффективность дегазации в целом. В процессе эксплуатационных испытаний решались следующие задачи: 1) оценка влияния технологии гидроразрыва на дегазацию пласта; 2) проведение геофизических исследований состояния углепородного массива на опытном участке до и после проведения гидроразрыва; 3) проведение замеров дебита метана из скважин в очистном забое вне и в зоне влияния очистных работ, обработка результатов наблюдений; 4) проведение наблюдений за проявлением горного давления в очистном забое при переходе зоны гидроразрыва пласта.

Информация о статье

Принята 16 февраля 2020 г.

Ключевые слова:

подземные горные работы, дегазация, гидроразрыв, метан, газообильность

PROGRAM AND METHODS FOR RESEARCH OF COAL BED DEGASSING USING UNDERGROUND HYDRAULIC FRACTURING IN CONDITIONS OF CHERTINSKAYA-KOKSOVAYA MINE

Eugene A. Razumov

Scientific and Research Center “Geomechanics. Technology. Safety” (SRC “GTS”) of KuzSTU branch in the city of Prokopyevsk

Abstract.

In this article the program and technique of carrying out of researches on coal bed degassing with performance of underground hydraulic fracturing in the conditions of mine "Chertinskaya-Koksovaya" is resulted. The main purpose of hydraulic fracturing technology tests is: determination of effective parameters of hydraulic fracturing, fracturing zone, gas content of initial and residual, volume and dynamics of methane capturing outside the zone of influence of treatment works and in the zone, gas content of treatment production outside and in the zone of hydraulic fracturing, degassing efficiency in general. In the process of operational testing the following tasks were solved: 1) evaluation of the impact of hydraulic fracturing technology on reservoir degassing; 2) geophysical studies of the state of the carbon mass in the pilot area before and after the hydraulic

Article info

Received February 16, 2020

Keywords: underground mining, degassing, hydraulic fracturing, methane, gas emission rate



fracturing; 3) measurements of methane flow from wells in the cleanout bottomhole outside and in the zone of influence of treatment works, processing the results of observations; 4) observations of the manifestation of rock pressure in the cleanout bottomhole when crossing the zone of hydraulic fracturing.

Порядок выполнения работ по оценке газоносности угольных пластов

Отбор угольных образцов для проведения исследований осуществляют из скважин, пробуренных по пласту от бортов горной выработки за пределы зоны разгрузки от горного давления (рис. 1). Угольные образцы отбирают из технологических скважин, пробуренных по простиранию угольного пласта.

В обязанности ответственного исполнителя в процессе отбора угольных образцов входит:

- контроль и подготовка герметичных сосудов, сборка керноотборника;
- контроль качества герметизации угольных образцов;
- контроль измерений в горных выработках;
- контроль доставки угольных образцов в лабораторию для проведения дальнейших измерений.

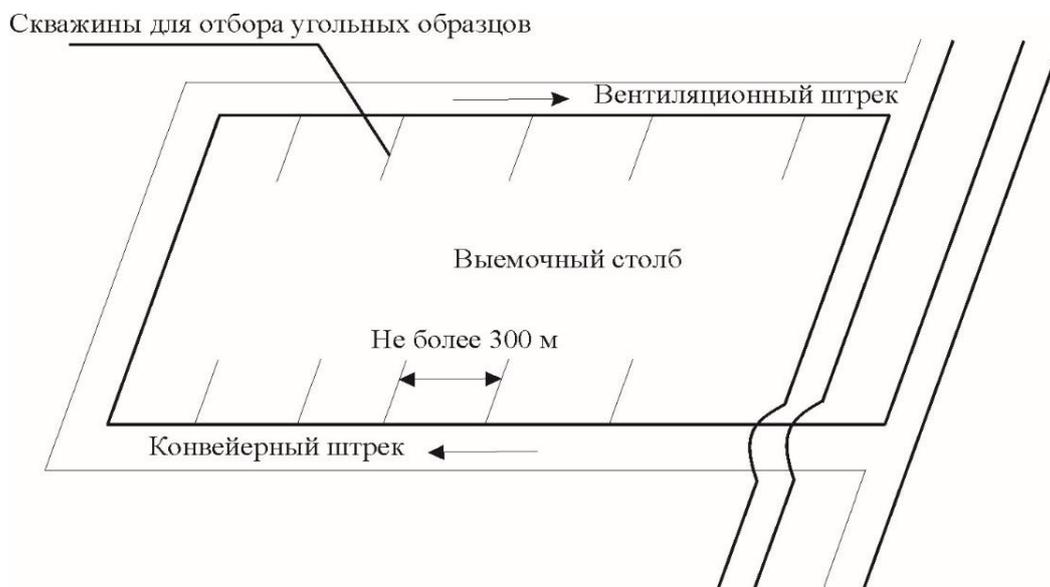


Рис. 1. Схема отбора угольных кернов в шахтных условиях

Расстояние между скважинами для отбора угольных образцов должно составлять не более 300 м (для пологих и наклонных пластов) в зависимости от горно-геологических условий залегания угольного пласта и не более 50 м по высоте (для крутонаклонных и крутых пластов). Для достоверности результатов необходимо в каждой скважине отбирать не менее трех угольных образцов.

Для поддержания квазипостоянной температуры отбираемых проб угля на устье скважины осуществляли мониторинг температуры охлаждающей жидкости с помощью измерительных приборов. Поддержание температуры осуществляли с помощью регулирования расхода охлаждающей жидкости. Выбуриваемый керн поступал во внутреннюю полость керноприемной трубы. По завершении отбора угольного керна прекращали промывку, останавливали вращение ротора и приступали к извлечению керноотборника из скважины с максимально возможной скоростью. Далее керноотборник отсоединяли от буровой штанги. Угольную пробу из керноприемной части перекладывали в сосуд и герметично закрывали крышкой. Сосуды с пробами доставляли в лабораторию (г. Кемерово), где их размещали в термостаты, нагретые до



температуры угольного пласта.

Расчеты природной и остаточной газоносности основаны на изучении кинетики десорбции газа из угольных проб, отобранных при бурении скважин в подземных горных выработках. Результаты расчетов природной и остаточной газоносности рекомендуется использовать при прогнозе газообильности подготовительных выработок и выемочных участков и оценке эффективности применения мер, направленных на снижение природной газоносности угольных пластов.

Природную газоносность рекомендуется определять при проведении подготовительных выработок, оконтуривающих выемочный участок, до начала проведения мер, направленных на снижение природной газоносности угольных пластов. Остаточную газоносность угольных пластов рекомендуется определять для оценки эффективности применения мер, направленных на снижение природной газоносности угольных пластов.

Природная и остаточная газоносность определяются по формуле:

$$X, X_0 = \frac{V_{1\text{ст.у}} + V_{2\text{ст.у}} + V_{3\text{ст.у}}}{m_{\text{уг.пр}} [1 - 0,01(A^c + W^c)]}, \quad (1)$$

где: $V_{1\text{ст.у}}$ – объем газа, выделившегося из угольной пробы при бурении скважины V_1 , м³, приведенный к стандартным условиям (далее – ст. у), м³; $V_{2\text{ст.у}}$ – объем газа, выделившегося из угольной пробы при атмосферном давлении V_2 , м³, приведенный к ст. у, м³; $V_{3\text{ст.у}}$ – объем газа, выделившегося из угольной пробы при ее измельчении до фракции менее 0,1 мм V_3 , м³, приведенный к ст. у, м³; $m_{\text{уг.пр}}$ – масса угольной пробы, кг; A^c – содержание золы в угольной пробе, %; W^c – содержание влаги в угольной пробе, %.

Содержание золы в угольной пробе A^c рекомендуется определять в соответствии с национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55661-2013 «Топливо твердое минеральное. Определение зольности», утвержденным и введенным в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 октября 2013 г. № 1232-ст (далее – ГОСТ Р 55661-2013).

Содержание влаги в угольной пробе рекомендуется определять в соответствии с национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 52911-2008 «Топливо твердое минеральное. Методы определения общей влаги», утвержденным и введенным в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 марта 2008 г. № 59-ст (далее – ГОСТ Р 52911-2008).

За результат измерения в точке опробования принимается максимальное значение газоносности среди угольных проб, отобранных из скважины.

Для приведения к ст. у рекомендуется использовать формулу:

$$V_{\text{ст.у}} = \frac{(V_{\text{св.о.}} + V_{\text{изм}})P_a 293,1}{(T_a + 273,1)1013} - V_{\text{св.о}}, \quad (2)$$

где: $V_{\text{ст.у}}$ – приведенный к ст. у объем газа $V_{1\text{ст.у}}$, $V_{2\text{ст.у}}$ или $V_{3\text{ст.у}}$, м³; $V_{\text{св.о.}}$ – свободный объем герметичного сосуда $V_{\text{св.об.сос}}$, м³, или дробилки, $V_{\text{св.об.др}}$, м³; $V_{\text{изм}}$ – объем газа, выделившегося из угольной пробы V_1 , V_2 или V_3 , м³; P_a – атмосферное давление в месте определения V_1 , V_2 или V_3 , кПа; T_a – температура атмосферы в месте определения V_1 , V_2 или V_3 , °C.

Объем газа, выделившегося из угольной пробы при бурении скважины, определяется методом обратной экстраполяции по результатам определения объема газа, выделившегося из угольной пробы при атмосферном давлении.

1. Требования к скважине и оборудованию:

- скважина диаметром не менее Ø 90 мм;
- глубина скважины не менее 30 м;
- скважина должна быть восходящей для ее отчистки (промывки водой) от буровой мелочи и штыба;
- станок для отбора угольного керна с подачей воды.



2. Очередность бурения и отбора угольной пробы из скважин (на одной скважине отбирается три керна).

- Бурение скважины до глубины не менее 30 м;
- извлечение из скважины буровых штанг;
- установка шахтного керноотборника на буровую штангу;
- буровые штанги вместе с керноотборником опускаются до забоя скважины;
- проводится промывка скважины от буровой мелочи и штыба;
- выбуривание угольного керна (бурение с промывкой – 40 см);
- подъем бурового инструмента;
- отсоединение шахтного керноотборника;
- после размещения керна в герметичные сосуды керноотборник устанавливается на буровую штангу и подается в скважину (этап повторяется).

Опытный участок №1

- **Пром. штрек 555:** 1-я скважина бурится в 30 метрах от устья дегазационной скважины № 48 по ходу от монтажной камеры №555 перпендикулярно оси штрека.

- **Пром. штрек 555:** 2-я скважина бурится в 60 метрах от 1-ой скважины по ходу от монтажной камеры №555 перпендикулярно оси штрека.

Опытный участок №2

- **Пром. штрек 555:** 1-я скважина бурится в 30 метрах от устья дегазационной скважины № 90 по ходу от монтажной камеры №555 перпендикулярно оси штрека.

- **Пром. штрек 555:** 2-я скважина бурится в 60 метрах от 1-ой скважины по ходу от монтажной камеры №555 перпендикулярно оси штрека.

- **Пром. штрек 555:** 3-я скважина бурится в 60 метрах от 2-ой скважины по ходу от монтажной камеры №555 перпендикулярно оси штрека.

Скважины гидроразрыва бурятся буровым станком по восстанию пласта угля под углом 90 град. к оси пром. штрека 555 в висячий бок, угол заложения скважин в вертикальной плоскости равен углу падения пласта.

Параметры скважин для *второго опытного участка* гидроразрыва будут скорректированы на основании проведенных исследований на первом опытном участке.

Бурение и обсадка 2-х скважин для гидроразрыва в выемочном столбе 555 производится следующим образом:

35 метров скважины бурятся диаметром 130 мм, затем производится их обсадка трубами с ленточной резьбой размером 73х5х3000 на всю длину.

В процессе исследований и расчетов для экспериментальных работ установлена длина участка герметизации скважины (35 метров) для гидроразрыва угольного пласта, обеспечивающая надежную изоляцию участка нагнетания рабочей жидкости от выработки. Этот параметр крайне важен для исключения прорывов воды из скважины в выработку. Скважины должны герметизироваться расширяющимся материалом типа MARIFLEX (фирма «Вебер»), Карбофил (фирма «МИНОВА») или аналогичными.

Перечисленные параметры можно будет обеспечить при условии максимальной герметизации всей дегазационной сети (трубопровод, скважины).

Для вскрытия забоя скважины и удаления затвердевшего состава производится повторное разбуривание забоя скважин через обсадную трубу коронкой меньшего диаметра (50 мм).

После обсадки производится герметизация скважин длиной 35 метров, затем в пласт нагнетают рабочую жидкость насосом высокого давления. Размер необсаженной части скважины должен обеспечивать реализацию режима гидроразрыва, то есть темп закачки должен многократно превышать естественную приемистость пласта 5.

Герметизация скважины

В качестве составной обсадной трубы используется металлическая труба длиной 3 м с резьбовым соединением Ø 70 мм. На конец трубы (15 мм от конца) надевается уплотнительная



резиновая манжета. Конец трубы вставляется в отбуренную скважину \varnothing 130 мм, а резиновая манжета служит уплотнением для герметизации скважины. Труба с уплотнительной манжетой вводится в скважину до тех пор, пока суммарная длина трубы, вводимой в скважину, не составит 35 м. Надевается вторая уплотнительная манжета на трубу вглубь скважины на расстояние 300 мм от ее устья. В резиновой манжете (на устье скважины) проделаны три отверстия диаметром 10 мм. В отверстия резиновой манжеты вставляются трубки для подачи герметизирующего 2-х компонентного химического состава.

Посредством рукава трубка для подачи герметизирующего компонента соединяется с пневматическим насосом. Насосом через трубку производится подача химического состава (смолы) в затрубное пространство. Через 5-20 минут в околотрубном пространстве происходит реакция химического состава, который переходит в твердое состояние.

Обсадная труба диаметром 76 мм посредством высоконапорного рукава подсоединяется к высоконапорному трубопроводу, который смонтирован от маслостанции (насоса) высокого давления. Затем осуществляется заполнение всей системы рабочей жидкостью и производится нагнетание рабочей жидкости в рабочую необсаженную зону скважины. В зависимости от реальных фильтрационных свойств пласта возможна реализация двух режимов - гидрорасчленения или гидроразрыва. В первом случае при некотором давлении произойдет стабилизация давления и оно не будет изменяться в течение последующей закачки проектного объема воды. При втором режиме происходит скачок давления, затем происходит его падение и дальнейшая стабилизация в напорной магистрали.

На стадии нагнетания воды максимальное давление в нагнетательной магистрали и скважине может достигать 200-280 атм. После завершения процесса нагнетания жидкости в пласт закрывается кран на скважине, а через сбросной кран сбрасывается давление в высоконапорных рукавах. Далее скважину под напором выдерживают в течение времени, когда происходит постепенная фильтрация воды в пласт, что приводит к понижению давления воды в скважине. После падения давления воды до безопасных величин (не более 10 атм.), скважину открывают, сбрасывают остаточное давление при постоянном контроле содержания метана в атмосфере выработки и сливают воду на почву выработки.

Аналогичным образом производится обработка всех скважин для ГРП.

В местах подключения участкового трубопровода к магистральному должны быть установлены задвижки и замерные устройства, на которых необходимо производить замеры концентрации метана и разряжения.

Эксплуатацию дегазационной системы на выемочном участке лавы № 555 необходимо осуществлять в соответствии с разделом «Дегазация» – Документации по выемке полезного ископаемого (ведение очистных работ), утвержденной техническим руководителем (главным инженером) шахты.

Последовательность проведения испытаний

1. После герметизации скважины определяется начальный дебит метана из незагерметизированной необсаженной призабойной части скважины.

2. Устье дегазационной скважины оснащают необходимыми монтажными приспособлениями, оборудованием для подачи воды в скважину и измерительными устройствами.

3. С помощью гидравлического агрегата (маслостанции) через гидравлический шланг, подключенный к обсадной колонне скважины, выполняют нагнетание воды в скважину с темпом.

4. На измерительном оборудовании наблюдают за объемом подачи воды и повышением давления в течение времени. Результаты измерений заносят в таблицу.

5. Предполагается плавное повышение давления до определенной величины, при которой произойдет гидроразрыв или гидрорасчленение пласта.

6. После осуществления основных операций нагнетания воды в скважину отключают оборудование. Через 1 сутки измеряют давление воды в скважине. Если установившееся давление воды составляет не более 10 атм., скважину медленно открывают, плавно стравливая



воду в выработку.

7. Затем в течение времени регулярно измеряют дебит метана из скважины до его стабилизации.

После проведения гидроразрыва необходимо провести комплекс исследований:

- определение фактической газоносности пласта путем отбора и исследования образцов керна при бурении скважин гидроразрыва;
- выявление режима внедрения жидкости в пласт при испытываемых параметрах технологии подземного гидроразрыва;
- определение проницаемости пласта в процессе производства его гидроразрыва;
- определение размеров зоны действия скважины гидроразрыва геофизическими методами;
- определение остаточной газоносности пласта путем отбора и исследования образцов керна при бурении дегазационных скважин в зону гидроразрыва.

Методы исследований, применяемые при использовании технологии гидроразрыва

Метод сейсмического просвечивания

Метод сейсмического просвечивания заключается в регистрации по линии выработки №1 проходящих упругих волн, искусственно генерируемых от борта параллельной или смещенной относительно нее выработки №2. Приемная база формируется путем линейного поинтервального размещения на борту выработки №2 сейсмоприемников или геофонов, подключенных к автономной регистрирующей сеймостанции. Общее количество геофонов определяет количество каналов в выполняемом исследовании. Для инициации упругих сейсмических волн в шахтных условиях применяются механические ударные источники колебаний (в соответствии с требованиями безопасности). Возбуждение сейсмических волн осуществляется в соответствии со схемой, представленной на рис. 2, с различных пикетов с заданным шагом. Наличие геологических формаций с различными физико-механическими свойствами оказывает влияние на скорость прохождения волны в массиве. Завершающие прохождение тела лавы волны вызывают колебания, которые фиксируются чувствительными сейсмоприемниками. Геофоны преобразуют колебания в электрический импульс и подают его по сеймокасам на регистрирующий комплекс. Сеймостанции комплекса обеспечивают сохранение получаемого сигнала в цифровом формате.

Рабочий процесс сейсмического просвечивания лавы выполняется в 2 этапа:

1. Шахтные работы:

- координатная привязка;
- размещение сейморегистрирующего оборудования;
- инициация и регистрация сигнала;

2. Камеральные работы:

- подготовка исходных данных;
- обработка;
- анализ и интерпретация данных.

Для геофизического исследования применяется автономная сейсмическая станция для реализации многоканальных систем наблюдения с неограниченным количеством пунктов приема сейсмических данных при проведении работ с различными источниками возбуждения упругих колебаний.

Регистрация сейсмических данных программируется с использованием компьютера с портом USB-host и операционной системой, поддерживающей файловую систему FAT и накопители стандарта USBMassStorage. Дополнительного программного обеспечения, кроме стандартного, для программирования, записи и считывания сейсмической информации не требуется.

Для регистрации горизонтальных и вертикальных упругих колебаний использованы геофоны, имеющие следующие характеристики:



- собственная частота (Гц) – $8 \pm 5\%$; чувствительность по внутреннему напряжению ($V/cm \cdot c^{-1}$) – $0,28 \pm 5\%$;
- смещение катушки индуктивности – 1,5 мм;
- сопротивление катушки индуктивности (Ω) – $395 \pm 5\%$;
- искажение $< 0,2\%$.

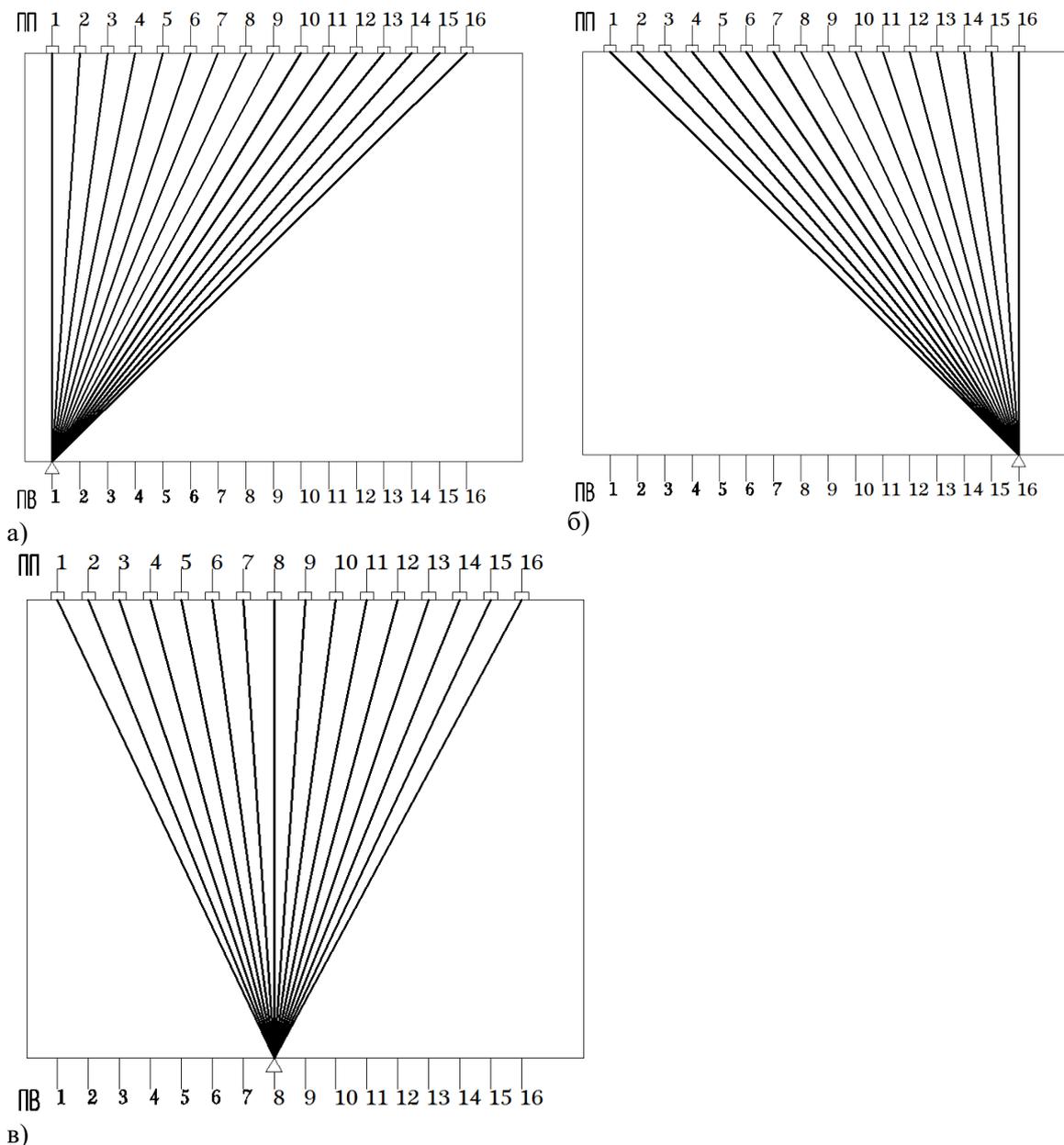


Рис. 2. Схема распространения проходящих волн в теле лавы от различных пикетов возбуждения колебаний (ПВ) к пикетам приема колебаний (ПП):
а) с первого ПВ; б) с последнего ПВ; в) с центрального ПВ

Характеристики автономных сейсмических регистраторов позволяют использовать данную аппаратуру в горных выработках для получения информации о физико-механическом состоянии углеродного массива, при этом мобильность регистраторов обеспечивает принципиальную возможность выбора и использования различных схем их расположения и регистрации данных.



Общие параметры измерения для измерительной аппаратуры, шаг приема и возбуждение упругих волн определяется в соответствии с особенностями проводимого исследования. Настраиваемые параметры определяются исходя из особенностей исследуемого объекта. Корректировка настроек допускается непосредственно в горных выработках. Разметка пикетов возбуждения и приема колебаний и размещение сейсмоприемников в горных выработках проводится с учетом особенностей выбранной методики измерений на основе составленной заранее схемы геофизического исследования. Количество геофонов (групп геофонов), шаг приема и возбуждения колебаний принимаются на основе анализа геологических и горнотехнических особенностей исследуемого участка. Возбуждение сигнала осуществляется в соответствии с разметкой пикетов возбуждения с установленным ранее шагом. Инициация колебаний проводится на основе составленной схемы геофизического исследования.

На первом этапе камеральной обработки данных шахтных геофизических измерений методом сейсмического просвечивания подготавливаются исходные данные к анализу. Для выделения отдельных физических наблюдений информация с отдельных регистраторов суммируется и сопоставляется с данными, полученными устройством отметки момента. Затем относительно зафиксированных отметок момента сейсмических событий с различных пунктов возбуждения полученные многоканальные сейсмограммы фрагментируются до стандартных значений количества отсчетов. После этого фрагментированные сейсмограммы вносятся в программный комплекс для обработки сейсмических данных. Затем для обработки данных применяются программные процедуры обработки данных. Состав и порядок проведения процедур обработки выбираются из расчета повышения качества данных и выделения целевого сигнала.

Зафиксированные отметки времени прохождения сейсмических волн в исследуемом участке угленородного массива вносятся в программу обработки томографических данных. После этого выполняется расчет, позволяющий определить значения мгновенных скоростей в различных участках исследуемой области. На основании полученных значений строится двумерная анизотропная модель среды, представляющая собой горизонтальный геофизический разрез распределения скоростных характеристик. На сейсмотомографическом разрезе выполняется оценка физико-механических параметров участков исследуемого массива в соответствии с их скоростными характеристиками.

Результаты измерений оформляются в виде заключения. В процессе оформления результатов измерений выполняются следующие действия:

- получение для исследованной области угленородного массива горизонтального сейсмотомографического разреза по проходящим волнам;
- выделение зон с измененными физико-механическими параметрами, охарактеризованных как склонные к проявлению геодинамических явлений;
- сопоставление результатов интерпретации геофизических данных с горно-геологическими материалами.

Оценка фильтрационных свойств призабойной зоны горизонтальных скважин, пробуренных из горных выработок до и после гидродинамического воздействия

Оценка эффективности гидроразрыва угольного массива выполняется на основе инъекционного теста, который заключается в нагнетании жидкости в пласт и в ожидании падения давления. Для исследования скважин методом нагнетания устанавливается минимальный расход жидкости, чтобы предотвратить гидроразрыв поглощающего пласта. При этом перепады давления создают в зависимости от конкретных условий: приемистости пласта, запаса жидкости, средств закачки, точности измерения расхода и давления. Для нагнетания жидкости на поверхности используются насосы цементировочного агрегата или буровые насосы, из горных выработок используются насосные станции с постоянным расходом и давлением, не превышающим давление гидроразрыва пласта.

Для проведения инъекционного теста используется предварительно запрограммированный глубинный электронный манометр, который устанавливается в скважину или подключается к



тракту подачи жидкости. После того, как оборудование приведено в рабочее состояние, сверяется время начала пуска программы манометра, и в исследуемую зону начинают нагнетать жидкость при помощи насоса. Период нагнетания непрерывно контролируется по показаниям манометра насоса. Закачку ведут до получения практически постоянных значений перепадов давления в системе «скважина-пласт». После окончания периода нагнетания жидкости в пласт, скважина герметично закрывается и ведется регистрация падения давления.

По окончании периода ожидания падения давления извлекается манометр для анализа и интерпретации полученных данных. На основании обработки результатов определяются водопроницаемость пласта и скин-фактор.

К преимуществам инъекционного теста можно отнести: точность измерений; большой радиус исследования; более короткий период проведения исследования; возможность проведения теста в водонасыщенных пластах.

Из недостатков теста можно выделить необходимость в дополнительном оборудовании, а также то, что тест более трудоемкий и дорогостоящий при выполнении.

Работы по исследованию скважины выполнялись с применением автономного манометра с датчиком давления и температуры напряженного типа. Манометр предназначен для измерения давления в скважине до 340 атм. и температуры в пределах 0 до +150°C. Датчик давления является автономным программируемым прибором, который работает от литиевых батарей до 35 дней и программируется при помощи персонального компьютера. Манометр позволяет выбирать время задержки до измерения от 0 с до 18 ч с интервалом измерений 1 с – 1 ч.

Для нагнетания флюида в скважину использовалась насосная станция, предназначенная для нагнетания рабочей жидкости в гидросистему очистных агрегатов и механизированных крепей в шахтах любой категории по газу и пыли. Место установки станций – откаточные, вентиляционные штреки и просеки с углом наклона не более 10°. Станция может устанавливаться непосредственно на почву или колесную платформу.

Требования к скважинам для выполнения работ по оценке фильтрационных свойств угольных пластов

Для выполнения работ по определению проницаемости угольных пластов через скважины, пробуренные из горных выработок, обязательны следующие условия:

- скважина длиной 70 – 100 м диаметром 90 – 110 мм;
- устье скважины должно быть герметизировано на глубину не менее 30 м;
- расстояние до ближайшей скважины – не менее 30 м;
- расстояние до забоя лавы – не менее 70 м;
- на устье скважины должна быть установлена запорная арматура высокого давления с возможностью подключения насосной станции и отвод для подключения рукава высокого давления Ду 10мм (см. рис. 3);
- насосная станция производительностью до 150 л/мин, рабочим давлением 5-12 МПа и возможностью контроля давления подаваемой жидкости;
- накопительный бак с возможностью добавления воды из пожарно-оросительного трубопровода;
- два РВД Ду 10 длиной не менее 10 м.

Система контроля параметров дегазационной сети (Система «КРУГ»)

Система представляет собой программно-технический комплекс, предназначенный для непрерывного автоматического контроля параметров дегазационных сети шахты (рис. 4).

Область применения Системы – наземные помещения и подземные выработки шахт и рудников, в том числе опасных по газу, пыли и внезапным выбросам в соответствии с «Правилами безопасности в угольных шахтах» ПБ 05-618-03.

Уровень и вид взрывозащиты технических средств Системы по ГОСТ Р 51330.0-99 и степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-96.

В состав Системы входит оборудование, запасные части и эксплуатационная документация, перечисленные в таблице 1.

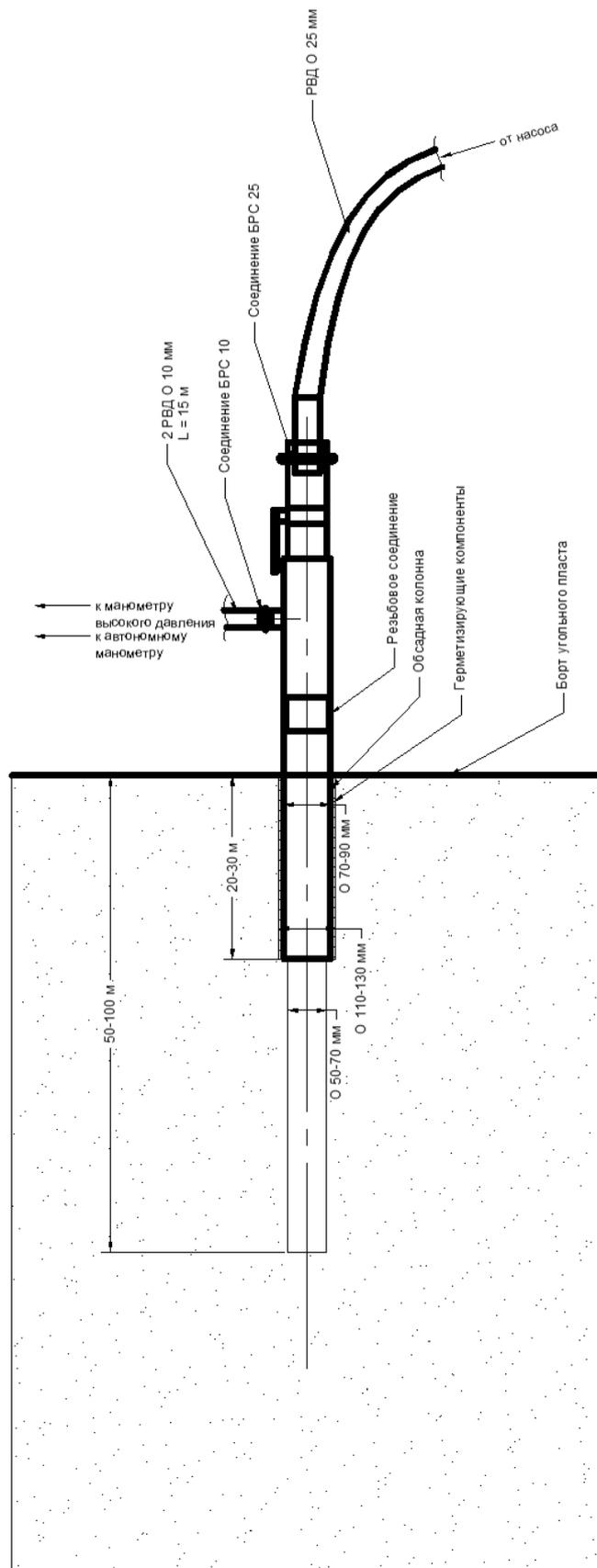


Рис. 3. Схема расположения и подключения наблюдательной станции

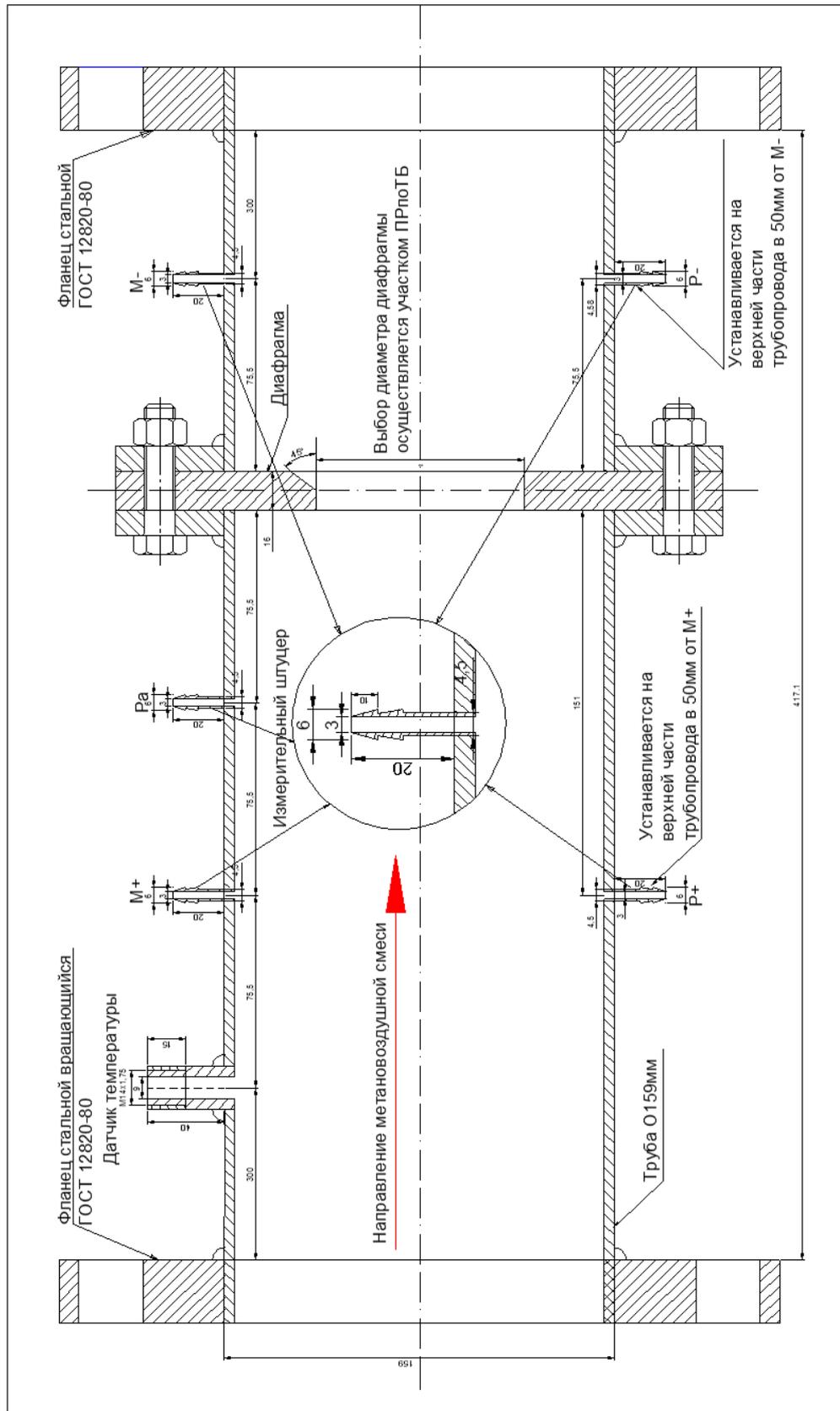


Рис. 4. Система контроля дегазационной сети. Измерительная станция «Круг»



Таблица 1. Состав Системы

№	Комплектующие	Тип
1.	Вычислительный блок (без датчиков)	ВБ-03
2.	Датчик объемной доли метана	ДМС-03
3.	Стационарный датчик давления	СДД 01
4.	Датчик температуры	ДТМ
5.	Повторитель сигналов	ПС-01
6.	Искробезопасный источник питания	ZVB
7.	Повторитель сигналов	ПС-02
8.	Преобразователь интерфейсов	RSX
9.	ОПС-сервер	KrugOPC
10.	Руководство пользователя	ИГТ.041410.002-00.003 РП

Ведение замеров и наблюдений

Замеры давления жидкости проводятся при помощи высокоточных приборов. Совместно со службой АГК осуществляется ведение замеров дебета метана и газоносности в очистном забое и в зоне опорного давления.

Для получения более достоверной информации об эффективности дегазации необходимо подключение пластовых скважин, пробуренных в районе опытного участка №1(№2), к дополнительному параллельному трубопроводу с подключенным расходомером (аппаратура «Круг»).

Наблюдение за проявлением горного давления в очистном забое и в зоне опорного давления проводится визуально.

Снятие показаний параметров горной выработки проводят при помощи лазерного дальномера или рулетки.

Внешними признаками, по которым оценивается визуальное состояние выработки, являются:

- наличие раскрытых трещин в кровле и боках выработки, куполообразование.
- наличие пустот и трещин между подхватами и элементами анкерной крепи, резкое уменьшение высоты или ширины выработки.
- наличие пустот и трещин между подхватами и элементами анкерной крепи, резкое уменьшение высоты или ширины выработки.

Список источников

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 13.07.2015 г.).
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах». Серия 05. Выпуск 40. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014. – 200 с.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. – 250 с.
4. Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России на 2006-2010 гг. / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, Н.О. Каледина и др. // М.: Издательство МГГУ, 2006. – 18 с.
5. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт. М.: ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», сер. 05, вып. 14. РД-15-09-2006.
6. Управление газовой выделением на угольных шахтах /С.Г.Калиев, Е.И. Преображенская, В.А. Садчиков и др. – М.: Недра, 1980. – 221 с.
7. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля (породы) и газа. РД 05-350-00.



8. Инструкция по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих угольные пласты, склонные к горным ударам. РД 05-328-99.

References

1. Federal'nyj zakon ot 21.07.1997 g. № 116-FZ «O promyshlennoj bezopasnosti opasnyh proizvodstvennyh ob#ektov» (s izmenenijami na 13.07.2015 g.).
2. Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoj bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v ugol'nyh shahtah». Serija 05. Vypusk 40. – M.: Zakrytoe akcionernoe obshhestvo «Nauchno-tehnicheskij centr issledovanij problem promyshlennoj bezopasnosti», 2014. – 200 s.
3. Instrukcija po degazacii ugol'nyh shaht. Serija 05. Vypusk 22. – M.: Zakrytoe akcionernoe obshhestvo «Nauchno-tehnicheskij centr issledovanij problem promyshlennoj bezopasnosti», 2012. – 250 s.
4. Koncepcija obespechenija metanobezopasnosti ugol'nyh shaht Rossii na 2006-2010 gg. / L.A. Puchkov, S.V. Slastunov, N.O. Kaledina i dr. // M.: Izdatel'stvo MGGU, 2006. – 18 s.
5. Metodicheskie rekomendacii o porjadke degazacii ugol'nyh shaht. M.: OAO «NTC «Promyshlennaja bezopasnost'», ser. 05, vyp. 14. RD-15-09-2006.
6. Upravlenie gazovydeleniem na ugol'nyh shahtah /S.G.Kaliev, E.I. Preobrazhenskaja, V.A. Sadchikov i dr. – M.: Nedra, 1980. – 221 s.
7. Instrukcija po bezopasnomu vedeniju gornyh rabot na plastah, opasnyh po vnezapnym vybrosam uglja (porody) i gaza. RD 05-350-00.
8. Instrukcija po bezopasnomu vedeniju gornyh rabot na shahtah, razrabatyvajushhh ugol'nye plasty, sklonnye k gornym udaram. RD 05-328-99.

Авторы

Разумов Евгений Анатольевич,

руководитель научно-исследовательского центра «Геомеханика. Технология. Безопасность» (НИЦ «ГТБ») филиала КузГТУ в г. Прокопьевск
e-mail: nipgtb@yandex.ru

Российская Федерация, 653033, г. Прокопьевск, ул. Ноградская, 19а

Authors

Eugene A. Razumov,

Head of the Scientific and Research Center “Geomechanics. Technology. Safety” (SRC “GTS”) of KuzSTU branch in the city of Prokopyevsk

e-mail: nipgtb@yandex.ru

Prokopyevsk, 19a Nogradskaya st., 653033, Russian Federation

Библиографическое описание статьи

Разумов Е.А. Программа и методика проведения исследований дегазации угольного пласта с применением подземного гидроразрыва в условиях шахты «Чертинская-Коксовая» // Техника и технология горного дела. – 2020. – № 1 (8). – С. 32-44.

Cite this article

Razumov E.A. (2020) Program and methods for research of coal bed degassing using underground hydraulic fracturing in conditions of Chertinskaya-Koksovaya mine, *Journal of mining and geotechnical engineering*, 1(8):32.