

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Кузбасский государственный технический университет
имени Т. Ф. Горбачева»

Кафедра аэрологии, охраны труда и природы

ГАЗОВАЯ ДИНАМИКА ШАХТ

Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 280102
«Безопасность технологических процессов и производств»

Составители Л. А. Шевченко
В. А. Ковалев

Утверждены на заседании кафедры
Протокол № 5 от 28.12.2011
Рекомендованы к печати
учебно-методической комиссией
специальности 280102
Протокол № 5 от 28.12.2011
Электронная копия находится
в библиотеке КузГТУ

Кемерово 2012

Практическое занятие № 1 «ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ»

Цель работы: освоить принципы проектирования дегазации угольных пластов до начала их разработки и методику расчета параметров дегазационных систем.

1. ОБЩИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под дегазацией угольных пластов понимается искусственное извлечение газа с помощью скважин или других средств, обеспечивающие снижение природной газоносности до заданного уровня. Значение остаточной газоносности должно обеспечивать безаварийную отработку месторождения и не накладывать ограничений по газовому фактору на механизированную выемку угля в очистном забое. В Кузбассе величина остаточной газоносности, которая должна быть обеспечена после проведения дегазационных работ, установлена на уровне $9 \text{ м}^3/\text{т}$.

Это означает, что все действующие шахты и вновь выделяемые горные отводы для разработки угольных месторождений должны предварительно подвергаться дегазации угольных пластов, после чего разрешается вести работы высокопроизводительными комплексами, как в очистных, так и в подготовительных забоях.

Для решения этой задачи необходимо рассчитать требуемое количество скважин, определив схему их расположения относительно угольного пласта и задать время их функционирования под вакуумом. Все эти параметры находятся в тесной зависимости от условий залегания угольных пластов, их мощности, газопроницаемости (т.е. пористости и трещиноватости), стадии метаморфизма и природной газоносности.

Угол падения пласта определяет схему расположения скважин. Так, на пологих пластах наиболее предпочтительным является расположение скважин в плоскости пласта по восстанию или простиранию.

Для мощных пластов наклонного и крутого падения эффективной может быть схема расположения скважин вкрест простирания пласта как наиболее производительная по газовыделению из массива (рис. 1.1. а, б, в).

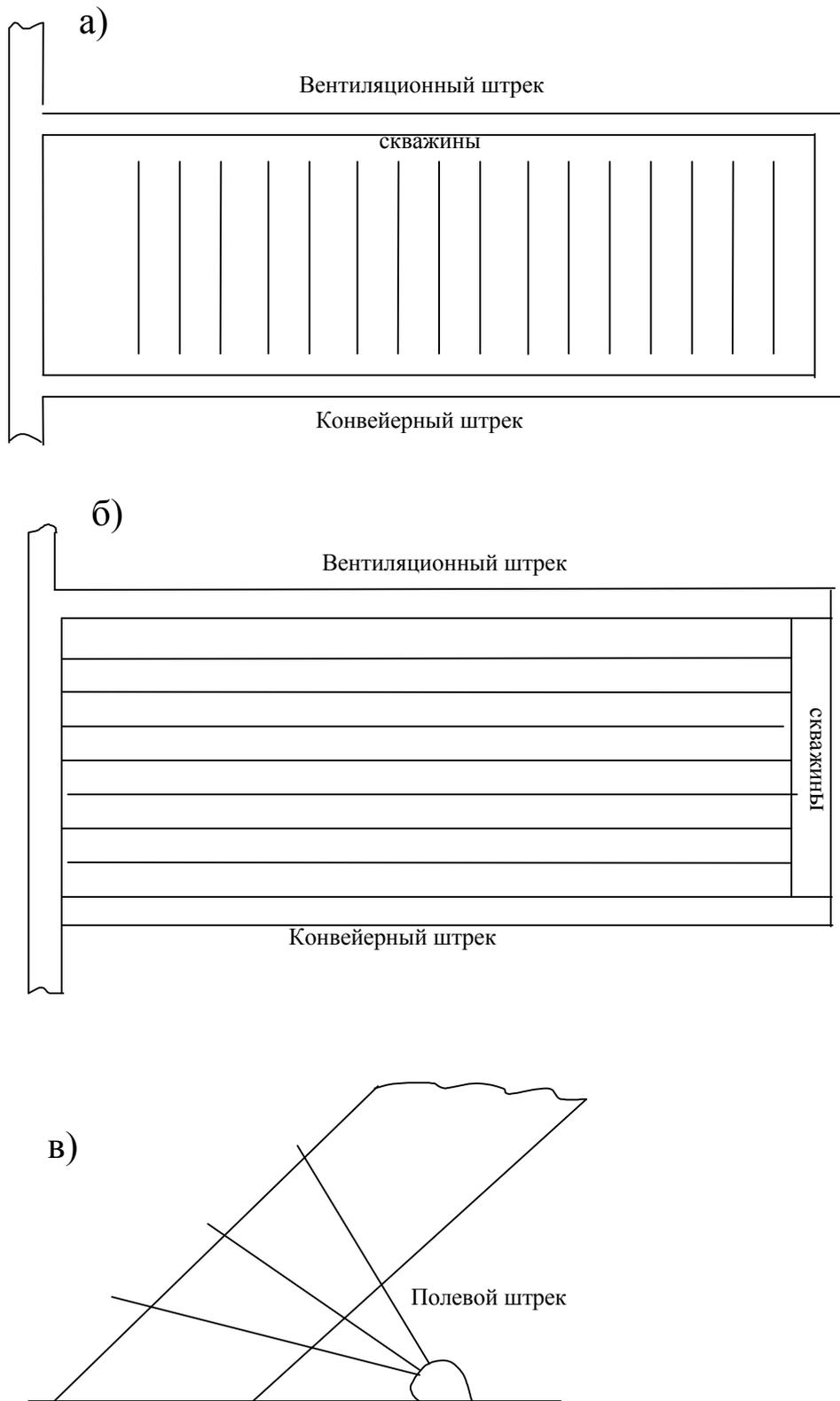


Рис. 1.1. Схема расположения дегазационных скважин в угольных пластах:
 а) по восстанию, б) по простиранию, в) вкрест простирания

В мировой практике передовых угледобывающих стран применяется дегазация угольных пластов с поверхности скважинами направленного бурения, когда время дегазации вообще не ограничивается и природная газоносность угля может быть снижена до любого уровня.

Трещиноватость угольных пластов определяет их способность к газоотдаче через обнаженные поверхности скважин, что, в конечном счете, формирует их радиус влияния, а, следовательно, и расстояние между ними.

Таким образом, на стадии проектирования дегазации угольных шахт стоит задача обосновать схему расположения скважин в пространстве, рассчитать их количество, определить время работы скважин и выбрать параметры режима вакуум-насоса.

Наиболее существенными из всех выше перечисленных параметров является расстояние между скважинами, так как оно определяет их количество в пределах дегазуемого участка пласта, а, следовательно, и объем буровых работ. Основным критерием в выборе этого параметра является радиус влияния скважины, сформировавшийся за определенное время.

Если принять расстояние между скважинами, равным $2R$, то зоны их дегазующего влияния будут касаться друг друга, а кривая газоносности массива по линии скважин будет представлять собой синусоиду в максимумах достигающую уровня природной газоносности.

Если расстояние между скважинами принять менее $2R$, то остаточная газоносность будет также изменяться по синусоиде, но с максимумами меньше природных значений, величина которых будет зависеть от степени наложения зон влияния соседних скважин (рис. 1.2.).

В обоих случаях среднее значение газоносности, сформировавшейся после дегазации, будет определяться как среднее от X_{max} до X_{min} , в пределе стремящееся к X_{min} (при числе скважин $\rightarrow \infty$). В реальных условиях, как отмечалось выше, эта величина должна быть равна $9 \text{ м}^3/\text{т}$.

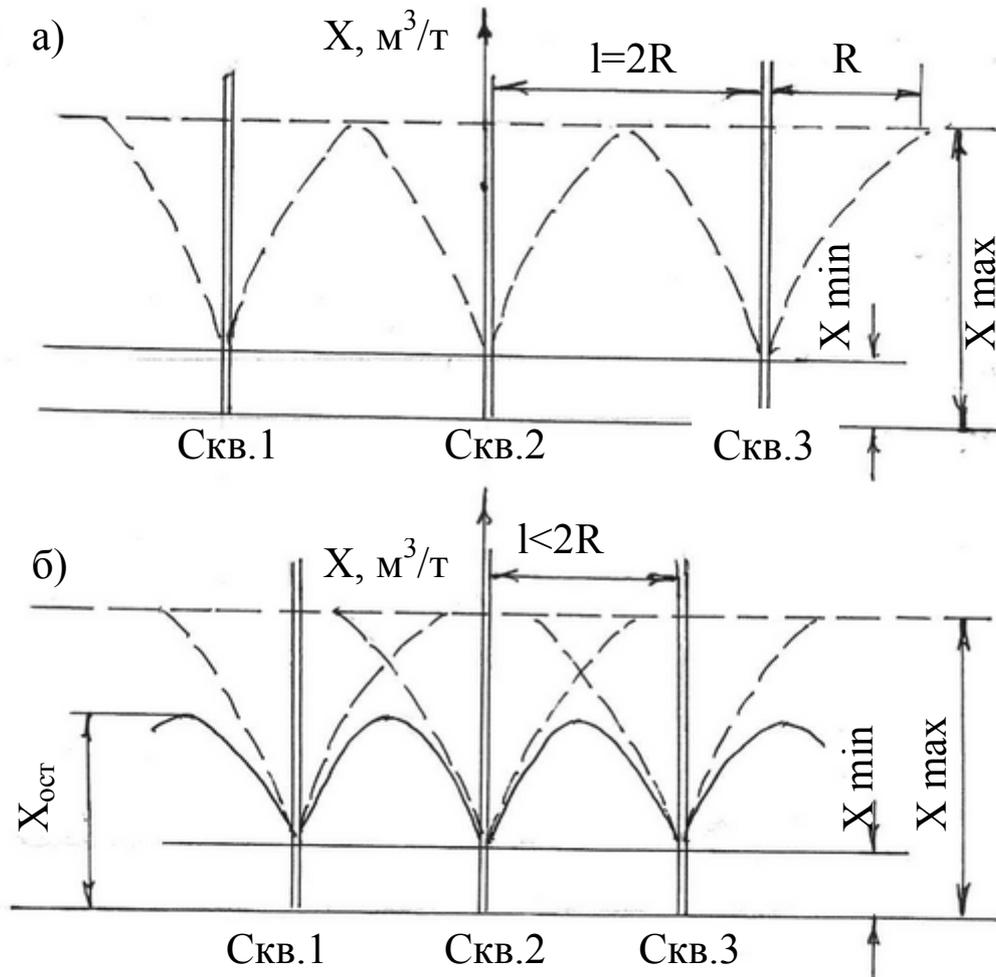


Рис. 1.2. Распределение остаточной газоносности пласта при уменьшении расстояния между скважинами: а) $l=2R$, б) $l<2R$

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Подлежит дегазации угольный блок с размерами по падению $l = 250$ м, по простиранию $L = 2000$ м, мощность $m = 3$ м. Природная газоносность пласта $18 \text{ м}^3/\text{т}$. Необходимо обеспечить снижение природной газоносности до $9 \text{ м}^3/\text{т}$

Объем блока составляет

$$V = L \cdot l \cdot m = 2000 \times 250 \times 3 \text{ м} = 1500000 \text{ м}^3 \quad (1.1)$$

Масса угля в блоке составит

$$M = V \cdot \gamma = 1500000 \times 1,3 = 1950000 \text{ т} \quad (1.2)$$

Общие запасы метана в блоке составят

$$Q_{\text{общ}} = M \cdot X_0 = 1950000 \cdot 18 = 35100000 \text{ м}^3 \quad (1.3)$$

Для снижения природной газоносности до $9 \text{ м}^3/\text{т}$ необходимо снять с каждой тонны угля 9 м^3 газа, что в целом составит

$$\Delta Q = M \cdot \Delta X = 1950000 \cdot 9 = 17750000 \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

Для расчета необходимого количества скважин для извлечения данного объема газа из массива и времени их функционирования надо знать характер газовыделения в скважину на данном пласте. Эта зависимость может быть получена только эмпирическим путем и имеет вид

$$q = q_0 \exp[-\beta t], (\text{м}^3/\text{м}^2) \cdot \text{сут} \quad (1.5)$$

где q_0 – начальное газовыделение в скважину, $(\text{м}^3/\text{м}^2) \cdot \text{сут}$;

β – коэффициент, характеризующий снижение дебита газа во времени, $1/\text{сут}$;

t – время, сут.

Общий объем газа, выделившегося с 1 м^2 внутренней поверхности скважины за время t можно получить, проинтегрировав выражение (1.5) в пределах от 0 до t

$$Q_{\text{скв}} = \frac{q_0}{\beta} (1 - \exp[-\beta t]), \text{ м}^3 \quad (1.6)$$

Общее количество скважин, обеспечивающее извлечение заданного объема метана за время t составит

$$n = \frac{\Delta Q}{Q_{\text{скв}}} = \frac{\beta L l_{\text{скв}} m \Delta \Delta \cdot 2,5}{q_0 (1 - \exp[-\beta t]) \cdot l_{\text{скв}}} \quad (1.7)$$

где $l_{\text{скв}}$ – принятая длина скважины при диаметре 130 мм.

Для скважин других диаметров необходимо делать пересчет одного квадратного метра внутренней поверхности скважины на соответствующий ему участок длины.

Расстояние между скважинами при их параллельном расположении по восстанию пласта определится из выражения

$$d = \frac{L}{n}, \text{ м} \quad (1.8)$$

Для реализации приведенной методики расчета необходимо располагать исходными данными натурального объекта, полученными экспериментальным путем или представленные преподавателем.

Располагая результатами расчета по формуле 8 можно проектировать схему расположения скважин в пределах дегазируемого участка угольного пласта, обеспечивающую необходимый коэффициент дегазации.

Практическое занятие № 2 «РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ»

1. Цель работы: изучить методику определения коэффициента газопроницаемости угольного пласта по экспериментальным данным.

1. ОБЩИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Газопроницаемость угольного пласта является важнейшей газодинамической характеристикой, определяющей его способность к газоотдаче через обнаженные поверхности, вскрывающие различные системы трещин и, следовательно, и эффективность его дегазации. Как известно угольный пласт имеет трещиновато-пористую структуру с неравномерным раскрытием трещин разных систем. Наиболее проводящими являются трещины напластования, т.е. ориентированные параллельно плоскости пласта, в меньшей степени трещины, перпендикулярные плоскости пласта. Все это определяет фильтрационную анизотропию угольного массива и соответственно различные скорости фильтрации газа в разных направлениях в пласте.

Скорость фильтрации газа в угольном пласте для случая плоскопараллельного течения может быть выражена функцией закона Дарси

$$V = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (2.1)$$

где K – коэффициент газопроницаемости, m^2 ;

μ – коэффициент динамической вязкости метана, $Pa \cdot s$;

$\frac{dp}{dr}$ – градиент давления в направлении движения газового потока, Pa/m .

На основе формулы (2.1) можно получить значение коэффициента газопроницаемости экспериментальным путем. В реаль-

ных условиях шахт все исходные данные по газоотдаче угольного пласта определяются из показателей работы дегазационных скважин, по которым систематически ведутся замеры дебита газа и его концентрации.

Принимая во внимание, что характер фильтрации газа в скважину является радиальным, коэффициент газопроницаемости массива может быть представлен в виде

$$K = \frac{V \cdot \mu \cdot R}{P_0^2 - P_1^2}, \text{ м}^2 \quad (2.2)$$

где P_0 – начальное газовое давление в пласте, Па;

P_1 – давление газа на стенке скважины, Па;

R – радиус влияния скважины в массиве, м.

Необходимо заметить, что величина коэффициента газопроницаемости в угольном массиве в разных направлениях различна, так как он обладает фильтрационной анизотропией в силу своей сложной трещиноватой структуры. Поэтому любое значение K , определенное по экспериментальным данным, нужно рассматривать как условное, зависящее от ориентации скважины в угольном пласте. Наибольшие значения K могут быть получены по данным скважин, ориентированных перпендикулярно плоскости пласта, так как они вскрывают трещины напластования по всей мощности пласта, характеризующиеся максимальной газопроницаемостью. Наименьшие значения K будут давать скважины, расположенные в плоскости пласта, так как они вскрывают только небольшую часть трещин напластования, определяемую диаметром скважины (1-2% от мощности пласта), а газ, сосредоточенный в остальной толще пласта, фильтруется по трещинам, перпендикулярным трещинам напластования, проводимость которых на один–два порядка меньше.

Соответственно в первом случае зона дегазирующего влияния скважины будет иметь вид кругового цилиндра, а во-втором – эллиптического цилиндра, большая ось которого расположена в плоскости пласта (рис. 2.1).

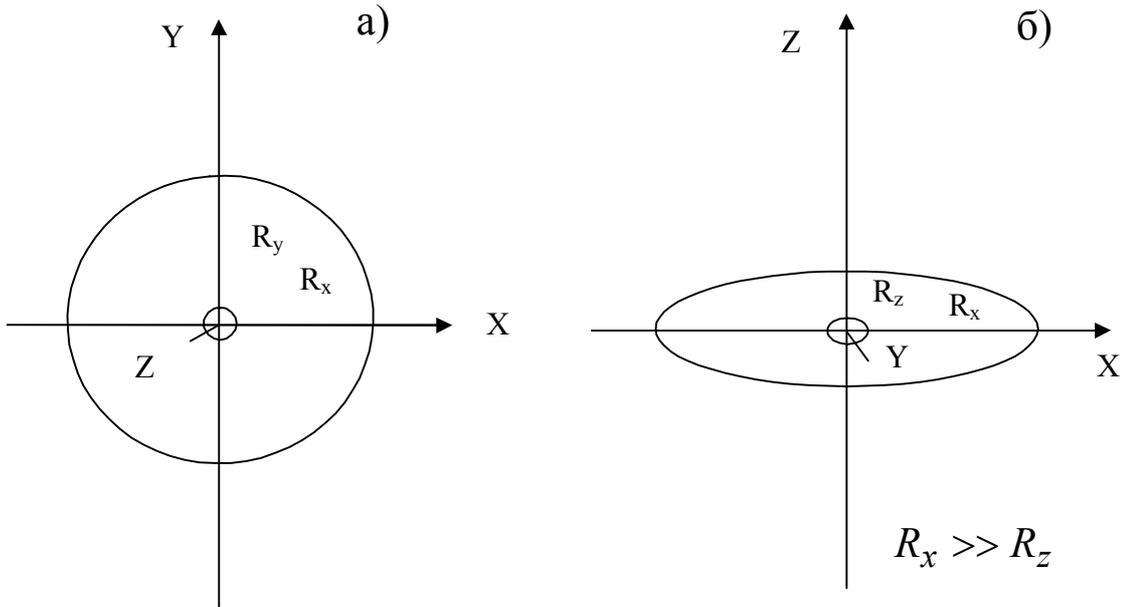


Рис. 2.1. Конфигурация зоны влияния скважин, ориентированных вкост простираия пласта (а) и в плоскости пласта (б). Оси X и Y направлены соответственно по простираию и падению пласта, ось Z – перпендикулярно плоскости пласта

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Основными исходными данными для определения коэффициента газопроницаемости угольного пласта являются начальная скорость газоотдачи в скважину q_0 , $(\text{м}^3/\text{м}^2) \cdot \text{сут}$, темп снижения дебита газа во времени, определяемый коэффициентом β , $1/\text{сут}$ и временем t , сут.

Зависимость между этими величинами описывается функцией (2.3) и аппроксимируется графиком на рис. 2.2.

$$V = V_0 e^{-\beta t} \quad (2.3)$$

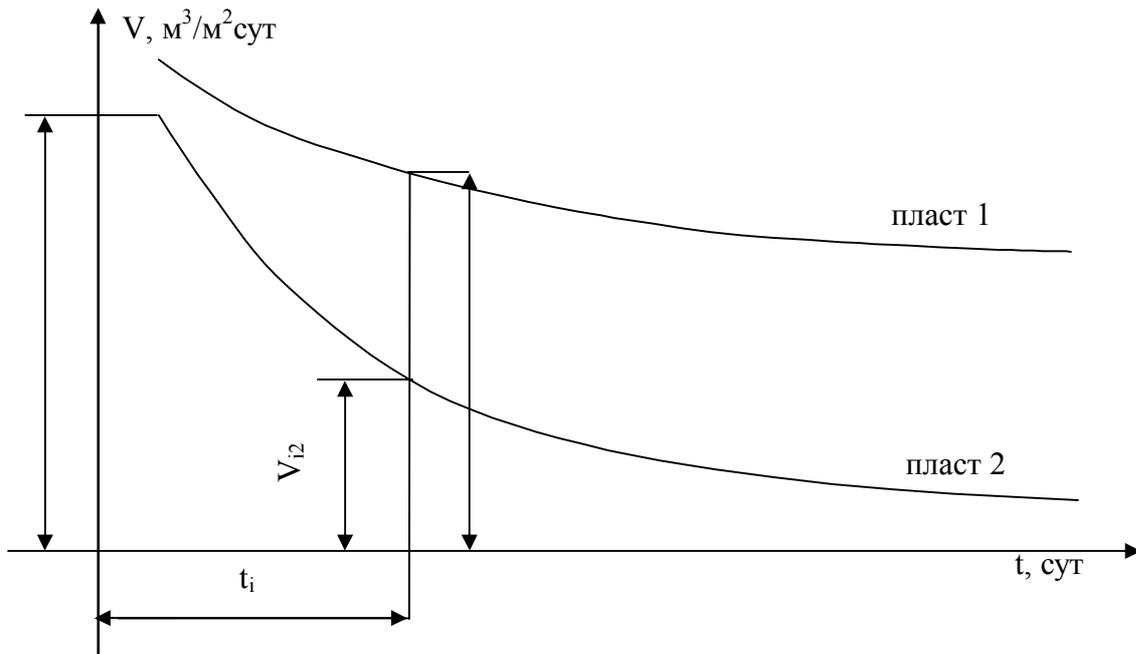


Рис. 2.2. Характер изменения дебита газа в скважины при различной природной газопроницаемости угольных пластов

Для получения экспериментальных значений указанных параметров необходимо иметь несколько скважин, оборудованных диафрагмами, и определенное количество замеров дебита газа в том числе начального, замеряемого в первые сутки после герметизации устья скважин. При этом непосредственно со скважин снимаются показания дебита метановоздушной смеси и концентрации метана в ней (т.е. дебит чистого метана) в разные моменты времени после начала функционирования скважины, а коэффициент β рассчитывается из формулы (2.3).

Определив коэффициент β и начальную скорость газоотдачи в скважину V_0 можно рассчитать газопроницаемость угольного пласта. С учетом постоянных величин и их приведения к единой размерности формула для расчета данного коэффициента будет иметь вид

$$K = \frac{1,09 \cdot 10^{-14} V R}{8,64 (P_0^2 - P_1^2)}, \text{ м}^2 \quad (2.4)$$

Радиус влияния скважины на момент времени t находится по методике, изложенной на предыдущем занятии.

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Для определения исходных данных необходимо провести наблюдения на дегазационных скважинах в течение 2-3 месяцев их работы под вакуумом.

По результатам наблюдений получены следующие данные (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Динамика газовыделения в скважины
с различной ориентацией в плоскости пласта

№ п/п	Пласт	Длина скважины	V_0 , ($\text{м}^3/\text{м}^2$)·сут	β , 1/сут	Коэффициент газопроницаемости, м^2
По восстанию пласта					
1	Прокопьевский	75	3,40	0,0020	
2	Горелый	72	6,60	0,0027	
3	Мощный	50	8,95	0,0031	
По простиранию пласта					
4	Лутугинский	100	4,30	0,0023	
5	Мощный	30	5,18	0,0075	
Вкрест простираня					
6	Мощный	40	96,83	0,0005	
7	IV внутренний	86	80,00	0,0034	

На основании данных табл. 2.1, необходимо рассчитать значения коэффициентов газопроницаемости и заполнить последнюю колонку.

Примечание: довольно часто в литературных источниках коэффициент газопроницаемости дается в единицах дарси. Для перевода дарси в квадратный метр, необходимо исходить из соотношения, что 1 Дарси = 10^{-12} м^2 .

После получения результатов расчета в табл. 1 необходимо произвести сравнение коэффициентов газопроницаемости угольных пластов для скважин различной ориентации в плоскости пласта.

Практическое занятие № 3 «РАСЧЕТ РАДИУСА ВЛИЯНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН»

Цель работы: освоить методику определения радиуса влияния дегазационных скважин по экспериментальным данным.

1. ОБЩИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под радиусом дегазирующего влияния скважины следует понимать размер зоны угольного пласта, в пределах которой действует перепад давлений в массиве и на стенках скважины.

В пределах этого объема будет происходить фильтрация метана к скважине, а, следовательно, дегазация массива.

Радиус влияния скважины является важным газодинамическим параметром массива, отражающим его фильтрационные и коллекторские свойства. Правильный расчет радиуса влияния скважины определяет полноту и равномерность дегазации угольного пласта и сокращает время, необходимое для снижения его газоносности до заданного значения.

Зная радиус влияния скважины в угольном массиве, можно проектировать схему их расположения в пространстве, их количество, расстояние между скважинами и общее время функционирования дегазации.

Для расчета радиуса влияния скважины необходимо иметь функцию, характеризующую изменение дебита газа во времени. Для всех скважин, работающих в условиях неразгруженного от горного давления угольного пласта, характер изменения дебита метана является убывающим и может быть описан функцией

$$q = q_0 \exp[-\beta t], \quad (3.1)$$

где q_0 – начальный дебит газа ($\text{м}^3/\text{м}^2$)·сут;

β – коэффициент, характеризующий снижение дебита во времени, 1/сут;

t – время, сут.

Проинтегрировав это выражение от 0 до t , получим суммарный объем газа, выделившегося с 1 м^2 внутренней поверхности скважины за время t :

$$Q = \frac{q_0}{\beta} (1 - \exp[-\beta t]), \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

Это количество газа поступит в скважину из объема угольного пласта, заключенного в пределах радиуса влияния скважины. Учитывая, что вокруг скважины формируется зона круговой радиальной фильтрации метана к скважине, можем представить геометрически форму дегазируемого объема в виде цилиндра с радиусом, равным радиусу влияния скважины и высотой, равной 1 м^2 .

Тогда объем данного тела составит

$$V = \pi R^2 \cdot 1, \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

В этом объеме угля будет сосредоточена масса угля

$$T = \pi R^2 \cdot \gamma \cdot 1, \text{ т} \quad (3.4)$$

где γ – объемная масса угля, $\text{т}/\text{м}^3$.

Для того, чтобы определить сколько газа будет содержаться в данном объеме угля, необходимо величину T умножить на газоносность. Однако газоносность в этом объеме является переменной величиной, изменяющейся от газоносности на стенках скважины до природной в массиве за пределами радиуса ее влияния. Для упрощения расчетов примем характер изменения газоносности прямолинейным, тогда ее значение в среднем по объему будет равно

$$X_{\text{ср}} = \frac{X_0 - X_1}{2} \quad (3.5)$$

где X_0 – природная газоносность, $\text{м}^3/\text{т}$;

X_1 – газоносность на стенке скважины, $\text{м}^3/\text{т}$.

Общее количество газа в прискважинной зоне радиусом R составит

$$Q = \pi R^2 \cdot \gamma \frac{X_0 - X_1}{2}, \text{ м}^3 \quad (3.6)$$

Приравняв правые части выражений (3.2) и (3.6), получим

$$\frac{q_0}{\beta} (1 - \exp[-\beta t]) = \frac{\pi R^2 \cdot \gamma}{2} (X_0 - X_1) \quad (3.7)$$

Отсюда можно выразить радиус влияния скважины, сформировавшийся за время t

$$R = \sqrt{\frac{2q_0(1 - \exp[-\beta t])}{\pi\beta\gamma(X_0 - X_1)}}, \text{ м} \quad (3.8)$$

Следует иметь в виду, что далеко не во всех случаях вокруг скважин формируется зона влияния в виде кругового цилиндра. Если скважина расположена в плоскости пласта, то в основании цилиндра может лежать эллипс или другая фигура неопределенных очертаний. В этом случае рассчитанный радиус влияния следует рассматривать как приведенный к окружности и в этом смысле он будет условным. С другой стороны он зависит от времени работы скважины и будет постоянно увеличиваться, достигая предельного значения при $t = \infty$, когда перепада давлений на контурах питания и стока будет недостаточно для фильтрации газа через массив (рис. 3.1).

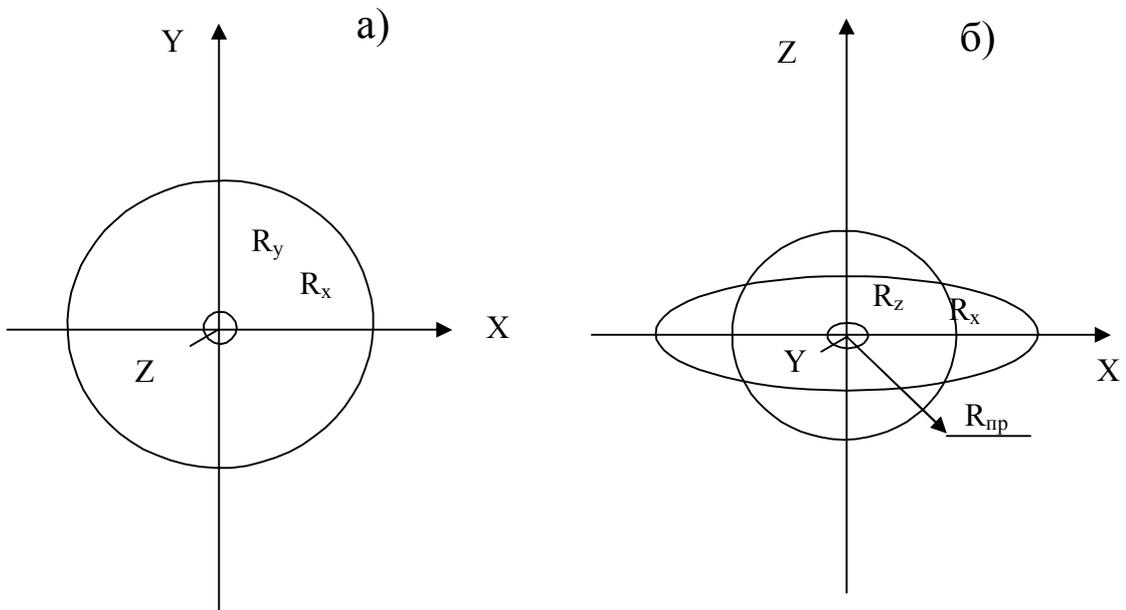


Рис. 3.1. Форма зоны дегазирующего влияния скважины, расположенной вкрест простирания пласта (а) и в плоскости пласта (б). $R_{пр}$ – приведенный радиус влияния скважины

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Результаты замеров на дегазационных скважинах сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1

Параметры работы дегазационных скважин, имеющих различную ориентацию в плоскости пласта

№ пп	Пласт	Длина скважины	q_0 , ($\text{м}^3/\text{м}^2$)·сут	β , 1/сут	Радиус влияния в различные моменты времени			
					100 сут	200 сут	300 сут	∞
Скважины по восстанию пласта								
1	Прокопьевский	75	3,40	0,0020				
2	Горелый	75	6,60	0,0027				
3	Мощный	60	8,95	0,0031				
Скважины по простиранию пласта								
4	Лутугинский	130	4,3	0,0023				
5	Мощный	30	5,18	0,0075				
Скважины вкрест простирания пласта								
6	Мощный	30	96,83	0,0005				
7	IV Внутренний	86	80,00	0,0034				
8	Горелый	30	92,76	0,0011				

По данным таблицы необходимо рассчитать значения радиусов влияния скважины для различных моментов времени и построить кривые изменения радиуса влияния каждой серии скважин во времени, после чего провести анализ полученных зависимостей (рис. 3.2).

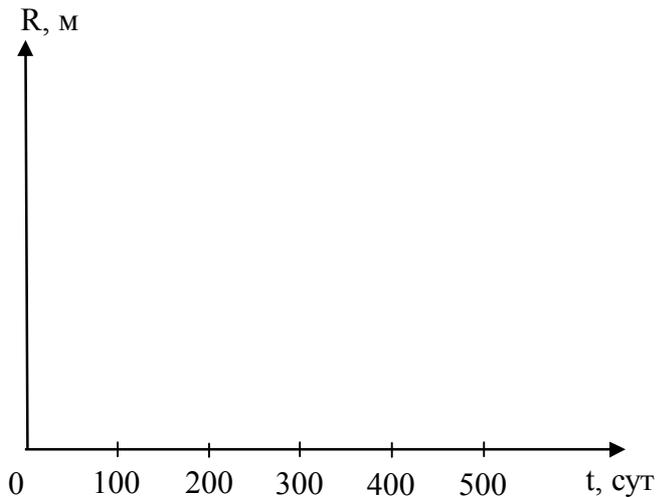


Рис. 3.2. Изменение радиуса влияния скважин во времени (выделить скважины по восстанию пласта, скважины по простиранию пласта, скважины вкрест простирания пласта)

При расчете радиусов влияния скважин, необходимо учитывать, что по формуле (3.8) рассчитывается радиус зоны дегазации скважины, работающей в одиночном режиме, без взаимодействия с соседними скважинами. При соприкосновении зон влияния соседних скважин их радиус действия в дальнейшем не растет, а остается на уровне того, что было достигнуто на момент слияния зон. В этом случае дегазирующие действия скважин будет обеспечиваться не счет расширения области дегазации массива, а за счет более глубокой газоотдачи уже сформировавшегося объема вокруг скважины. При этом сокращается время дегазации тем больше, чем ближе скважины находятся друг от друга.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое радиус влияния скважины в угольном массиве?
2. Какие факторы определяют величину радиуса влияния скважины?
3. Как влияет радиус дегазирующего действия скважины на выбор расстояния между скважинами при проектировании дегазации.
4. Как изменяется газоносность угольного пласта вокруг скважины?

5. Какой характер имеет режим фильтрации газа в зоне влияния скважины?

6. Форму какого геометрического тела имеет зона влияния скважины при ее различной ориентации в пласте?

7. Как изменяется радиус влияния скважин, когда зоны их действия соприкасаются?

Практическое занятие № 4 «ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕРАВНОМЕРНОСТИ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ»

1. Цель работы: научиться определять дебит метана в горные выработки шахт, находить его средние значения и рассчитывать коэффициент неравномерности газовыделения.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Газовыделение из любого источника является случайной величиной и не имеет постоянных значений во времени. На уровень дебита метана влияет время обнажения массива, скорость продвижения очистного или подготовительного забоя, интенсивность работы комбайна, схема вентиляции и др. Это приводит к необходимости описывать данный процесс методами математической статистики и теории вероятностей.

Основой для подобных расчетов являются результаты газовой съемки в различных точках выемочного участка шахты, где через различные интервалы времени замеряются скорость движения воздуха, концентрация метана и его дебит. По каждому из показателей находится среднее значение по формулам

$$V_{\text{ср}} = \frac{V_1 + V_2 + \dots + V_n}{n}, \text{ м/с} \quad (4.1)$$

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 + C_2 + \dots + C_n}{n}, \% \quad (4.2)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_1 + I_2 + \dots + I_n}{n}, \text{ м}^3/\text{мин} \quad (4.3)$$

Объем выборки зависит от желаемой точности получаемых результатов, однако минимальный период замеров не должен быть менее одной смены с частотой замеров 4-5 в час.

По результатам проведенных измерений определяется закон распределения случайной величины, под которым понимается функция, связывающая значение данной величины с вероятностью ее появления.

В газовой динамике в качестве случайной величины принимается разность между ее фактическим значением в данный момент и математическим ожиданием, равном среднему значению измеряемой величины при достаточно большом числе измерений.

Для примера рассмотрим числовой ряд значений концентрации метана при стационарном газодинамическом процессе, замеренных на исходящей струе очистного забоя (рис. 4.1).

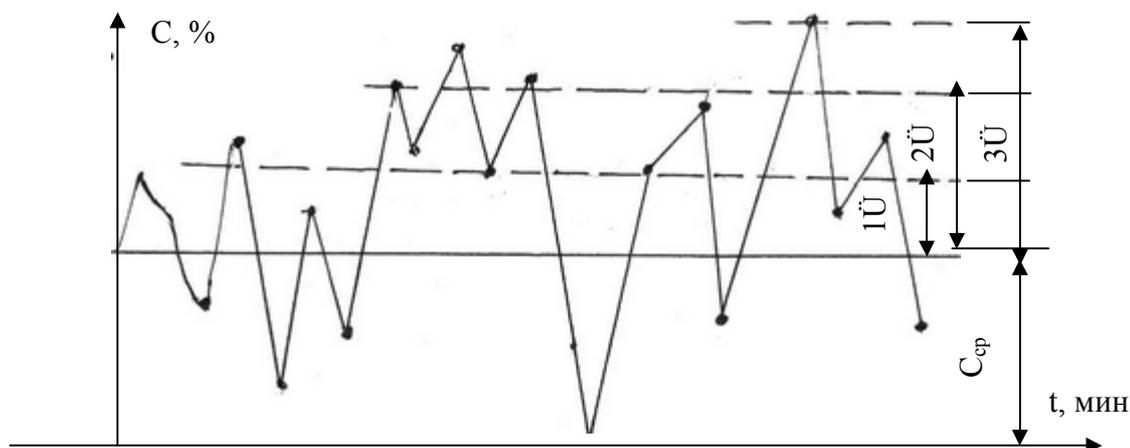


Рис. 4.1. Характер изменения концентрации метана в исходящей струе очистного забоя во времени

Определим для этого процесса все отклонения Δ с мгновенных значений концентрации газа от их среднего значения и разделим их на группы в зависимости от величины отклонения $\Delta C_1 = (0 - 0,1)\%$, $\Delta C_2 = (0,1 - 0,2)\%$ и т.д.

Построим график, где на оси абсцисс отложим величину отклонений со своим знаком, а на оси ординат – частоту их появлений (рис. 4.2).

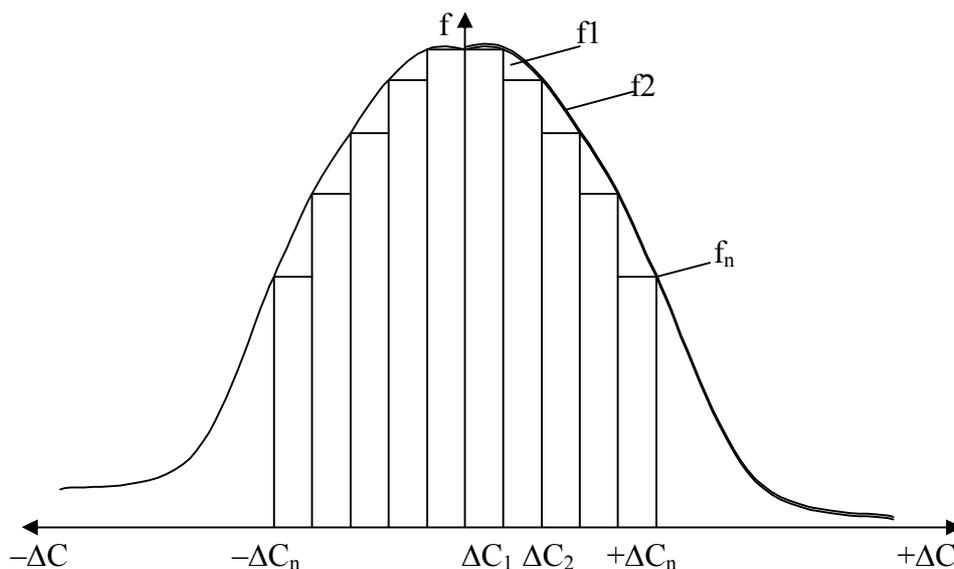


Рис. 4.2. Распределение отклонений значений концентрации газа от ее математического ожидания:

$f_1, f_2 \dots f_n$ – частота появления отклонений соответственно $\Delta C_1, \Delta C_2 \dots \Delta C_n$.

Кривая, построенная на основе данной гистограммы, характеризует плотность вероятности отклонений измеряемой величины от ее среднего значения и представляет собой графическое выражение закона распределения ΔC .

Процессы метановыделения в угольных шахтах подчиняются нормальному закону распределения, описываемому кривой Гаусса, уравнение которой имеет вид

$$f = \frac{1}{\sigma\sqrt{2n}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\Delta C}{\sigma}\right)^2\right], \quad (4.4)$$

где f – плотность вероятности отклонений;

σ – среднеквадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\Delta C_i)^2}, \quad (4.5)$$

где N – общее число измерений;

i – номер измерения.

Среднеквадратическое отклонение представляет собой средний уровень отклонения фактического газовыделения от его среднего значения. Как видно из рис. 4.1, фактические значения абсолютной газообильности значительно превышают ее среднее значение. Для того чтобы правильно рассчитать необходимое количество воздуха, необходимо к среднему значению газовыделения прибавить одно, два или три среднеквадратических отклонения, что зависит от желаемой вероятности конечного результата. Если прибавить 1σ , то вероятность, гарантирующая достаточное количество воздуха, подаваемого в выработку, составит 0,66, если 2σ , то соответственно 0,95 и если 3σ , то 0,995.

В газовой динамике и аэрологии горных предприятий считается достаточным 3σ , следовательно, для определения максимальное значение газовыделения можно выразить следующей зависимостью

$$I_{\max} = I_{\text{ср}} + 3\sigma \quad (4.6)$$

Формула (4.6) выражает правило «трех сигм».

Соответственно можно выразить и коэффициент неравномерности газовыделения при нормальном законе распределения

$$K_{\text{н}} = 1 + \frac{3\sigma}{I_{\text{ср}}} \quad (4.7)$$

Данный коэффициент впоследствии будет учитываться при расчете количества воздуха, необходимого для проветривания шахты.

Неравномерность газовыделения уменьшается при увеличении абсолютной газообильности выемочного участка. Это связано с тем, что величина среднеквадратического отклонения σ в значительной степени зависит от характера производственных процессов. В результате с увеличением интенсивности газовыделения числитель дроби в формуле (4.7) растет медленнее, чем знаменатель, т.е. уменьшаются отклонения дебита газа относительно его средних значений. Также коэффициент неравномерности будет уменьшаться при переходе от отдельного забоя к шахте в целом. Зависимость коэффициента неравномерности от абсолютной газообильности источника представлена на рис. 4.3.

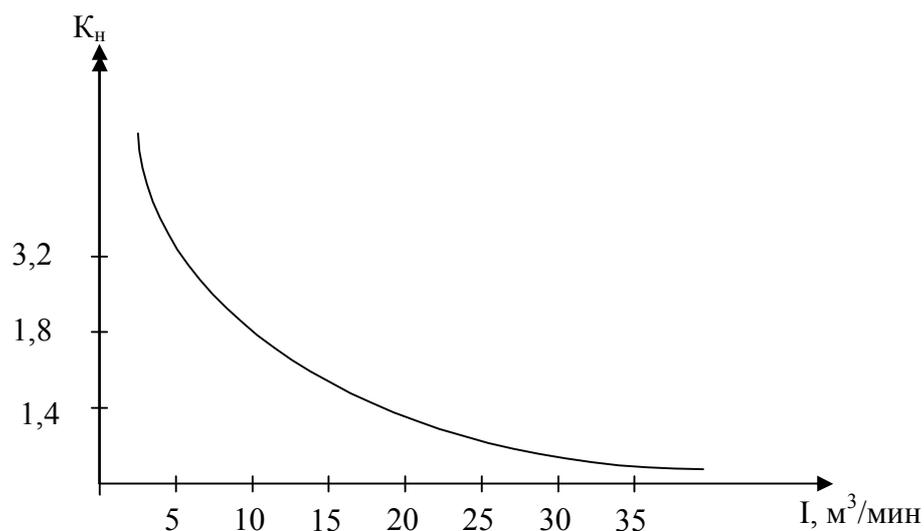


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента неравномерности газовыделения от среднего значения абсолютной газообильности участка

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для расчета коэффициента неравномерности газовыделения необходимо провести газовую съемку в шахте и замерить на исходящей струе очистного или подготовительного забоя количество воздуха, концентрацию метана и абсолютную газообильность.

Результаты газовой съемки на исходящей струе выемочного участка, где работает очистной механизированный комплекс и ведется подготовка нового блока представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Результаты газовой съемки на исходящей струе
выемочного участка шахты

№ п/п	Q , $\text{м}^3/\text{мин}$	C , %	I , $\text{м}^3/\text{мин}$	ΔQ^2	ΔC^2	ΔI^2
1	810	0,4	3,24	132,2	0,193	13,46
2	790	0,6	4,74	992,2	0,057	4,71
3	820	1,1	9,02	2,25	0,067	4,45
4	825	1,2	9,9	12,25	0,129	8,94
5	830	0,9	7,47	72,2	0,003	0,31
6	840	0,8	6,72	342,2	0,001	0,03
7	815	0,7	5,70	42,2	0,019	1,46

№ п/п	Q , м ³ /мин	C , %	I , м ³ /мин	ΔQ^2	ΔC^2	ΔI^2
8	830	0,8	6,64	72,2	0,001	0,07
9	850	0,9	7,65	812,2	0,003	0,55
10	805	1,0	8,05	272,2	0,026	1,30
	$Q_{\text{ср}} =$ = 821,5	$C_{\text{ср}} =$ = 0,84	$I_{\text{ср}} =$ = 6,91	$\Sigma \Delta Q^2 =$ = 2752	$\Sigma \Delta C^2 =$ = 0,383	$\Sigma \Delta I^2 =$ = 35,28

На основании данных табл. 4.1 можно рассчитать средне-квадратические отклонения и коэффициент неравномерности по каждой величине.

$$\sigma_Q = \sqrt{\frac{\Sigma(\Delta Q)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2752}{10}} = 16,5 \quad (4.8)$$

$$\sigma_C = \sqrt{\frac{\Sigma(\Delta C^2)}{n}} = \sqrt{\frac{0,382}{10}} = 0,195 \quad (4.9)$$

$$\sigma_I = \sqrt{\frac{\Sigma(\Delta I^2)}{n}} = \sqrt{\frac{35,28}{10}} = 1,87 \quad (4.10)$$

$$K_{H(Q)} = 1 + \frac{3 \cdot 16,5}{821,5} = 1,06 \quad (4.11)$$

$$K_{H(C)} = 1 + \frac{3 \cdot 0,195}{0,84} = 1,67 \quad (4.12)$$

$$K_{H(I)} = 1 + \frac{3 \cdot 1,87}{6,91} = 1,81 \quad (4.13)$$

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИБОРЫ

Для проведения экспериментальных замеров в шахтных условиях необходимо выбрать точки вентиляционной сети, в которых требуется определить коэффициент неравномерности газовыделения, т.е. исходящая струя очистного или подготовительного забоя, выемочного участка, крыла шахты или шахты в целом. Частота замеров зависит от общей продолжительности газовой

съемки и может составлять 2-4 в час (при повышении частоты возрастает точность результатов).

Желательно, чтобы в период наблюдений проводились все технологические процессы в очистном или подготовительном забое, т.е. отбойка угля, его транспортирование по конвейерной цепочке, взрывание (если предусмотрено паспортом ведения работ) и др.

Не рекомендуется проводить подобные замеры в ремонтные смены и в период остановок добычи угля.

Для замеров скорости воздуха в выработках используются крыльчатые или чашечные анемометры АСО-3 или МС-13, а также данные автоматического контроля скорости воздуха. Для измерения концентрации метана используются газоанализаторы ШИ-7, ШИ-10, ШИ-11 и др., а также данные АГЗ.

Все данные заносятся в журнал с указанием места замера, времени и протекающих при этом технологических процессов.

Рассчитанные значения коэффициента неравномерности газовыделения в дальнейшем участвуют в расчете количества воздуха для очистного забоя, участка и шахты в целом

$$Q_{оч} = \frac{100 \cdot I_{оч} \cdot K_H}{C - C_0}, \quad (4.14)$$

где $I_{оч}$ – среднее ожидаемое газовыделение в очистную выработку, м³/мин;

C – допустимое содержание метана в исходящей струе, %;

C_0 – допустимое содержание метана во входящей струе, %.

С учетом формулы (4.14) расчетное количество воздуха будет с вероятностью 0,995 удовлетворять требованиям Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт [1].

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – Макеевка-Донбасс, 1989. – 319 с.
2. Бирюков, Ю. М. Газодинамические явления в угольных шахтах / Ю. М. Бирюков. – Калининград: КГТУ, 2010.
3. Давидсон, В. Е. Основы гидрогазодинамики в примерах и задачах / В. Е. Давидсон. – М.: Академия, 2008.

Составители
Леонид Андреевич Шевченко
Владимир Анатольевич Ковалев

ГАЗОВАЯ ДИНАМИКА ШАХТ

Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 280102
«Безопасность технологических процессов и производств»

Печатается в авторской редакции

Подписано в печать 09.02.2012. Формат 60×84/16.
Бумага офсетная. Отпечатано на ризографе. Уч.-изд. л. 1,3.
Тираж 60 экз. Заказ
КузГТУ. 650000, Кемерово, ул. Весенняя, 28.
Типография КузГТУ. 650000, Кемерово, ул. Д. Бедного, 4а