

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ ДНР
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ГОРНЫЙ ФАКУЛЬТЕТ**

КАФЕДРА ОХРАНЫ ТРУДА И АЭРОЛОГИИ

**Методические указания к выполнению практических занятий по
дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в
угольных шахтах»
для студентов специальности 21.05.04 «Горное дело», специализация
«Технологическая безопасность и горноспасательное дело»**

**Рассмотрено
на заседании кафедры
охраны труда и аэрологии
протокол № от 27.08.2020г.**

**Утверждено
на заседании учебно-издательского
совета ДонНТУ
протокол № от .2020г.**

УДК 622.833

Методические указания к выполнению практических занятий по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах» / Сост. О.К. Мороз. – Донецк: ДОННТУ, 2016. –62 с. (доступ из личного кабинета студента).

Содержит материал предусмотренный программой, утвержденной учебно-методическим управлением по высшему образованию. Подготовлены согласно рабочей учебной программе дисциплины «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах» по профессиональному направлению «Горное дело». Используются материалы по актуальной проблеме дегазации каптажа метана с последующим его использованием и применению современных технологических и технических способов реализации этой задачи а также практический опыт их применения как в отечественных так и зарубежных горнодобывающих отраслях.

Представленные материалы позволяют ознакомить студентов с возможными направлениями совершенствования технологии дегазации угольных пластов и каптажа метана, а так же оценить эффективность различных подходов к решению указанных проблем в как в угольной отрасли, так и на предприятиях смежных отраслей.

Методические указания предназначены для подготовки студентов специализации «Технологическая безопасность и горноспасательное дело» (ТБГД), а так же может быть использована студентами родственной специализации «Подземная разработка пластовых месторождений» очной и заочной форм обучения(РПМ).

Составитель:

проф .к.т.н.

Мороз О.К.

Рецензенты:

проф .докт.техн.нук. Булгаков Ю.Ф.

проф. докт.техн.нук Петренко Ю.А

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах» рассматривает вопросы в привязке к технологическим схемам подземной разработки угольных месторождений в условиях повышенной газообильности и современным технологиям утилизации газа метана.

Целью дисциплины является:

Приобретение теоретических знаний с целью выработки у студентов навыков самостоятельно обосновывать и выбирать рациональные технологические решения по проектированию схем комплексной дегазации шахт и эффективных технологий утилизации шахтного метана на базе всестороннего анализа горно-геологических условий конкретного месторождения.

Дисциплина предназначена для формирования знаний основных принципиальных схем проветривания шахт, современных способов дегазации и применяемое при этом оборудование, прогрессивных способов каптажа метана и современных технологий его использования, характера воздействия вредных и опасных факторов на человека и природную среду, методов защиты от них, научных и организационные основ обеспечения безопасности производственных процессов. Формированию навыков проектирования технологических решений по рациональному и комплексному освоению георесурсного потенциала недр, умения инженерных решений по выбору оптимального способа(сочетания способов) дегазации.

Дисциплина относится к профессиональному циклу вариативной части дисциплин по выбору вуза блока дисциплин учебного плана.

Базируется на знаниях и умениях, которые студент приобрел при освоении предшествующих дисциплин, соответствующих плану подготовки специалиста по специальности 21.05.04 «Горное дело»:

Практическое занятие №1.

Тема занятия:

Общие положения о содержании метана в углях и породах. Коллекторские свойства горных пород и углей. Необходимость применения дегазации источников метановыделения

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Дегазация угольных шахт. Общие сведения. Терминология и определения.

Общие положения о содержании метана в углях и породах.

Коллекторские свойства горных пород и углей.

Необходимость применения дегазации источников метановыделения.

Концепция комплексной дегазации углепородного массива.

Увеличение глубины разработки угольных пластов, повышение нагрузок на очистные забои и концентрация горных работ привели к значительному повышению метановыделения в горные выработки угольных шахт Донбасса.

Средняя глубина горных работ на угольных шахтах Донбасса превышает 700 м. На ряде шахт Донбасса глубина горных работ достигла 1100-1350 м и более. В связи с этим постоянно увеличивается метанообильность шахт. На многих угольных шахтах Донбасса относительная метанообильность превысила $30 \text{ м}^3/\text{т}$ добываемого угля, а на ряде шахт она превысила $100 \text{ м}^3/\text{т}$.

Выделение метана становится одним из основных факторов, повышающих опасность ведения горных работ в угольных шахтах. По подсчётам учёных запасы газа метана, которые содержатся в углепородных массивах угольных месторождений составляют порядка 12 триллионов м^3 метана. Это в три раза превышает ресурсы разведанного природного газа. Метан в углепородном массиве находится в свободном, сорбированном состоянии и растворенном в воде Рис 1.1.

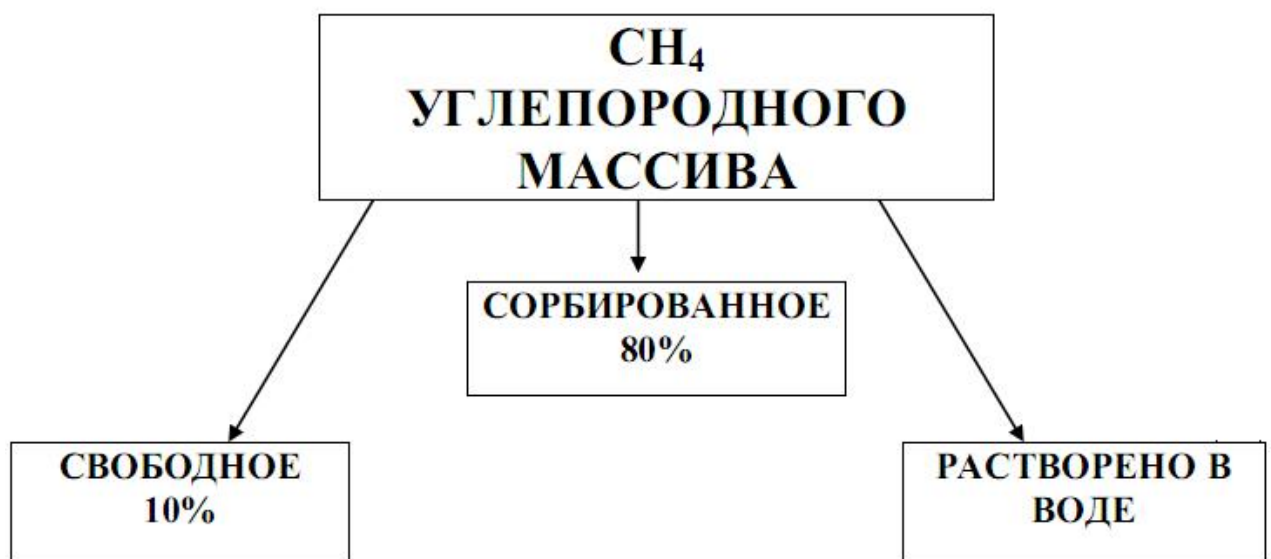


Рис.1.1. Соотношение составляющих фаз метана в углепородном массиве.

Содержание свободной фазы зависит от пористости углей (A^0), пластового давления (кПа) и температуры (C^0). В соответствии с законом газового состояния содержание свободной фазы растёт с увеличением пористости и давления и уменьшается с повышением температуры системы метан-уголь. Основное количество газов в углях - природных сорбентах – находится в сорбированном состоянии. В угольном пласте метан сорбируется твёрдой поверхностью угля в многочисленных микропорах. В зависимости от стадии метаморфизма угля газоносность его меняется. На пример для антрацитов она достигает $40 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м.}$

Газоносность горных пород - количество свободных или сорбированных газов (главным образом метана), которое содержится в единице массы или объёма горных пород в природных условиях. Измеряется $\text{м}^3/\text{т}$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$. При атмосферном давлении 1 см^3 угля способен сорбировать до 8 см^3 метана. С повышением давления в газоносных пластах количество газов, которое может быть ими сорбировано, повышается. Содержание газа в угле увеличивается с глубиной и зависит от факторов: химического состава, содержания золы, температуры, тектонического строения углесодержащего горного массива, характеристики генезиса и потери газа в предшествующий геологический период. В закрытых антиклинальных складках газоносность горных пород выше, чем в синклинальных.

Состояние систем *газ-порода*, *газ-уголь* определяется давлением газа, температурой и влажностью. Давление газа с увеличением глубины залегания угольных пластов в Донецком бассейне определяется по формуле 1.1:

$$P=9,806(H-H_0), \quad (1.1)$$

где:

H – глубина, на которой определено газовое давление, м;

H_0 – глубина нижней границы зоны газового выветривания, м (от 5 до 500м);

P – газовое давление на глубине H , кПа;

9,806 – градиент давления на 1 м.

С повышением температуры системы *газ-уголь* (*газ-порода*) количество свободного газа, находящегося в объёме пор при постоянном давлении уменьшается. Уменьшается так же и количество сорбированного газа. Содержание водорастворённого метана растёт с увеличением давления газа и понижением температуры недр.

Коллекторские свойства горных пород и углей являются одной из основных характеристик углепородного массива, который представляет собой пористую среду, способную аккумулировать в своём объёме жидкие и газообразные флюиды, а так же их отдавать (Рис1.2).



Рис.1.2. Составляющие элементы коллекторских свойств пород и углей.

Различают несколько видов пористости: абсолютную, открытую, закрытую и дифференциальную. Величина пористости зависит от состава среды и её напряжённо-деформированного состояния. Дифференциальная пористость даёт возможность судить о поперечных размерах самих пор (от нескольких ангстрем до миллиметров), что представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Распределение пор по поперечным размерам.

Класс	Характеристика пор	Размеры	
		$^{\circ}A$	М
1	Микропоры	$\leq 10^{-2}$	$\leq 10^{-8}$
2	Переходные	10^{-3}	10^{-7}
3	Субмакропоры	10^{-4}	10^{-6}
4	Макропоры	10^{-5}	10^{-5}
5	Видимые поры	10^{-6}	10^{-4}
6	Трещины	$\geq 10^{-7}$	$\geq 10^{-3}$

Анализ параметров дифференциальной пористости песчаников свидетельствует о том, что среди всего диапазона пор доминируют переходные и субмакропоры, составляющие до 65-85% общего объёма пор. Объем микропор не превышает 10%.

Газовая проницаемость горных пород - один из показателей, характеризующий фильтрационные свойства газовых коллекторов при различном геомеханическом состоянии трещинно-поровых сред. Количественно газовую проницаемость пористых сред оценивает коэффициент К, определяемый расчётным путём по формуле Дарси.

Основными параметрами для определения газопроницаемости в массиве являются:

- давление газа в массиве;
- дебит метана в дренажную скважину;
- зона дренирования (путь фильтрации).

Таблица 1.2 Классификация пород-коллекторов по проницаемости.

Класс пород коллекторов	Качественная характеристика проницаемости	Значения коэффициента проницаемости	
		МД	m^2
1	Очень хорошо проницаемые	$\square 1000$	$\square 10^{-12}$
2	Хорошо проницаемые	100-1000	10^{-12}
3	Средне проницаемые	10-100	10^{-13}
4	Слабо проницаемые	1-10	10^{-14}
5	Практически не проницаемые	$\square 1$	$\leq 10^{-15}$

Давление метана находящегося в поровой структуре среды определяет газовыделение в выработки и опасность газодинамических явлений в шахтах

Газообильность шахт, т.е. выделение метана на тонну суточной добычи достигает 100-200 м³/т. Угольные пласты и пропластки составляют не более 5% суммарной мощности угленосных отложений, в то время как песчаники – до 40%.. Именно песчаники являются наиболее вероятными коллекторами, способными удерживать метан в свободном состоянии.

Перспективными, представляющими интерес для промышленного освоения являются песчаники выдержанные, мощные, залегающие в зонах развития слабо и средне – метаморфизованных углей до марок К.

Обобщённая оценка степени заполнения пор песчаников газами показали, что максимальные значения этого показателя уменьшаются от зоны распространения слабометаморфизованных углей до тощих углей и антрацитов. Средние значения для углей марки: Д – 72%; Г – 67%; Ж – 46%; К – 25%; ОС – 15%; Т – 1%. К наиболее перспективным, с позиций извлечения метана, можно отнести песчаники, распространённые в зоне развития углей марки Д, Г и Ж.

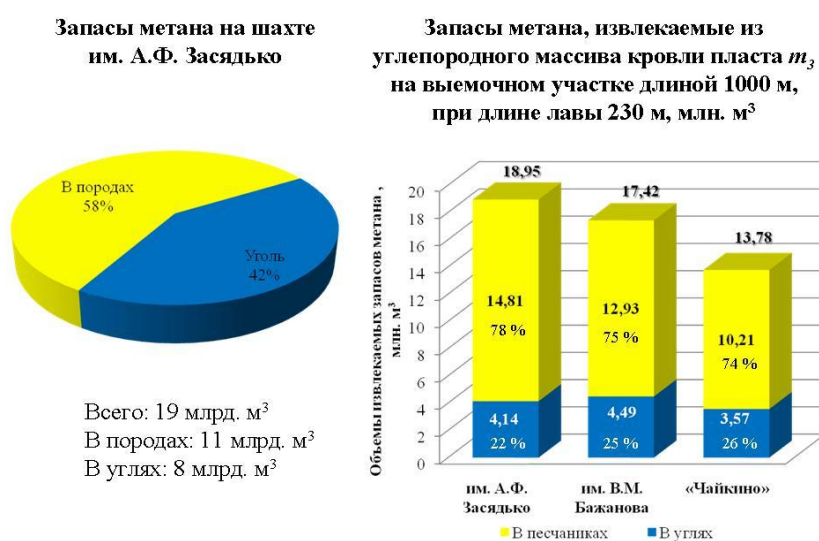


Рисунок 1.3. Структура запасов метана (230 млн. м³), извлекаемых из углепородного массива кровли пласта m_3 на выемочных участках

длинной 1000 м при и длине лавы 250 м.

Коэффициент газовой проницаемости нетронутого массива песчаника вне зоны влияния очистных работ находится на уровне 10^{-4} фм^2 . В зоне разгрузки он увеличился на 2 – 3 порядка, о чем свидетельствует существенный рост дебита метана в пробуренные скважины за счёт изменения коллекторских свойств песчаника.

Изучение коллекторских свойств углепородного массива Донецкого бассейна показало, что из-за низкой проницаемости и влагонасыщенности массива, эффективное высвобождение газа метана возможно только при ведении очистных работ, за счёт расслоения и разуплотнения подрабатываемой толщи пород и углей. При ведении работ по дегазации углепородного массива Донецкого бассейна установлено, что содержание метана в каптированной газозоообильной смеси зависит от применения технологии дегазации.

Скважинами, пробуренными с поверхности, извлекается газ с содержанием метана 90-95%, скважинами, пробуренными из подземных выработок 25-60%, отводами газопровода, оставленными в выработанном пространстве («газоотсосом») 3-30%.

Разработанные технологические схемы комплексной дегазации позволили повысить безопасность ведения горных работ, повысить нагрузку на очистной забой, а так же указали пути получения нетрадиционного источника энергии шахтного метана.

Необходимость применения дегазации источников метановыделения.

Источниками метановыделений на выемочном участке являются: разрабатываемый пласт, смежные пласты-спутники и вмещающие породы.

Увеличение глубины разработки и повышение нагрузок на очистные забои приводит к возрастанию абсолютного метановыделения на выемочных участках.

Возможности вентиляции по разбавлению метана свежим воздухом до допустимой Правилами безопасности концентрации ограничены из-за недопустимости превышения средней скорости движения воздуха в призабойных пространствах лав выше 6м/с. В связи с этим на высокогазообильных выемочных участках газовый фактор может ограничивать величину нагрузки на очистные забои.

Одним из весьма эффективных способов обеспечения безопасных условий на высокогазообильных выемочных участках и снятия ограничений газового фактора на нагрузку очистных забоев является дегазация источников метановыделения которая должна осуществляться в случае, когда средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в воздухе участков выработок с учётом установленного ПБ значения и если не выполняется условие

$$J_{\text{уч}} \leq 0,007 Q_{\text{уч}} C, \quad (1.3)$$

где:

$J_{\text{уч}}$ – среднее абсолютное метановыделение на выемочном участке, $\text{м}^3/\text{мин}$;
 $Q_{\text{уч}}$ – фактический или планируемый расход воздуха, подаваемого на

выемочный участок, м³/мин;

С – максимально допустимая концентрация метана в исходящей струе (ПБ), %.

Первоначальный вид зависимости (1.3) имеет вид:

$$J_{уч.} \leq 0,01 Q_{уч.} \frac{C}{K_H} \quad (1.4)$$

где:

K_H – коэффициент неравномерности метановыделения. При получении зависимости использовано среднее значение коэффициента неравномерности метановыделения $K_H=1,43$, а коэффициент $0,007=0,01/1,43$.

Уточнённое условие (1.4), невыполнение которого свидетельствует о необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке.

$$J_{уч.} \leq 0,00221 (Q_{уч.} C)^{1,163} \quad (1.5)$$

Дегазация источников метановыделения на выемочном участке может оказаться необходимой также при невозможности средствами вентиляции разбавления метана до допустимой Правилами безопасности концентрации на исходящей струе воздуха из очистной выработки, что устанавливается при невыполнении условия

$$J_{оч.} \leq 0,00221 (Q_{оч.} C)^{1,163} \quad (1.6)$$

Условие (1.7) получено аналогично условию (1.1) путём замены $J_{уч.}$ $Q_{уч.}$ соответственно на $J_{оч.}$ $Q_{оч.}$.

Для каждого выемочного участка при установлении необходимости применения дегазации следует проверять выполнение указанных условий независимо от типа схемы проветривания.

Q_p – планируемый или возможный расход воздуха для разжижения метана, м³/мин; принимается с учётом горнотехнических условий и рекомендаций «Руководства...» в зависимости от типа схемы проветривания выемочного участка.

$$Q_p = 60 \cdot V_{max} \cdot S_{оч} \quad (1.7)$$

где V_{max} – максимально допустимая ПБ средняя скорость движения воздуха в призабойном пространстве очистной выработки, м/с; $V_{max}=6$ м/с;

$S_{оч.}$ – площадь поперечного сечения призабойного пространства очистной выработки, свободная для прохода воздуха.

Для получения зависимости, определяющей условия применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке, исходя из необходимости снятия ограничения нагрузки на очистной забой по газовому фактору, положим

$$A_p = A_{\max}. \quad (1.8)$$

Таким образом, дегазация источников метановыделения на выемочном участке необходима, если не выполняются условия (1.3), (1.7), (1.9). Применение этих выражений для определения необходимости дегазации источников метановыделения на выемочных участках вместо неравенства (1.1) позволит более обосновано принять решение о необходимости дегазации для повышения нагрузки на очистные забои и обеспечения безопасных атмосферных условий труда.

Если дегазации одного источника метановыделения недостаточно для обеспечения необходимой эффективности дегазации, то применяют одновременную дегазацию нескольких (разрабатываемый пласт, подрабатываемые и надрабатываемые сближенные пласты-спутники, выработанное пространство).

Литература к теме[\[1,6, 7,5\]](#)

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Дегазация угольных шахт. Общие сведения.

Терминология и определения.

Общие положения о содержании метана в углях и породах.

Коллекторские свойства горных пород и углей.

Необходимость применения дегазации источников метановыделения.

Классификация источников метановыделения по степени их влияния на технологию угледобычи.

Концепция комплексной дегазации углепородного массива.

Практическое занятие №2.

Тема занятия:

Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств, скважинами, пробуренными с земной поверхности.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

- зональность подрабатываемого массива в зависимости от удаленности от разрабатываемого пласта.
- характерные особенности в работе дегазационных скважин в зависимости от их расположения в конкретной зоне.
- Дегазационная эффективность скважины в зависимости от ее удаленности от пласта.
- Технологические схемы дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.
- Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств
- Извлечение метана угольных месторождений до начала их разработки.
- Дегазация разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.
- Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.

За последние 15 лет, количество сверхкатегорийных шахт в Донбассе уменьшилось с 88 до 38, объёмы добычи угля в этих шахтах сократились с 185 до 90 тыс. т/сут. Общий объем метана, извлекаемый вентиляционными и дегазационными системами, снизился с 7 до 3,5 млн.м³/сут, в том числе средствами дегазации с 1,4 до 0,9 млн. м³/сут.

Каптирование метана с выводом на поверхность значительно безопаснее и дешевле, чем разбавление его воздухом и транспортирование по горным выработкам. При этом обеспечивается возможность использования метана и компенсации части затрат на дегазацию. Важным является тот факт, что повышение качества работ по дегазации углепородного массива позволит извлекать метан, по качеству и в количествах, пригодных для его переработки в электроэнергию и тепло, одновременно оказывая содействие повышению безопасности ведения горных работ; предотвращая при этом загрязнение атмосферы.

Классификация дегазационных мероприятий специалистами горного дела была предложена ещё в 60-70 годы прошлого века. Более эффективной является дегазация углей и песчаников при ведении очистных работ скважинами, пробуренными с поверхности, в зоны подрабатываемого массива. Углепородная толща по степени нарушенности может быть условно разделена на четыре зоны (Рис.2.1).

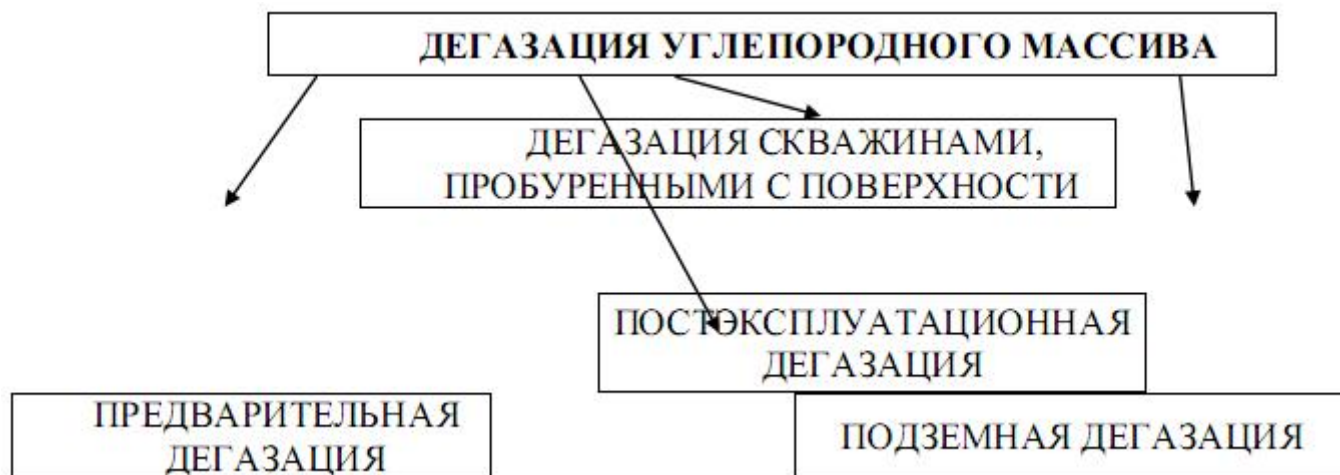


Рис.2.1 Структура углепородного массива

Первая зона – беспорядочное обрушение пород в зависимости от крепости пород составляет от пяти до восьми мощностей вынимаемого пласта($m_{пл}$).

Вторая зона – смещения пород с разрывом сплошности, где породы оседают крупными блоками. Мощность этой зоны до 15 $m_{пл}$.

Третья зона – системы крупных трещин. Мощность зоны 30 $m_{пл}$.

Четвертая зона – плавного прогиба, куда проникают мелкие трещины на границах подрабатываемого массива. Мощность зоны до 150 $m_{пл}$.

В первой зоне воздух движется через выработанное пространство от конвейерной выработки к вентиляционной за счёт общешахтной депрессии. Здесь он смешивается с метаном, выделяющимся из расположенных выше и ниже источников.

С увеличением расстояния от разрабатываемого пласта проницаемость пород уменьшается, особенно быстро поперёк напластования. По напластованию на горизонтах с различными физико-механическими свойствами, образуются полости, сохраняющиеся длительное время на большом расстоянии от выработанного пространства. По мере смещения и уплотнения пород эти полости закрываются в нижних частях массива и раскрываются в верхних. По этим полостям метан перетекает в пересекающую их скважину. Со временем эти притоки перемещаются по длине скважины снизу-вверх.

Многочисленными исследованиями установлено, что наибольшее метановыделение из подработанных угольных пластов и пород происходит из их части, попадающей в зону полной разгрузки от горного давления. Эта зона ограничивается углами полного сдвижения пород кровли, отсчитываемого от плоскости разрабатываемого пласта. Выше неё происходит лишь частичная разгрузка угольных пластов, поэтому процесс десорбции метана происходит медленно. Кроме того, выход газа затрудняется давлением воды, заполняющей скважину. Углепородный массив насыщен не только газом, но и водой, которая поступает в скважины, особенно в первое время после подработки массива.

Часть воды распыляется и в виде капель движется вместе с газом по скважине. Другая часть воды стекает по стенкам скважины навстречу газовому потоку. Если разность скоростей газа и воды превышает 7м/с, слой воды срывается со стенки скважины и распыляется в газовом потоке. По мере накопления капель воды скорость газа уменьшается, и крупные капли движутся вниз, увеличивая аэродинамическое сопротивление. В скважине может образоваться водяная пробка, вызывая рост в ней давления газа. Скважина начинает фонтанировать, периодически выбрасывая газ с водой. Это затрудняет транспортирование и использование газа.

Уменьшить негативное влияние воды на режим работы скважины, можно осуществляя предварительное осушение пород, тампонажем водоносных горизонтов, сообщением скважины с зоной беспорядочного обрушения для слива воды. Наиболее эффективным способом является предварительное осушение пород

Конструкция скважины должна обеспечивать не только эффективную дегазацию углепородного массива, но и максимальный объем извлекаемого метана. Известно, что продуктивность скважины увеличивается с увеличением её диаметра и длины газоприёмной части. Опыт эксплуатации поверхностных скважин (ш. им. Бажанова, им. А.Ф. Засядько, Суходольская-Восточная, им. А.Г. Стаханова, «Чайкино ») позволяет определить оптимальную конструкцию скважин, рекомендованных к эксплуатации в условиях Донецкого бассейна.

Глубина бурения, выбирается так, чтобы забой скважины располагался не далее 8 $m_{пл}$ от почвы пласта. Конечный диаметр скважины до 200мм. Нижняя часть обсадной трубы перфорируется отверстиями диаметром 10-15мм, располагая по 20 отверстий на одном погонном метре. Длина газоприёмной части рассчитывается с учётом расположения источников и принимается не менее 30 $m_{пл}$.

Скважины бурят на части шахтного поля, подготавливаемой к разработке, располагая их по возможности равномерно, по длине выемочного поля (рис.2.3) Первую скважину бурят так, чтобы проекция её забоя на угольный пласт находилась на расстоянии ≈ 50 м от монтажного ходка. Последующие скважины бурят вдоль выемочного поля так, чтобы их забой находился не ближе 30м от вентиляционной выработки и не далее середины лавы. При интервале между скважинами менее 300м они, как правило, аэродинамически сообщаются, поэтому сокращение интервала может уменьшить дебит отдельной скважины. Оптимальный интервал и параметры конструкции скважины рассчитывается в зависимости от геологических и горнотехнических условий.

Газ, каптированный вертикальными скважинами, транспортируется по специальному газопроводу, проложенному по поверхности с помощью вакуум – насосов. Для расчётов диаметров газопровода и выбора вакуум – насосов

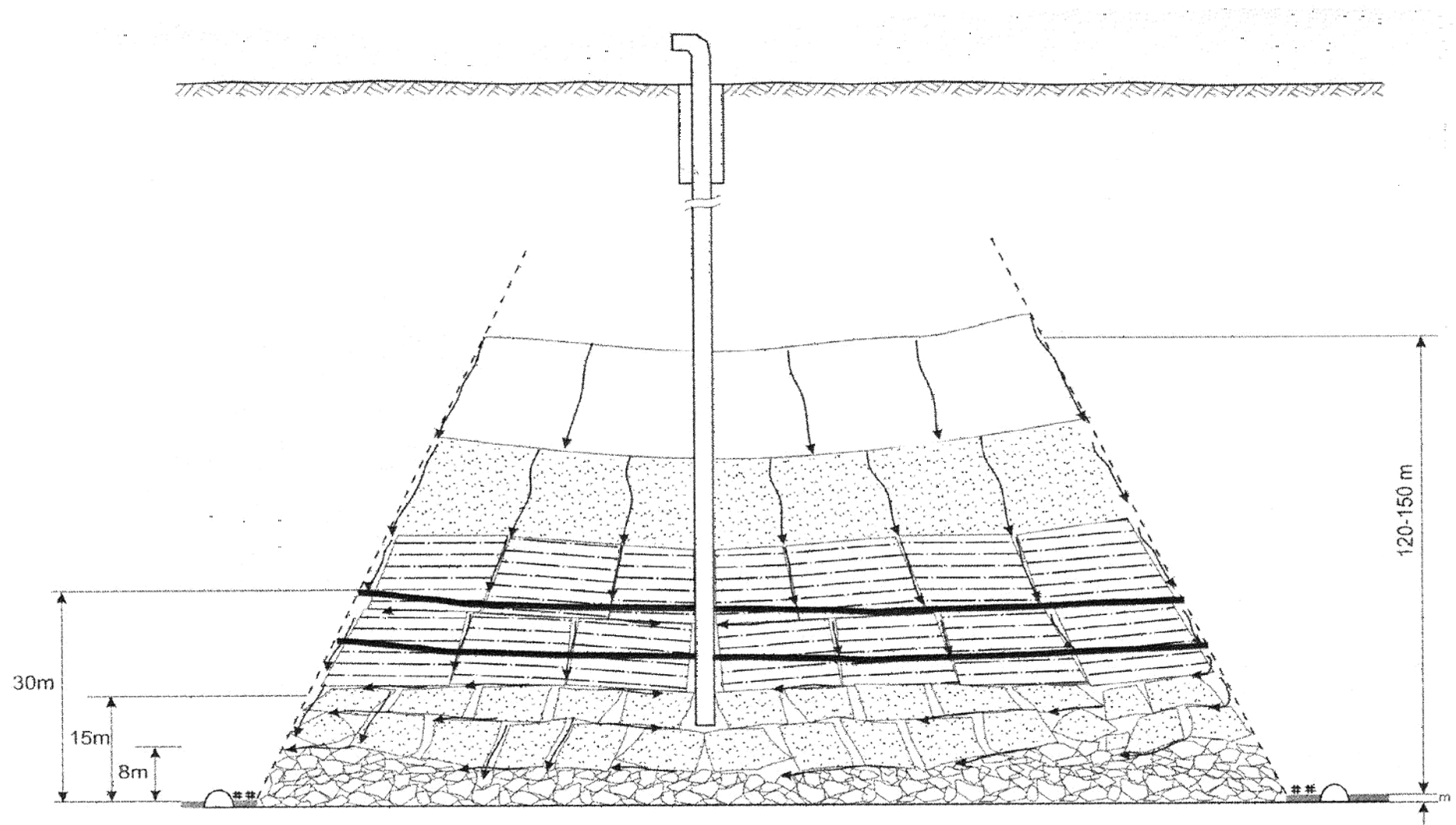


Рис. 2.2 Схема подработанного углепородного массива и движение газа в выработанном пространстве.

необходимо определить конфигурацию дегазационной системы и ожидаемый дебит метана из скважины.

Скважины начинают отдавать газ после подработки их забоев очистными выработками при отходе очистного забоя от скважины, как правило, на расстояние от 20 до 100м. В течение первого месяца работы скважины её дебит достигает максимума, а затем в течение длительного времени, иногда более года, постепенно снижается.

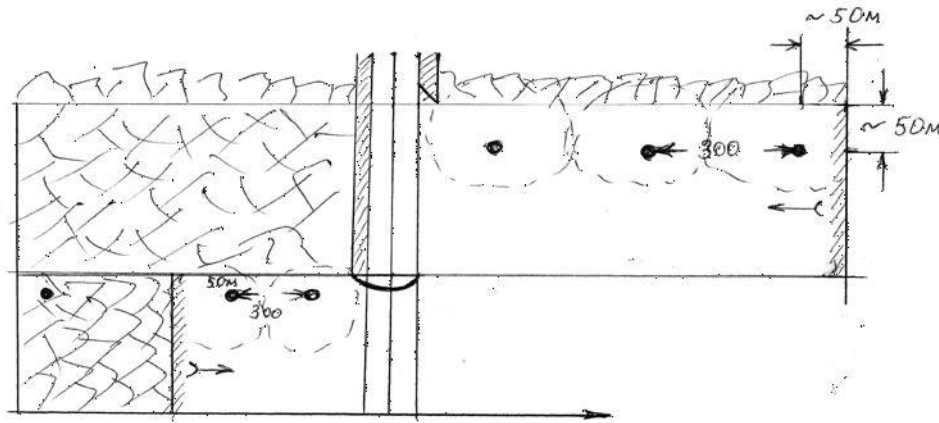


Рис. 2.3 Схема расположения дегазационных скважин в выемочном поле

При определении объёма, извлекаемого поверхностными скважинами шахтного газа, следует учитывать неравномерность дебита скважин, которая помимо влияния горно-геологических условий существенно зависит от количества одновременно действующих скважин.

. Известно, что притоки метана в скважины, пробуренные с поверхности, перемещаются снизу вверх по мере сдвижения и разгрузки горных пород.

Объём метана, который может каптироваться скважинами, пробуренными с поверхности, определяют как долю его в объёме, выделившегося из подработанных угольных пластов и пород при дегазации их до атмосферного давления.

$$V_c = (V_y + V_n) d_c, \text{ м}^3 \quad (6.1) \quad (2.1)$$

где V_y – запасы газа в угольных пластах, млн.м³;

V_n – запасы газа в породах, млн.м³;

d_c – коэффициент извлечения газа скважинами, пробуренными с поверхности, доли.

Опыт эксплуатации скважин, пробуренных с поверхности в Донбассе, показывает, что максимальные объёмы извлекаемого метана наблюдаются при наличии в кровле разрабатываемого пласта, помимо угольных пропластков, мощных слоёв газоносных песчаников.

Основное влияние на метанообильность выемочного участка оказывают две – три скважины, ближайшие к очистному забою, при этом уменьшается дебит метана, как в выработках, так и в подземных скважинах. Для улучшения эффективности работы скважины и уменьшения притока метана в выработки, скважина пробуренная с поверхности должна подключаться к вакуум – насосам. При вакууме 200мм.рт.ст расход метана в скважинах увеличивается в два раза.

Основной задачей, скважин пробуренных с поверхности, является уменьшение притока метана из подработанного углепородного массива в горные выработки и повышение их газовой безопасности.

Расчёт параметров и режимов дегазации скважин пробуренных с поверхности. Определяются количество метана V в метрах кубических, которое может выделяться из углепородного массива в процессе его подработки

Литература к теме 2:[3,6,8,7,]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Дегазация разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.

Технологические схемы дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.

Дегазационная эффективность скважины в зависимости от ее удаленности от пласта.

Зональность подрабатываемого массива в зависимости от удаленности от разрабатываемого пласта.

Характерные особенности в работе дегазационных скважин в зависимости от их расположения в конкретной зоне.

Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств

Извлечение метана угольных месторождений до начала их разработки.

Дегазация разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности.

Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств скважинами, пробуренными с земной поверхности

Практическое занятие №3.

Тема занятия:

Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

В условиях современных метанообильных шахт возникает необходимость своевременной подготовки выемочных участков к высокопроизводительной и безопасной отработке угольных пластов по газовому фактору.

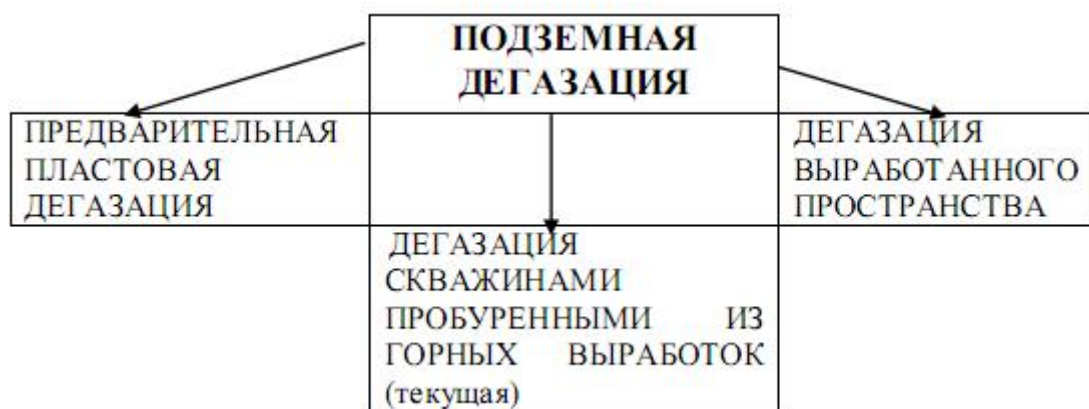


Рис.3.1 Предварительная пластовая дегазация

Предварительную дегазацию разрабатываемых угольных пластов в Донбассе целесообразно применять при средней абсолютной метанообильности призабойного пространства более $3 \text{ м}^3/\text{мин}$ или при величине относительного выделения метана в очистном забое свыше $10 \text{ м}^3/\text{т}$. Длина скважин диаметром от 60 до 150мм. пробуренных по угольному пласту, при традиционных схемах предварительной дегазации должна быть на 10-15м меньше длины лавы.

При разработке свиты угольных пластов на газоносных месторождениях основными источниками метановыделения на выемочных участках являются сближенные подрабатываемые и надрабатываемые угольные пласты и вмещающие их газоносные породы (песчаники). Эти источники газовыделения, разгружаясь от горного давления в процессе угледобычи и интенсивно освобождаясь от метана, эффективно дегазируются скважинами, пробуренными из горных выработок (текущая дегазация).

Если дегазация углепородного массива скважинами не обеспечивает нужной эффективности, то для снятия ограничения нагрузки на очистной забой по газовому фактору необходимо исключить влияние метановыделения из выработанного пространства.

Для решения этой проблемы существует несколько вариантов дегазации выработанного пространства в зависимости от наличия фланговой выработки и аэродинамического сопротивления неконтролируемой газоотводящей выработки. При дегазации выработанного пространства наиболее эффективно применять так называемую систему «Газоотсоса», предполагающего прокладку отдельного дегазационного трубопровода большого диаметра от 530 до 630мм. Дегазация выработанного пространства, как правило, применяется при возвратноточных схемах проветривания.

Варианты дегазации выработанного пространства действующей лавы.

1. Отвод газа по неконтролируемой части вентиляционной выработки за счёт общешахтной депрессии и дегазационного трубопровода (Рис 3.2).

Необходимая эффективность дегазации выработанного пространства $K_{\text{дег}} \approx 50\%$ достигается путём его изоляции от выработки бутовой полосой или полосой из быстротвердеющего материала. Всасывающий конец трубопровода при помощи отростков (свечей), вводится в бутовую полосу с интервалом 30-40м вслед за продвижением очистного забоя.

Газоотводящую выработку за очистным забоем и перед фланговой выработкой закрывают решёткой, предотвращающей вход в неё людей. Метановоздушная смесь из газоотводящей выработки выпускается в выработку с исходящей струёй воздуха через смесительную камеру. Трубопровод

«Газоотсоса» подсоединяется к вакуумной станции (ВНС) и наращивается по мере продвижения очистного забоя

Достоинством этого варианта дегазации выработанного пространства является высокая эффективность отвода газа.

Недостатком является то, что в данном варианте затруднена возможность реверсирования вентиляции, затруднена реализация плана ликвидации аварий

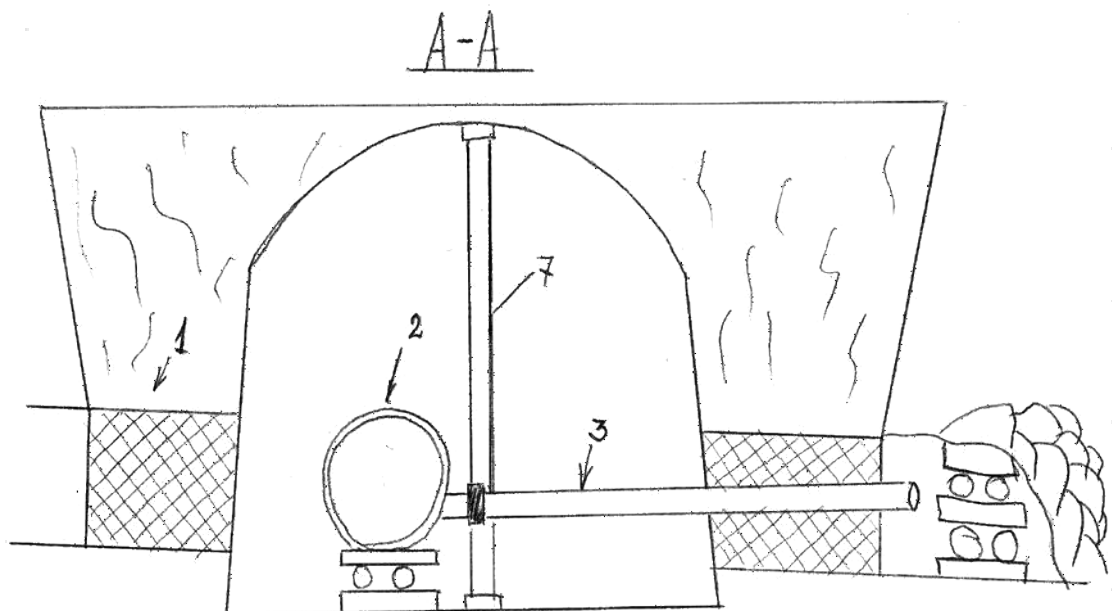
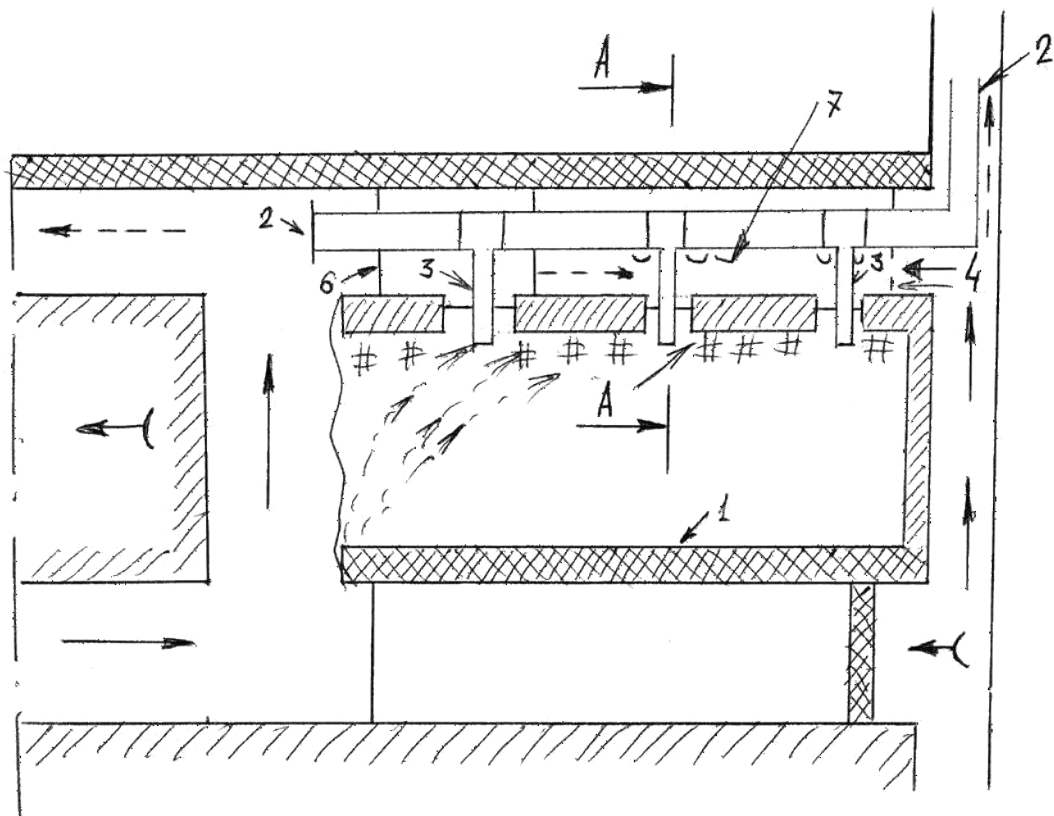


Рис. 3.2. Отвод газа по неконтролируемой части вентиляционной выработки .

1-изолирующая полоса; 2-газопровод; 3-отводы (свечи); 4-решотчатая перемычка; 5-изолирующая перемычка; 6-переносная перемычка.

II. Отвод газа из выработанного пространства по неконтролируемой выработке и специальному трубопроводу, заведённом в изолирующую перемычку (Рис.3.3).

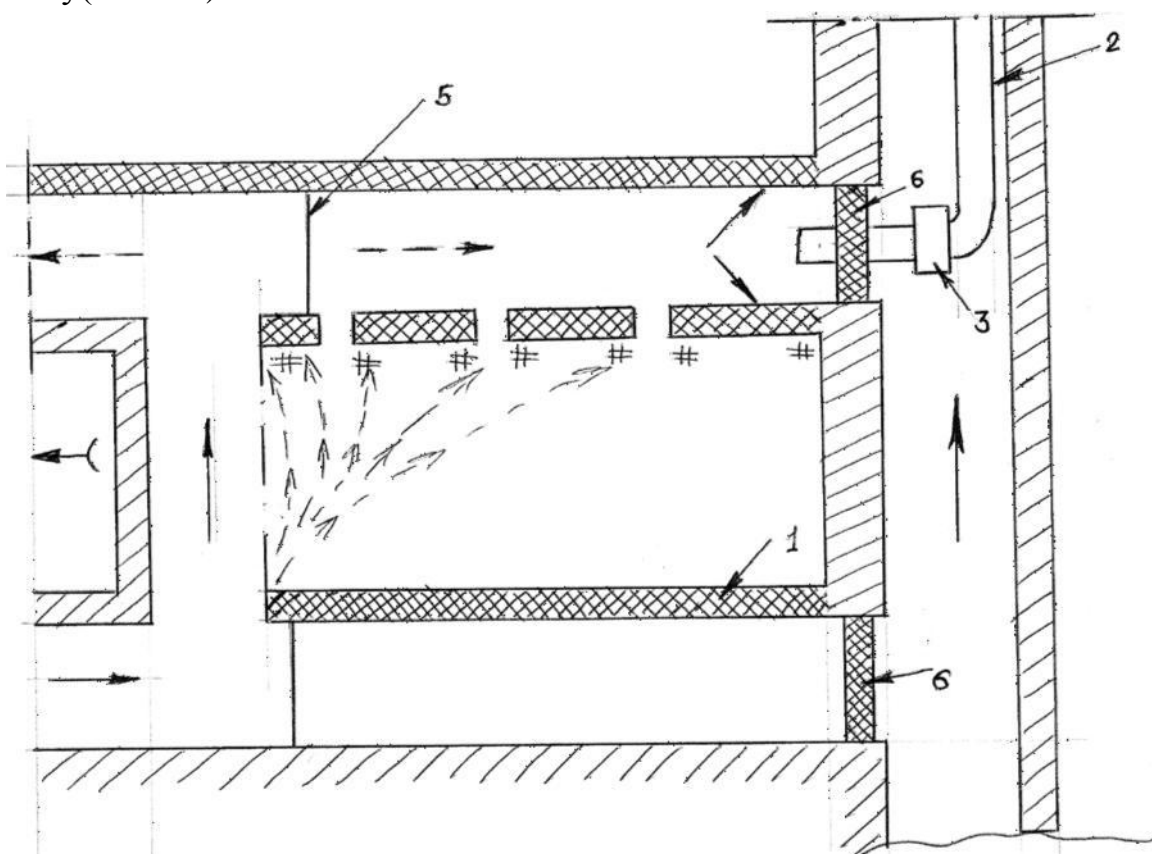


Рис. 3.3 Отвод газа из выработанного пространства по неконтролируемой выработке и специальному трубопроводу.

1-изолирующая полоса; 2-дегазационный трубопровод;
3-огнепреградитель с пламяподавателем; 4-изолирующая перемычка;
5-перенасная перемычка.

Вентиляционную выработку за монтажным ходком закрывают изолирующими перемычками из шлакоблоков или песчано-цементного раствора, через которые прокладывают газоотводящую трубу, соединённую с вакуумнонасосной станцией (ВНС) на поверхности. У всасывающего конца газопровода устанавливают огнепреградитель и пламяулавливатель предотвращающие возможность распространения по нему пламени.

В условиях хорошо обрушающихся и уплотняющихся пород кровли коэффициент схемы дегазации достигает 75% - $K_{\text{дег}}=0,75$.

Достоинством данной схемы является то, что обеспечивается изолированный отвод газовой смеси с высокой температурой и содержанием метана.

К недостаткам вышеуказанной схемы относится то, что в условиях глубин ≥ 800 метров из-за сложности поддержания выработок за очистным забоем, ограничена длина газоотводящей выработки, при которой обеспечивается требуемая эффективность дегазации выработанного пространства.

III. Отвод газа из выработанного пространства по специальному трубопроводу проложенному по вентиляционной выработке отрезками газопровода, которые устанавливаются по мере продвижения, отрезками газопровода которые устанавливаются по мере подвигания очистного забоя.

Данный метод эффективен при применении возвратноточной схемы проветривания и отсутствия фланговой выработки.

До начала работы лавы по всей длине вентиляционной выработки прокладывают газоотводящий трубопровод с толщиной стенки не менее 6мм. Трубопровод состоит из линейных секций труб и тройников для установки отрезков («свечей»). Тройники устанавливаются в зависимости от газообильности участка через каждые 20-30 метров. По мере продвижения лавы на тройниках устанавливаются отрезки («свечи»), которые дистанционно открываются из проветриваемой части вентиляционной выработки, чтобы в газопровод не попадала газовая смесь с низким содержанием метана.

На выходе газоотводящего трубопровода за пределы выемочного участка устанавливается огнепреградитель и пламяподавитель.

На протяжении всего трубопровода в выработке, которая остаётся за проходом лавы, устанавливают ремонтники, а при необходимости в районе нахождения тройников («свечей») выкладываются клетки.

Основным достоинством данной схемы является возможность её применения при любой длине выемочного поля.

Наиболее высокая безопасность ведения работ при отводе метана из выработанного пространства по неконтролируемой выработке или трубопроводу обеспечивается в том случае, когда расход отводимой метановоздушной смеси (Q_{Γ}) соответствует утечкам воздуха через выработанное пространство ($Q_{\text{ут}}$)

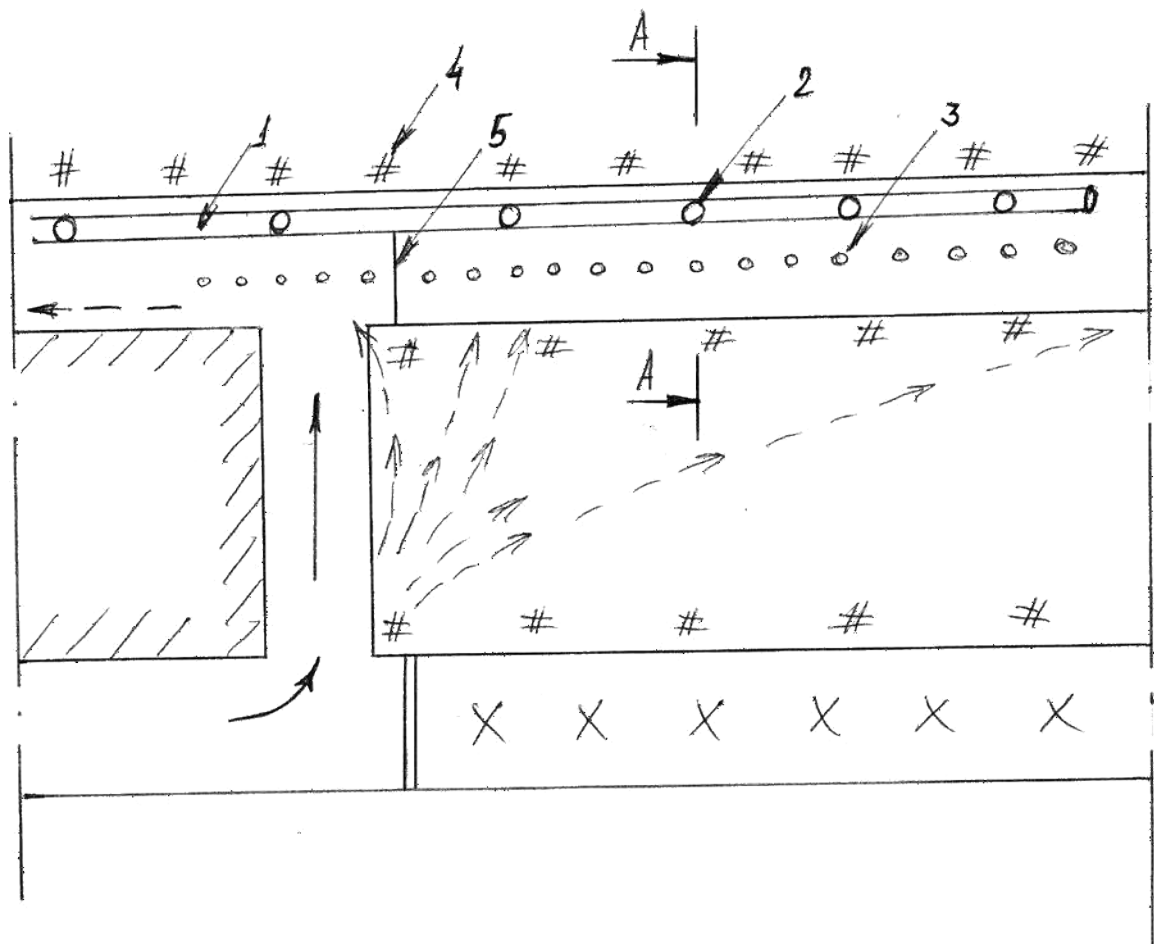
$$Q_{\Gamma} \geq Q_{\text{ут}} \quad (3.1)$$

В данном случае:

1. Полностью исключается поступление метана в рабочее пространство выемочного участка.

2. Воздух в неконтролируемой вентиляционной выработке движется в направлении от очистного забоя.

3. На сопряжении выработанного пространства с вентиляционной выработкой не создаются зоны, опасные по скоплению метана. Поверхностные вакуумные станции (ВНС), оснащённые современными вакуумными насосами ВВН-150, обеспечивающими расход смеси $150 \text{ м}^3/\text{мин}$, при прокладке по стволам и подводящим выработкам трубопроводов диаметром 630-530мм, позволяют обеспечить расход отводимой метановоздушной смеси (Q_{Γ}) до $220 \text{ м}^3/\text{мин}$, при длине трубопровода до 4км. Выбранная схема дегазации выработанного пространства должна обеспечивать необходимую эффективность дегазации на всем протяжении выемочного поля.



A - A

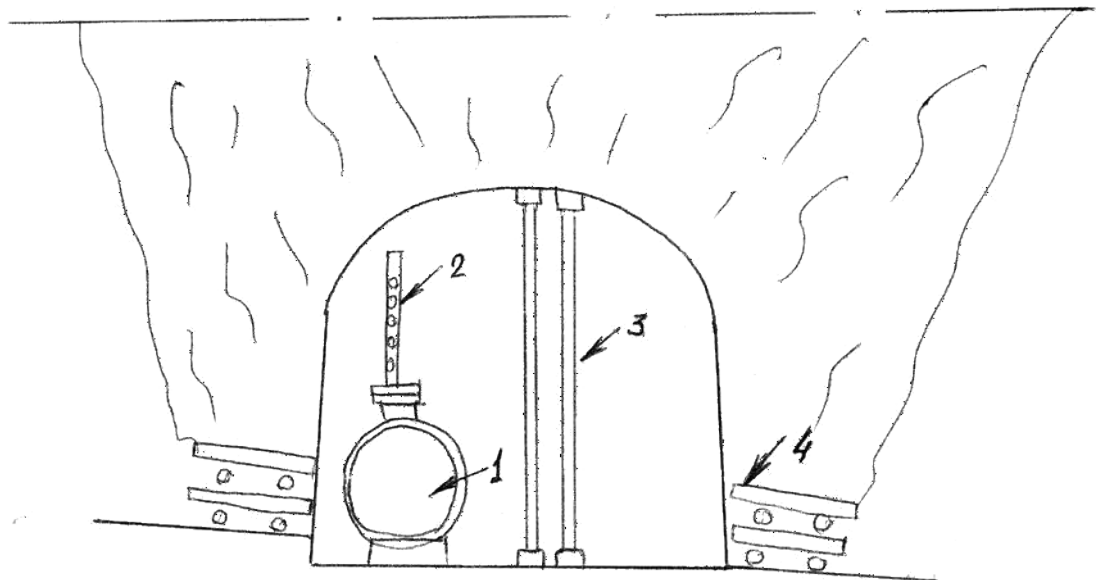


Рис. 3.4 Отвод газа из выработанного пространства по специальному трубопроводу
1-дегазационный трубопровод (газоотсос); 2 - отросток газопровода 3 - «свеча»;
ремонтин; 4 - клетки; 5 - переносная перемычка; 6 - «глухая» перемычка.

Отвод газа из выработанного пространства с использованием газоотсасывающих вентиляционных установок. Применение газоотсасывающих вентиляторных установок в сравнении с использованием поверхностных вакуумнасосных станций имеет ряд существенных недостатков, значительно снижающих возможную область их применения.

1. Любая аварийная обстановка, связанная с нарушением электро-снабжения газоотсасывающей вентиляторной установки, приводит к загазированию рабочего пространства выемочного участка и полной остановке лавы.

2. Отвод газа из выработанного пространства должен быть непрерывным. Для этого газоотсасывающая вентиляторная установка должна иметь кроме рабочего и резервный вентилятор, который должен включаться автоматически при аварийной остановке действующего.

3. Газоотсасывающая вентиляторная установка должна постоянно обслуживаться машинистом. Содержание метана в газовой смеси, входящей в вентилятор не должно превышать 3,5%.

4. Добавление воздуха для регулирования концентрации смеси в газоотсосе до содержания не более 3,5% приводит к искусственному снижению расхода отводимой метановоздушной смеси (Q_{Γ}).

5. Низкое содержание метана в каптируемой смеси ($\leq 3,5\%$) затрудняет его утилизацию и возможность использования как энергоносителя.

6. Подземная газоотсасывающая вентиляторная установка является потенциальным объектом пожарной опасности.

Все вышеперечисленные недостатки указывают на низкую техническую и экономическую целесообразность применения газоотсасывающих вентиляторных установок для дегазации выработанного пространства действующих очистных забоев.

Концепция комплексной дегазации углепородного массива заключается в следующем.

Метан, поступающий в горные выработки шахты, можно условно разделить на две составляющие:

«быстрый газ» - поступающий в очистной забой из разрабатываемого угольного пласта и из пород непосредственной и основной кровли, и

«медленный газ» - поступающий в горные выработки через выработанное пространство из пород почвы и пород, залегающих под основной кровлей.

«Быстрый газ» необходимо забирать дегазационными скважинами, пробуренными по угольному пласту, а так же в кровлю и почву разрабатываемого угольного пласта.

«Медленный газ» должен быть отобран вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности и длинными дегазационными скважинами, пробуренными из горных выработок. При наличии фланговых выработок - Рис.3.5.

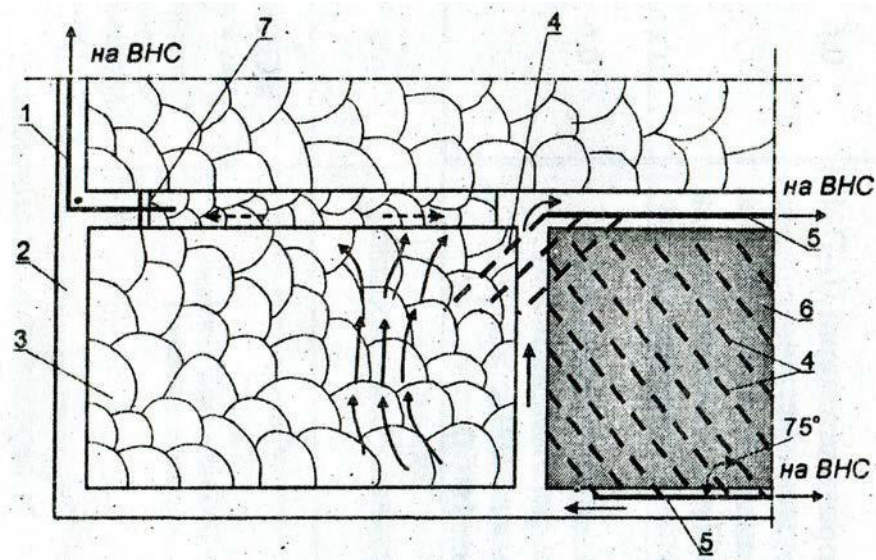


Рис. 3.5 Схема комплексной дегазации выемочного участка с отводом метана из выработанного пространства на фланговую выработку:

- 1 – газоотводящий трубопровод; 2 – фланговая выработка;
3 – выработанное пространство; 4 – дегазационные скважины;
5 – газопровод; 6 – разрабатываемый пласт; 7 – перемычка.

Дебит метана $I_{\text{необх}}$ в $\text{м}^3/\text{мин}$, который необходимо каптировать для достижения нужной эффективности дегазации определяется для этой схемы (3.....):

$$I_{\text{необх}} = I_{\text{в.п.}} \cdot K_{\text{дег.вп.}} \quad (3.....)$$

$K_{\text{дег.вп.}}$ – коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства.

$I_{\text{в.п.}}$ – дебит метана, поступающего в выработанное пространство из сближенных пластов и пород, $\text{м}^3/\text{мин}$.

Литература к теме:3 Литература к теме: [2,3,6,8]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Дегазация крутых пластов. Определение параметров дегазации крутых пластов.

Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Дегазация скважинами, из полевых выработок.

Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Практическое занятие №4.

Тема занятия:

Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок. Определение эффективности дегазации разрабатываемых угольных пластов при различных схемах проветривания.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок.

Дегазация скважинами, из полевых выработок.

Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок. Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок.

Оценка эффективности применения дегазации. Определение эффективности дегазации разрабатываемых угольных пластов при различных схемах проветривания.

Местоположение зон повышенного газовыделения, определяющих эффективность применяемого способа дегазации зависит от горно-геологических факторов: глубина разработки, мощность и угол падения пласта, мощность и литологический состав пород между рабочим и сближенными пластами горно-технических – система разработки, способ управления кровлей, длина и скорость подвигания лавы, схемы дегазации и проветривания выемочных участков.

Выбранная схема дегазации соответствующая принятой схеме проветривания выемочного участка должна обеспечивать:

1. Газовую безопасность участка.
2. Максимальную нагрузку на очистной забой.
3. Вывод капируемой газовой смеси на поверхность при максимальной концентрации в ней метана.

На больших глубинах (более 1000м) и высокой метанообильности угля выемочных участков (до 90 м³/т) целесообразно применение столбовых систем разработки.

Наиболее эффективно осуществлять дегазацию скважинами, пробуренными из выработок при наличии поддерживаемых и контролируемых выработок позади очистного забоя при так называемой прямоточной схеме проветривания выемочного участка.

При бурении скважин позади очистного забоя обеспечиваются наиболее благоприятные условия их функционирования:

1. скважина не подрабатывается очистным забоем;
 2. устья скважин защищены от разрушения бутовой полосой или клетями;
- скважины охраняются в зоне максимального выделения метана из сближенных пластов и пород. Опыт эксплуатации скважин, пробуренных позади очистного забоя, показал, что эффективность дегазации углепородного массива составляет 60-70% при содержании метана более 30%.

На рис.4.1 отображена схема расположения дегазационных скважин при прямоточном проветривании с нисходящим движением воздуха (рис. 4.1 а) и прямоточным проветриванием с восходящим движением воздуха в очистной выработке (рис.4.1 б).

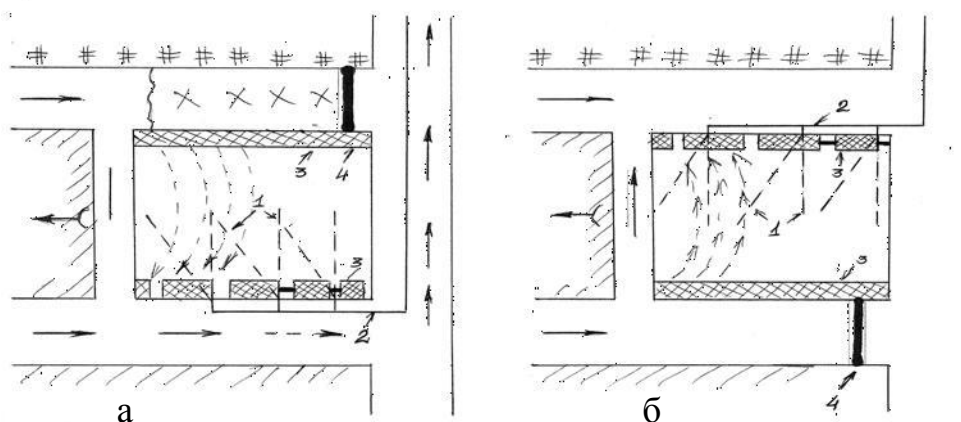


Рис. 4.1 Схема расположения дегазационных скважин при прямоточном проветривании.

1 -дегазационные скважины; 2-дегазационный трубопровод; 3-изолирующая полоса; 4-изолирующая перемычка.

В связи с тем, что горные работы в Донбассе ведутся на глубинах более 800м, поддержание выработок позади очистного забоя требует значительных материальных затрат и отвлечения людских ресурсов на восстановительные работы.

При столбовых системах разработки, когда исходящая вентиляционная струя направляется в сторону угольного массива, вентиляционная выработка позади очистного забоя не сохраняется и не проветривается, скважины бурят впереди забоя навстречу его движению.

Исследование процесса разрушения пород, подработанных очистным забоем, и изменений давления газа в массиве при выемке угля позволили сделать следующие выводы, послужившие основой для конструирования схемы расположения и определения параметров бурения дегазационных скважин.

1. Деформация пород впереди движущегося забоя лавы достаточно велика, чтобы разрушить скважины, пробуренные навстречу его движению.
2. Между выработанным пространством действующей лавы и отработанной смежной лавы нет разделяющей их плоскости, ограничивающей сдвигание пород кровли, так как выемка угля вызывает повторное смещение пород над отработанным ранее пластом.
3. Часть метана, выделяющаяся в процессе разгрузки углепородного массива в кровле от горного давления, перетекает в смежное выработанное пространство отработанной лавы и из него поступает в исходящую вентиляционную струю действующего выемочного участка.

Оставление скважин соединёнными с газопроводом после подработки их очистным забоем увеличивает дебит каптируемого метана на 20-30%.

Следует отметить, что известно два способа бурения скважин из подземных выработок. Традиционный, широко применяющийся в Донбассе, когда из вентиляционных выработок навстречу очистному забою бурят прямые скважины до пересечения с угольными пластами или перебуривающие газоносные песчаники, залегающие в кровле на расстоянии до 30 мощностей разрабатываемого пласта.

Недостатком такого способа является:

1. малое количество одновременно работающих скважин – не более четырёх;
2. малый срок эффективной работы каждой скважины при подвигании очистного забоя 5м/сут не более четырёх суток;
3. большой объем по бурению скважин – куст из трёх скважин бурится через каждые 20м вентиляционной выработки.

Второй способ заключается в сооружении криволинейных скважин, горизонтальная часть которых располагается над разрабатываемым пластом.

Скважины полностью обсаживаются трубами. Затрубное пространство на криволинейном участке тампонируется цементным раствором, а горизонтальную (газоприёмную) часть трубы перфорируют.

Длина газоприёмной части может достигать 1500 метров. Такие скважины можно бурить как из участков, так и из фланговых выработок.

Основным достоинством таких скважин является длительный срок эффективного функционирования. Применение такой технологии в Рурском бассейне показало, что скважина с длиной горизонтальной части 500м извлекала 8м³/мин метана при разряжении в устье 100 мм.рт.ст.

Однако данный способ имеет и ряд недостатков:

1. Бурение направленных скважин производится более дорогим оборудованием, требующим проведения специальных камер. Это не только удорожает дегазационные мероприятия, но и усложняет поддержание выработок в местах расположения камер.

2. В случае непредвиденного разрушения одной из скважин невозможно быстро компенсировать уменьшение эффективности дегазации и обеспечить газовую безопасность при стабильной добыче угля.

Режимы работы каждой из трёх групп скважин (над действующей лавой, осевые, над отработанной лавой) существенно различны и имеют свои особенности.

Эффективность скважин определяется для каждой группы и общая всех скважин по величине отношения:

$$K_{\text{дег.кр}} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{\text{скв.}i}}{I_{\text{кр}}} \quad (10.6)$$

где

$I_{\text{скв}}$ – дебит данной скважины, м³/мин;

n – количество одновременно работающих скважин;

$I_{кр}$ – общий дебит метана выделяющийся из кровли во время наблюдений, $м^3/мин.$

на выбор схем пластовой дегазации, параметров дегазационных скважин и их геометрического расположения относительно линии очистного забоя оказывает влияние газоотдача пласта, оцениваемая показателями газоотдачи массива угля в скважины и скоростью подвигания забоя лавы. Эффективность типовых схем предварительной дегазации на шахтах Донбасса глубиной до 700м может достигать 25-30%.

В последние годы используется новая технология газоотдачи пластов, предусматривающая одновременное использование двух систем по разному ориентированных пластовых дегазационных скважин. Первая система состоит из параллельно-одионых скважин, пробуренных параллельно линии очистного забоя, а вторая - из скважин пробуренных навстречу очистному забою под углом разворота 45-60° от оси выработки (Рис 4.2).

Эффективность (КППД) комплексной предварительно передовой дегазации пологих пластов в среднем в 1,5-1,8 раза выше, чем типовой предварительной дегазации. Средняя эффективность КППД на глубинах более 500м при сроке службы скважины до 9 месяцев для углей средней степени метаморфизма составляет:

- при расстоянии между скважинами 17-18м – 36-40%;
- при 8-12м – 40-45%;
- при 6-7м – 45-55%.
- Рекомендуемые параметры скважин при КППД:
- - для параллельно-одионых скважин:
- диаметр – 100-150мм; длина 90-180м;
- расстояние между скважинами до 15м.
- - для перекрещивающихся скважин:

диаметр – 100-150мм; длина 110-200м; расстояние между скважинами в зависимости от метаноносности и газопроницаемости пласта от 5 до 16м. суммарная плотность бурения двух систем скважин на пологих пластах мощностью 1,5-2м – составляет 30-35м на 1000т запасов угля.

Газовыделение (удельное) – количество газа, выделяемое в единицу времени и отнесённое к единице площади открытой поверхности в скважине ($м^3/м^2\text{сут.}$).

Схема (рис.4.2) рекомендуется при разработке угольных пластов с применением столбовой системы с обратным порядком отработки выемочных участков лавами по простиранию, падению или восстанию.

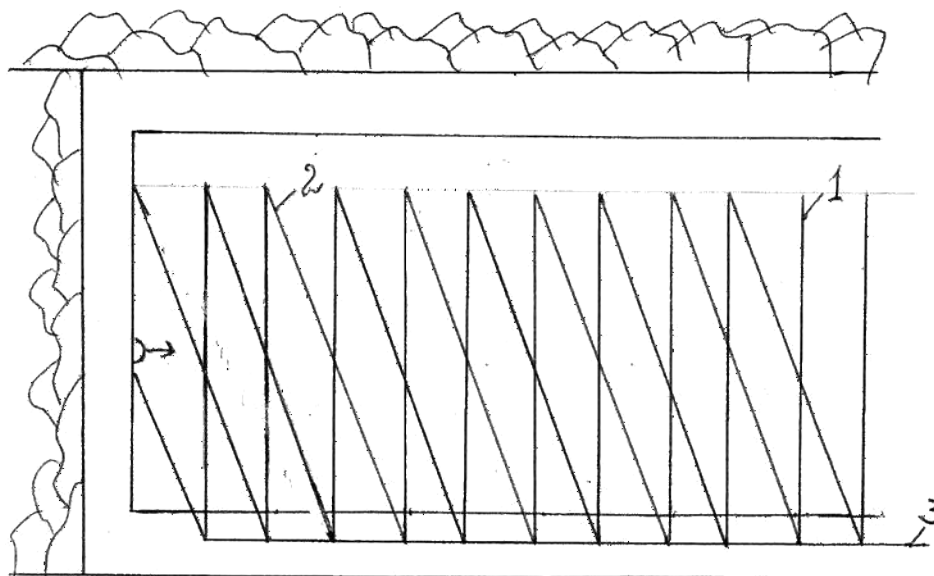


Рис.4.2 Дегазация скважинами, пробуренными навстречу очистному забою.

1-скважины параллельные забою; 2-скважины ориентированные на забой; 3-дегазационный трубопровод.

Количество действующих скважин приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Количество одновременно действующих скважин, пробуренных навстречу очистному забою.

Расстояние до сближенного пласта, м	Количество одновременно действующих скважин при длине скважин в метрах				
	80	100	120	140	160
10	2	2	-	-	-
20	2	3	3	-	-
30	2	3	3	4	-
40	2	2	3	4	5
50	2	2	3	4	5

Скважины после герметизации их устьев подсоединяют к газопроводу. Коэффициент эффективности дегазации при применении этой схемы и бурении скважин с вентиляционной выработки $K_{д.с.п} = 0,40$ (40%) при разрежении в устье скважины не менее 6700 Па (50мм рт. ст.).

Таблица 4.2. Условия применения схем дегазации пластов скважинами,

Схема дегазации	Вар.	Условия применения	Максимальный коэффициент эффективности дегазации, $K_{\text{дег.кр}}$, доли ед.	Минимальное разрежение в устье скважины	
				10^3 Па	мм рт.ст.
Схема №1 Скважины пробурены из вентиляционной выработки, впереди очистного забоя (рис. 4.1)	1	Столбовая система разработки. Скважины, пробуренные навстречу очистному забою на конвейерной или вентиляционной выработки и над монтажной выработкой	0,4	6,7	50
Схема №2 Скважины пробурены позади очистного забоя, из выработки, которая поддерживается лавой (рис. 4.2)	2	Столбовая или сплошная система разработки. Выработка за лавой охраняется кострами или бутовой полосой, скважины пробурены с разворотом в сторону очистного забоя из конвейерной или вентиляционной выработки	0,7	6,7	50
Схема №3 Скважины пробурены позади очистного забоя из выработки, отделённой от участка целиком угля	3а	Столбовая система разработки. Скважины пробурены в плоскости, параллельной очистному забою, над выработкой с исходящей струёй (рис. 13).	0,8	13,3	100
	3б	То же, но скважины пробурены над выработкой с поступающей струёй.	0,6	13,3	100
Схема №4 Скважины пробурены из выработок, оконтуривающих выемочное поле (блок, панель) и поддерживаемых в течение всего времени его отработки (фланговая	4	Крепкие, плохо уплотняющиеся боковые породы. Выработки охраняются целиками, длина выемочного поля до 1000м	06	13,3	100

схема дегазации) (рис. 4.4)				
-----------------------------	--	--	--	--

При схемах проветривания выемочных участков с выдачей исходящей струи по выработке, примыкающей к массиву угля, и погашении вентиляционных выработок (схемы типа 1-М) местных скоплений метана с концентрацией выше допустимой Правилами безопасности на сопряжении лавы с вентиляционным штреком (в тупике погашения) не будет, если выполняется условие.

Для обоснования необходимости применения изолированного отвода метана производится проверка схем проветривания выемочных участков по опасности местных скоплений метана.

Опасные местные скопления метана могут быть на сопряжении лавы с вентиляционным штреком (схема проветривания 1-М) и в очистной выработке у выработанного пространства под вентиляционным штреком (схемы 1-В, 2-В, 3-В, 1-К).

При схемах проветривания выемочных участков с выдачей исходящей струи по выработке, примыкающей к выработанному пространству, (схемы типа 1-В, 2- В, 3-В, 1-К) опасного местного скопления метана в очистной выработке у выработанного пространства под вентиляционным штреком не будет, если выполняется условие.

Литература к теме:[\[2,3,7\]](#)

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок.

Дегазация скважинами, из полевых выработок.

Дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок.

Оценка эффективности применения дегазации.

Определение эффективности дегазации разрабатываемых угольных пластов при различных схемах проветривания.

Практическое занятие №5.

Тема занятия:

Технологические схемы дегазации крутых пластов. Определение параметров дегазации крутых пластов.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Дегазация крутых пластов. Определение параметров дегазации крутых пластов.

Взаимная технологическая увязка применяемых способов дегазации с системой разработки добычного участка.

Возможность применения конкретного способа дегазации в условиях существующей схемы проветривания действующего очистного забоя.

Способы дегазации крутых сближенных угольных пластов и вмещающих пород при их подработке и надработке.

Способы дегазации выработанного пространства *Дегазация разгруженных тонких крутых угольных пластов* может осуществляться при помощи как породных, так и пластовых скважин. При выборе схемы дегазации тонких крутых пластов учитывают параметры заложения скважин, угол разгрузки, расстояние между дегазационными скважинами по простиранию, коэффициент эффективности дегазации. Параметры заложения скважин для дегазации сближенных тонких крутых угольных пластов приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Уголы разгрузки крутых пластов

Угол падения пласта α , градус	Угол разгрузки ψ , градус	
	при подработке	при надработке
45—47	59	77
49—53	60—62	76—77
55—59	63—66	75—76
61—65	68—73	74—75
67—69	76—80	73—74

Коэффициент эффективности дегазации тонких крутых сближенных пластов возрастает с увеличением расстояния между разрабатываемыми и сближенными пластами M и составляет при залегании последнего над разрабатываемым пластом: **0,2** при $M = 10 \div 20$ м, **0,3—0,6** при $M = 20 \div 60$ м и

0,6—0,7 при $M > 60$ м, а при залегании под разрабатываемым пластом от 0,1 - 0,2 при $M < 10$ м, 0,2—0,4 при $M = 10 \div 30$ м и 0,4 - 0,6 при $M > 30$ м.

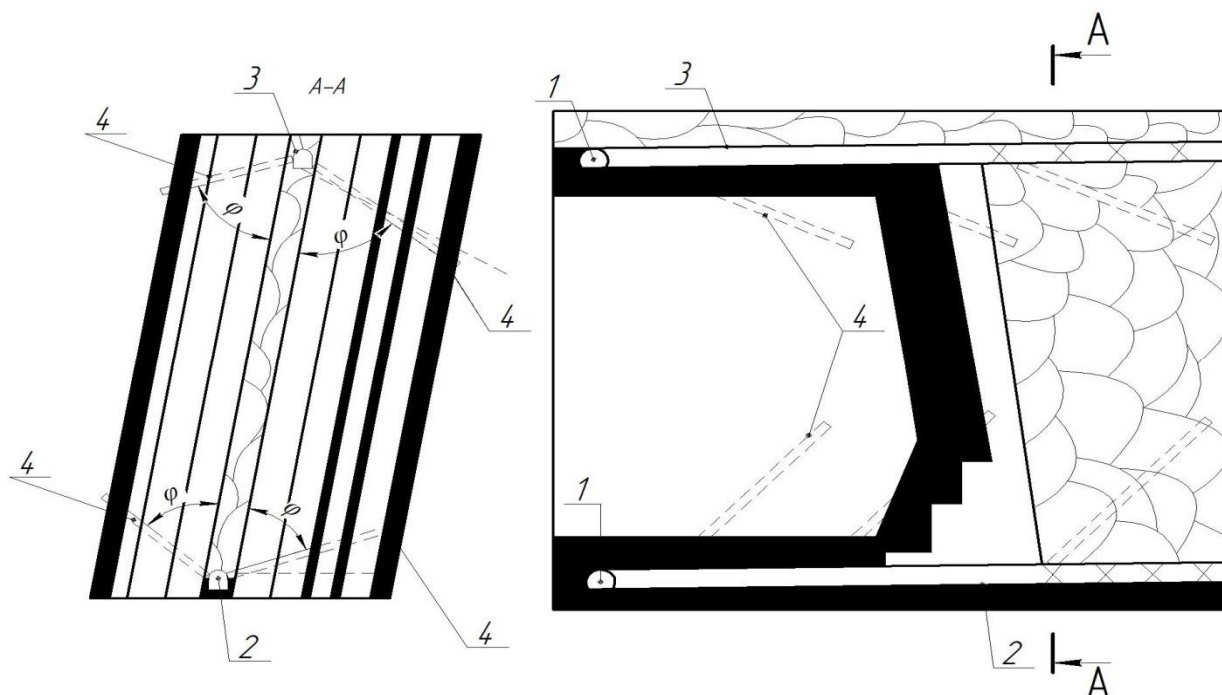


Рисунок 5.1 – Схема дегазации тонких крутых сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта, при столбовой системе разработки:

1 – промежуточные квершлагги; 2 – откаточный штрек; 3 – вентиляционный штрек; 4 – дегазационные скважины

Расстояние между дегазационными скважинами по простиранию приведены ниже:

Расстояние до дегазир-
руемого сближенно-
го пласта, кратное
вынимаемой мощ-
ности разрабатывае-
мого пласта, M/m_B

10—20 20—30 30—40 40—60 > 60

Расстояние между дегазационными скважинами, м

15—25 25—35 35—45 45—60 60—70

Дегазацию подрабатываемых и надрабатываемых сближенных крутых пластов рекомендуется осуществлять скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта или соседнего с ним, пластовыми скважинами, пробуренными из групповых штреков или из промежуточных квершлаггов.

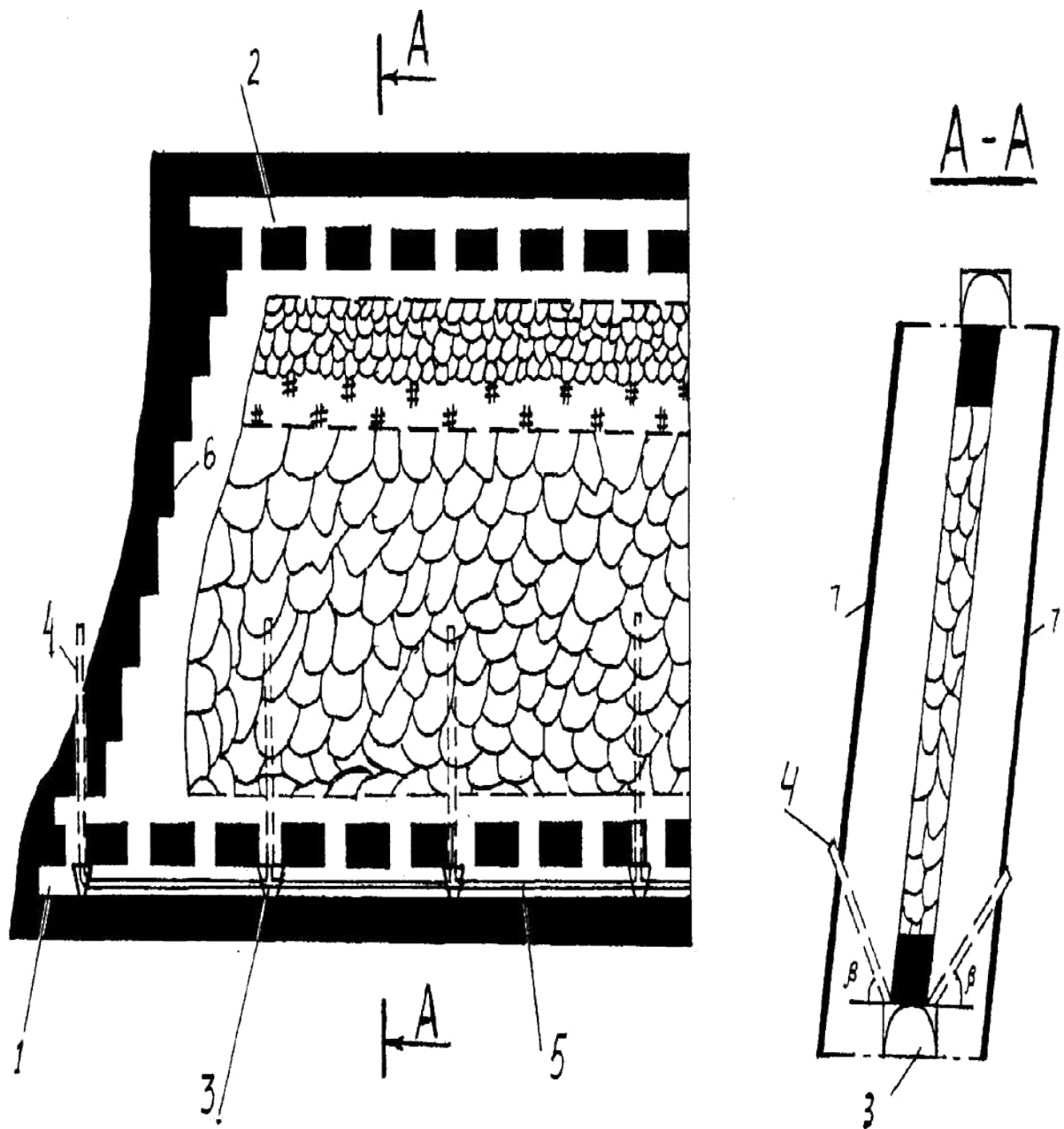


Рис.5.2 Схема дегазации крутых сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта при сплошной системе разработки:

- 1 – откаточный штрек; 2 – вентиляционный штрек; 3 – дегазационные камеры ; 4 – скважины дегазационные; 5 – газопровод;
6 – разрабатываемый пласт; 7 – сближенный пласт.

При сплошной системе разработки скважины бурят из опережения откаточного штрека разрабатываемого пласта (рис. 5.2) на сближенный пласт в зону, подлежащую разгрузке при перемещении очистного забоя. Защита устьев

скважин от разрушения и контакта с выработанным пространством осуществляется целиком. Устья скважин герметизируют и подсоединяют к газопроводу. Коэффициент эффективности дегазации **0,3** при разрежении 50мм.рт.ст. (6700Па).

При системе разработки длинными столбами по простиранию, когда штреки после прохода лавы погашают, скважины бурят с разворотом навстречу движению лавы под углом к оси выработки.

При полевой и групповой подготовке свиты крутых пластов дегазацию сближенных надрабатываемых пластов осуществляют скважинами, пробуренными из выработки разрабатываемого пласта (рис.5.1), или скважинами, пробуренными из группового откаточного штрека по восстанию дегазируемого сближенного пласта. до начала его надработки и разгрузки (рис. 5.2).

При применении схем дегазации, приведённых на рис.5.2 и рис. 5.1 и минимальном разрежении в устьях скважин 6700 Па (50мм рт. ст.) расчётный коэффициент эффективности дегазации составляет:

- при сплошной системе разработки и бурении скважин из откаточного штрека $K_{\text{дег}}=0,30$ (30%) (рис. 5.2);
- при столбовой системе разработки и бурении скважин из откаточного штрека навстречу забою $K_{\text{дег}}= 0,20$ (20%);
- при сплошной или столбовой системе разработки и бурении скважин вкрест простирания сближенного пласта $K_{\text{дег}}= 0,50$ (50%).

Определение геометрических параметров скважин при дегазации сближенных крутых пластов при наличии целика угля (бутовой полосы) над откаточным штреком разрабатываемого пласта представлены на рисунке 5.3 .

Исходными данными для определения параметров скважин являются: угол залегания пластов α (град), расстояние между разрабатываемым и сближенным пластами, высота целиков (бутовых полос) у выработок, из которых бурят скважины, и границы зон повышенной газоотдачи на подрабатываемых и надрабатываемых пластах, которые определяют углами разгрузки Ψ (град). При отработке тонких крутых пластов угол разгрузки горного массива при его подработке или надработке принимают в зависимости от угла падения пласта по таблицам 5.1 и 5.2.

Расстояние между скважинами, измеренное по простиранию пласта, определяют по таблице 5.3, а параметры скважин рассчитывают по формулам, приведённым в таблице 5.2. Конечный диаметр скважин принимают 76 мм. Расстояние между скважинами, измеренное по простиранию пласта, определяют по таблице 5.3, а параметры скважин рассчитывают по формулам, приведённым в таблице 5.2. Конечный диаметр скважин принимают 76 мм.

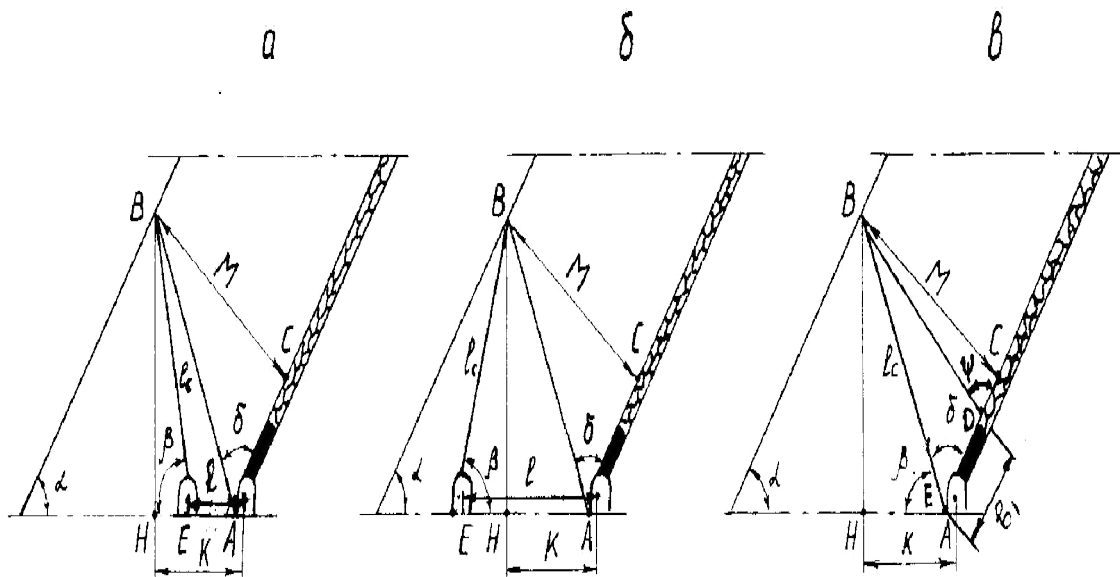


Рис. 5.3 Схема дегазации сближенного крутого подрабатываемого пласта при наличии целика угля (бутовой полосы) над откаточным штреком разрабатываемого пласта:

- а – скважины пробурены из полевого штрека;
- б – скважины пробурены из полевого штрека,
- в – скважины пробурены из горизонтальной выработки разрабатываемого пласта.

Таблица 5.2 - Значения углов разгрузки пород на крутых пластах.

Угол падения пласта α , градус	Угол разгрузки Ψ , градус	
	при подработке	при надработке
45	59	77
47	59	77
49	60	77
51	61	76
53	62	76
55	63	76
57	65	75
59	66	75
61	68	75
63	71	74
65	73	74
67	76	74
69	80	73

Таблица 5.3 - Расстояние между скважинами при дегазации тонких крутых пластов.

Расстояние до сближенного пласта, кратное	Расстояние между скважинами, м	Расстояние до сближенного пласта, кратное	Расстояние между скважинами, м
10-20	15-25		
20-30	25-35	40-60	45-60
30-40	35-45	более 60	60-70

Литература к теме 5[1,5,8];

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Дегазация крутых пластов. Определение параметров дегазации крутых пластов.

Взаимная технологическая увязка применяемых способов дегазации с системой разработки добычного участка.

Возможность применения конкретного способа дегазации в условиях существующей схемы проветривания действующего очистного забоя.

Способы дегазации крутых сближенных угольных пластов и вмещающих пород при их подработке и наработке

Практическое занятие №.6 ШАХТНЫЕ ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Тема занятия:

Шахтные дегазационные системы. Дегазационные скважины. Бурение. Герметизация скважин.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Шахтные дегазационные системы. Дегазационные скважины. Бурение. Герметизация скважин.

Вакуум-насосные станции их размещение и применяемое оборудование.

Центральные вакуум-насосные станции.

Передвижные вакуум-насосные станции.

Вакуум-насосы. Конструкция и принцип действия.

Дегазационные трубопроводы. Расчет дегазационного трубопровода и выбор вакуум-насоса.

Назначение и состав дегазационных систем.

Дегазационные скважины Особенности их бурения и их конструкций.

Герметизация скважин, применяемое оборудование .

Необходимость в герметизации дегазационных скважин.

ДЕГАЗАЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. Назначение, их конструкция.

Вакуум-насосные станции, назначение, типы, оборудование.

Расчёт дегазационного трубопровода и выбор вакуум-насоса

Назначение запорной и регулирующей арматуры.

Дегазационные системы на угольных шахтах, обеспечивающие безопасное ведение работ, состоят из подземных и наземных узлов.

Немаловажную роль для безопасного и высокоэффективного ведения горных работ играют применяемое на шахтах оборудование, приборы и аппаратура, обеспечивающие соблюдение необходимых параметров дегазации, в том числе: стационарные вакуум-насосы и передвижные вакуум -насосные установки, электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, водяные насосы, запорная и регулирующая арматура, контрольно-измерительная аппаратура; трубы и их соединения; оборудование для бурения скважин, включая буровые станки и установки, промывочные насосы, устройства для герметизации дегазационных скважин, средства для обеспечения безопасности при ведении дегазационных работ.

Дегазационные скважины бурят из камер, ниш или непосредственно из выработок. Размеры камер определяются габаритами бурового станка и требованиями о безопасных размерах проходов.

Пример размещения бурового станков в нише приведён на рис. 6.1.

Ниши устраиваются для полного или частичного размещения бурового станка и представляют собой углубление в стенке выработки, а ширина больше глубины ниш или равна ей. Электроаппаратура должна находиться на расстоянии не ближе 10м от скважины со стороны свежей струи воздуха.

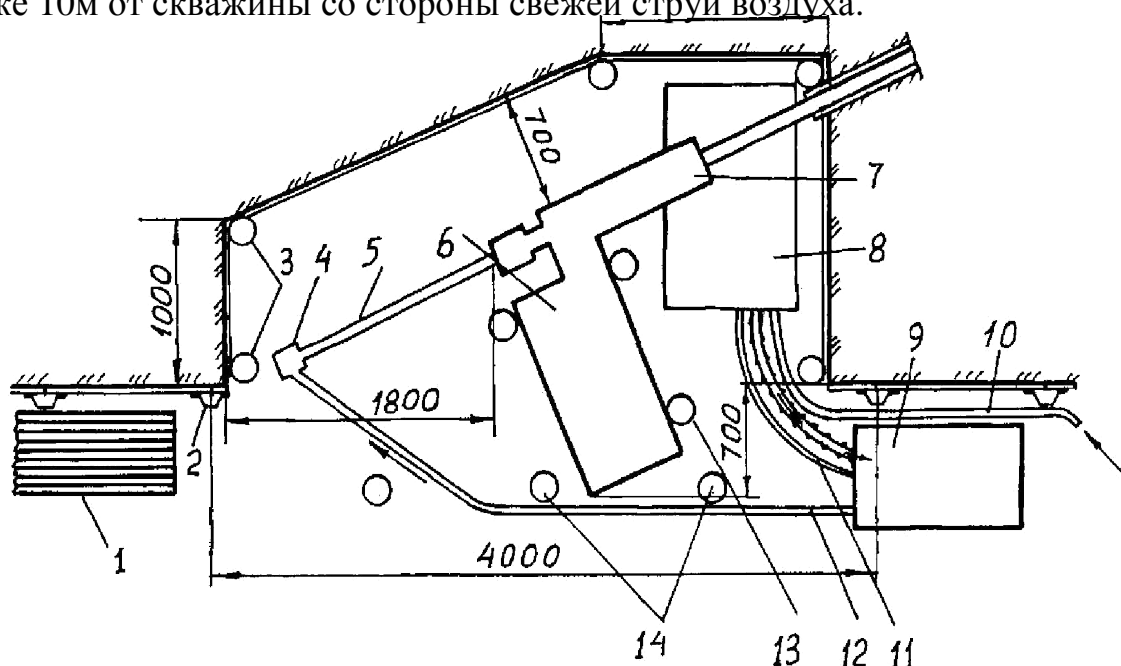


Рис. 6.1 Размещение бурового станка СБГ-1М в нише:

1 - стеллаж для бурильных труб; 2 - арочная крепь; 3 - деревянные стойки крепи ниши; 4 - сальник-вертлюг; 5 - бурильная труба; 6- станок; 7 - гидрозхват; 8 - ёмкость для воды; 9 - насос; 10 - шланг подпитки от водопровода; 11- шланг сброса воды; 12 - нагнетательный шланг; 13 - гидростойки крепления станка; 14 - временные стойки, поддерживающие арки крепи выработки.

При бурении дегазационных скважин должен осуществляться непрерывный контроль содержания метана с помощью автоматического сигнализатора метана. В случае повышения содержания метана в выработке выше допустимого ($>1\%$) бурение прекращают и присоединяют скважину к газопроводу.

Применяют различные способы герметизации пространства между поверхностью скважины и обсадной трубой. Наиболее распространены цементация и установление на обсадную трубу уплотнительных манжет, имеющих диаметр, больший, чем скважина.

Цементация скважин трудоёмка и практически не может производиться на глубину более 8-10м. Для устранения отдельных недостатков в герметизации скважин применяется герметизатор ГДПМ-1. Герметизатор ГДПМ-1 (рис.6.2) состоит из секции труб длиной 1,5м.

Основной причиной низкой эффективности дегазации являются подсосы воздуха в скважины, составляющие 70-75% от общих подсосов воздуха в дегазационные системы, поэтому устья скважин герметизируют.

Дегазационные скважины после окончания бурения необходимо подключить к вакуум-насосу или герметично закрыть.

Соединение дегазационных скважин с газопроводом осуществляется с помощью гибкого шланга

На каждой действующей дегазационной скважине необходимо установить задвижку, устройство для измерения расхода метановоздушной смеси, разрежения и содержания метана в ней и, в случае поступления из скважины воды - водоотделитель

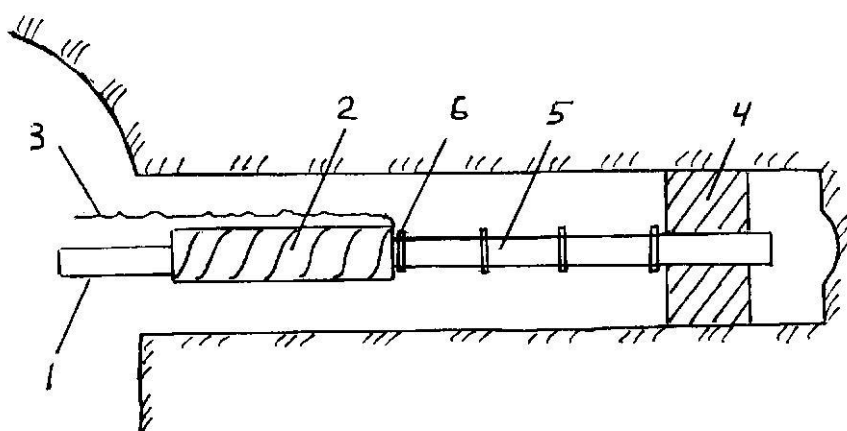


Рис. 6.2. Герметизатор дегазационный (ГДПМ):

- 1 - опорная секция; 2 - уплотнительная (сжатая) манжета; 3 - тростик;
4 - уплотнительная секция (раскрытая); 5 - промежуточная секция; 6
- соединительная муфта

Шахтные дегазационные трубопроводы предназначены для транспортировки под вакуумом или давлением метановоздушной смеси. Дегазационные трубопроводы делятся на две группы: магистральные и участковые..

Магистральные дегазационные трубопроводы предназначены для транспортировки под вакуумом или давлением извлекаемого газа на двух и более выемочных участках и шахты в целом. Прокладывают в стволах, специальных скважинах, капитальных квершлагах и уклонах.

Участковые дегазационные трубопроводы предназначены для транспортировки под вакуумом извлекаемого газа на выемочном участке, их прокладывают в выработках дегазируемого участка.

Для шахтных газопроводов применяются газовые, бесшовные, нефтегазопроводные и цельнотянутые тонкостенные трубы из

малоуглеродистых и низколегированных сталей с условным проходным диаметром 100, 125, 150, 200, 300, 350, 400, 530 и 630 мм.

Магистральные газопроводы дегазационных систем должны прокладываться по стволам с исходящей струёй воздуха. Как газопроводы разрешено использовать специально обсаженные скважины. Работы по ремонту и демонтажу газопровода допускается проводить только после отключения его от дегазируемых источников и предварительной продувки воздухом.

Стационарные ВНС на земной поверхности располагаются в специальном здании, удовлетворяющем требованиям безопасности и строительным нормам и правилам. Строительство и эксплуатация здания ВНС определяются проектом, утверждённым в установленном порядке.

Здание ВНС состоит из следующих помещений:

машинного зала, в котором размещаются вакуум-насосы с электродвигателями и приборами

- контроля во взрывобезопасном исполнении;
- помещения для электродвигателей насосов при применении их в ВНС не во взрывобезопасном исполнении;
- помещения для пусковой аппаратуры и аппаратуры управления;
- помещения для бака с водой и насосов для её перекачки;
- газоанализаторной для размещения приборов контроля защиты;
- контрольно-измерительного пункта, где размещаются приборы контроля и защиты; - кладовой и других вспомогательных помещений.

Вакуумные насосы с электродвигателями, вентиляторы, водяные насосы, запорная и регулирующая арматура, пусковая аппаратура и аппаратура управления, контроля и защиты объединены в единую технологическую схему вакуум-насосной станции.

Для дегазации угольных шахт применяются водокольцевые вакуум-насосы типов КВН, ВВН и ДВВН. Принцип работы насосов одинаковый: разрежение создаётся вращающимся водяным кольцом. Отличаются они друг от друга производительностью и габаритами. Водокольцевые насосы изготавливаются двух типов (В – простого действия и ДВ – двойного действия) и в двух исполнениях (ВН – для работы в качестве вакуум-насоса; К – для работы в качестве компрессора). Возможно применение зарубежных ротационных вакуумных насосов.

Вакуум-насосы могут работать параллельно или последовательно. При дегазации угольных шахт разрежение во всасывающем патрубке вакуум-насоса создаётся в пределах 70% барометрического давления, а избыточное давление в нагнетательном патрубке обычно не превышает 0,04 МПа.

Принципиальная технологическая схема ВНС с водокольцевыми насосами приведена на рис.6.3

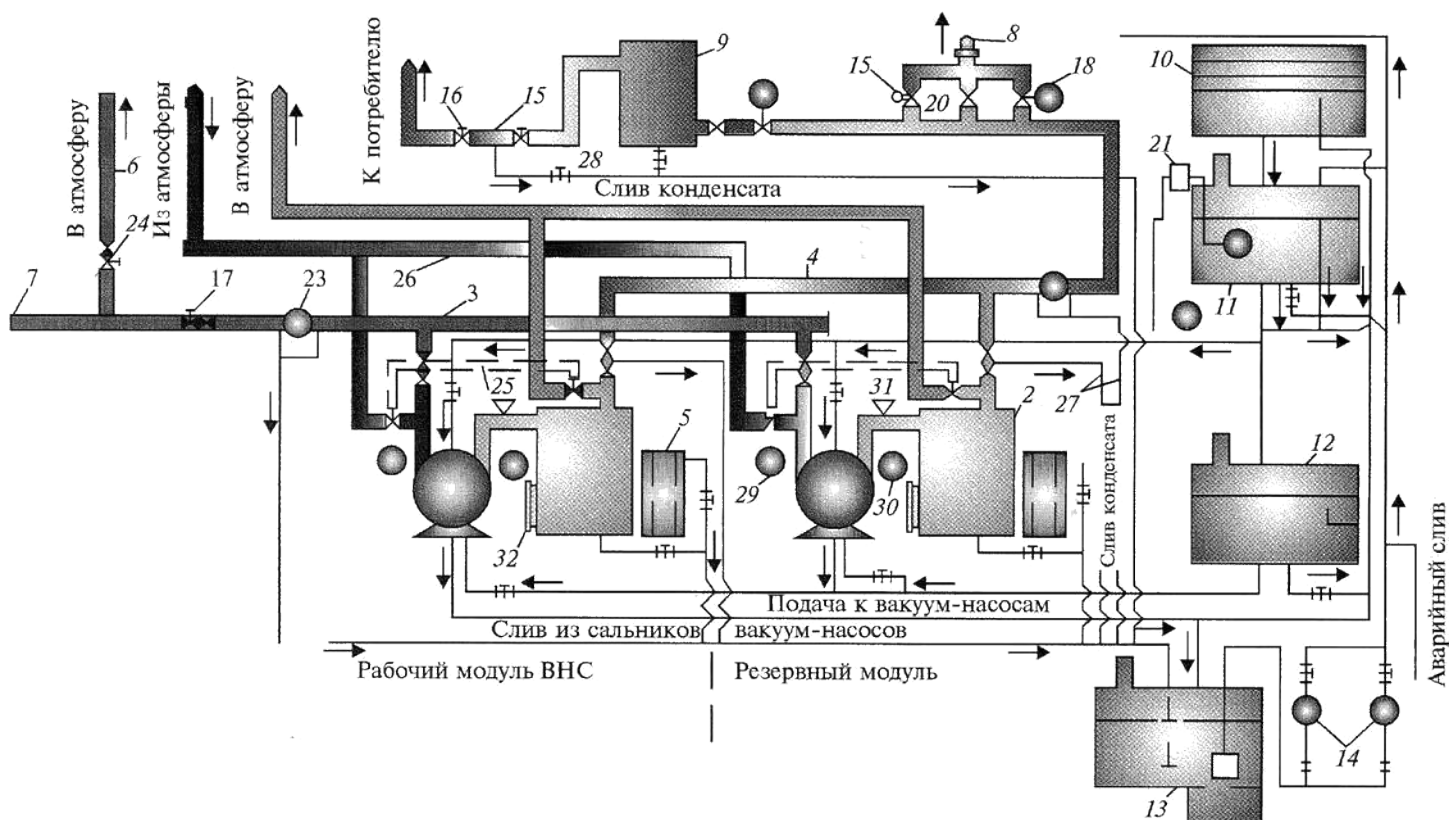


Рис. 6.3 Схема ВНС с водокольцевыми насосами.

1 - вакуум-насос; 2 - бак водоотделителя; 3 - всасывающий коллектор; 4 - нагнетательный коллектор; 5 - гидравлический замок; 6, 8 - свечи; 7 - газопроводы из шахты; 9 - каплеотделитель; 10 - градирня; 11 - напорный бак; 12 - промежуточный (уравнильный бак); 13 - сливной колодец; 14 - перекачные насосы; 15 - огнепреградитель; 16 - ручная задвижка; 17 - клапан-отсекатель; 18 - задвижка с электроприводом; 19 - регулятор давления; 20 - предохранительный сбросной клапан; 21 - регулятор уровня; 22 - нормальная диафрагма; 23 - диафрагма с модулем более 0,8; 24 - обратный клапан; 25 - импульсная трубка; 26 - трубопроводы для продувки ВН чистым воздухом; 27 - трубопроводы системы водоснабжения; 28 - вентиль; 29 - вакуумметр; 30 - манометр; 31 - термометр для контроля температуры газовой смеси; 32 - водомерное стекло.

В качестве приводов вакуумных насосов применяются электродвигатели во взрывобезопасном исполнении.

Для перекачки воды в вакуум-насосных установках применяются центробежные и винтовые насосы. В ВНС используются по два однотипных насоса (рабочий и резервный). Отработанная вода из вакуум-насоса поступает в водоотделитель, из него в приёмный водосборник, охлаждается и подаётся в напорный резервуар, а из него в вакуумный насос.

Для проветривания машинного зала и других помещений ВНС применяются осевые взрывозащищённые вентиляторы.

Применяемая в ВНС запорная и регулирующая арматура служит для отключения, регулирования количества извлекаемой из дегазационных скважин метановоздушной смеси, её давления и направления движения, а также для поддержания заданного уровня воды в водонапорных баках.

В отличие от стационарных ВНС *передвижные вакуум-насосные установки* выполнены в виде отдельных транспортабельных блоков. В них отпадает необходимость в монтаже и эксплуатации водоперекачивающих насосов и градирни, промежуточных колодцев для воды. Установки оснащены приборами контроля расхода газа, температуры воды и давления в дегазационной сети.

Передвижная дегазационная установка ПДУ(рис. 6.4) предназначена для отсасывания и транспортировки метановоздушной смеси по дегазационному трубопроводу в шахте и на поверхности, может располагаться в шахте на свежей струе воздуха или на поверхности и работать самостоятельно или в комплексе со стационарной ВНС. В качестве побудителя тяги газа в установках применяются водокольцевые вакуум-насосы типа ВВН и КВН. Установка оснащена приборами для замера количества отсасываемого газа, температуры воды и газа, разрежения во всасывающей и давления в нагнетательной ветвях.

Для *расчёта дегазационного трубопровода и выбор вакуум-насоса* составляется расчётная схема газопроводов шахты с учётом развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы с указанием расчётной длины ветвей газопровода.

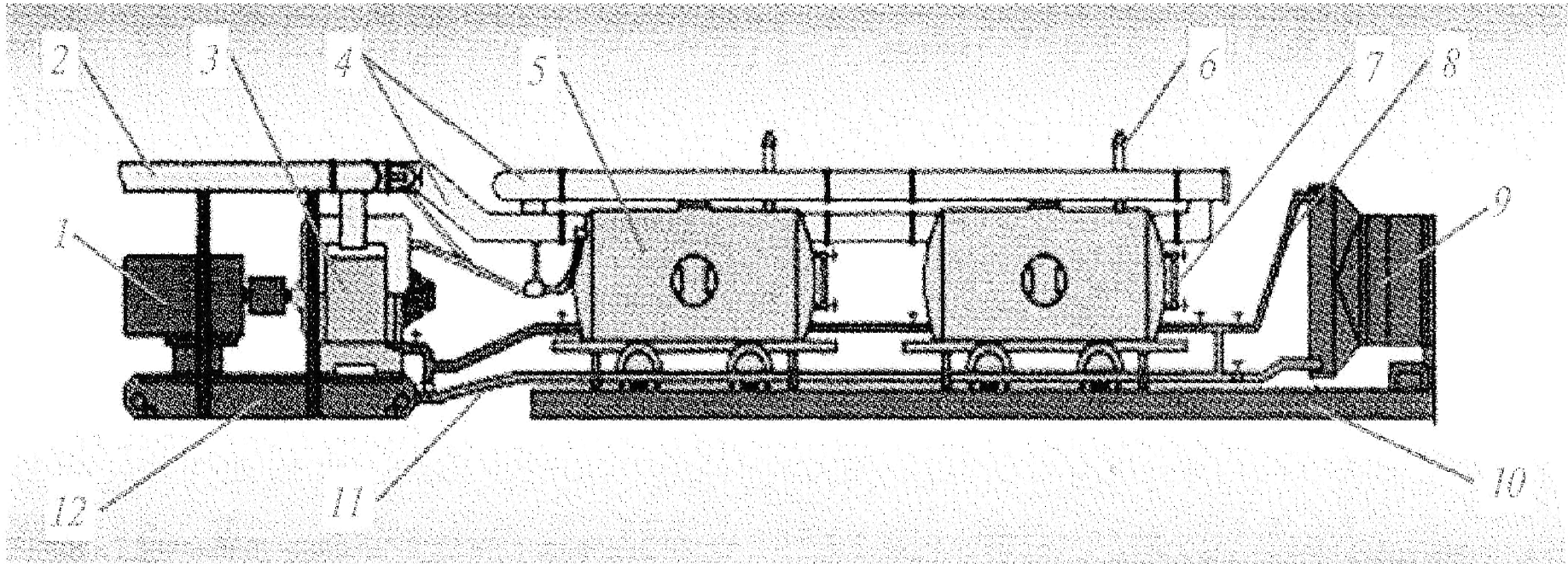


Рис. 6.4 Передвижная дегазационная установка:

1 – электродвигатель вакуумного насоса; 2 – всасывающий газопровод ; 3 – вакуумный насос ; 4 – нагнетательный газопровод; 5 – резервуар; 6 – клапан избыточного давления; 7 – указатель уровня воды; 8 – исходящий трубопровод замкнутой системы водоснабжения ВМС; 9 – водоохлаждающая установка; 10 – рельсовый путь; 11 – водоподающий трубопровод системы водоснабжения ВМС; 12 – опорная рама.

Расчётная схема газопроводов шахты, изображена на рис. 6.5

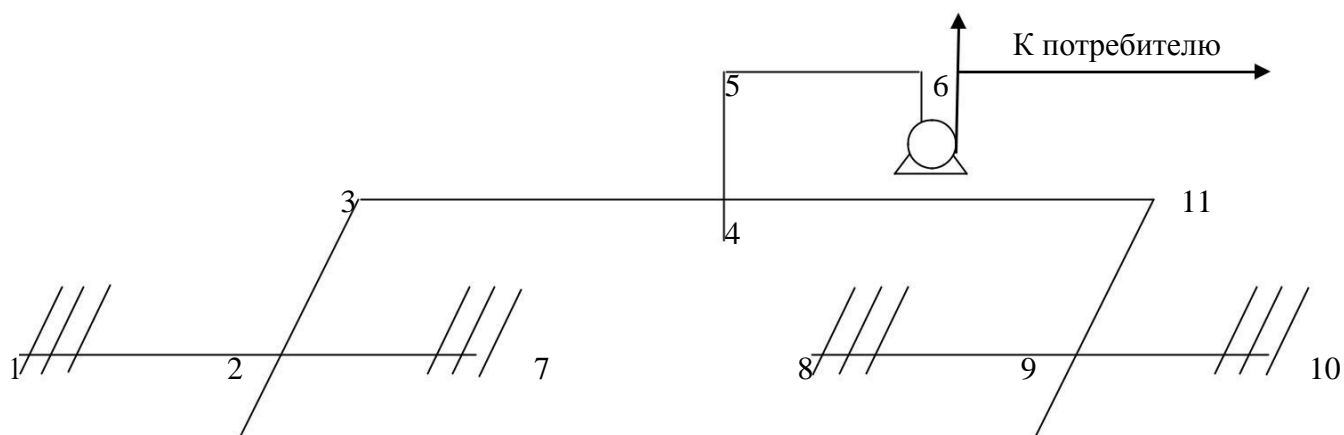


Рис. 6.5 Расчётная схема газопроводов.

Расчётную длину ветвей газопровода определяют по формуле:

$$\ell_i = 1,1 \ell_{\phi}, \quad (17.10) \quad 6.1$$

где ℓ_{ϕ} – фактическая длина i -й ветви газопровода, м;

1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления в ветви газопровода.

Расход метановоздушной смеси в ветвях участковых газопроводов $Q_{с.уч.i}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$) определяют по выражению:

$$Q_{с.уч.i} = K_3 \cdot (Q_{с.о.i} + K_{п.в} \ell_{уч.i}), \quad (17.11) \quad 6.2$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий погрешность прогноза метановыделения, доли ед.; принимается для новых дегазационных систем $K_3=1,25$, для действующих – $K_3=1,1$;

$Q_{с.о.i}$ – расход метановоздушной смеси в начальном пункте газопровода (т.т. 1,7,8,10), $\text{м}^3/\text{мин}$; определяют с учётом расхода метана $I_{с.общ.}$ и подсосов воздуха в участковые скважины $Q_{п.общ.}$;

ℓ_i – длина i -го участка газопровода, м; определяется по формуле

После выполнения расчётов величин $Q_{с.г.i}$, $C_{г.i}$ наносят их значения на каждой ветви газопровода (рис.6.5).

Далее для выбора наиболее «трудного» пути движения метановоздушной смеси по ветвям газопровода к вакуум-насосам по каждому маршруту последовательно соединённых ветвей газопровода от выемочного участка до вакуум-насосов (применительно к рис.6.5) учитываются маршруты: 1-2-3-4-5-6; 7-2-3-4-5-6; 8-9-11-4-5-6; 10-9-11-4-5-6) определяют условную величину X (м)

по формуле:

$$X = \sum_{i=1}^n \ell_i Q_{с.г.i}^2, \quad (17.15)$$

6.6

где n – количество ветвей газопровода в рассматриваемом маршруте от скважин на выемочном участке до вакуум-насосов;

$Q_{с.г.i}$ – расход метановоздушной смеси в i -й ветви газопровода, $\text{м}^3/\text{мин}$; определяется по выражениям (6.2) или (6.4).

Техническая эффективность дегазации характеризуется снижением газовыделения при дегазации. Показателями снижения газовыделения при применении дегазации служат коэффициент эффективности дегазации отдельного источника метановыделения и коэффициент эффективности дегазации отдельной выработки или их совокупности (выемочного участка, крыла, шахты).

Литература к теме[1, 2, 6.7, 5]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

- Шахтные дегазационные системы. Дегазационные скважины. Бурение.
- Герметизация скважин.
- Вакуум-насосные станции их размещение и применяемое оборудование.
- Центральные вакуум-насосные станции.
- Передвижные вакуум-насосные станции.
- Вакуум-насосы. Конструкция и принцип действия.
- Дегазационные трубопроводы. Расчет дегазационного трубопровода и выбор вакуум насоса.
- Назначение запорной и регулирующей арматуры.

Практическое занятие №7.

Тема занятия:

Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях метано-воздушных смесей (МВС). Выбор способа дегазации угольных пластов и пород с последующим промышленным использованием метана.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Современные технологии использования метана на угольных шахтах.

Мировой опыт и динамика использования каптируемого шахтного метана.

Использование шахтного метана в качестве энергоносителя.

Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях метановоздушных смесей (МВС).

Технологические схемы утилизации метана, применяемые на шахтах Донбасса (в когенерационных установках шахты А.Ф. Засядько).

На угольных шахтах Донбасса, экономически и экологически целесообразно, для утилизации шахтного метана использовать энергетические комплексы, реализующие принцип газопоршневой когенерации, при этом энергетическим объектом, вырабатывающим тепловую и электрическую энергии, является газопоршневой двигатель, характеризующийся наличием входа по основному топливу (шахтный метан) и окислителю (воздух).

Серьёзную проблему представляют сложности, связанные с недостаточной концентрацией метановоздушных смесей. Обогащение шахтного метана на основе физических и термодинамических эффектов является, безусловно, весьма актуальным, однако, существующие способы обогащения метана, такие как абсорбционный, мембранный, газогидратный и др. не подходят для этих целей, так как их применение требует сжатие МВС по крайней мере до 1 МПа, что недопустимо по условиям взрывоопасности МВС в указанном диапазоне концентраций метана, от 2,5 % до 25 % по требованиям Правил безопасности.

Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса, приведена на рис. 7.1.

Достоинством предлагаемой схемы является то, что она позволяет реализовать номинальный режим работы газопоршневой установки, регулируя подачу или атмосферного воздуха, или газа со скважин поверхностной дегазации для обогащения, что осуществляется с целью обеспечения номинальных параметров метановоздушной смеси, оговорённых Правилами безопасности. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин

(высококонцентрированная МВС), так и из системы газоотсоса (низкоконцентрированная МВС). Схема управления подачей топлива в газопоршневую установку содержит каналы 1 и 3 подачи,

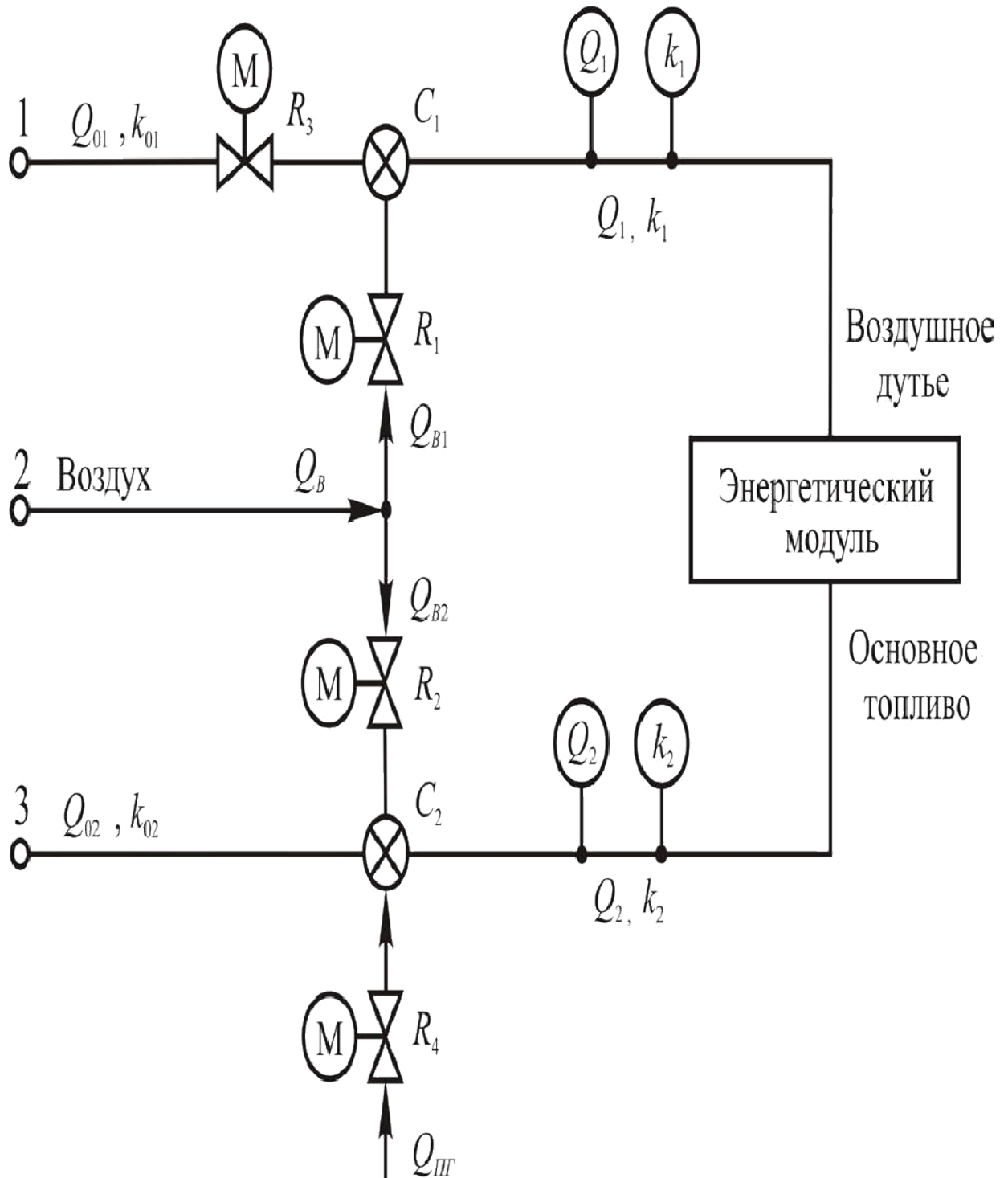


Рис.7.1. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса. Соответственно низкопотенциальной Q_{01} и высокопотенциальной Q_{02} МВС, а

также канал 2 для подачи воздуха горения, сумматоры C_1 и C_2 , а также регуляторы $R_1 - R_4$, реализующие необходимый режим работы. Основной режим предусматривает подачу МВС по каналам 1 и 3 с концентрациями k_{01} и k_{02} , обеспечивающими работу газопоршневой установки с номинальной мощностью с нормируемыми Правилами безопасности значениями $k_1 = 0,025$ и $k_2 = 0,25$. Определяющим условием для реализации работы схемы является равенство содержания чистого метана на входе в схему количеству чистого метана, потребляемого конкретным газопоршневым двигателем

$$Q_M = Q_{01} \cdot k_{01} + Q_{02} \cdot k_{02} + Q_{III} = Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = \frac{P}{Q^T_H \cdot \eta_Э} = const, \quad (19.1)$$

где: P и $\eta_Э$ – номинальная мощность газопоршневой установки кВт(Дж) и КПД по выработке электроэнергии;

Q^T_H – низшая теплотворная способность чистого метана, Дж/м³;

Q_M – количество чистого метана, необходимого для работы данной газопоршневой установки в номинальном режиме, м³/ч;

Q_{01} и Q_{02} – объёмы метано-воздушной смеси соответственно в низкопотенциальном и высокопотенциальном канале газопоршневой установки, м³/ч;

k_{01} и k_{02} – концентрация метана соответственно в низкопотенциальном и высокопотенциальном канале газопоршневой установки.

Расчеты, проведенные по зависимостям (7.1) – (7.10) влияния концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на основные параметры схемы утилизации метана в газопоршневой установке Jenbacher GMS 620, входящей в состав энергетического комплекса на шахте им. А.Ф. Засядько при различных значениях высококонцентрированной МВС k_{02} входе в канал 3 приведены в (табл.7.1). Концентрация МВС по каналу воздушного дутья k_1 меняется в пределах от 0,0 до 0,025 через 0,005. Значения концентрации МВС k_{02} изменяется в пределах от 0,15 до 0,30 через 0,05. При определении всех параметров принято значение МВС от шахтной вакуум-насосной установки на входе 1 равное $k_{01} = 0,1$.

Кроме абсолютных значений расходов Q_{III} и Q_{02} в табл. 7.1 приведены их относительные значения. Анализ данных табл. 7.1 показывает, что объем МВС по каналу воздушного дутья Q_1 монотонно возрастает при увеличении концентрации k_1 , а объем МВС по каналу основного топлива Q_2 при этом интенсивно убывает, достигая минимального, вдвое меньшего значения, при максимально допустимой концентрации метана по каналу воздушного дутья $k_1=0,025$. При этом объёмы метановоздушной смеси Q_1 и

Q_2 не зависят от концентрации МВС по каналу основного топлива k_{02} при $k_1 = \text{const}$.

Таблица 7.1 Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья

Параметры	Концентрация метана по каналу воздушного дутья k_1					
	0,0	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025
$k_{02} = 0,15$						
Q_1 , тыс.м ³ /ч	13,02	13,28	13,56	13,85	14,15	14,30
Q_2 , тыс.м ³ /ч	2,83	2,56	2,28	2,00	1,70	1,37
Q_{01} , тыс.м ³ /ч	–	0,66	1,36	2,08	2,83	3,58
Q_{02} , тыс.м ³ /ч	2,50	2,26	2,02	1,76	1,50	1,21
Q_B , тыс.м ³ /ч	13,02	12,62	12,20	11,80	11,30	10,83
$Q_{ПГ}$, тыс.м ³ /ч	0,33	0,30	0,27	0,24	0,20	0,16
$Q_{ПГ}^{\partial}$	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48
Q_{02}^{∂}	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48
$k_{02} = 0,20$						
Q_1 , тыс.м ³ /ч	13,02	13,28	13,56	13,85	14,15	14,30
Q_2 , тыс.м ³ /ч	2,83	2,56	2,28	2,00	1,70	1,37
Q_{01} , тыс.м ³ /ч	–	0,66	1,36	2,08	2,83	3,58
Q_{02} , тыс.м ³ /ч	2,65	2,40	2,14	1,87	1,60	1,28
Q_B , тыс.м ³ /ч	13,02	12,62	12,20	11,80	11,30	10,83
$Q_{ПГ}$, тыс.м ³ /ч	0,18	0,16	0,14	0,13	0,10	0,09
$Q_{ПГ}^{\partial}$	1,00	0,90	0,80	0,70	0,56	0,48
Q_{02}^{∂}	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48
$k_{02} = 0,25$						
Q_1 , тыс.м ³ /ч	13,02	13,28	13,56	13,85	14,15	14,3
Q_2 , тыс.м ³ /ч	2,83	2,56	2,28	2,00	1,70	1,37
Q_{01} , тыс.м ³ /ч	–	0,66	1,36	2,08	2,83	3,58
Q_{02} , тыс.м ³ /ч	2,83	2,56	2,28	2,00	1,70	1,38
Q_B , тыс.м ³ /ч	13,02	12,62	12,20	11,80	11,30	10,70
Q_{02}^{∂}	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,49
$k_{02} = 0,30$						
Q_1 , тыс.м ³ /ч	13,02	13,28	13,56	13,85	14,15	14,3
Q_2 , тыс.м ³ /ч	2,83	2,56	2,28	2,00	1,70	1,37
Q_{01} , тыс.м ³ /ч	–	0,66	1,36	2,07	2,83	3,57
Q_{02} , тыс.м ³ /ч	2,35	2,13	1,90	1,66	1,46	1,14
Q_B , тыс.м ³ /ч	13,49	13,04	12,60	12,10	11,60	11,05

Q_{02}^{∂}	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48
---------------------	------	------	------	------	------	------

На рис.7.2 приведены зависимости $Q_2 = f(k_1)$ и функция $Q_{ПГ} = f(k_1)$ при различных значениях k_{02} , из рассмотрения которых и следует столь важный для практики вывод о необходимости подачи низкопотенциальной МВС по каналу воздушного дутья с максимально допустимой концентрацией $k_1 = 0,025$, обеспечивающей максимальное уменьшение значений Q_2 и $Q_{ПГ}$ при обеспечении номинального режима работы газопоршневого устройства.

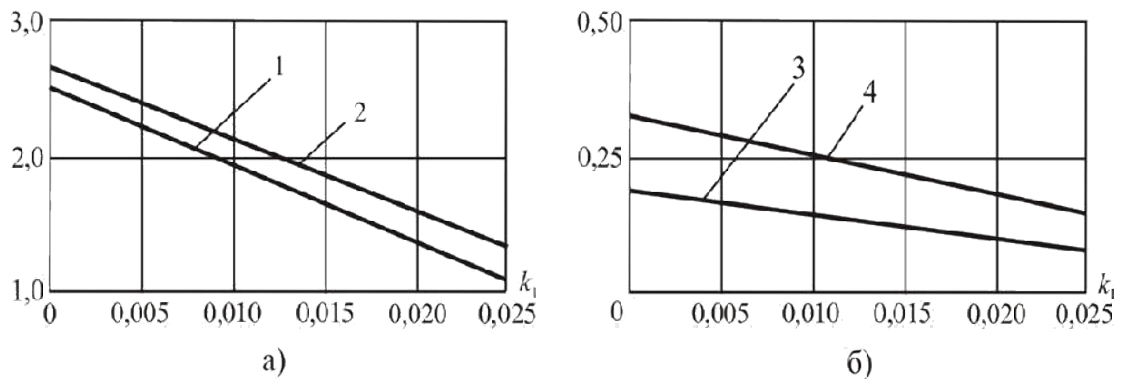


Рис. 7.2 Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на расход МВС Q_{02} и на расход газа со скважин поверхностной дегазации $Q_{ПГ}$ при различных концентрациях k_{02} (линии 1, 3 – $k_{02} = 0,20$, линии 2, 4 – $k_{02} = 0,15$).

Таблица 7.2 Зависимости концентрации метана k_1 по каналу воздушного дутья от долевого соотношения расходов чистого метана Q_M^{∂} при разных концентрациях метана k_2 по каналу основного топлива.

Значения параметров	Концентрация метана по каналу основного топлива k_2			
	0,25	0,30	0,35	0,40
Концентрация метана по каналу основного дутья k_1 при: $Q_M^{\partial} = 0,2$	0,0087	0,0085	0,0083	0,0082
$Q_M^{\partial} = 0,4$	0,0146	0,0143	0,014	0,0139
$Q_M^{\partial} = 0,6$	0,0188	0,0185	0,0182	0,0180
$Q_M^{\partial} = 0,8$	0,0220	0,0216	0,0214	0,0212
$Q_M^{\partial} = 1,0$	0,0245	0,0241	0,0238	0,0236
$Q_M^{\partial} = 1,2$	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250

В этой связи для реальных производственных условий рекомендуется следующая последовательность расчёта параметров схем утилизации:

- определяется необходимое количество газопоршневых установок для реализации схемы утилизации шахтного метана, как отношение общего расхода чистого метана к расходу чистого метана для обеспечения номинального режима работы одной газопоршневой установки;
- суммарный поток МВС делится на две части, высокопотенциальную и низкопотенциальную, с примерно равными объёмами чистого метана в каждой части, то есть максимальным приближением к $Q_M^0 = 1,0$, обеспечивающему максимальное значение k_1 ;
- определяется фактическое значение Q_M^0 и k_1 ;
- находятся значения Q_1 и Q_2 при заданном значении k_2 и фактическом значении k_1 ;
- выполняется расчёт параметров схемы утилизации шахтного метана по вышеприведённой методике.

Научная значимость такого подхода заключается в разработке схемы утилизации шахтного метана и разработке алгоритма её расчёта, в выявлении основных закономерностей её функционирования и учёта влияния неравномерного распределения потоков чистого метана по каналам газопоршневой установки на параметры схемы утилизации.

Полученные результаты позволяют сформулировать следующее положение:

В шахтных энергокомплексах с газопоршневой когенерацией для сохранения постоянной мощности, с увеличением концентрации метана в низкопотенциальной части метановоздушной смеси (МВС), подаваемой по каналу воздушного дутья газопоршневой установки, от нуля до максимально допустимого значения ($\leq 2,5$ %), пропорционально уменьшается объем потребления высокопотенциальной части МВС (≥ 25 %), подаваемой по каналу основного топлива, до вдвое меньшего значения, равно как и объем потребления метана на её обогащение, при этом потребление объёмов чистого метана по каналам газопоршневой установки становится практически одинаковым.

Литература к теме: [3,4,5]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Современные технологии использования метана на угольных шахтах.
 Мировой опыт и динамика использования каптируемого шахтного метана.
 Использование шахтного метана в качестве энергоносителя.
 Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях метановоздушных смесей (МВС).

Технологические схемы утилизации метана, применяемые на шахтах Донбасса (в когенерационных установках шахты А.Ф. Засядько).

Практическое занятие №8.

Тема занятия:

Расчет извлекаемых запасов метана из угольных месторождений.

Экономическая эффективность дегазации и использования шахтного метана.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Расчет извлекаемых запасов метана из угольных месторождений.

Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях метано-воздушных смесей.

Мировой опыт и динамика использования каптируемого шахтного метана

Использование шахтного метана в качестве энергоносителя

Утилизации шахтного метана в когенерационных установках на примере шахты А.Ф. Засядько.

Экономическая эффективность дегазации и использования шахтного метана.

Методика расчета извлекаемых запасов метана угольных месторождений. К основным проблемам, связанным с повышением эффективности работы шахтных когенерационных энергокомплексов следует отнести вопросы рационального использования угольного метана в энергетических объектах, а также проблему максимального использования выработанных при этом тепловой и электрической энергий, обеспечивая максимальную прибыль и минимальный срок окупаемости энергокомплекса.

Для определения целесообразности вложения средств в развитие работ по каптажу и использованию метана в конкретных горно-геологических условиях необходим расчет извлекаемых запасов метана и темпов его извлечения.

Руководство по дегазации угольных шахт содержит методы расчета метанодобываемости скважин при различных способах и схемах дегазации. Однако воспользоваться ими можно лишь на стадии проектного проектирования. Для предварительной оценки служит упрощенный расчет, включающий решение следующих задач:

- определение объема газа, содержащегося в углепородном массиве, подвергающимся разгрузке от горного давления в процессе его подработки;
- установление доли метана, которая может быть каптирована скважинами при данном способе дегазации;

Исследование притока метана в скважины, пробуренные с поверхности, показало, что с увеличением расстояния между скважинами и очистным

забоем притоки газа перемещаются к поверхности, вплоть до верхней границы метановой зоны.

Остаточная газоносность при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 30 °С определяется по формуле:

$$x_0 = 18,3(V^{daf})^{-0,6}(100 - W - A)/100, \quad (8.1)$$

где V^{daf} - выход летучих веществ, %

W и A – влажность и зольность угля, %.

С учетом высказанного можно рассчитать общие извлекаемые запасы метана V_c в подработанном массиве:

$$V_c = (V_y + V_n)K, \quad (8.2)$$

где V_y , V_n - максимальные объемы газа, которые могут быть извлечены из подрабатываемых угольных пластов и пород при дегазации их до атмосферного давления:

$$V_y = \sum_{i=1}^n Sm_i \times g_i (x_1 - x_2); \quad (8.3)$$

$$V_n = \sum_{j=1}^{n_1} Sm_j \times g_j \times x_j; \quad (8.4)$$

где n и n_1 – количество подрабатываемых угольных пластов и слоев газоносных пород, залегающих между кровлей разрабатываемого пласта и верхней границей метановой зоны;

S – площадь выработанного пространства в пределах выемочного участка или части шахтного поля, для которого рассчитываются извлекаемые запасы газа, m^2 ;

m_i и m_j – мощности угольных пластов и породных слоев, m ;

g_i, g_j - плотности угля и пород, t/m^3 ;

x_i и x_j – природные газоносности угля и пород, t/m^3 ;

x_0 – остаточная газоносность угля, m^3/t ;

К- коэффициент извлечения равный доле объемов газа, который может быть извлечен, скважинами при примененном способе дегазации.

Природная газоносность пород и угольных пластов рабочей мощности определяются по результатам геологической разведки. Для сближенных пластов нерабочей мощности газоносность рассчитывается по методике МакНИИ с учетом газоносности пластов рабочей мощности:

$$x_i = x_{ip} \frac{x_{\phi}}{x_p} \times \frac{100 - W - A_3}{100} \quad (8.5)$$

где x_{ip} - природная газоносность сближенного пласта, м³/т с.б.м;

x_{ϕ} и x_p - фактическая газоносность пласта рабочей мощности ближайшего к пластам, для которых проводится расчет, и расчетная газоносность этого же пласта, м³/т с.б.м

При наличии в подрабатываемом массиве выработанных пространств газоносность сближенных пластов уменьшается. Запасы газа, которые могут быть извлечены за определенное время определяются по формулам:

$$V_{ct} = \sum_{i=1}^{n_y} (V_{yt} + V_{nt}) K_i; \quad (8.6)$$

$$V_{yt} = \sum_{i=1}^R l_i \times u_{oi} \times m_i g_i (x_i - x_0) \quad (8.7)$$

$$V_{nt} = \sum_{i=1}^{R_1} l_i \times u_{oi} \times m_j g_j x_j; \quad (8.8)$$

где V_{ct} - суммарные запасы метана, которые могут быть извлечены за время

t;

V_{yt}, V_{nt} - запасы метана в угле и породах соответственно, которые могут

быть извлечены за время t;

n_y - количество очистных забоев, работающих в течение данного времени;

t - время для которого определяются извлекаемые запасы, сут;

$U_{оч}$ – планируемая скорость подвигания забоя м/сут.

Анализ результатов моделирования позволил выявить основные факторы, влияющие на метанодобываемость скважин при различных способах дегазации и установить зависимость коэффициентов извлечения от этих факторов.

Так для скважин, пробурённых с поверхности:

$$K_{cn} = \frac{1}{1 + 52 \times 10^{-6} S_u} \quad (8.9)$$

где S_u – удельная площадь выработанного пространства, приходящегося на одну скважину, m^2 (произведение длины очистного забоя на расстояние между скважинами)

При дегазации кровли скважинами, пробуренными позади очистного забоя,

$$K_{cn} = 0,71 - 9,5 \times 10^{-4} H_{cp} \quad (8.10)$$

где H_{cp} – средневзвешенное расстояние подрабатываемых угольных пластов от разработанного

$$H_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i m_i}{\sum_{i=1}^n m_i} \quad (8.11)$$

где H_i – расстояние между подрабатываемым пластом и разрабатываемым, м

При дегазации кровли скважинами, пробуренными вперед оч. забоя

$$K_{CT} = x^{-0,4} (1,48 - 1,9 \times 10^{-3} H_{cp}) \quad (8.12)$$

где x – газоносность разрабатываемого угольного пласта, m^3/t с.б.м

Формулы (8.10 и 8.12) действительны при условии

$$150 \leq H_{cp} \leq 460 \text{ м} \quad \text{и} \quad 10 \leq x \leq 35$$

При комплексной дегазации подрабатываемого массива скважинами, пробурёнными с поверхности и из выработок, коэффициент извлечения

$$K_K = K_{nc} + K_c - K_{nc} \times K_c \quad (8.13)$$

где K_c – коэффициент извлечения подземными скважинами, принимается в зависимости от схемы дегазации равным K_{cn} или K_{CT} .

Известно, что скважины, пробуренные с поверхности, снижают метанодобываемость подземных скважин при комплексной дегазации. Коэффициент извлечения для последних определяется как отношение объема каптированного ими метана V_c к разности между общими извлекаемыми запасами метана в кровле $V_{кр}$ и объемом газа, каптированного скважинами, пробуренными с поверхности $V_{пс}$;

$$K_c = V_c / (V_{кр} - V_{пс}) \quad (8.14)$$

Анализ полученных зависимостей коэффициентов извлечения от горно-технических условий показал, что при расстоянии между скважинами,

пробуренными с поверхности, 100 м и длине лавы 150 м или при $x = 10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. может быть извлечено 75% всех извлекаемых запасов газа в кровле, а при $x = 30 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м – 36%. Подземными скважинами, пробуренными позади оч. забоя, в лучшем случае - 62%, в худшем 35% и подземными скважинами, пробуренными впереди забоя – 50 и 18%. При комплексной дегазации кровли с поверхности и из выработок общий коэффициент извлечения находится в пределах 88-44. Подсчет запасов шахтного метана и коэффициент извлечения метана может быть рассчитан применяя данные горно-геологических условий шахты:

$$V^{daf}, W, A, V_y, V_n, \text{nin}_i, S, m_{\text{им}j}, g_i, g_j, x_{\phi}, x_{\phi}, n_y, l_i, V_{\text{оч}}, H_i$$

Кроме того подобные энергокомплексы обеспечивают сокращение потребления для этих целей импортного природного газа, уменьшение вредных выбросов метана в атмосферу и получение шахтами дополнительного финансирования за продажу квот на выбросы по Киотскому протоколу.

К основным проблемам, связанным с повышением эффективности работы шахтных когенерационных энергокомплексов, следует отнести вопросы рационального использования угольного метана в энергетических объектах, а также проблему максимального использования выработанных при этом тепловой и электрической энергий, обеспечивая максимальную прибыль и минимальный срок окупаемости энергокомплекса.

Литература к теме: [1,3,4,]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Расчет извлекаемых запасов метана из угольных месторождений.

Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях метано-воздушных смесей.

Мировой опыт и динамика использования каптируемого шахтного метана

Использование шахтного метана в качестве энергоносителя

Утилизации шахтного метана в когенерационных установках на примере шахты А.Ф. Засядько.

Экономическая эффективность дегазации и использования шахтного метана.

Практическое занятие №9.

Тема занятия: Экологические и социальные аспекты использования шахтного метана.

Вопросы рассматриваемые на практическом занятии:

Экологические и социальные аспекты применения дегазации на угольных шахтах.

Экологические и социальные аспекты использования шахтного метана.

Особенности дегазации ликвидируемых шахт

Добыча угля связана с высоким уровнем сложности и низким уровнем безопасности, по сравнению с добычей других видов энергоресурсов, что обусловлено сложными горно-геологическими условиями залегания угольных пластов и трудно прогнозируемыми горно-геологическими и газодинамическими условиями. Метан – неотъемлемый спутник каменного угля. Расчетные запасы метана в угленосных месторождениях составляют от 12 до 25 триллионов м³.

Выделение метана в шахте имеет максимально негативные социальные, технологические, экономические и экологические аспекты, поскольку повышает опасность скоплений и взрывов метано – воздушных смесей в проветриваемых и неветриваемых выработках, вызывает групповое травматизм и гибель людей, разрушение оборудования и крепи горных выработок.

Необходимо отметить, такой аспект, как экологическая безопасность. Функционирование предприятий угольной промышленности, как правило, сопровождается многосторонним негативным воздействием на окружающую природную среду, масштабы которого непосредственно зависят от объема основного производства и в связи с возможным увеличением объемов добычи угля имеют тенденцию к дальнейшему росту. По уровню образования и выбросов вредных веществ в атмосферу угольная промышленность является одной из наиболее загрязняющих воздушный бассейн отраслей.

Утилизация шахтного метана имеет большое экологическое значение. Ежегодные выбросы метана в атмосферу на шахтах с нагрузкой 1 млн. т угля в год достигают 20–50 млн. м³. При утилизации шахтного метана в теплоэнергетических модулях выхлопные газы двигателей содержат лишь CO₂ и H₂O. За счет этого в 20 раз снижается парниковый эффект. Утилизация шахтного метана в шахтных теплоэнергетических модулях позволит получить возможность улучшить финансовое положение угледобывающих

предприятий за счет продажи квот от уменьшения вредных выбросов в соответствии с Киотским соглашением.

После завершения отработки выемочного поля газовыделение из угольных пластов и пород, разгруженных от горного давления, постепенно снижаясь, продолжается в течение длительного времени, иногда несколько десятков лет. Не прекращается метановыделение и после ликвидации шахт.

В Англии, ФРГ, Франции и Бельгии добычу газа из закрытых шахт начали осуществлять в начале 60-х годов прошлого столетия с целью предотвращения его неорганизованного выхода на земную поверхность и утилизации. Из выработанных пространств газ каптировался по трубопроводам, проложенным через герметичные перемычки ликвидированных вентиляционных стволов.

Опыт дегазации закрытых шахт показал, что объёмы извлечения метана из выработанных пространств могут быть настолько велики, что использование его в качестве источника энергии экономически оправдано.

Так, в Саарском бассейне ФРГ из закрытой в 1959 году шахты «Барбара» за 16 лет было каптировано 200 млн.м³ метана. Из бельгийской шахты «Фонтен Л'эвек» за 6 лет извлечено 89 млн.м³ метана (таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Сведения об объёмах извлечения метана из выработанных пространств закрытых шахт через герметичные перемычки вентиляционных стволов.

Шахта	Продолжительность извлечения метана, лет	Объём извлечённого метана, млн. м ³	Средний дебит метана, м ³ /мин	Среднее содержание метана в каптируемом газе, об. %
Шахта «Сен-Шарль», Лотарингия	16	274	32,6	58
Шахта «Сент-Фонтель», Лотарингия	9	180,1	38,0	54
Шахта «Барбара», Саарский бассейн	16	200	23,8	нет данных
Шахта «Фонтен Л'эвек», Бельгия	6	89	28,2	нет данных
Шахта «Авон», Англия	1	7,1	13,6	44

Способ добычи метана из закрытых шахт являлся единственным до 1975 года, когда на шахте «Новиль» начали осуществлять работы по дренированию метана через скважины, пробуренные с поверхности.

На выработанные пространства шахты пробурили четыре скважины глубиной 110-250м и обсадили трубами с внутренним диаметром 95-115мм. Затем через них подвергли гидрорасчленению окружающие породы

давлением 25 бар. Скважинами, под избыточным давлением 88 мм.рт.ст., дренировалось $14 \text{ м}^3/\text{мин}$ газа с содержанием метана 74-77%, а под разрежением 130 мм.рт.ст. – до $27 \text{ м}^3/\text{мин}$ газа. Общий дебит каптированного метана за 1979-80г.г. составил 14 млн. м^3 .

Этот же способ в 1977г. применили на шахте «Брюэ» №5, закрытой в 1969г. Здесь пробурили две скважины глубиной 210 и 222м до пересечения выработанного пространства. По каждой из них под избыточным давлением 15 мм рт. ст. дренировалось 4,4 – 4,8 $\text{м}^3/\text{мин}$ газа с содержанием метана 66-69%. После подключения скважин к вакуум-насосу суммарный дебит газа составил $40 \text{ м}^3/\text{мин}$. К 1980г. из закрытой шахты «Брюэ» №5 извлечено 15 млн. м^3 метана со средним расходом $18,5 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Таким образом, зарубежный опыт показывает, что каптаж метана из выработанных пространств закрытых шахт и отработанных горизонтов позволяет не только предотвращать проникновение газа на поверхность и в действующие выработки, но и получать доход от утилизации извлекаемого метана. Анализ геологических и технических условий шахт, где осуществлялась добыча газа, позволил выявить следующие основные характерные их особенности:

- высокий (от 13 до $112 \text{ м}^3/\text{мин}$) дебит метана по стволам к моменту их ликвидации;
- выработанные пространства имеют аэродинамическую связь с атмосферой через малое количество выработок, выходящих на поверхность.

В Донбассе имеется большое количество закрытых шахт, выработанные пространства которых заполнены газом с высоким содержанием метана. Газовыделение из них на поверхность явилось причиной 32 взрывов и вспышек метана в зданиях и сооружениях.

Дегазация закрытых шахт в Донбассе осуществлялась исключительно с целью предотвращения этой опасности. Многолетние исследования показали, что максимальные дебиты метана наблюдаются на полях незатопленных закрытых шахт, расположенных на антиклинальных и купольных структурах, а также разрабатывавших угольные пласты с высокой газоносностью.

Наиболее характерными являются закрытые шахты «Томашевская - Южная», «Томашевская - Северная», «Центральная - Первомайская», из выработанных пространств которых метан долгие годы выделялся на поверхность.

Литература к теме: [4,6,9]

Вопросы для подготовки к практическому занятию:

Особенности дегазации ликвидируемых шахт

Экологические и социальные аспекты применения дегазации на угольных

шахтах.

Экологические и социальные аспекты использования шахтного метана.

ЛИТЕРАТУРА

1.Пармузин П.Н. Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов [Электронный ресурс] : монография / П. Н. Пармузин ; П.Н. Пармузин ; ФГБОУ ВО "Ухтин. гос. техн. ун-т". - 2 Мб. - Ухта : УГТУ, 2017. - 1 файл. - Систем. требования: Acrobat Reader.<http://ed.donntu.org/books/20/cd9846.pdf>

Дополнительная:

2.Правила безопасности в угольных шахтах [Электронный ресурс] / утверждены совместным приказом Государственного Комитета горного и технического надзора ДНР и Министерства угля и энергетики ДНР от 18 апреля 2016 г. № 36/208. - 1 файл. - Систем. требования: Acrobat Reader. - <http://ed.donntu.org/books/17/cd6408.zip>.

Internet-ресурсы:

3.Угольный метан: перспективы добычи и использования: [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=6483

4.Снижение эмиссии парниковых газов при метанобезопасной разработке углегазовых месторождений с энергетическим использованием метана: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lib.ua-ru.net/diss/cont/313878.html>

5.Горное дело [Электронный ресурс]: журнал (2013-2017). – Режим доступа: <http://www.gornoe-delo.ru/jgd/>.

Учебно-методические издания, разработанные в ДОННТУ:

6. Конспект лекций по дисциплине "Основы комплексной дегазации и использования метана угольных шахт" /ДОННТУ. Каф. горной геомеханики. - Донецк, 2016. - 166 с. (доступ из личного кабинета студента).

7. Методические указания к выполнению практических занятий по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана угольных шахт» / Сост. О.К. Мороз. – Донецк: ДОННТУ, 2016. – 45 с. (доступ из личного кабинета студента).

8. Методические указания к самостоятельной работе студентов по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана угольных шахт» / Сост. О.К. Мороз. – Донецк: ДОННТУ, 2017. – 26 с. (доступ из личного кабинета студента).

Электронно-информационные ресурсы

9.ЭБС ДОННТУ – <http://donntu.org/library>

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1.Практическое занятие №1.Общие положения о содержании метана в углях и породах. Коллекторские свойства горных пород и углей. Необходимость применения дегазации источников метановыделения.....	4
2.Практическое занятие №2. Определение параметров дегазации разрабатываемых пластов и выработанных пространств, скважинами, пробуренными с земной поверхности.....	11
3.Практическое занятие №3.Определение параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными из подземных выработок.....	17
4.Практическое занятие №4. Дегазация скважинами, параллельными очистному забою из пластовых выработок. Определение эффективности дегазации разрабатываемых угольных пластов при различных схемах проветривания.....	25
5.Практическое занятие №5.Технологические схемы дегазации крутых пластов. Определение параметров дегазации крутых пластов.....	32
6.Практическое занятие №6.Шахтные дегазационные системы. Дегазационные скважины. Бурение. ...Герметизация скважин.....	38
7.Практическое занятие №7.Обоснование схемных решений структуры Энергокомплекса при различных концентрациях метано-воздушных смесей (МВС).Выбор способа дегазации угольных пластов и пород с последующим промышленным использованием метана.....	47
8.Практическое занятие №8.Расчет извлекаемых запасов метана из угольных месторождений. Экономическая эффективность дегазации и использования шахтного метана.....	53
9.Практическое занятие №9.Экологические и социальные аспекты использования шахтного метана.....	58
ЛИТЕРАТУРА.....	61

Методические указания к выполнению практических занятий по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах» / Сост. О.К. Мороз. – Донецк: ДОННТУ, 2016. – 45 с. (доступ из личного кабинета студента).

Методические указания к выполнению практических занятий по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах»

Для студентов специальности 21.05.04 «Горное дело» специализация «Технологическая безопасность и горноспасательное дело»)
очной и заочной форм обучения /О.К.Мороз- Донецк;ДонНТУ, 2020.-62с.

Подписано к печати 20.10.2020 Рег.№ 48 Формат 60*24/16 Бумага офсетная
Гарнитура Усл. печать. П.Л. 2.4 Тираж 20 экз.
Издание напечатано из оригинал-макета подготовленного издательством Донецкого
национального технического университета
83001 Донецк, ул.Артема 58.

