

ГВУЗ «ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ГОРНОГО ДЕЛА И ГЕОЛОГИИ
ГОРНЫЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА ГОРНОЙ ГЕОМЕХАНИКИ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
по дисциплине

«ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА
УГОЛЬНЫХ ШАХТ»

Рассмотрен на заседании
кафедры Горной геомеханики
протокол №1 от 30.08.2013г

Утверждён на заседании
учебно-издательского совета
ДонНТУ, протокол № 4
от 04.10.2013г

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ДЕГАЗАЦИИ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА
ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ.
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О СОДЕРЖАНИИ МЕТАНА В УГЛЯХ И
ПОРОДАХ.
3. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И УГЛЕЙ.
4. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ
МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕГАЗАЦИИ.
5. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДЕГАЗАЦИИ ГОРНОГО МАССИВА.
ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДО
НАЧАЛА ИХ РАЗРАБОТКИ.
6. ДЕГАЗАЦИЯ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ С ПОВЕРХНОСТИ.
7. ПРОГНОЗ МЕТАНООБИЛЬНОСТИ ВЫЕМОЧНОГО УЧАСТКА.
8. ДЕГАЗАЦИЯ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ
ВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНЫХ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ ВЫРАБОТОК.
9. СПОСОБ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИИ ПРИ ВЕДЕНИИ ОЧИСТНЫХ
РАБОТ. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПЛАСТОВАЯ ДЕГАЗАЦИЯ.
10. ДЕГАЗАЦИЯ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ ИЗ ГОРНЫХ
ВЫРАБОТОК.
11. ДЕГАЗАЦИЯ КРУТЫХ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЯ.

12.ДЕГАЗАЦИЯ ПРИ ПОДРАБОТКЕ И НАДРАБОТКЕ ПОЛОГИХ И НАКЛОННЫХ СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.

12a. РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ.

13.ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ДЕГАЗАЦИЯ ПОРОД КРОВЛИ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ ЛАВ.

14.ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА.

15.КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА.

16.ПОСТЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДЕГАЗАЦИЯ.

17.ШАХТНЫЕ ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ.

18.ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА НА УГОЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.

19.НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО КОМПЛЕКСА ДЕГАЗАЦИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШАХТНОГО ГАЗА – МЕТАНА.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ДЕГАЗАЦИИ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Дегазация угольных шахт. Основные понятия

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

В Донбассе глубина ведения горных работ увеличивается в среднем на 10-12м в год, а в Центральном районе до 18-20м в год. Средняя глубина горных работ на угольных шахтах Донбасса превышает 700м. На ряде шахт Донбасса глубина горных работ достигла 1100-1350м и более. Количество таких шахт с каждым годом увеличивается. 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, о чем свидетельствуют взрывы метановоздушных смесей, которые, практически ежегодно происходят на угольных шахтах Украины. Кроме того, газовый фактор становится одним из основных препятствий в достижении высоких нагрузок на очистные забои и темпов проведения подготовительных выработок по газоносным угольным пластам.

По данным расчётов ИГД им. А.А. Скочинского нагрузка на лаву 500-600т/сут на 1м мощности пласта может быть обеспечена (по газовому фактору) при величине относительной метанообильности выемочного участка до $10\text{ м}^3/\text{т}$. По условиям предельно допустимых Правилами безопасности [1] норм содержания метана в шахтном воздухе при абсолютном метановыделении в проводимую подготовительную выработку свыше $6-7\text{ м}^3/\text{мин}$, предупредить образование опасных концентраций метана в воздухе этих выработок средствами вентиляции невозможно. При этом для подачи требуемых $600-800\text{ м}^3/\text{мин}$ воздуха необходимо было бы прокладывать по выработке 2-3 става вентиляционных труб.

В тех случаях, когда средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в горных выработках в пределах допустимых Правилами безопасности норм дегазация источников метановыделения в угольных шахтах является эффективным средством обеспечения безопасных атмосферных условий в горных выработках. Кроме того, дегазация может снять ограничения нагрузок на лавы и темпов проведения горных выработок по газовому фактору.

Дегазация шахты, выемочных участков, подготовительных выработок при их проведении это совокупность мер по извлечению шахтного метана из угольных пластов, окружающих пород и выработанного пространства с последующим отводом его на поверхность или в горные выработки, в которых возможно разбавление его воздухом до безопасного содержания.

Различают следующие виды дегазации в шахтах [2]

- предварительная (заблаговременная) дегазация – меры по уменьшению газоносности угольных пластов и пород до начала очистных и подготовительных работ;
- текущая дегазация – меры по уменьшению метановыделения в горные выработки в процессе ведения очистных и подготовительных работ;
- комплексная дегазация – одновременное применение на одном объекте нескольких способов дегазации (дегазация разрабатываемого пласта, сближенных подрабатываемых, надрабатываемых пластов, выработанного пространства).

Определённый порядок подготовительных действий, которые обеспечивают каптирование (отсос, выдача) метана и вывод его по трубам из объекта дегазации называется способом дегазации (дегазация разрабатываемого пласта при ведении очистных работ, дегазация угольного пласта при проведении капитальных выработок, подготовительных выработок по угольному пласту, дегазация подрабатываемых и надрабатываемых пластов и пород, дегазация выработанного пространства).

Схемой дегазации называют взаимное расположение дегазационных скважин и горных выработок.

Совокупность средств, которые обеспечивают извлечение и удаление шахтного метана, которая включает дегазационные скважины, газопроводы, вакуум-насосы, контрольно-измерительную и запорно-регулирующую аппаратуру называют дегазационной системой (рис. 1.1).

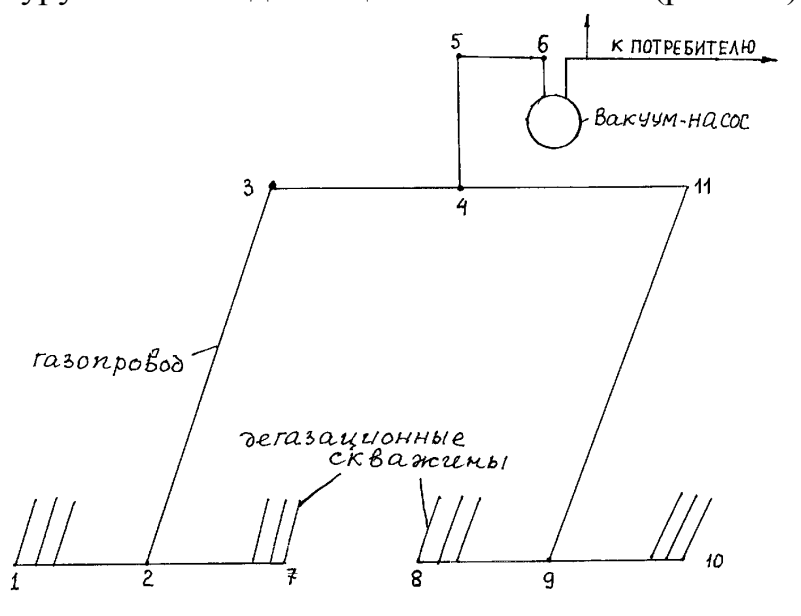


Рис. 1.1 Дегазационная система шахты

Горную выработку цилиндрической формы, которую бурят в угольном пласте или боковых породах с целью извлечения из них шахтного метана называют дегазационной скважиной.

Угольные пласты, залегающие в кровле и почве разрабатываемого пласта, из которых метан поступает в горные выработки называют сближенными пластами (пласты-спутники).

Систему труб, соединяющих дегазационные скважины с вакуум-насосом, служащую для транспортирования метановоздушной смеси за пределы дегазируемого объекта, называют дегазационным газопроводом.

Здание на поверхности шахты, в котором размещены вакуум-насосы, контрольно-измерительная и регулирующая аппаратура носит название вакуум-насосная станция (ВНС).

Для осуществления дегазации источников метановыделения через скважины, пробуренные с поверхности, используют поверхностную передвижную вакуум-насосную станцию (ППВНС). Это передвижной модуль, который содержит вакуум-насосы, системы водоснабжения и контрольно-регулирующие устройства.

Вакуум-насос, оснащённый системой замкнутого водоснабжения и контрольно-регулирующими устройствами и смонтированный на передвижной платформе, носит название подземная передвижная дегазационная установка (ППДУ). Она используется для отсоса метановоздушных смесей из выработанного пространства и выдачи её в выработку за пределами выемочного участка, где возможно разбавление содержания метана в исходящем воздушном потоке до допустимой Правилами безопасности концентрации.

Краткие сведения об истории развития дегазации угольных шахт

Впервые улавливание выделяющегося в шахте метана с выводом капируемого суфлярного газа по деревянному трубопроводу на поверхность было осуществлено в 1730г. на шахте «Солтом» (Великобритания). В Германии каптаж метана в производственных условиях с отводом его на поверхность был осуществлён в конце 19 века.

В полупромышленном масштабе искусственная дегазация была осуществлена на шахте «Пойнт Оф Эйр» (Ланкашир, Англия) в конце 19 века. Газ на этой шахте поднимался по скважинам под собственным напором. Несмотря на это дегазацией в Англии стали интересоваться только в конце 40-х годов 20-го века, когда были получены сведения об успешном её применении в Бельгии и Сааре (Германия).

Начало промышленной добычи метана и попутной дегазации угольных пластов относится к 1943г, когда в Руре на шахте «Мансфельд» (Германия), случайно во время бурения разведочной скважины на нижний горизонт №7, на который должны были углубить ствол, при пересечении пласта IV стало выделяться большое количество метана под давлением в несколько атмосфер. Постепенно давление стало падать. Чтобы не допустить попадания метана в шахтные выработки, скважина была обсажена трубами, а метан по газопроводу отводили на поверхность. Затем на этот пласт было пробурено ещё ряд скважин, из них также выделялся метан, который использовали как горючее в котлах и для заправки автотранспорта.

Также случайно была установлена возможность дренирования спутников в Америке, где в 1936 году были пробурены две скважины с поверхности для получения воды. Одна из них находилась в 1000м от места проведения очистных работ по углю. Скважина пересекла на глубине около 30м пласт угля,

после этого из воды стали выделяться пузырьки метана. После этого, когда горные работы приблизились к скважине, вода в ней исчезла и началось умеренное и постоянное выделение метана. Была пробурена ещё одна скважина глубиной 25м. На глубине 21м из неё начал выделяться метан, а на глубине 24м вода исчезла. Из скважины выделялось до 4 м³/мин метана. Процентное содержание метана в выработках разрабатываемого нижележащего пласта на исходящей струе при этом снизилось с 1,5 до 0,3%.

В России успешный каптаж газов суфлярных выделений из спутника пласта «Смоляниновского» был начат в 1907г. в Донбассе на шахте «Центральная» в Юзовке (ныне Донецк) в Донецко-Макеевском районе, а затем в 1912г. на шахте «Иван» (ныне шахта им. Ленина в г. Макеевка) каптаж суфлярного газа вели работники Макеевской спасательной станции (Д.Г. Левицкий и Н.Н. Черницын).

Впервые систематический промышленный каптаж метана был начат в Германии в Руре в 1943г., когда на шахте «Мансфельд 1/4» при подработке передовой скважины очистным забоем пласта Реттерсбанк произошло обильное выделение метана из неразрабатываемых газоносных пластов, залегающих в кровле отрабатываемого пласта. Детальное изучение причин газовыделения дало повод для бурения дегазационных скважин в породы кровли из штреков, пройденных по пласту Реттерсбанк. Скважины имели диаметр 42, 80 и 280мм. Было начато создание специальной техники для бурения скважин и приборов для замера концентрации метана, дебита скважин, разрежения, под которым отсасывался газ, способов и средств герметизации скважин.

В Донецком бассейне первая дегазационная установка начала работать в 1952г. на шахте «Красная Звезда» в г. Чистяково (ныне г. Торез). При этом работниками МакНИИ проводились систематические наблюдения за отсосом метана из вышележащих пластов при разработке пласта Дроновского. Был получен значительный эффект как по объёму извлечённого метана, так и по снижению метанообильности лав. Результаты этих исследований, выполнявшихся под руководством профессора И.М. Печука, послужили основой для дальнейшего развития работ по дегазации. С 1953г. в Донбассе началось распространение дегазации сближенных пластов-спутников и уже в 1959г. дегазационные установки работали на 24 шахтах, а объем извлекаемого метана достигал 150 млн. м³ в год. На Украине большой вклад в развитие дегазации внесли научные работники институтов МакНИИ и ДонУГИ. Большой вклад в развитие теоретических основ и разработку способов дегазации угольных шахт, методов расчёта их параметров внесли также учёные институтов ИГД им. А.А. Скочинского и ИФЗ АН СССР, Московского горного института, ВостНИИ и другие.

Широкое применение дегазации на газовых шахтах в угледобывающих странах мира обусловлено рядом причин. Во-первых, необходимостью обеспечения высокого уровня безопасности труда в газовых шахтах. Во-вторых, необходимостью увеличения нагрузки на очистные забои по газовому фактору (преодоление газового барьера) и в результате этого более рационального использования добычных и проходческих комбайнов и транспортного оборудования. И, наконец, в третьих, возможностью получения

дополнительного, попутно добываемого газообразного топлива, для использования на собственные нужды шахт в котельных вместо угля.

Наибольшее распространение в мировой практике получили способы дегазации сближенных пластов и выработанных пространств. Это обусловлено тем, что до 70% метана, выделяющегося в выработки выемочных участков при отработки тонких и средней мощности угольных пластов, поступает из подрабатываемых и надрабатываемых сближенных пластов и вмещающих пород. Кроме того, практическое применение дегазации и исследования факторов, влияющих на её эффективность, в угледобывающих странах мира началось с дегазации сближенных пластов. В угольных бассейнах, где отрабатываются мощные газоносные угольные пласты (Кузнецкий, Карагандинский и Печорский бассейны России) широко применяется дегазация разрабатываемых угольных пластов. В различных угледобывающих странах мира нашли широкое применение способы дегазации при проведении капитальных и подготовительных выработок. В последние годы находят применение способы дегазации газоносных пластов и пород скважинами, пробуренными с поверхности.

В условиях Донецкого бассейна наиболее распространена дегазация сближенных (подработанных и надработанных) угольных пластов скважинами, пробуренными из подземных выработок, так как доля газовыделения из разрабатываемых угольных пластов в газообильности выемочных участков редко превышает 30%

Развитие дегазационных работ в Донецком бассейне характеризуется следующими данными.

Таблица 1.1 Динамика развития дегазации в Донбассе.

Год	Количество шахт с применением дегазации	Количество капируемого метана млн. м ³ /год
1951	--	--
1955	7	51,1
1960	36	148,8
1965	62	283
1970	86	460
1971	87	464,8
1972	91	505
1973	96	583
1974	98	673
1975	99	790
1976	104	806
1977	106	788,3
1978	109	797,3
1979	116	1080
1980	116	959,6
1981	120	1170,7

1982	120	1159,7
1983	120	1361,3
1984	120	1385,9
1985	122	1317

В последние годы дегазация источников метановыделения в угольных шахтах применяется не только для снижения интенсивности метановыделения в горные выработки и повышения безопасности и эффективности труда, но и как способ получения газа метана для использования его в качестве горючего в шахтных котельных, для заправки автомобилей, выработки электроэнергии газовыми турбинами.

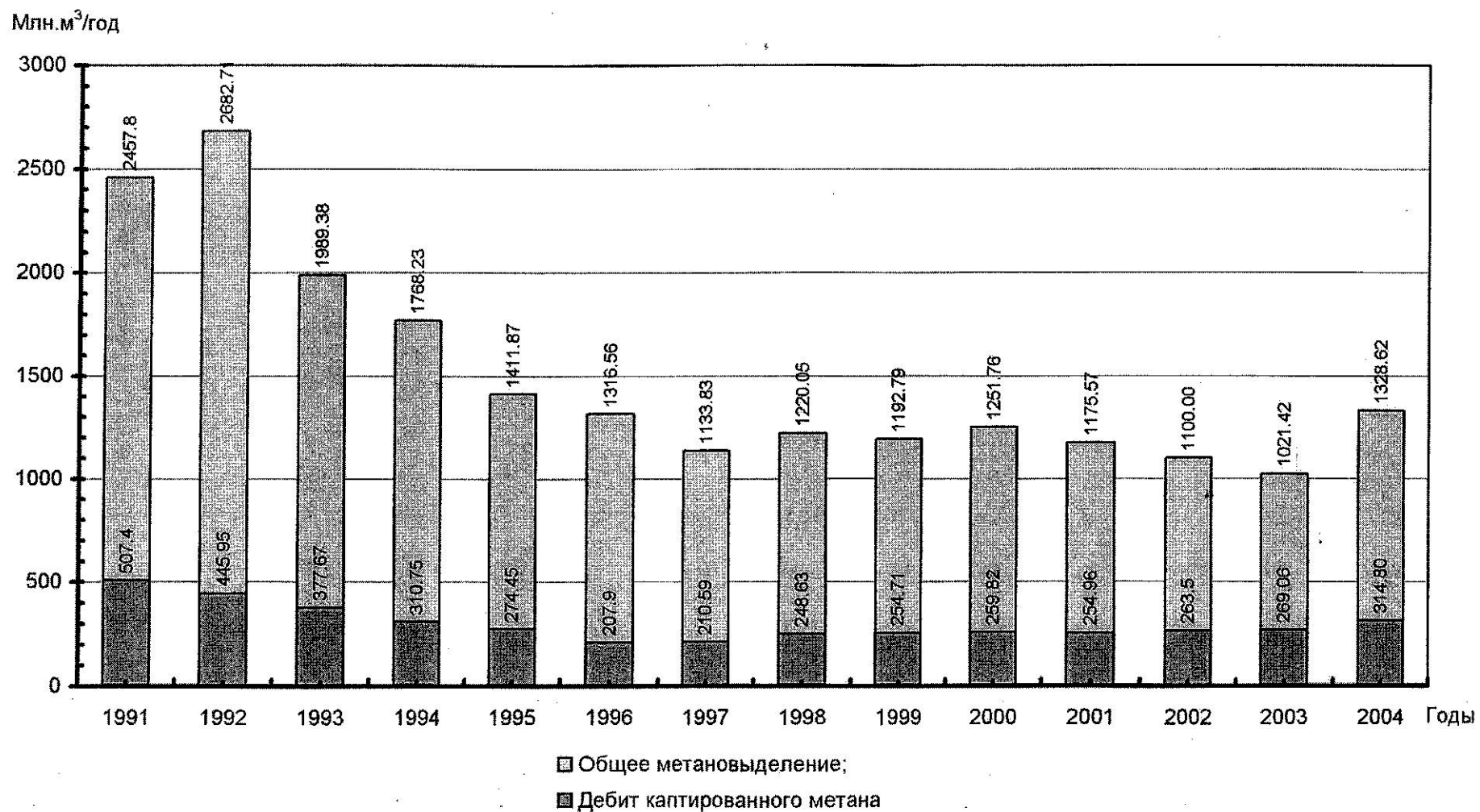


Рис 1.2 Изменение общего метановыделения на шахтах Донбасса и дебита каптированного метана.

Таблица 1.3 Средняя газообильность и эффективность дегазации шахт в 1995-2005 гг.

Средние показатели одной шахты	1995г.	2000г.	2005г.
Добыча угля, т/сут	1213	2022	2300
Метанообильность, м ³ /мин	41,3	48,7	53,0
Каптированный метан, м ³ /мин	8,0	12,2	11,7
Эффективность дегазации, %	19,4	25,0	22,0

По мере расширения применения дегазации учёные стали исследовать причины и пути поступления метана в выработанные пространства и выработки выемочных участков при ведении горных работ.

На возможность проникновения метана в выработанное пространство из пропластков и пластов, залегающих выше или ниже разрабатываемого пласта, впервые было указано немецким учёным Вебером. Вебер считал, что при пучении почвы образуются полости между нижележащими спутниками и вмещающими породами. В эти полости, по мнению Вебера, поступает газ из спутника.

Установлено, что вследствие опорного давления между полостью и выработанным пространством могут образоваться трещины, по которым проникает метан. Полости образуются при отслаивании пород, прилегающих к вышележащим пластам при ведении очистных работ на разрабатываемом пласте. В эти полости, прилегающие к спутникам, поступает метан. Между собой полости соединены трещинами, через которые нижние полости заполняются газом. От большинства нижних полостей отходят трещины, достигающие выработанного пространства, и по ним метан проникает в него вследствие последующих оседаний горных пород. Вебер правильно считает, что метан выделяется из спутников только в области воздействия на них очистных работ на разрабатываемом угольном пласте.

Вебер считает, что газовыделение из спутников связано с действием гравитационных сил, в действительности же большую роль играет энергия газа, заключённого в угле. Если бы метан выделялся в случайные полости, образующиеся исключительно под действием сил тяжести, то газовыделение из спутников не было бы пропорционально отработанной площади пласта.

На возможность получения значительных количеств метана в случае подработки пласта в 1940г указывал немецкий учёный Форстман, который полагал, что газовыделение из проходившегося гезенка усиливается после того, как он был подработан. Однако Форстман полагал, что выделение метана из спутников связано с полостями, образующимися вследствие действия сил тяжести.

Немецкий учёный Паттейский в своей работе утверждает, что в результате оседания горных пород и действия опорного давления на породы, залегающие в почве разрабатываемого пласта, в междупластье образуются резервуары (полости), постепенно заполняемые метаном, проникающим туда из угольных пластов. В результате отработки угольного пласта вблизи забоя образуются трещины, достигающие указанных резервуаров, из последних метан по трещинам, главным образом во время падения барометрического

давления, проникает в выработанное пространство. Как видим взгляды Паттейского, во многом согласуется с высказываниями Вебера. Однако Паттейский, как и Вебер, не учитывает влияния на метановыделение из спутников газового давления, величины метаносности смежных пластов.

Как показали наблюдения проф. Печука И.М. на шахте им. 17-го Партсъезда, что к моменту первого обрушения кровли объем полости был незначителен, а усилившее газовыделение из спутников после этого обрушения объясняется интенсивным газовыделением из вновь образовавшихся полостей. Постепенное и закономерное ослабление метановыделения после первого обрушения кровли показывает, что основное значение имеют не запасы газа в полостях, а приток метана из спутников. В зоне беспорядочного обрушения может и не быть полостей (пустот).

Фактически вплоть до 1954г за рубежом, несмотря на значительное внимание к развитию дегазации, теория дегазации источников метановыделения отсутствовала. Так в 1952 году английский учёный Гиллинс указывал: «Вообще с достаточной степенью точности не известно, каким образом метан попадает в вентиляционные штреки». В конце 1954 г в дискуссии по вопросу дегазации на шахтах Германии и Англии другой английский учёный Бромилуэ заявил: «...схема дренирования (каптирования) метана не даёт оптимальных результатов, а поиски и ошибки в проектировании этой схемы будут продолжаться до тех пор, пока не будет собрано достаточно данных о распределении метана в угленосных пластах и о путях его проникновения к местам разработки. Проблемой, о которой очень мало известно, является механизм освобождения метана из массива, окружающего угольный забой».

Незнание теории дегазации смежных угольных пластов приводило к определению направления скважин и к выбору расстояния между ними без необходимых расчётов – наугад. Так на шахте «Хаиг» (Англия) было пробурено предварительно 80 опытных дегазационных скважин, пока удалось подобрать подходящее направление, диаметр и длину скважины.

Исследования, выполненные в институтах МакНИИ проф. Печуком И.М. и его учениками, ВостНИИ, ИГД им. акад. А.А. Скочинского, МГИ, ДонУГИ и других, позволили разработать научные основы и практические рекомендации по дегазации смежных пластов-спутников, выработанных пространств и разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подземных горных выработок и поверхности. Разработаны и действуют нормативные документы по проектированию и эксплуатации систем дегазации шахт.

В Украине в настоящее время разработан и действует Стандарт Минтопэнерго СОУ 10.1.00174088.001-2004 «Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации». Согласно этому Стандарту проектировщики должны выбирать и рассчитывать параметры способов дегазации источников метановыделения на угольных шахтах, а работники служб дегазации шахт вести контроль параметров дегазации и принимать меры к повышению её эффективности.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О СОДЕРЖАНИИ МЕТАНА В УГЛЯХ И ПОРОДАХ.

По подсчётам учёных запасы газа метана, которые содержатся в углепородных массивах угольных месторождений Украины составляют порядка 12 триллионов м³ метана.

Это в три раза превышает ресурсы природного газа, разведанного в Украине. Метан в углепородном массиве находится в свободном, сорбированном состоянии и растворенном в воде.



Содержание свободной фазы зависит от пористости углей (A°), пластового давления (кПа) и температуры (C°). 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. Большая площадь внутренней поверхности микропор и расположение молекул метана в тесной близости друг к другу позволяет удерживать в связанном состоянии большие объёмы газа. В зависимости от стадии метаморфизма угля газоносность его меняется. Для антрацитов она достигает 40 м³/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 м³/т или м³/м³. При атмосферном давлении 1 см³ угля способен сорбировать до 8 см³ 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 других факторов: химического состава, содержания золы, температуры, истории образования и потери газа за геологическое время.

Возможность накопления газов в горных породах определяется условиями их осадконакопления, тектоническими и гидрогеологическими условиями. С увеличением изменений песчаников, в результате ухудшения их коллекторских свойств, прежде всего из-за снижения их газопроницаемости, газы могут сохраняться и в открытой системе газ-песчаник, что наблюдается на больших глубинах в Донецкой области.

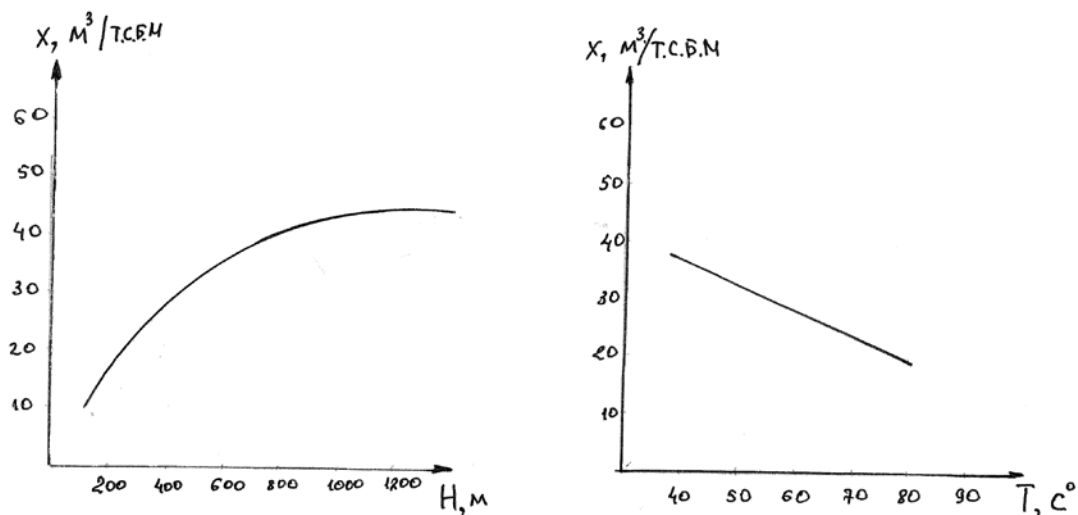


Рисунок 2.1 Зависимость газонасыщенности угля от геологических параметров

Отложения, перекрывающие угленосную толщу, затрудняют фильтрацию газов, особенно если эти отложения представлены породами глинистого и алевролитового состава. Тектоническое строение играет особую роль в дегазации угленосных толщ. В закрытых антиклинальных складках газонасыщенность горных пород выше, чем в синклинальных. Разрывные нарушения в зависимости от степени их газопроницаемости, могут быть как путями миграции газов, так и экранами.

Состояние систем газ-порода, газ-уголь определяется давлением газа, температурой и влажностью. Анализ многочисленных замеров проведённых в Донецком бассейне показывает, что давление газа с увеличением глубины залегания угольных пластов определяется по формуле:

$$P = 9,806(H - H_0),$$

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 1м.

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

Геотермический режим горных пород в Донецком бассейне на глубинах до 250м в значительной мере подвержен влиянию изменений температуры земной поверхности и в среднем равен 16°C. Средний градиент нарастания

температуры с глубиной меняется в пределах 2 – 2,8°C на 100м. Например, температура пород, замеренная на участке шахты им. А.А. Скочинского на глубине 1200м, равна 76°C.

Влажность угленосных отложений находится в тесной связи с их газоносностью: газ может занимать только ту часть порового пространства, которая не заполнена водой.

Кроме свободной гравитационной воды в углепородном массиве существует сорбционно связанная вода (гигроскопическая), которая удерживается силами притяжения молекул поверхностью твёрдого вещества, образуя слой сорбированной влаги толщиной в одну молекулу и капиллярная, находящаяся под влиянием молекулярных сил притяжения поверхностью твёрдого вещества и сил поверхностного натяжения. Чем меньше диаметр капилляра, тем под большим давлением в нем находится вода.

На небольших глубинах угленосные отложения характеризуются повышенной водонасыщенностью. Подземные воды находятся здесь во всех указанных видах. Газоносность пород и углей низкая. С увеличением глубины залегания, ухудшением коллекторских свойств горных пород и повышением степени метаморфизма углей влажность уменьшается. В породах находится в основном гигроскопическая и капиллярная вода. Газоносность пород резко повышается с увеличением глубины залегания угольных пластов, естественная влажность углей уменьшается.

3. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И УГЛЕЙ

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 отдавать их.



Различают несколько видов пористости: абсолютную, открытую, закрытую и дифференциальную.

Таблица 3.1 Распределение пор по поперечным размерам.

Класс	Характеристика пор	Размеры	
		°А	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	$\geq 10^7$	$\geq 10^{-3}$

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).

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%.

Выполненные работы и измерения показали, что напряжения не столь значительно влияют на объем пор (абсолютную пористость). Для глубин порядка 1000м, где напряжения составляют ≈ 25 МПа отличие пористости нетронутого массива песчаника от разрушенных образцов 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.

Единица дарси – фильтрационный расход потока, который происходит при продавливании 1мл жидкости или газа через 1см² поверхности материала на расстоянии 1см, когда приложено давление 1атм (100кПа).

$$K_{np} = \frac{QL\mu}{S\Delta P}, \text{ мД}$$

где Q – расход газа, м³/с;

L – длина фильтрационной зоны, м;

μ – вязкость газа, санти-пауза;

S – площадь сечения, м²;

ΔP – разность давлений, Па.

Таблица 3.2 Классификация пород-коллекторов по проницаемости.

Класс пород – коллекторов	Качественная характеристика проницаемости	Значения коэффициента проницаемости	
		мД	м ²
1	Очень хорошо проницаемые	>1000	>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	<1	≤10 ⁻¹⁵

Основными параметрами для определения газопроницаемости в массиве являются:

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

Давление метана находящегося в поровой структуре среды определяет газовыделение в выработки и опасность газодинамических явлений в шахтах. В результате исследований выполненных институтами МакНИИ и ИГТМ НАН Украины условий возникновения выбросов породы и угля в глубоких шахтах Донбасса определено, что в выбросоопасных песчаниках на горизонтах 700-1200м изменение газового давления изменялось в диапазонах 2-10МПа, при этом большее значение приурочено к зонам высокой газодинамической активности.

Газоносность угольных пластов Донбасса составляет в среднем 10-15м³/т, достигая максимума 20-30м³/т. Газообильность шахт, т.е. выделение метана на тонну суточной добычи достигает 100-200м³/т. Ранее считалось, что столь

существенное различие между газоносностью разрабатываемых пластов и газообильностью шахт обусловлено наличием в подрабатываемой и надрабатываемой толще пропластков угля. На долю вмещающих пород отводилось 10% выделяемого в выработку метана. Однако, на практике, из вмещающих пород выделяется значительно большее количество метана.

Угольные пласты и пропластки составляют не более 5% суммарной мощности угленосных отложений, в то время как песчаники – до 40%. Песчаники залегают в виде линз и полос, иногда достаточно большой протяжённости. Мощность выдержанных песчаников изменяется от 20-30 до 50-70м. Именно песчаники являются наиболее вероятными коллекторами, способными удерживать метан в свободном состоянии.

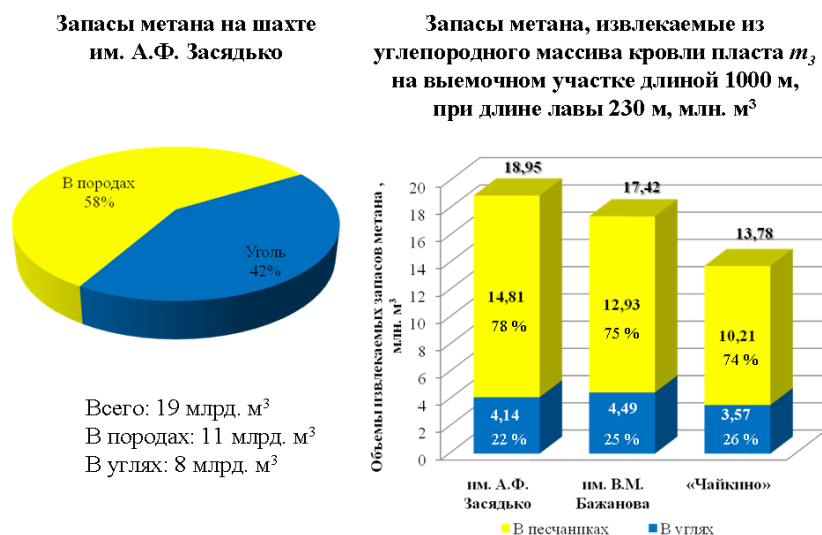


Рисунок 3.1 Запасы метана, извлекаемые из углепородного массива кровли пласта m_3 на выемочном участке длиной 1000м при длине лавы 230 млн.м³

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

Величины проницаемости песчаников в напряжённом массиве крайне низкие и составляют $10^{-1}-10^{-4}$ фм² (фемтометров квадратных), поэтому извлечение метана как энергоносителя возможно после определённого воздействия на горный массив либо горными работами (при под – и надработке), либо гидроразрывами, либо другими физико-химическими видами воздействия. При частичной разгрузке от напряжений газопроницаемость и дебит метана возрастают на 2-3 порядка. 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.

Для оценки коллекторских свойств углепородного массива под влиянием изменения напряжённо – деформированного состояния системы, были выполнены комплексные исследования, в процессе которых непрерывно фиксировалось давление и дебит метана в скважины, пробуренные в песчанике, а так же напряжения и деформации в массиве по мере подвигания очистного забоя (Рис.3.3).

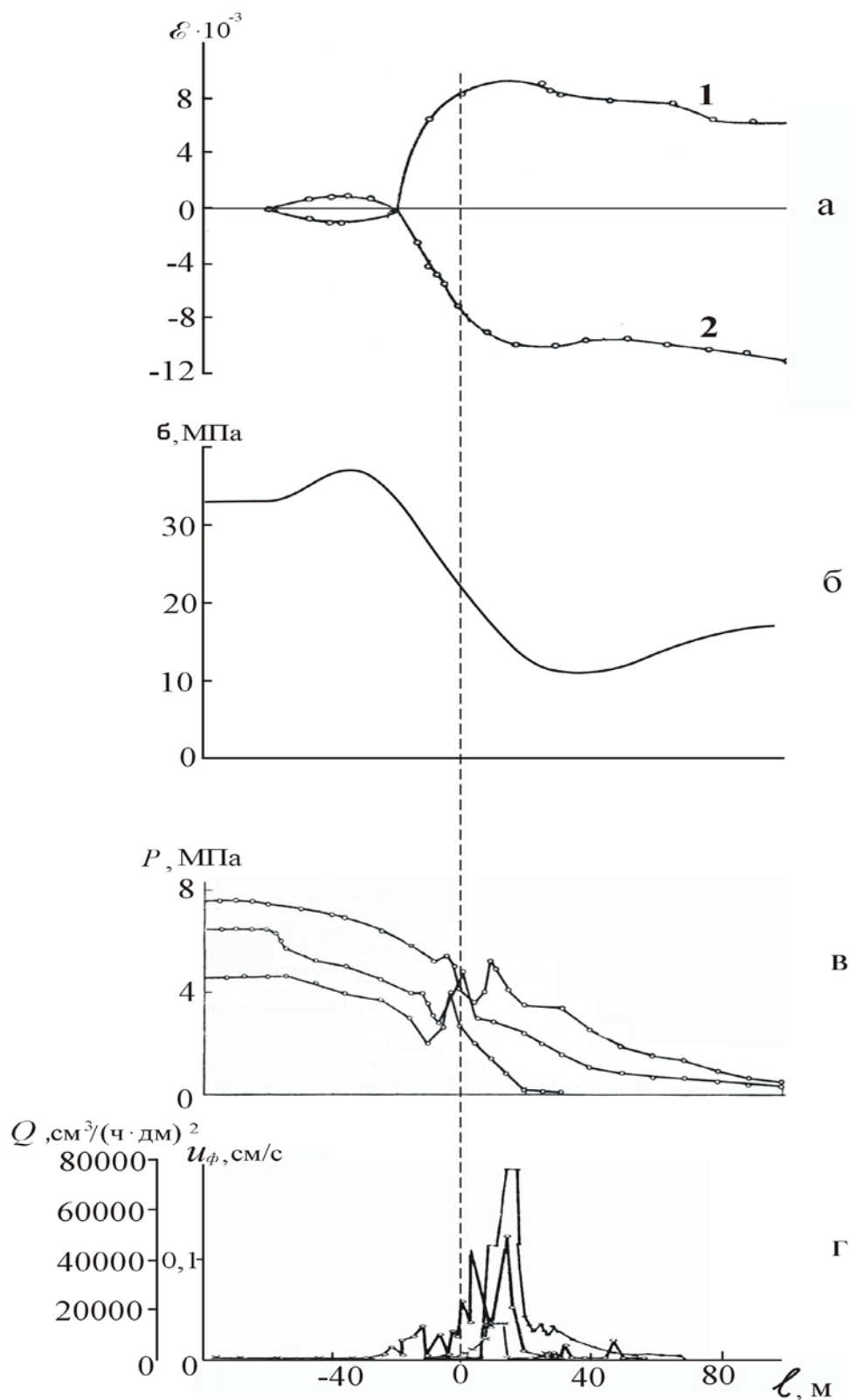


Рис. 3.2 Результаты измерения деформаций (а) и напряжений (б) в массиве песчаника, давления газа (в), скорости и дебита метановыделения в скважины (г), по мере подвигания надрабатывающего забоя: 1 – замерная станция в плоскости, перпендикулярной напластованию; 2 – замерная станция в плоскости напластования.

В процессе прохождения лавы в непосредственной близости замерной станции (1) отмечены существенные деформации расширения песчаника,

достигшие максимальной величины ($9,5 \times 10^{-3}$). При удалении лавы на 20м зарегистрировано относительное снижение, что объясняется уплотнением обрушенных пород в выработанном пространстве лавы.

Замерная станция (2) зафиксировала, что в зоне опорного давления произошло расширение, а затем резкое сжатие. Стабилизация деформаций произошла в замерной станции (1) на расстоянии 60м от забоя, а в замерной станции (2) – 100 метрах.

Полученные данные свидетельствуют о высоких упругих свойствах массива песчаника. 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.

Изложенные результаты дают наглядное представление об особенностях фильтрационных процессов в углепородном массиве при изменении его напряжённо – деформированного состояния.

Комплекс лабораторных и шахтных исследований, выполненных в глубоких шахтах Донбасса, позволил вывести зависимость газопроницаемости углепородного массива от изменения напряжений (Рис.3.4).

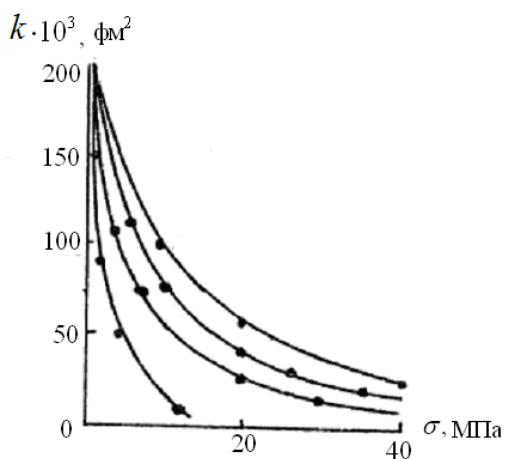


Рис. 3.3. Изменение коэффициента газовой проницаемости K различных образцов песчаника в зависимости от внешней нагрузки σ .

Полученные данные при изучении коллекторских свойств углепородного массива Донецкого бассейна позволяют с уверенностью сделать вывод, 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.

4. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕГАЗАЦИИ.

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 атмосферных условий на высокогазообильных выемочных участках и снятия ограничений газового фактора на нагрузку очистных забоев является дегазация источников метановыделения.

Согласно действующему нормативному документу [2] дегазация источников метановыделения на выемочных участках в угольных шахтах должна осуществляться, если средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в воздухе участковых выработок с учётом установленного ПБ значения и если не выполняется условие

$$J_{\text{уч}} \leq 0,007 Q_{\text{уч}} C, \quad (4.1)$$

где, $J_{\text{уч}}$ – среднее абсолютное метановыделение на выемочном участке, м³/мин;

$Q_{\text{уч}}$ – фактический или планируемый расход воздуха, подаваемого на выемочный участок, м³/мин;

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

Первоначальный вид зависимости (4.1) имеет вид:

$$J_{\text{уч}} \leq 0,01 Q_{\text{уч}} \frac{C}{K_n}$$

где K_n – коэффициент неравномерности метановыделения.

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

Известно, что величина коэффициента неравномерности метановыделения зависит от абсолютного значения метановыделения:

$$K_n = 1,94 J_{\text{уч}}^{-0,14} \quad (4.2)$$

С учётом выражения (4.2) нами получено уточнённое условие (4.3), невыполнение которого свидетельствует о необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке.

$$J_{\text{уч}} \leq 0,00221 (Q_{\text{уч}} C)^{1,163} \quad (4.3)$$

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

$$J_{оч.} \leq 0,00221(Q_{оч} C)^{1,163} \quad 4.4$$

Условие (4.4) получено аналогично условию (4.3) путём замены $J_{уч.}$ $Q_{уч.}$ соответственно на $J_{оч.}$ $Q_{оч.}$.

Для каждого выемочного участка при установлении необходимости применения дегазации следует проверять выполнение условий (4.3) и (4.4) независимо от типа схемы проветривания.

С другой стороны дегазация источников метановыделения на выемочных участках необходима, если газовый фактор ограничивает нагрузку очистного забоя. Максимально допустимая по газовому фактору нагрузка на очистной забой A_{max} (т/сут) при наличии данных прогноза ожидаемой метанообильности очистной выработки ($I_{оч.}$, м³/мин) выемочного участка ($I_{уч.}$, м³/мин) по природной метаноносности угольных пластов рассчитывается по

$$A_{max} = A_p J_p^{-1,67} \left[\frac{Q_p (C - C_0)}{194} \right]^{1,93}, \quad (4.5)$$

где A_p - планируемая нагрузка на очистной забой, т/сут;

J_p - среднее ожидаемое абсолютное метановыделение в планируемую очистную выработку (или выемочный участок), м³/мин; принимается с учётом прогноза по природной метаноносности пластов по рекомендаций «Руководства...» [7] в зависимости от типа схемы проветривания выемочного участка;

C_0 - содержание метана в воздухе, поступающим на выемочный участок (0,05%);

Q_p - планируемый или возможный расход воздуха для разжижения метана, м³/мин; принимается с учётом горнотехнических условий и рекомендаций «Руководства...» [7] в зависимости от типа схемы проветривания выемочного участка.

$$Q_p = 60 * V_{max} * S_{оч} \quad (4.5.1)$$

где V_{max} - максимально допустимая 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 $A_p=A_{max}$.

Тогда из выражения (4.5) получим

$$I_p^{-1,67} \left[\frac{Q_p (C - C_0)}{194} \right]^{1,93} = 1 \quad (4.6)$$

Откуда следует, что для снятия ограничения газового фактора на нагрузку лавы, необходимо применять дегазацию источников метановыделения на выемочном участке, если не выполняется условие

$$J_p \leq 0,00227 [Q_p (C - C_0)]^{1,156} \quad (4.7)$$

Для планируемых выемочных участков в условиях действующих шахт при наличии данных о фактическом метановыделении в лаву-аналог получено следующее уточнённое выражение для расчёта максимально допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору $A_{\max}$ (т/сут).

$$A_{\max} = A J_{\phi}^{-1,67} \left[\frac{Q_p (C - C_0)}{194} \right]^{1,93} \left(\frac{1_{\text{оч.р}}}{1_{\text{оч}}} \right)^{-0,67} (K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зр}})^{-1,67} \quad (4.8)$$

где A – фактическая средняя нагрузка на лаву-аналог, т/сут;

J_{ϕ} – среднее абсолютное фактическое метановыделение в лаву-аналог (участок-аналог), $\text{м}^3/\text{мин}$;

$1_{\text{оч}}, 1_{\text{оч.р}}$ – длина лавы-аналога и планируемой лавы, м;

$K_{\text{ср}}$ – коэффициент, учитывающий влияние изменения системы разработки (схемы проветривания), мероприятий по снижению метановыделения на планируемом выемочном участке по сравнению с выемочным участком-аналогом, доли ед.;

$K_{\text{зр}}$ – коэффициент, учитывающий влияние изменения глубины разработки на планируемом выемочном участке по сравнению с участком-аналогом на изменение метановыделения, доли ед.;

Из выражения (4.8) можно получить условие (4.9), невыполнение которого свидетельствует о необходимости применения или повышения эффективности дегазации для снижения величины абсолютного метановыделения в планируемую лаву (выемочный участок):

$$\frac{A}{A_{\max}} \cdot J_{\phi}^{-1,67} \left[\frac{Q_p (C - C_0)}{194} \right]^{1,93} \left(\frac{1_{\text{оч.р}}}{1_{\text{оч}}} \right)^{-0,67} (K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зр}})^{-1,67} \leq 1 \quad (4.9)$$

В условиях применения столбовой системы разработки ограничивать нагрузку на очистной забой может образование опасных местных скоплений метана в тупике погашения вентиляционного штрека, если не выполняется условие

$$K_0 = \frac{1434 \cdot I_{\phi} \sqrt{S}}{Q_{y.ч}^{1,5} \left(\frac{K_{y.г} - 1}{K_{y.г}} \right)^{1,5}} \leq 1 \quad (4.10)$$

где K_0 – коэффициент, учитывающий опасность местных скоплений метана;

I_{ϕ} – абсолютное метановыделение в выработанное пространство, $\text{м}^3/\text{мин}$;

S – площадь поперечного сечения вентиляционной выработки в свету, м^2 ;

$Q_{y.ч}$ – расход воздуха для проветривания выемочного участка, $\text{м}^3/\text{мин}$;

$K_{y.г}$ – коэффициент утечек воздуха через выработанное пространство.

Из выражения (4.10) при $K_0 = 1$ можно получить зависимость для величины, I_ϕ при которой в тупике погашения вентиляционного штрека не будет образовываться опасное скопление метана.

$$I_\phi \leq \frac{0,000697 \cdot \left(Q_{y.ч} \cdot \frac{K_{y.г} - 1}{K_{y.г}} \right)^{1,5}}{\sqrt{S}} \quad (4.11)$$

Снизить абсолютное метановыделение в выработанное пространство до величины, при которой не будет возникать опасное скопление метана в тупике погашения вентиляционного штрека при столбовой системе разработки, можно путём дегазации подрабатываемых и надрабатываемых пластов - спутников и вмещающих боковых пород.

Таким образом, дегазация источников метановыделения на выемочном участке необходима, если не выполняются условия (4.3), (4.7), (4.9) и (4.11). Применение этих выражений для определения необходимости дегазации источников метановыделения на выемочных участках вместо неравенства (4.1) позволит более обосновано принять решение о необходимости дегазации для повышения нагрузки на очистные забои и обеспечения безопасных атмосферных условий труда.

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).

Коэффициент эффективности (эффективность) дегазации объекта (отдельной выработки, выемочного участка, крыла, шахты) численно равен отношению величины снижения метанообильности объекта за счёт дегазации к метанообильности объекта до применения дегазации

$$K_{\phi.об.} = \frac{J - J^1}{J} 100\% \quad (4.12)$$

где J – абсолютное метановыделение на объекте до применения дегазации, $\text{м}^3/\text{мин}$;

J^1 – абсолютное метановыделение на объекте при применении дегазации, $\text{м}^3/\text{мин}$.

В числителе выражения (4.12) ожидаемое (фактическое) количество метана, отсасываемое на дегазируемом объекте.

Коэффициент эффективности дегазации источника метановыделения (разрабатываемого пласта, пластов-спутников, выработанного пространства) численно равен отношению количества извлечённого из источника метана $J_{ис.д.}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$) к возможному (фактическому) выделению метана из источника при отсутствии дегазации $J_{ис.}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$).

$$K_{ис.д} = \frac{J_{ис.д}}{J_{ис.}} 100\%, \quad (4.13)$$

Для определения необходимости дегазации выемочных участков или отдельных источников метановыделений в них необходимо знать ожидаемую метанообильность выемочного участка и её составные части, т.е. рассчитать

относительные (или абсолютные) метановыделения из источников на выемочном участке по природной метаноносности пластов или по результатам газовой съемки.

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). В этих случаях величина общего коэффициента эффективности дегазации $K_{\text{дег.общ.}}$ (доли ед.) определяется по выражению

$$K_{\text{дег.общ.}} = K_{\text{дег.пл.}} d_{\text{пл.}} + (1 - K_{\text{дег.в.п.}})(d_{\text{сп.п.}} \odot K_{\text{дег.сп.п.}} + d_{\text{сп.н.}} \odot K_{\text{дег.сп.н.}}) + K_{\text{дег.в.п.}} (d_{\text{сп.п.}} + d_{\text{сп.н.}}), \quad (4.14)$$

где $K_{\text{дег.пл.}}$, $K_{\text{дег.в.п.}}$, $K_{\text{дег.сп.п.}}$, $K_{\text{дег.сп.н.}}$ – коэффициенты эффективности дегазации разрабатываемого пласта, выработанного пространства, подрабатываемых и надрабатываемых сближенных пластов-спутников, доли ед.;

$d_{\text{пл.}}$, $d_{\text{сп.п.}}$, $d_{\text{сп.н.}}$ – доли метановыделения из разрабатываемого пласта, подрабатываемых и надрабатываемых пластов-спутников в общем балансе метанообильности выемочного участка, доли ед.

$$d = \frac{q_i}{q_{\text{уч}}}, \quad (4.15)$$

где q_i – относительное метановыделение из i -го источника, м³/т;

$q_{\text{уч}}$ – относительная метанообильность выемочного участка, м³/т.

5. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДЕГАЗАЦИИ ГОРНОГО МАССИВА. ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДО НАЧАЛА ИХ РАЗРАБОТКИ

Угольные месторождения Украины, и в частности Донбасс, разрабатывают угольные пласты в сложных горно-геологических условиях, аналогов которым нет в мире. Глубины разработки шахт, которые обеспечивают основную часть добываемого в стране угля, достигают 1000 и больше метров. С увеличением глубины повышается температура углепородного массива, увеличивается горное давление, растёт газоносность угля и пород.

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 травмирование и гибель людей, разрушение крепи горных выработок.

Мировая хронология взрывов метана с гибелью большого количества людей приведена в таблице 5.1

Таблица 5.1 Взрывы метана с гибелью людей на шахтах в мире.

Год	Страна	Шахта	Кол-во погибших
1962	Германия	Луизенталь	299
1969	Мексика	Барратерано	300
1972	Родезия	Банки	400
1975	Индия	Дхамабад	431
1979	Казахстан	Сокурская	72
1987	Украина	Чайкино	36
1990	Югославия	Добрыня	180
1992	Украина	Суходольская-восточная	63
1997	Россия	Зырянская	67
1997	Турция	Армушук	217
2007	Украина	им.А.Ф.Засядько	106

Для предотвращения образования скоплений метана требуются значительные затраты на совершенствование вентиляции путём увеличения сечения подготовительных выработок, количества подаваемого воздуха, осуществления мер дегазации и т.д.

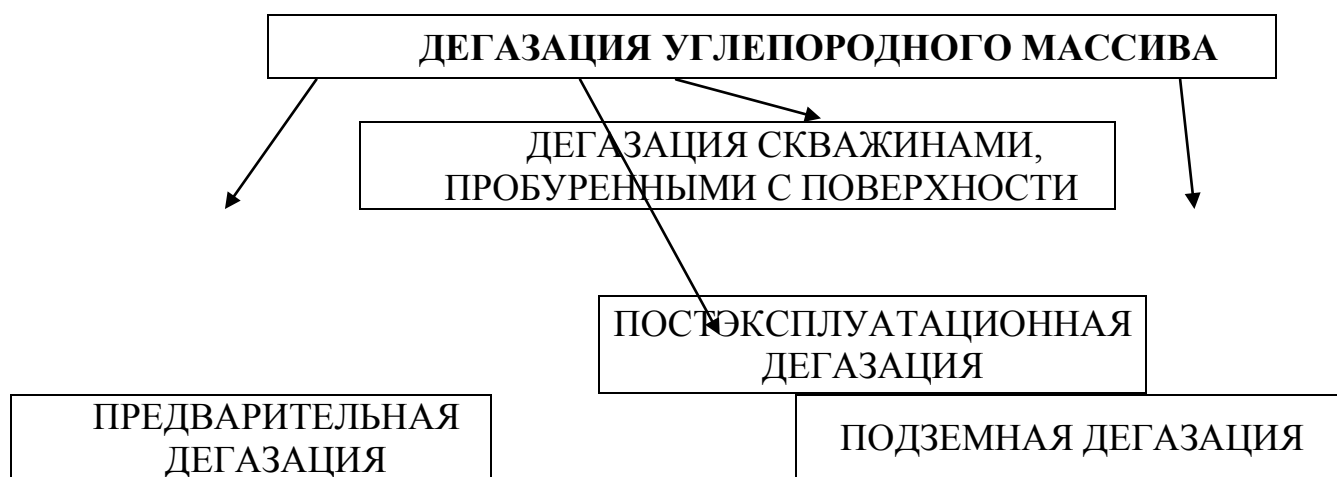
Разработанная национальная программа развития угольной промышленности Украины направлена на концентрацию горных работ и повышение темпов добычи угля. Имеющаяся в Украине техника и технология ведения подготовительных и очистных работ в основном позволяют реализовать эту программу, однако при разработке газоносных угольных пластов добыча угля сдерживается «газовым фактором», т.е. несоответствием применяемых технологических схем дегазации выемочных участков. Увеличение метановыделения обуславливает ограничение скорости продвижения

проходческих и очистных забоев по газовому фактору, образуя так называемый «газовый барьер», что в свою очередь увеличивает сроки подготовки выемочных участков и сокращает объёмы добычи угля.

За последние 15 лет, количество сверхкатегорийных шахт на Украине 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. Средняя добыча угля в газоносных шахтах, на которых применяется дегазация, увеличилась в 1,9 раза, а эффективность дегазации – только в 1,13 раза. Отставание роста эффективности дегазационных систем от роста добычи угля снижает безопасность горных работ и повышает требования к эффективности и надёжности вентиляции, которые в настоящее время ограничены.

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 угленосного 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. Обеспечение высоких нагрузок на современные угольные очистные забои связано с решением основной проблемы – дегазации угленосного массива.

Классификация дегазационных мероприятий специалистами горного дела была предложена ещё в 60-70 годы прошлого века.



Извлечение метана из угольных месторождений до начала их разработки

Работы по извлечению метана из угольных месторождений до начала их разработки начали активно проводиться в СССР и США в начале 80-х годов прошлого века. В начале 90-х годов начались экспериментально-промышленные работы по предварительной дегазации месторождений с целью

предотвращения внезапных выбросов угля и газа, суффлярных выделений метана и обеспечения газовой безопасности шахт. В качестве основного способа был принят гидроразрыв угольных и породных пластов.

Способ заключается в сооружении специальных скважин, выдерживающих высокое гидравлическое давление. В процессе их бурения изучаются физико-механические свойства пород и газоносность пересекаемых пластов, выбираются горизонты для гидравлического воздействия. Обсадная труба перфорируется на уровне этих горизонтов и в скважину нагнетают рабочую жидкость, соблюдая расчётные значения расходов и давления. В качестве рабочей жидкости применяют растворы различных веществ, изменяющих проницаемость пород. Обработка горизонтов производится последовательно снизу вверх. После завершения воздействия рабочая жидкость откачивается, а выделяющийся при этом газ каптируется. Предварительная дегазация осуществляется с помощью вертикальных и горизонтальных скважин.

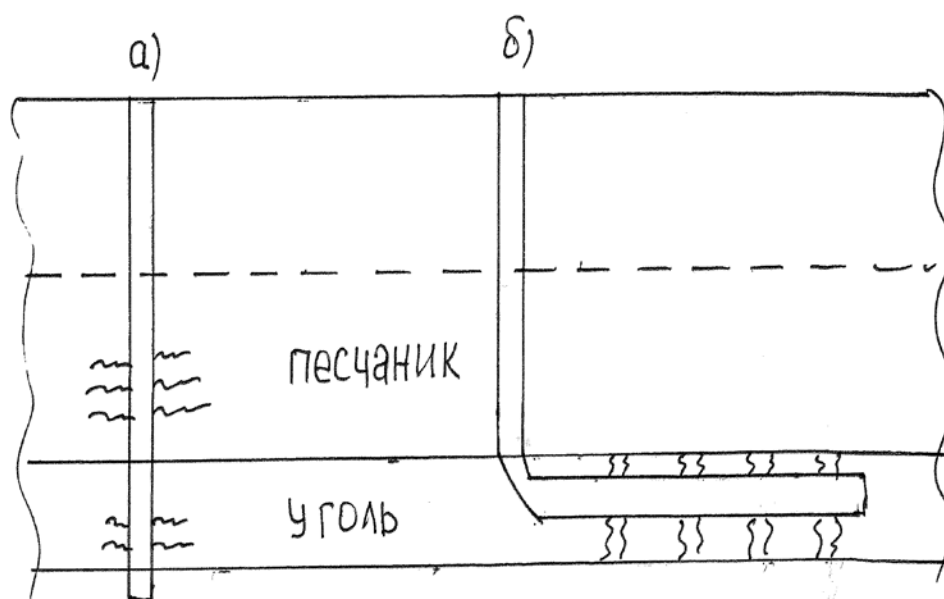


Рисунок 5.1 Тип скважин а) вертикальная; б) горизонтальная

Освоение месторождения путём предварительной дегазации предусматривает подготовку площадки и инфраструктуры, производства бурения, гидрорасчленение и извлечение газа. Подготовка инфраструктуры включает в себя прокладку газопроводов, систем водоснабжения и сброса обратного потока, откачиваемого из скважин.

На производственной стадии производится бурение скважины, стимуляция газоотдачи углепородного массива, его гидрорасчленение, извлечение газа на поверхность, его очистка и подготовка, транспортировка к потребителям.

При бурении скважин предварительной дегазации угольного массива устанавливается серия стальных обсадных колонн, предотвращающих обрушение стенок и поступление воды при пересечении водоносных породных слоёв.

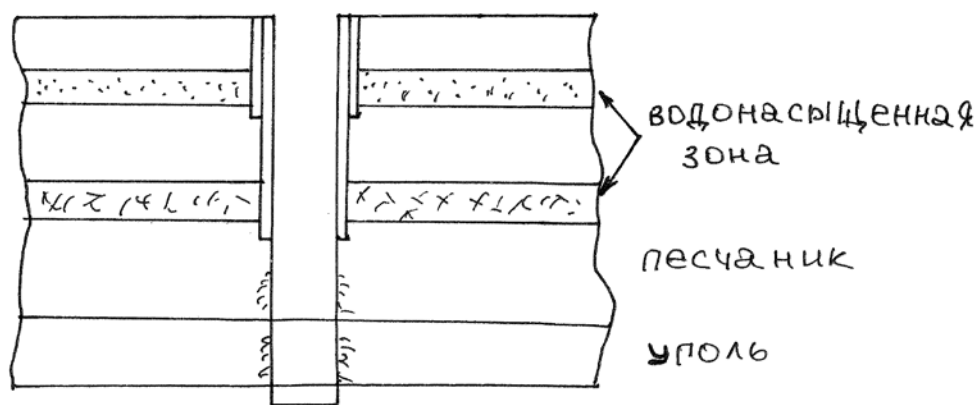


Рисунок 5.2

Число и длина обсадных колонн зависит от особенности строения породной толщи, пересекаемой скважиной. Пустоты между обсадной трубой и скважиной заполняются специальным цементом.

В зонах, где производится гидрорасчленение, обсадные трубы колонны скважины перфорируются. Зона газоотдачи пласта расчленяемого из вертикальной скважины не превышает 60м. Для того, чтобы максимизировать контакт скважины с дегазационным объектом бурят горизонтальные и боковые скважины.

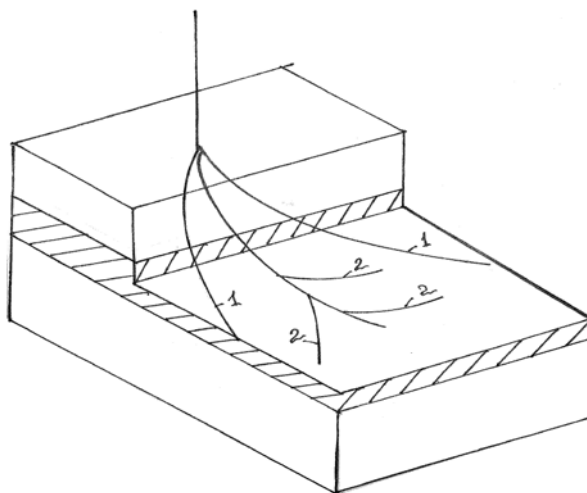


Рисунок 5.3 1 - горизонтальные скважины; 2 - боковые.

На выбор применения вертикальных или горизонтальных скважин влияет большое разнообразие факторов. Участок извлечения газа при вертикальном бурении не превышает мощности перебуриваемой газоносной формации. Типичное расстояние между скважинами составляет 200-400м.

При горизонтальном бурении зона извлечения газа равна длине горизонтального участка скважины, достигающей на практике 2000м и более. Горизонтальное бурение – технология, позволяющая достигать извлечения газа на большом расстоянии от места расположения бурового станка. В частности, оно может применяться при неблагоприятной топографии поверхности (застроенность, наличие водоёмов, холмистость) или обработки газоносной

формации, находящейся под морским дном, что исключает применение буровых морских платформ.

Однако стоимость вертикальной и горизонтальной скважины значительно отличаются. Так стоимость вертикальной скважины может достигать 5млн.грн., тогда как горизонтальной – 30 млн. грн. и более.

Решение проблемы увеличения проницаемости газопородного массива достигается его гидрорасчленением. Применяемые для этого жидкости и газы (вода, углекислый газ, азот) закачиваются в скважину до тех пор, пока их давление не превосходит прочности массива и приведёт к образованию новых трещин и расширения старых.

Расчленяющая жидкость (или газ) замещаются песчаным или керамическим заполнителем, расклинивающим скважины и помогающим удерживать трещины открытыми после снятия давления и откачки расчленяющей жидкости.

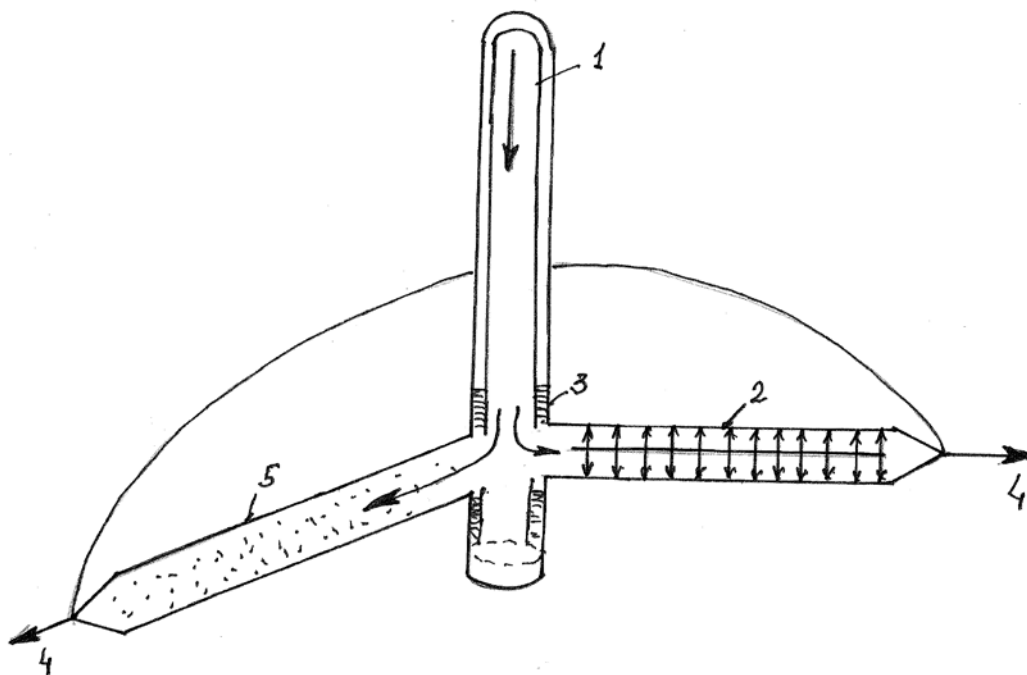


Рисунок 5.4 Модель гидрорасчленения:

- 1-жидкость, закачиваемая в герметизированную часть скважины;
- 2-давление раскрывающее трещины;
- 3-перфорированная часть колонны;
- 4-кромка роста трещины;
- 5-керамический наполнитель.

Гидрорасчленяющие операции выполняются из перфорированных участков скважины, отделённых друг от друга отражающими экранами – пакерами. Гидравлические трещиноватые каналы по мере их удлинения формируют ответвления.

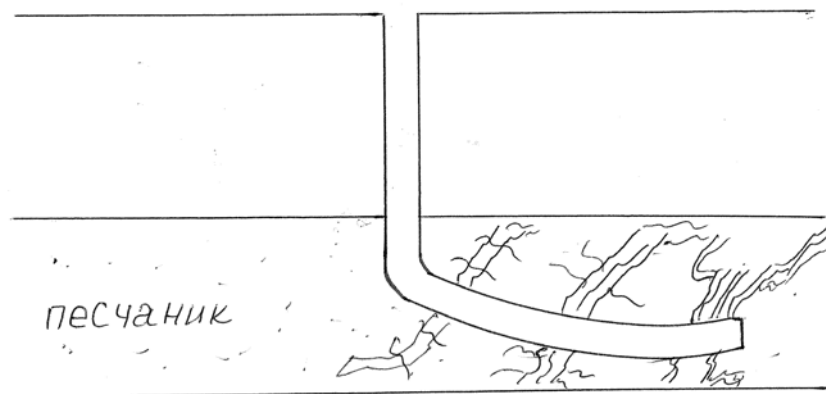


Рис. 5.5

После гидрорасчленения из системы трещин на поверхность откачиваются подземные воды и расчленяющая жидкость. Откачка производится до тех пор, пока уменьшение гидростатического давления не достигнет значения, когда метан начинает десорбироваться из углепородного массива. Бурение горизонтальной скважины и гидрорасчленения песчаника могут потребовать в среднем до 15000 м^3 воды. Бригада 80 человек гидрорасчленение выполняет в течение 5 дней. Разрывы массива при трещинообразовании представляют собой микросейсмические события. Гидрорасчленение одной скважины может производиться в несколько стадий с последующей стимуляцией газопритока.

Темп потока газа в вертикальной скважине колеблется от 3 тысч. $\text{м}^3/\text{сут.}$ до 28 тысч. $\text{м}^3/\text{сут.}$ Производительность скважины снижается гиперболически, уменьшаясь на 50-80% в течение первого года эксплуатации. Производительность горизонтальной скважины составляет от 80 до 400 тысч. $\text{м}^3/\text{сут.}$, хотя она быстро уменьшается в течение 1-го года и далее устанавливается на сравнительно низком уровне.

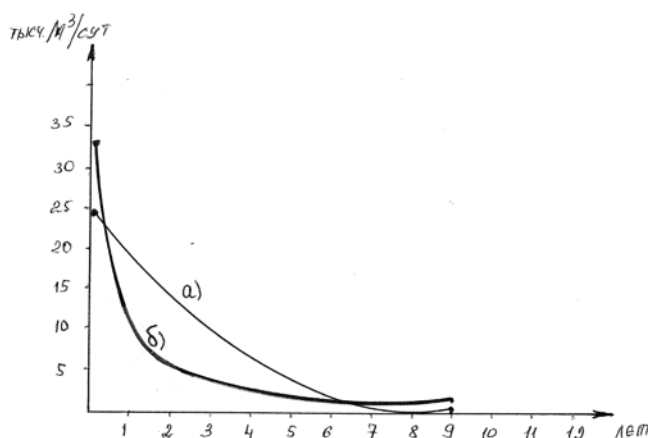


Рисунок 5.6 Сравнительная производительность вертикальной и горизонтальной скважины

- а) вертикальная скважина;
- б) горизонтальная скважина.

При бурении скважин работы ведутся непрерывно 24 часа в сутки. Время строительства вертикальной скважины составляет не более 2-х недель, а горизонтальной до 5-ти недель.

Гидорасчленение угольного пласта производится в течение нескольких часов при давлении около 30 МПа. Гидорасчленение песчаников требует работы насосов по закачке гидорасчленяющей жидкости в течение 3-5 дней.

Предварительная дегазация угольных пластов и песчаников требует высоких начальных инвестиций и характеризуется низкой производительностью скважин и долгим продуктивным циклом (несколько лет).

Опыт практического применения в Украине способов интенсификации выделения метана из угольных пластов и песчаников, неразгруженных горными работами, путём гидровоздействия на них с целью разрыва или расчленения показал, что эффективность их мала, не обеспечивает требуемого уменьшения газоносности дегазуемого углепородного массива и окупаемости затрат на их реализацию.

Зоны скопления угольного метана (ЗСУМ).

Природные скопления газообразных углеводородов в трещиноватых слоях пород – коллекторов, которые приурочены к локальным антиклинальным складкам и имеют соответствующие размеры.

Для каждого угольного пласта, который планируется к отработке, определяется перспективный интервал для предварительной дегазации или толщина углепородного массива, в границах которого выполняется прогноз (ЗСУМ).

Толщина углепородного массива стратиграфического интервала ($h_{п.д.}$) рассчитывается по формуле:

$$h_{п.д.} = h_{п} + h_{кр}, \text{ м}$$

где $h_{п}$ – расстояние от угольного пласта, который планируется к отработке, по нормали в направлении пород почвы, м;

$$h_{п} = 37 * m_{в}$$

$m_{в}$ – вынимаемая мощность угольного пласта, м.

$h_{кр}$ – расстояние от угольного пласта, который планируется к отработке, по нормали в направлении пород кровли, м;

$$h_{кр} = K_{л} \frac{250 * m_{в}}{\epsilon_{р} * 10^3}, \text{ м}$$

где $K_{л}$ – коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма угля на величину свода разгрузки пород кровли.

$\epsilon_{р}$ – граничные деформации расстояния дегазуемых пород, ед.;

$$K_{\text{л}} = 1,88 \exp(-0,018 V^{\text{daf}}), \quad (\varepsilon_{\text{p}} = 3,7 \cdot 10^{-3})$$

где V^{daf} – выход летучих веществ, %;

В выбранном стратиграфическом интервале выбираются породы – коллекторы (песчаники) толщиной более 5м, для которых выполняется прогноз (ЗСУМ).

6 ДЕГАЗАЦИЯ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ С ПОВЕРХНОСТИ

Многолетние исследования, направленные на разработку способов предварительной дегазации углепородного массива, не разгруженного от горного давления, не дали положительных результатов в условиях месторождений Украины. В связи с этим более эффективной является дегазация углей и песчаников при ведении очистных работ скважинами, пробуренными с поверхности, в зоны подрабатываемого массива.

Исследованиями процесса смещения пород в процессе их подработки очистными выработками установлено, что по степени нарушенности углепородная толща может быть условно разделена на четыре зоны.

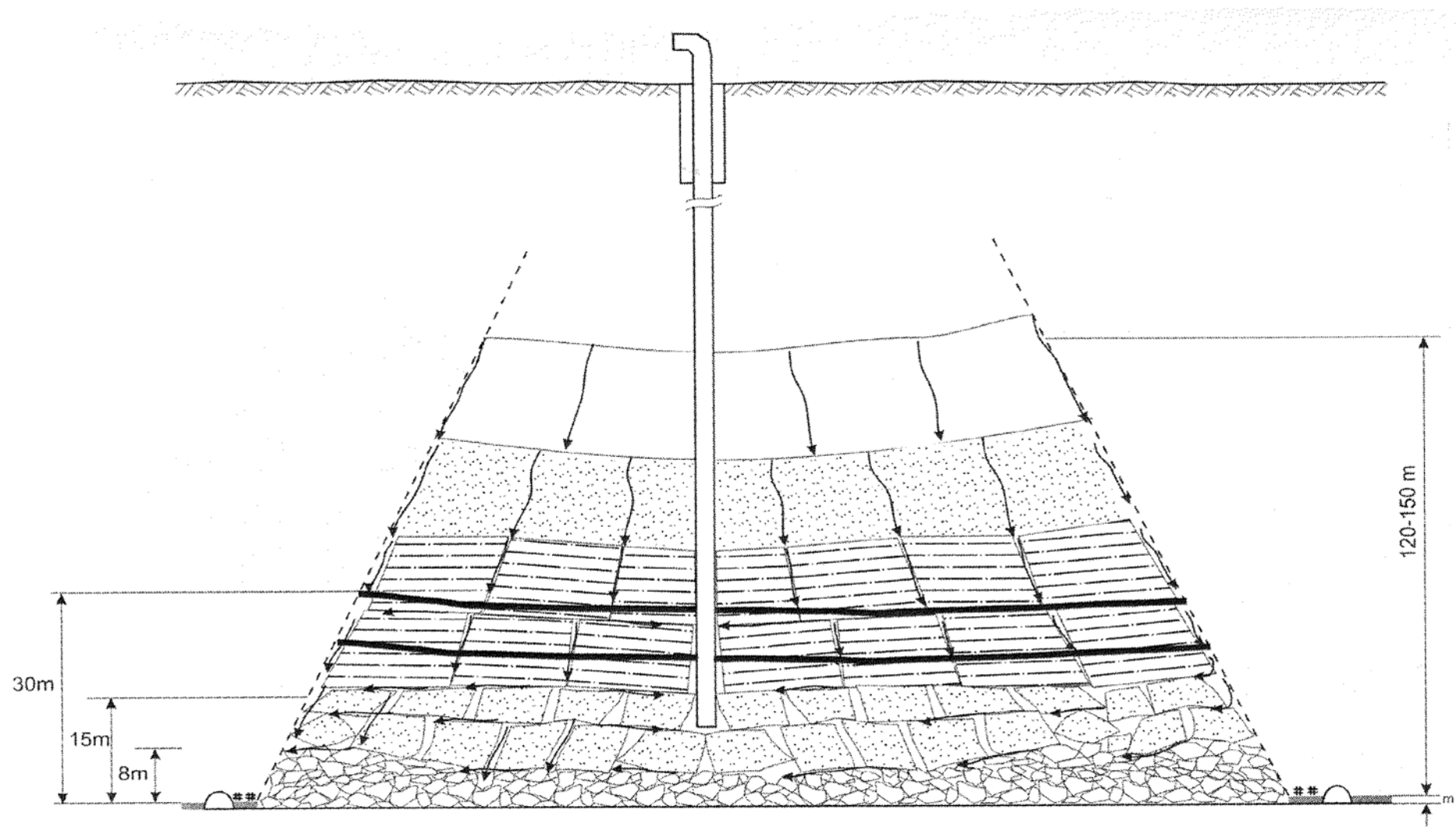


Рис. 6.1 Схема подработанного углепородного массива и движение газа в выработанном пространстве.

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 7 м/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. До подработки скважины очистной выработкой из неё откачивают воду, притекающую из пород станком – качалкой. Опыт

показывает, что эта мера не только предотвращает фонтаны воды, но и существенно увеличивает объем извлекаемого газа.

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 в Украине (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 м_{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 м_{пл}.

Скважины бурят на части шахтного поля, подготавливаемой к разработке, располагая их по возможности равномерно, по длине выемочного поля.

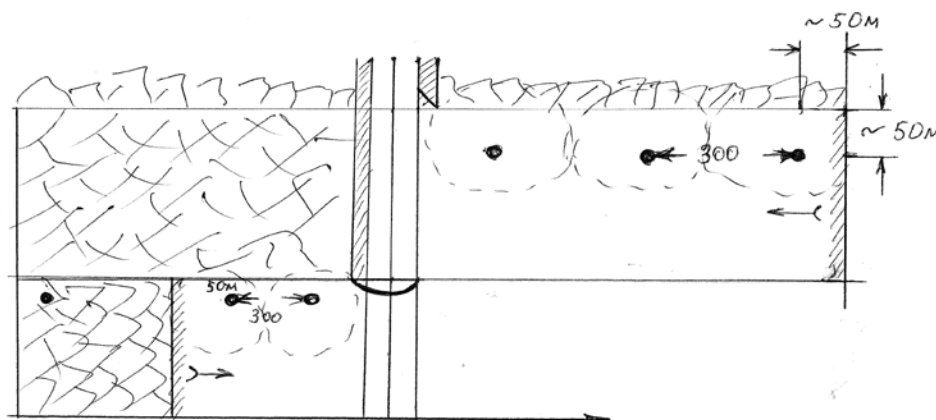


Рис. 6.2

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 30 м от вентиляционной выработки и не далее середины лавы. При интервале между скважинами менее 300 м 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 горно-технических условий.

Скважины полностью обсаживаются металлической колонной. Породы с большими водопритоками предварительно тампонируют.

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

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.

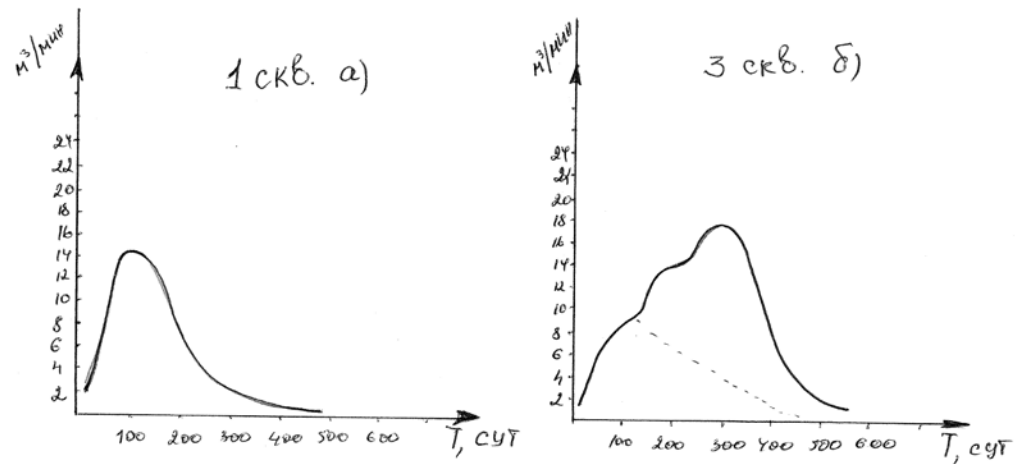


Рис. 6.3 Зависимость дебита вертикальных скважин от времени.

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. Общий дебит метана, извлекаемого на поле одной лавы, увеличивается по мере подработки скважин и начала их функционирования. После отработки лавы дебит постепенно сокращается (рис.6.3).

Экспериментально доказано, что при наличии поверхностных дегазационных скважин, давление газа в окружающих и подработанных породах снижается в несколько раз. Можно полагать, что при достаточно большом количестве скважин, давление газа в подработанном массиве может снизиться до атмосферного. 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.

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

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.

$$V_y = 10^{-6} \sum_{i=1}^k S m_i y_i (x_i - x_0) \quad (6.2)$$

$$V_n = 10^{-6} \sum_{i=1}^{k_i} S m_i y_i x_i \quad (6.3)$$

где k и k_i – количество угольных пластов и породных слоёв пересекаемых газоприёмной частью скважины;

S – площадь разгруженных от горного давления угольных пластов и породных слоёв, равная площади выработанного пространства, м^2 ;

m_i и m_j – суммарная мощность угольных пачек в данном пласте и мощность породного слоя, м ;

y_i и y_j – плотности угля и пород, т/м^3 ;

x_i и x_j – газоносность угля и пород, $\text{м}^3/\text{т}$;

x_0 – остаточная газоносность угля при атмосферном давлении, $\text{м}^3/\text{т}$.

Параметры, входящие в расчётные формулы берутся из геологических отчётов.

Зависимость коэффициента извлечения метана от удельной площади, приходящейся на одну скважину (S_y , м^2), описывается уравнением

$$d_c = \frac{1}{1 + 52 \cdot 10^{-6} S_y} \quad (6.4)$$

Например, для условий шахты им. А.Ф. Засядько средний объем метана, извлекаемый одной скважиной составляет $\sim 1,5 \text{ млн. м}^3$. А средний дебит за весь период работы скважины $\approx 3,5 \text{ м}^3/\text{мин}$. Максимальный дебит, зарегистрированный в Донбассе составил $21 \text{ м}^3/\text{мин}$, а минимальная продолжительность работы скважины – 3 года.

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 200 мм.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. Особенностью применения этих скважин является нестабильность их эффективности и высокая стоимость сооружения скважин.

В связи с этим, рекомендуется применять скважины, пробуренные с поверхности в качестве меры, дополняющей подземные способы дегазации, если подземные способы дегазации не могут обеспечить требуемого эффекта снижения газовой нагрузки на обрабатываемом участке шахтного поля.

Расчёт параметров и режимов дегазации скважин пробуренных с поверхности

Определяют количество метана V в метрах кубических, которое может выделиться из углепородного массива в процессе его подработки

$$V = r_c \cdot l_{oc} \cdot \gamma_y \cdot \sum_{i=1}^k m_i (X_i - X_o) \quad (6.5)$$

где r_c – принятое расстояние между скважинами, м;

l_{oc} – длина очистного забоя, м;

γ_y – объёмная масса угля, т/м³;

k – количество подрабатываемых пластов, которые залегают ниже конца обсадной трубы или начала первой, считая от поверхности, перфорированного участка обсадной трубы;

m_i – мощность i – го подрабатываемого пласта, м;

X_i, X_o – соответственно природная и остаточная метаноносность i – го подрабатываемого пласта, м³/т.

Дебит метановоздушной смеси Q_c в метрах кубических в минуту, извлекаемый скважиной, пробуренной с поверхности, определяют по формуле:

$$Q_c = \frac{\left| 43,2 \cdot A_g - \sqrt{A_g^2 \cdot (1866 - 3,408 \cdot 10^{-3} \cdot F) + R \cdot F} \right|}{\left| R - 3,408 \cdot 10^{-3} \cdot A_g^2 \right|}, \quad (6.6)$$

где A_g, F, R – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$A_g = \frac{2 \cdot 10^2 \cdot \lg \left(1,275 \frac{l_{oc}}{d_{э.с}} \right)}{m_g};$$

$$F = 1440 \cdot B_y - B_y^2;$$

$$R = \frac{5,4 \cdot 10^{-5} \cdot l_c}{d_{э.с}^5}$$

где l_{oc} – длина очистного забоя, м;

l_c – длина скважины, м;

$d_{э.с}$ – эквивалентный внутренний диаметр скважины, м. $d_{э.с}$ определяют по формуле:

$$d_{э.с} = \left(\frac{l_c}{\sum \frac{l_i}{d_i^5}} \right)^{0,2} \quad (6.7)$$

l_i – длина i – го участка обсадной трубы, м;

d_i – внутренний диаметр i – го участка обсадной трубы, м;

m_g – вынимаемая мощность пласта, м;

B_y – разрежение в устье скважины, мм рт.ст.

Конечный диаметр вертикальной скважины, пробуренной с поверхности, принимают в пределах 100...200мм.

Количество работающих скважин n , при которых обеспечивается требуемая эффективность дегазации выработанного пространства $k_{\text{дег.в.п.}}$ определяют по формуле:

$$n = \frac{r \cdot k_{\text{дег.в.п.}}}{Q_c \cdot (1 - k_{\text{дег.в.п.}})}, \quad (6.8)$$

где r – коэффициент, который определяется экспериментально. При проектировании r принимается равным 20.

Дебит каптированного метана I_c в метрах кубических в минуту и содержание его в метановоздушной смеси C в процентах определяют по формулам:

$$I_c = \frac{I_{\text{в.п.}}}{1 + \frac{r}{Q_c \cdot n}}, \quad (6.9)$$

$$C = \frac{I_c}{Q_c \cdot n} \cdot 100\% \quad (6.10)$$

Расчёт справедлив при $I_{\text{в.п.}} \leq 20 \text{ м}^3/\text{мин.}$

$I_{\text{в.п.}}$ – дебит метана, поступающего в выработанное пространство из сближенных пластов и пород;

При $I_{\text{в.п.}} > 20 \text{ м}^3/\text{мин}$ расчёт параметров и режима дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности, выполняют по рекомендациям МакНИИ.

7. ПРОГНОЗ МЕТАНООБИЛЬНОСТИ ВЫЕМОЧНОГО УЧАСТКА

Источниками выделения метана в выработки выемочного участка являются разрабатываемый пласт, сближенные угольные пласты (спутники) и вмещающие породы.

Для принятия решения о необходимости дегазации необходимо знание не только относительной (абсолютной) метанообильности выемочного участка, но и метановыделения из разрабатываемого пласта, смежных пластов (спутников), вмещающих пород.

Относительная метанообильность выемочного участка $q_{уч}$ ($\text{м}^3/\text{т}$) определяется как сумма относительного метановыделения из разрабатываемого пласта $q_{пл}$ ($\text{м}^3/\text{т}$), сближенных угольных пластов $q_{сп}$ ($\text{м}^3/\text{т}$) и вмещающих пород $q_{пор}$ ($\text{м}^3/\text{т}$)

$$q_{уч} = q_{пл} + q_{сп} + q_{пор} \quad (7.1)$$

При разработке каменных углей и антрацитов с объёмным выходом летучих $V_{об}^{daf} > 165 \text{ мл/г с.б.м.}$ относительное метановыделение из разрабатываемого пласта определяется по формуле:

$$q_{пл} = q_{о.п} + q_{о.у} + K_{эп} (x - x_0), \quad (7.2)$$

где $q_{о.п}$ – относительное метановыделение из груди очистного забоя, $\text{м}^3/\text{т}$;

$q_{о.у}$ – относительное метановыделение из отбитого угля, $\text{м}^3/\text{т}$;

$K_{эп}$ – коэффициент, учитывающий эксплуатационные потери угля в пределах выемочного участка, принимается по проекту;

x , x_0 – природная и остаточная метаноносность соответственно пласта и угля, оставляемого в выработанном пространстве (целиках, угольных пачках), $\text{м}^3/\text{т}$.

$$X = X_p \frac{100 - W - A_3}{100}, \text{ м}^3/\text{т};$$

$$X_o = X_{o.г.} \frac{100 - W - A_3}{100}, \text{ м}^3/\text{т}$$

X_p – природная метаноносность пласта, $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$ – принимается по данным геологоразведочных работ;

$X_{о.г.}$ – остаточная метаноносность угля, $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$ – принимается в зависимости от выхода летучих веществ;

W – природная влажность угля, %;

A_3 – природная зольность угля, %.

$V_{об}^{daf}$ – объёмный выход летучих веществ, мл/г с.б.м

При разработке высокометаморфизованных антрацитов с объёмным выходом летучих веществ $V_{об}^{daf} < 165 \text{ мл/г с.б.м}$ величина $q_{пл}$ определяется по выражению

$$q_{пл} = K_{пл} (x - x_1) + K_{эп} (x - x_0), \quad (7.3)$$

где $K_{пл}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из разрабатываемого пласта, доли единицы; принимается с

учётом рекомендаций «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт» [7];

X_1 – остаточная метаноносность угля, выдаваемого за пределы выемочного участка, м³/т.

$$X_1 = \frac{(0,15V_{об}^{daf} - 13,6)(100 - W - A_3)}{100}, \quad (7.4)$$

где W , A_3 – соответственно природная влажность и зольность угля, %.

$V_{об}^{daf}$ – объёмный выход летучих веществ, мл/г с.б.м

Относительное метановыделение из груди очистного забоя рассчитывается по формуле

$$q_{о.п} = 0,85 K_{пл} \times \exp(-n), \quad (7.5)$$

где n – показатель степени, зависящий от скорости подвигания очистного забоя $V_{оч}$ (м/сут), выхода летучих веществ из угля V_{daf} (%) и глубины разработки H (м)

$$n = a_1 V_{оч} \exp(-0,001 H + b_1 V_{daf}) \quad (7.6)$$

где a_1 , b_1 – коэффициенты, значение которых принимается по «Руководству...» [7] в зависимости от выхода летучих веществ.

При отработке пласта на глубине $H > 1000$ м при расчёте показателя n по формуле (3.6) принимается $H = 1000$ м.

Относительное метановыделение из отбитого угля определяется по выражению

$$q_{о.у.} = q'_{о.у.} + q''_{о.у.}, \quad (7.7)$$

где $q'_{о.у.}$, $q''_{о.у.}$ – относительное метановыделение из отбитого угля соответственно в лаве и участковой транспортной выработке, м³/т.

$$q'_{о.у.} = XK_{пл} [1 - 0,85 \exp(-n)] (b_2 K_{my} + b_3 K'_{my}) \quad (7.8)$$

где b_2 , b_3 – коэффициенты, учитывающие долю отбитого угля соответственно, находящегося на конвейере и отставляемого на почве в лаве, доли ед.; принимаются по рекомендациям «Руководства...» [7] в зависимости от схемы выемки угля (односторонняя, двух сторонняя); K_{my} , K'_{my} – коэффициенты, учитывающие степень дегазации отбитого угля соответственно на конвейере и на почве в лаве, доли ед.

$$q''_{о.у.} = XK_{пл} [1 - 0,85 \exp(-n)] b_2 K''_{my} \quad (7.9)$$

где K''_{my} – коэффициент, учитывающий степень дегазации отбитого угля на конвейере в участковой выработке, доли ед.

Метан выделяется в выработки выемочного участка также из подрабатываемых и надрабатываемых смежных угольных пластов и пропластов угля.

Влияние подработки (надработки) смежного с разрабатываемым угольного пласта заключается в частичной разгрузке смежного пласта от горного давления. Это приводит к десорбции метана из разгруженной зоны смежного пласта и его перемещению по трещинам в выработанное

пространство и выработки выемочного участка на разрабатываемом угольном пласте.

Величина зоны подработки пологого или наклонного пласта по нормали от разрабатываемого пласта определяется по выражению

$$M_p = 1,3l_{оч} K_{у.к} K_l \sqrt{m_{в.п.}} (\cos \alpha_{пл} + 0,05 K_l) \quad (7.10)$$

где $l_{оч}$ – длина очистного забоя, м;

$K_{у.к.}$ – коэффициент, учитывающий влияние способа управления кровлей; принимается по рекомендациям «Руководства...» [7];

$m_{в.п.}$ – вынимаемая мощность пласта с породными прослойками, м;

$\alpha_{пл}$ – угол падения пласта, град.;

K_l – коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма на величину свода разгрузки..

$$K_l = 1,88 \exp(-0,018 V^{daf}) \quad (7.11)$$

При надработке пологих и наклонных пластов значение M_p принимается равным 60 м.

Величина M_p в случаях подработки (надработки) крутых угольных пластов определяется по формуле

$$M_p = K_{у.к.} m_{в.п.} (1,2 \pm \cos \alpha_{пл}) \quad (7.12)$$

где $K_{у.к.}$ – коэффициент, учитывающий способ управления кровлей в условиях отработки крутых угольных пластов; принимается по рекомендациям «Руководства...» [7]; знаки: «+» при подработке, «-» при надработке.

После определения величины M_p на стратиграфической колонке (геологическом разрезе по скважине) определяют какие из пластов удалены от разрабатываемого пласта на расстоянии меньшем величины M_p . Из этих неразработанных пластов и пропластков при их подработке (надработке) будет поступать метан в выработанное пространство и выработки выемочного участка на разрабатываемом пласте.

Относительное метановыделение из спутников определяется по формуле

$$q_{сп.} = \Sigma q_{сп.п} + \Sigma q_{сп.н}, \quad (7.13)$$

где $\Sigma q_{сп.п}$, $\Sigma q_{сп.н}$ – соответственно суммарное относительное метановыделение из подрабатываемых и надрабатываемых пластов-спутников, м³/т.

Относительное метановыделение из спутника (подрабатываемого и надрабатываемого) определяется по формуле

$$q_{с.п} = 1,14 V_{оч.}^{-0,4} \frac{m_{с.п.}}{m_e} (X_{сн} - X_{осн}) (1 - \frac{M_{сн}}{M_p}), \quad (7.14)$$

$m_{сн}$ – суммарная мощность угольных пачек отдельного спутника, м; m_e – вынимаемая полезная мощность пласта, м; $X_{сн}$ $X_{осн}$ – соответственно природная метаносность спутника и остаточная метаносность угля спутника, м³/т; $M_{сн}$ – расстояние по нормали между кровлей разрабатываемого и почвой сближенного (при подработке) пластов и между почвой разрабатываемого и кровлей сближенного (при надработке) пластов, м.

Если угольный пласт до его разработки или сближенный пласт был ранее подработан (надработан), то в расчётные формулы для $q_{пл}$, $q_{сп\ i}$ вместо величины x подставляется остаточная метаносность этого пласта x'_o (m^3/t), которая рассчитывается с учётом рекомендаций «Руководства...» [7].

Относительное метановыделение из вмещающих горных пород при отсутствии данных об их метаносности рассчитывается по формуле

$$q_{пор} = 1,14 V_{оч}^{-0,4} (x - x_o) K_{с.п} (H - H_o), \quad (7.15)$$

где $K_{с.п}$ – коэффициент, учитывающий влияние способа управления кровлей и литологический состав пород, доли ед.; принимается в зависимости от способа управления кровлей: при полном обрушении 0,00106, при частичной закладке, удержании кровли на кострах, плавном опускании – 0,00084, при полной закладке – 0,00043; H_o – глубина залегания верхней границы метановых газов, м.

На основе результатов прогноза относительной метанообильности источников метановыделения определяются очерёдность применения дегазации источников (одного или нескольких) по их удельному весу в метанообильности выемочного участка, а также абсолютное метановыделение каждого источника $I_{ист}$ ($m^3/мин$) по выражению

$$I_{ист} = q_{ист} \frac{A_{оч}}{1440}, \quad (7.16)$$

где $q_{ист}$ – относительное метановыделение источника, m^3/t ;

$A_{оч}$ – планируемая (фактическая) нагрузка на лаву выемочного участка, т/сут.

8. ДЕГАЗАЦИЯ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНЫХ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ ВЫРАБОТОК

Проведение горных выработок по угольным пластам приводит к перераспределению горного давления в окружающем массиве. В непосредственной близости от стенки выработки в зоне пластических деформаций угольного массива, а также в непосредственной близости от забоя трёхосное сжатие пласта заменяется двухосным. При этом имеют место деформации угольного массива, сопровождающиеся его растрескиванием, разрыхлением и расширением. Пористость и трещиноватость угольного массива в этой зоне обычно увеличивается на 10-50% по отношению к природным, характерным для данного пласта угля. Вследствие этого резко увеличивается газопроницаемость угля. С течением времени зона пониженных напряжений перемещается вглубь угольного массива с убывающей скоростью одновременно с перемещением зоны деформации пласта.

В результате перераспределения горного давления в угольном пласте и перемещения зоны опорного давления вглубь массива нарушается равновесие системы метан-уголь, вследствие чего начинается превращение сорбированного метана в свободный газ (десорбция метана). Учитывая повышенную газопроницаемость угольного пласта в зоне разгрузки от горного давления и деформации, свободный метан под действием перепада давления газа в массиве угля и на поверхности обнажения перемещается из этой зоны в горную выработку. Процесс десорбции метана вызывает снижение давления свободного метана в порах и трещинах угля в зоне разгрузки и деформации, что приводит к продолжению процесса десорбции метана в этой зоне.

Процесс выделения метана из неподвижных стенок обнажения угольного пласта в выработку с течением времени уменьшается и продолжается некоторый период, по истечении которого (примерно, 6 месяцев) его можно считать практически законченным. При этом образуется вокруг выработки в угольном пласте зона дренирования метана с остаточной метаноносностью угля $x_{o,r}$ ($\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$), зависящей от степени метаморфизма угля (выхода летучих веществ V^{daf} , %) в пределах от 1,7 до 12 ($\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$). Абсолютное количество выделяющегося в выработку метана зависит от размера зоны дренирования, мощности пласта, его природной метаноносности и газопроницаемости. Ширина зоны дренирования пласта (вокруг выработки) колеблется в пределах от 8,0 до 18,1 м в зависимости от выхода летучих веществ. Таким образом, происходит естественная дегазация разрабатываемого пласта в зонах, прилегающих к участковым выработкам.

Интенсивность выделения метана из подвижных поверхностей обнажения угольных пластов в забоях подготовительных выработок зависит от природной метаноносности (газовое давление) и газопроницаемости пласта и при равномерной скорости подвигания стабилизируется на некотором уровне. Максимальная интенсивность газоотдачи свежесоблюдённых угольных

поверхностей в большинстве случаев для высокогазоносных пластов угля не превышает $0,01 \text{ м}^3/\text{мин с } 1 \text{ м}^2$.

Наличие в угольном пласте дегазационной скважины создаёт значительно меньшую (чем в случае выработки) по размерам величину зоны разгрузки угольного массива от горного давления. В связи с этим зона дренирования пласта вокруг скважины несравненно меньше, чем вокруг выработки, хотя механизм действия на разгрузку массива и образование зоны дренирования тот же. В связи с этим и поступление метана вследствие естественной дегазации в дегазационную скважину меньше, чем в выработку. Некоторого увеличения интенсивности выделения метана в дегазационные скважины, пробуренные по угольному пласту, можно достичь за счёт создания разрежения в скважинах с помощью вакуум-насоса. В ряде случаев газовыделение из разрабатываемых или подготавливаемых к выемке пластов угля может существенно уменьшать суточную нагрузку выемочных участков и скорость проведения подготовительных и подготавливающих выработок. Это обусловлено ограниченными возможностями средств вентиляции в обеспечении разбавления содержания метана в воздухе горных выработок до предельно допустимых Правилами безопасности норм.

В тех случаях, когда газовый фактор ограничивает темпы проведения горных выработок или при проведении выработки возможен внезапный выброс угля и метана или прорыв метана из пласта рекомендуется применять дегазацию угольного пласта.

Наиболее эффективно дегазация угольных пластов может быть осуществлена в тех случаях, если нарушено природное равновесие системы уголь - метан и создана искусственная трещиноватость в пласте (разгрузка пласта от горного давления путём его подработки (надработки), гидроразрыв пласта). Однако, метан может частично извлекаться и из неразгруженных угольных пластов за счёт естественной газопроницаемости, а также некоторой разгрузки угольного пласта дегазационными скважинами.

Для снижения метановыделения из неразгруженных газоносных угольных пластов разработаны способы их дегазации при проведении капитальных и подготовительных выработок, а также при подготовке выемочных полей.

При проходке вертикальных стволов дегазация вскрываемых газоносных угольных пластов производится с помощью дегазационных скважин диаметром 76-112 мм, которые бурятся, из забоя ствола (рис 8.1). Скважины располагают так, чтобы их забои находились на расстоянии 2,5...3 м от контура ствола, а расстояние между забоями скважин было в пределах 4...5 м. Забои скважин должны создать по газоносному пласту круг диаметром равным двум диаметрам ствола (шурфа). Для своевременной и эффективной дегазации пересекаемого стволом газоносного угольного пласта опережение скважинами забоя ствола принимается не менее 10м. При этом газоносный угольный пласт или слой газосодержащей породы перебурируется скважинами полностью.

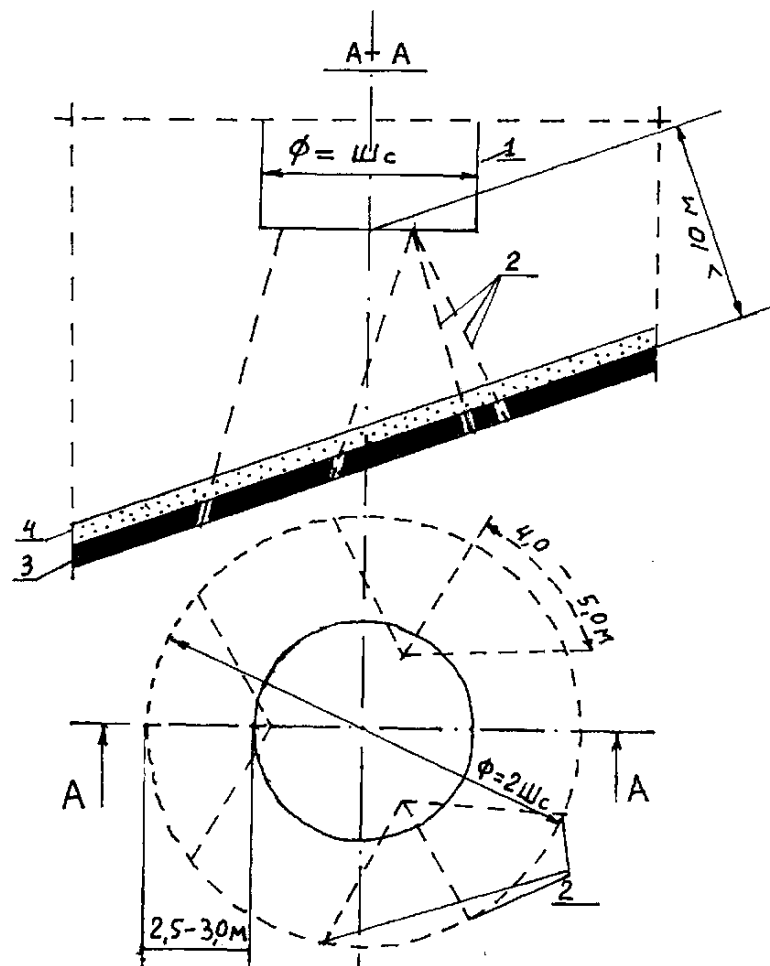


Рис. 8.1 Схема дегазации при проведении вертикальных выработок:

- 1 – вертикальная выработка; 2 – скважины; 3 – угольный пласт;
4 – газоносная порода

За счёт естественного поступления метана в скважины во вскрываемом угольном пласте создаётся дегазированная зона диаметром равным двум диаметрам ствола.

При проведении квершлагов дегазация вскрываемого газоносного пласта или газосодержащего слоя пород осуществляется скважинами, которые должны быть пробурены из забоя квершлага на вскрываемый пласт, опасный по внезапным выбросам угля и метана, при подходе забоя квершлага до пласта не ближе, чем за 5 м (рис. 8.2а). Диаметр скважин 76...112 мм.

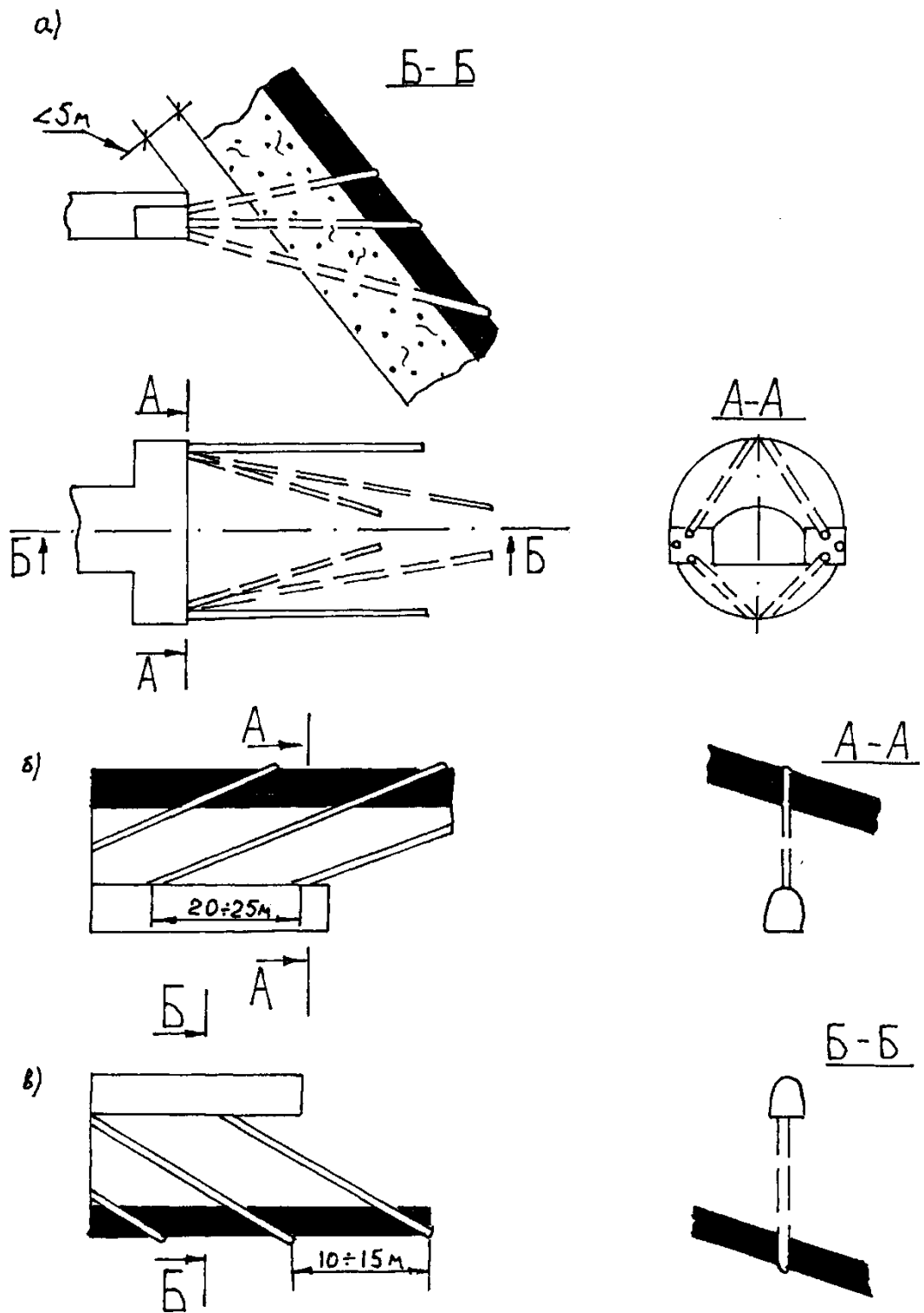


Рис. 8.2 Схема дегазации газоносного массива:
 а) при пересечении его квершлагом;
 б) при проведения полевой выработки под пластом;
 в) при проведении полевой выработки над пластом.

Забои скважин должны быть расположены так, чтобы они по газоносному пласту, опасному по внезапным выбросам угля и метана, располагались вокруг контура сечения квершлага в угольном пласте по окружности диаметром, равным удвоенной ширине квершлага. Дегазация создаст вокруг проходимого

квершлага дегазированный массив породы или угольного пласта по ширине, достаточной для существенного снижения метановыделения в проходимую выработку. Метан, поступающий из скважин, разбавляется воздухом, подаваемым вентилятором местного проветривания в проходимый квершлаг.

При проведении полевых выработок на расстоянии меньшем 10 м от газоносных угольных пластов, залегающих в кровле, а также в случае опасности прорыва метана в эти выработки из почвы в соответствии с требованием Правил безопасности... [1] необходимо осуществлять дегазацию этих пластов скважинами, пробуренными из полевых выработок. Скважины бурят из полевых выработок в направлении движения их забоев (рис. 8.2 б, в).

Место пересечения скважины с пластом должно опережать забой полевой выработки не менее, чем на 10 м. Это обусловлено необходимостью окончания бурения скважины до наступления разгрузки угольного пласта, вызываемой прохождением полевой выработки. Если это требование не соблюдается, то метан при бурении скважин может поступать в них, создавая опасность взрыва в полевой выработке у места расположения бурового станка. Расстояние между скважинами рекомендуется принимать в пределах от 10 до 15 м. Метан, выделяющийся из скважин, разбавляется до допустимой концентрации воздухом, подаваемым в полевую выработку вентилятором местного проветривания.

Для снижения метанообильности выработок, проводимых по угольному пласту необходимо применять опережающую дегазацию угольного массива скважинами длиной 100...150 м, буримых из горных выработок под углом к оси выработки $15\div 20$ градусов (рис. 8.3 а). Расстояние между устьями скважин принимается в пределах 90...135 м, т.е. на 10...15 м меньше длины скважин.

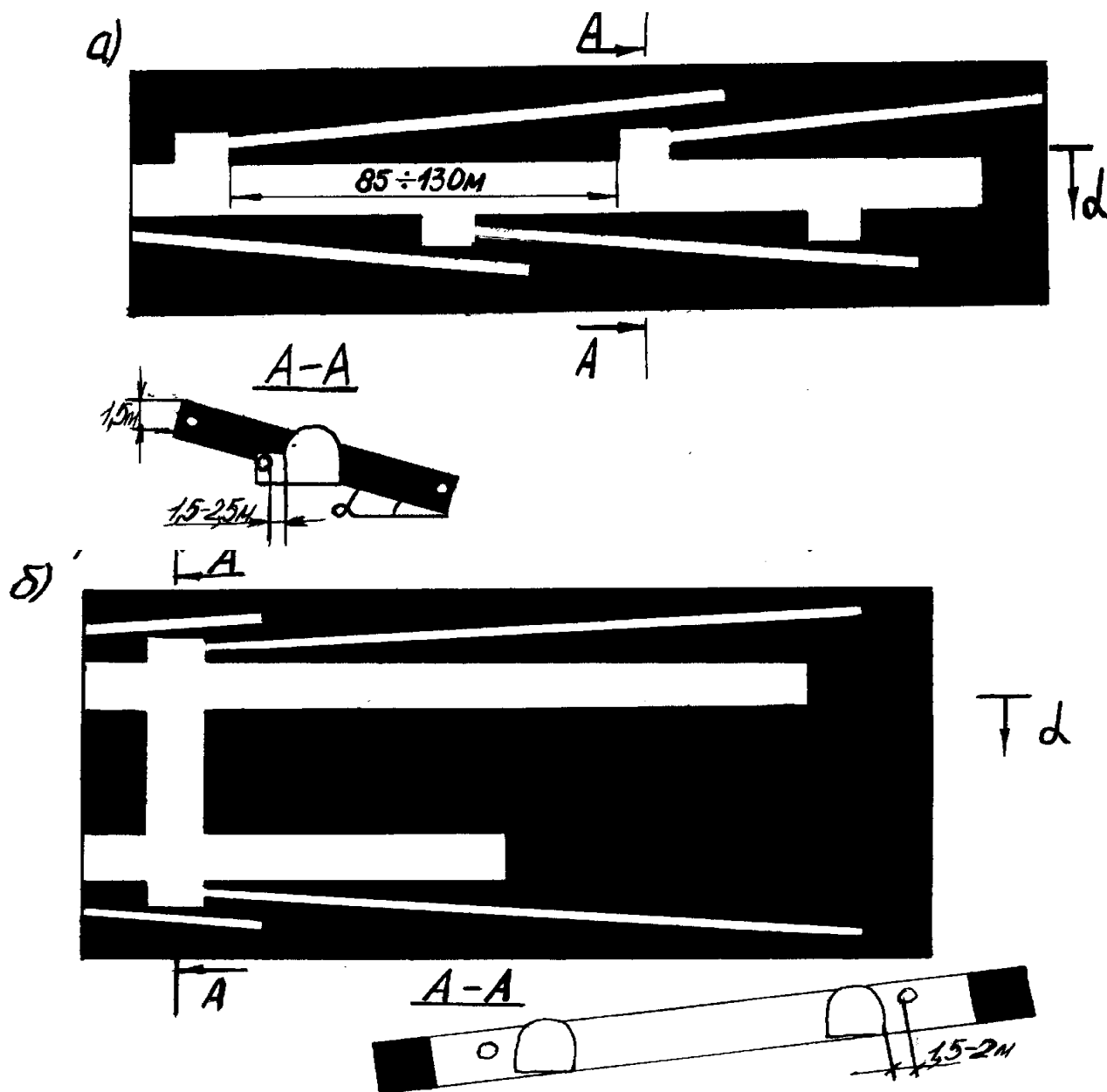


Рис. 8.3 Схема дегазации барьерными скважинами при проведении подготовительных выработок по пологим пластам:

- а) при проведении одиночных выработок;
- б) при проведении парных выработок.

При проведении парных выработок скважины следует бурить из каждой выработки (рис. 8.3 б). Если парные выработки проводят с опережением одного из забоев и ширина целика между выработками не превышает 15 м, бурение скважин с обеих сторон выработки производится только в выработке с опережающим забоем. Для выработки, которая проводится с отставанием забоя, бурение скважин в боковой стенке со стороны целика не производится.

Для обеспечения эффективной дегазации угольного пласта в зоне проведения горной выработки устья скважин герметизируют и подсоединяют к газопроводу. В скважинах с помощью вакуум-насоса создаётся разрежение не

менее 6700 Па (50 мм рт. ст.), что позволяет получить коэффициент эффективности дегазации не менее 0,2 (20%).

При полевой подготовке и расположении полевой выработки не далее 30 м от угольного пласта дегазацию угольного массива, по которому будет проводиться горная выработка, осуществляют скважинами, буримыми из полевой выработки вкрест простирания пласта (рис. 8.4). Один ряд скважин располагают на расстоянии от 2 до 4 м выше контура будущей выработки, а другой – вблизи оси выработки.

Для повышения эффективности дегазации по согласованию с МакНИИ можно применить способы для увеличения фильтрационных свойств пласта перед дегазацией (гидроразрыв, гидрорасчленение).

В табл. 8.1 приведены показатели дегазации при проведении выработок по газоносным угольным пластам.

Таблица 8.1 Показатели дегазации при проведении выработок по пластам.

Способ дегазации	Максимальный коэффициент дегазации $K_{д.пл.}$, доли ед.	Минимальная величина разрежения в устье скважины	
		Па	мм рт. ст.
Предварительная дегазация угольного массива:			
- без применения гидроразрыва	0,3	13300	100
- с применением гидроразрыва	0,4	13300	100
Дегазация в процессе проведения выработок	0,2	6700	50

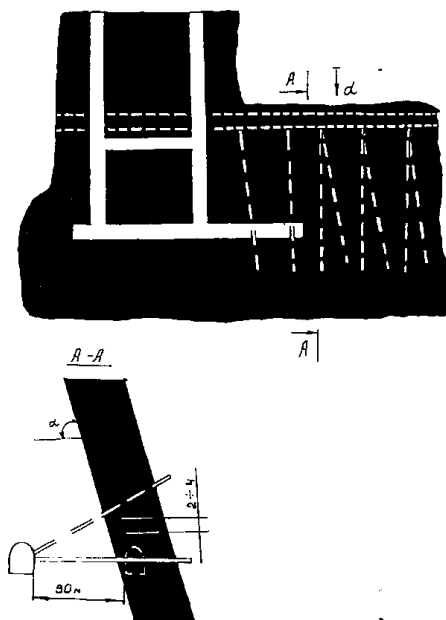


Рис. 8.4 Схема дегазации барьерными скважинами при проведении подготовительных выработок по крутым пластам.

Расход метановоздушной смеси Q_c ($\text{м}^3/\text{мин}$), который отводится из скважин при дегазации капитальных и подготовительных выработок, рассчитывается по формуле:

$$Q_c = 2 (I_B K_H - 0,01 Q_B), \quad (8.5)$$

где I_B – фактическое или прогнозируемое среднее абсолютное метановыделение в выработку ($\text{м}^3/\text{мин}$);

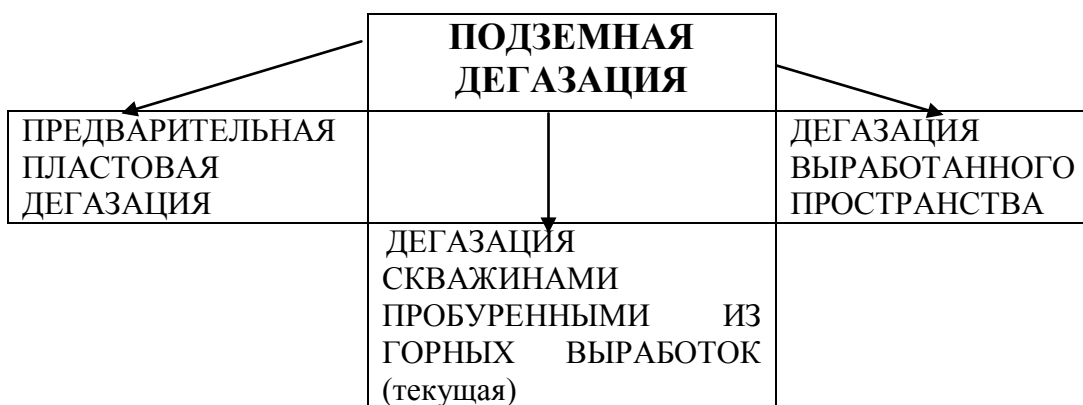
K_H – коэффициент неравномерности метановыделения, доли ед.; определяют по «Руководству...»[7];

Q_B – расход воздуха, подаваемого в выработку, $\text{м}^3/\text{мин}$.

9 СПОСОБЫ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИИ ПРИ ВЕДЕНИИ ОЧИСТНЫХ РАБОТ. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПЛАСТОВАЯ ДЕГАЗАЦИЯ

Интенсивная выемка угля на газоносных пластах, особенно на глубинах более 800м, приводит к обильному метановыделению, которое сдерживает производительность очистных комбайнов и возможности механизированных комплексов. Кроме того значительно снижается безопасность ведения горных работ за счёт возможности взрывов метано-воздушной среды. Метанообильность выемочных участков достигает 50-90 м³/мин.

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



Предварительная пластовая дегазация

Предварительную дегазацию разрабатываемых угольных пластов в Донбассе целесообразно применять при средней абсолютной метанообильности призабойного пространства более 3 м³/мин или при величине относительного выделения метана в очистном забое свыше 10 м³/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. Направление бурения дегазационных скважин обычно восходящее или горизонтальное (рис.9.1)

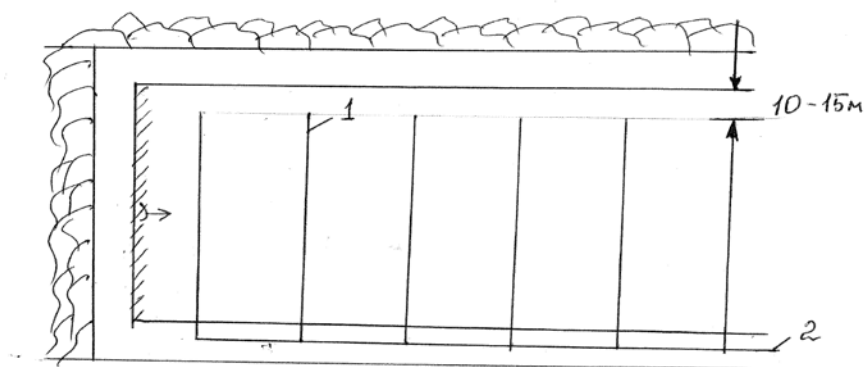


Рис. 9.1

1-дегазационные скважины; 2-дегазационный трубопровод.

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%.

На более глубоких шахтах обеспечение эффективности дегазации, на указанном уровне или её повышение возможно за счёт применения более совершенных схем бурения скважин, уменьшения расстояния между скважинами, увеличения диаметра скважин; применения схем расположения скважин с учётом эффекта увеличения газопроницаемости и газоотдачи пласта впереди лавы под воздействием подвигающегося очистного забоя; применение способов активизации газоотдачи пласта при отработке дегазируемого массива.

Установлено, что предварительная дегазация разрабатываемого пласта при эффективности 40-50% обеспечивает предотвращение внезапных выбросов угля.

Активизация газоотдачи пласта за счёт его обработки нагнетанием воды под давлением в режима гидроразрыва пласта в Донбассе производится через специально обсаженные скважины под давлением 14-19МПа. Объем воды для гидроразрыва 40-50м³ на каждую скважину. Достигалось 2-5 кратное увеличение газоотдачи пластов (ш. «Торезская», «Восточная», «Вергелевская» и «1-го Мая»). Разработанные и внедрённые на шахтах Донбасса технологические схемы гидроразрыва тонких малопроницаемых угольных пластов являются достаточно надёжным способом увеличения эффективности предварительной дегазации до глубины 700м.

Обработка массива угольного пласта в пределах, подготовленных к выемке столбов, слабыми (от 3 до 6%) растворами соляной кислоты способствует повышению на 12-15% эффективности дегазации на глубине до 800м.

При глубине ведения горных работ свыше 800м эффективность традиционных способов предварительной дегазации разрабатываемых пластов даже с применением искусственного повышения газоотдачи (гидроразрыв, обработка растворами соляной кислоты и т.п.) не позволяет снять ограничение в повышении нагрузки на очистной забой по газовому фактору.

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

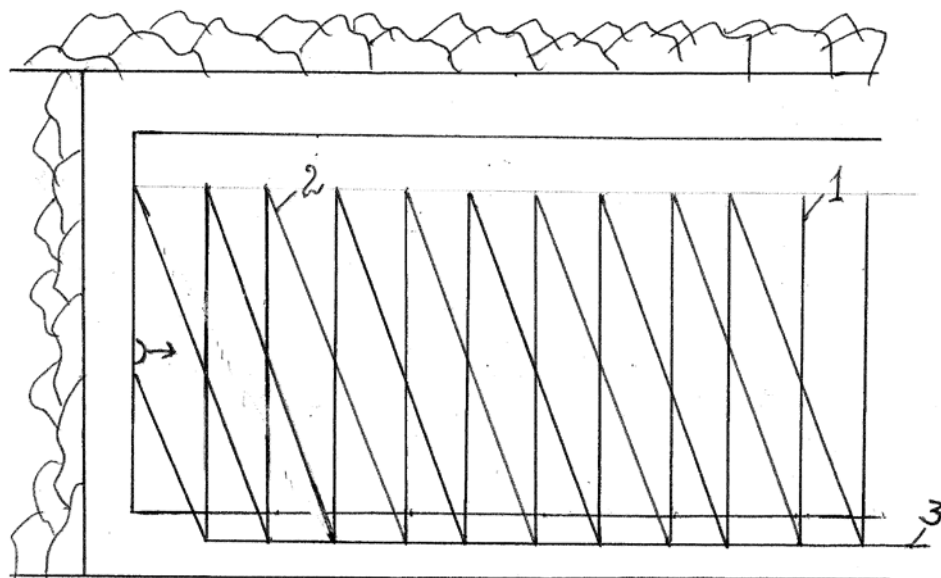


Рис. 9.2

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

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-одиночных 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.

Напряжённо-деформированное состояние массива разрабатываемого пласта при его отработке лавами и протекание газодинамических процессов в угольном массиве и скважин в зонах влияния очистного забоя изображено на рис.9.3

На рисунке 9.3 показаны участки различного напряжённого состояния пласта (1-4), изменение вертикальной составляющей σ горного давления (σ_1 - σ_4), а так же качественное изменение газовыделения в г скважину, пробуренную в плоскости пласта от времени t и расстояния L .

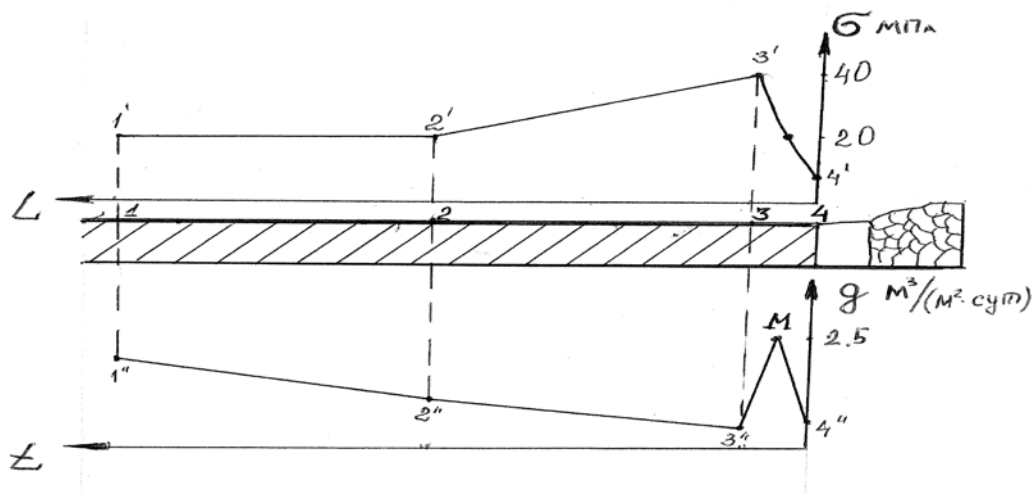


Рис. 9.3

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

1-2 – зона, не подверженная влиянию очистных работ;

2-3 – зона пригрузки, разрабатываемого пласта;

3-4 – зона разгрузки, разрабатываемого пласта.

Экспериментальными работами установлено, что в различных горно-геологических условиях разработки пластов угля область повышенного горного давления на пласт (зона пригрузки) расположена в интервале 15 – 100м от забоя лавы, область пониженного давления (зона разгрузки пласта) – до 15 – 30м от призабойного пространства лавы. С увеличением глубины ведения горных работ зоны пригрузки значительно увеличивается. В условиях шахты им. А.Ф. Засядько, на глубине 1400м, зона пригрузки распространяется до 300м от забоя лавы. Процесс истечения метана из дегазируемого скважинами участка разрабатываемого пласта протекает по зависимости приведённой на рис.9.4

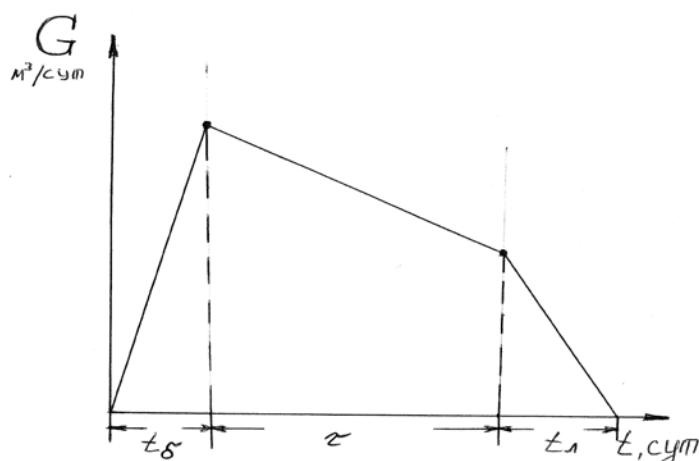


Рис. 9.4

Выделяются три характерных периода:

t_δ – обустройство дегазируемого пласта скважинами;

τ – функционирование всех скважин, пробуренных на дегазируемом участке;

$t_\text{л}$ – отработка лавой дегазируемого участка разрабатываемого пласта.

Объёмы извлечённого метана определяются как сумма трёх составляющих:

$$W = W_{\text{б}} + W_{\text{т}} + W_{\text{л}}, \text{ м}^3$$

где $W_{\text{б}}$, $W_{\text{т}}$, $W_{\text{л}}$ – количество метана, извлекаемого скважинами за время обустройства участка, его дегазации и отработки лавой соответственно, м^3 .

Для снижения метанообильности выработок, проводимых по угольному пласту необходимо применять опережающую дегазацию угольного массива скважинами длиной до 150 метров, которые бурят с обоих боков выработки под углом 15° к оси выработки.

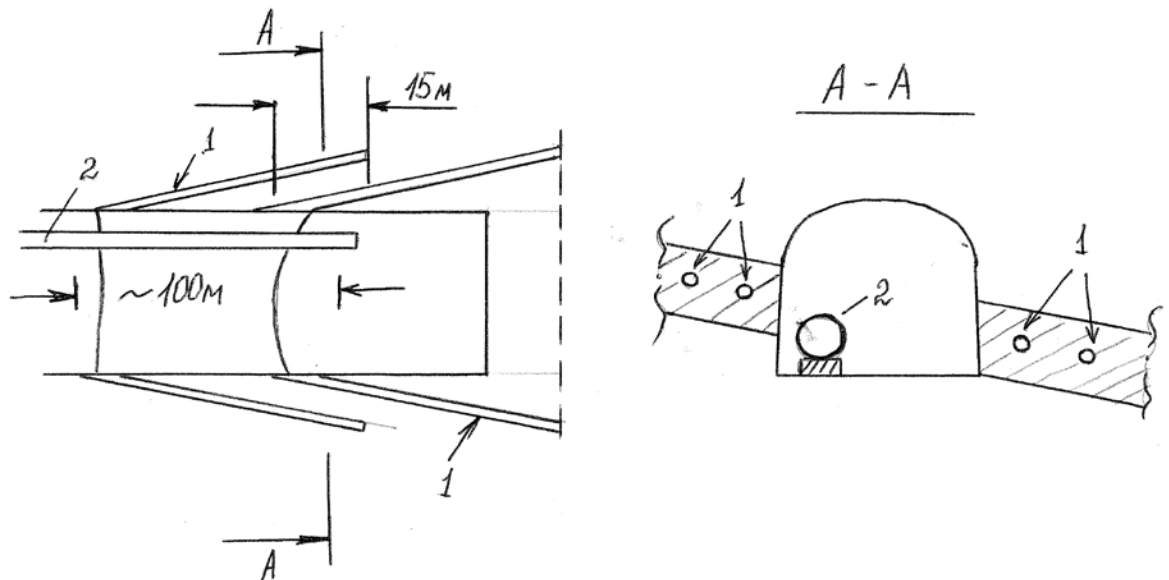


Рис. 9.5

1-дегазационные скважины; 2-дегазационный трубопровод.

Расстояние между устьями скважин принимается около 100 метров, диаметр скважин от 70 до 130мм. Бурение производится так, чтобы забой предыдущей скважины перекрывал устье последующей не менее 15 метров.

Устья скважин герметизируются и подключаются к газопроводу.

Для повышения эффективности предварительной дегазации разрабатываемых угольных пластов необходимо применять гидроразрыв, суть которого заключается в следующем.

По площади дегазуемого участка бурят два вида скважин.

Первый – это технологические скважины, используемые для осуществления гидроразрыва угольного пласта.

Второй вид скважин – дегазационные, которые бурятся между технологическими скважинами.

Дегазационные скважины присоединяются к газопроводу.

Из шахтного противопожарного трубопровода, специальным насосом, под давлением до 200 атмосфер в технологические скважины подаётся вода. При темпе закачки около $35 \text{ м}^3/\text{ч}$ происходит расширение трещин и макропор, что приводит к увеличению газоотдачи угольного пласта. После закачки в пласт расчётного количества воды, гидроразрыв прекращают при резком падении давления на насосе и появления в дегазационных скважинах воды от нагнетания.

Из зоны гидроразрыва метан поступает в дегазационные и технологические скважины и далее через дегазационный трубопровод отводится на поверхность.

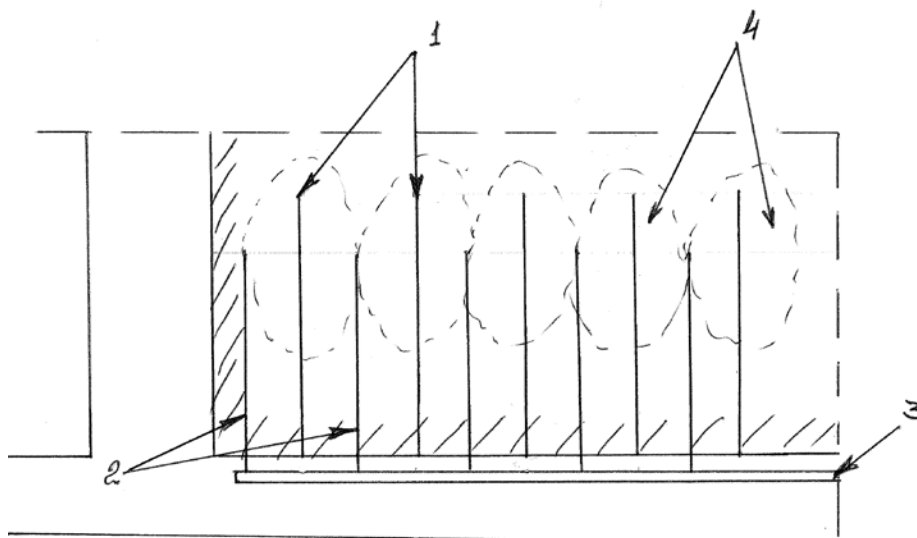


Рис. 9.6

1-технологические скважины; 2-дегазационные скважины; 3-дегазационный трубопровод; 4-зоны гидроразрыва.

Наиболее эффективна дегазация скважинами, пробуренными в кровле пласта (экранирующие скважины). При этом метан поступает в скважины из разгруженной зоны угольного пласта, примыкающей к очистному забою, а также из зоны пласта, на которую влияют очистные работы.

Параметры бурения скважин рассчитывают в соответствии с рекомендациями «Стандарта...» [2]. Диаметр скважин должен быть не меньше 76 мм, расстояние между скважинами – не более 20 м, глубина герметизации – не менее – 6 м.

Скважины бурят при проведении подготовительной выработки для будущего выемочного участка и затем закрывают заглушками. По мере продвижения очистного забоя скважины открывают и присоединяют к газопроводу, обеспечивая разрежение не менее 6700 Па (50 мм рт. ст.). Наибольший коэффициент эффективности дегазации – 0,45.

В газопроводе, отводящем метан из скважин, устанавливают устройство для измерения расхода метановоздушной смеси (газовый счётчик или диафрагму) и штуцер для измерения разрежения и отбора пробы метановоздушной смеси.

Режим работы скважин контролируют не реже одного раза в сутки. Скважины с содержанием метана менее 25% отключают от газопровода и закрывают металлическими заглушками.

Длину скважин l_c в метрах, пробуренных параллельно очистному забою, определяют по формуле:

$$l_c = l_{oc} - 2e_{з.д.} \quad (9.7)$$

где l_{oc} – длина лавы, м;

$\sigma_{з.д.}$ – ширина условного пояса газового дренирования метана подготовительными выработками, м.

Расстояние r_c в метрах между параллельными к очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами определяется по формуле [2]:

$$r = \frac{0,75 l_c m_a \frac{d_0}{a_c} \ln(a_c * t + 1)}{h_y m_n \gamma_y K_{дег} q_{пл}} \quad (9.8)$$

где l_c – полезная длина скважины, м;

m_a – мощность угольного пласта, м;

d_0 – начальное удельное метановыделение в скважину, то есть начальный дебит скважины, делённый на длину скважины и мощность пласта, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, определяется по рекомендациям [2];

a_c – коэффициент, характеризующий снижение газовыделения из пласта в скважины во времени, $1/\text{сут}$; определяется по рекомендациям [2];

t – продолжительность дренирования пласта скважинами, сут;

h_y – высота этажа (яруса), дегазируемая скважинами, м;

m_n – общая мощность угольных пачек пласта, м;

γ_y – плотность угля, $\text{т}/\text{м}^3$;

$q_{пл}$ – относительное метановыделение из разрабатываемого пласта, $\text{м}^3/\text{т}$; принимается по результатам прогноза;

$K_{дег}$ – коэффициент эффективности дегазации, доли ед.

Расход метановоздушной смеси каптированной скважинами определяют по выражению

$$Q_c = I_{c. \text{ общ.}} + Q_{п. \text{ общ.}}, \quad (9.9)$$

где $I_{c. \text{ общ.}}$ – общий дебит метана в скважинах, $\text{м}^3/\text{мин}$; определяется расчётным путём по формуле

$$I_{c. \text{ общ.}} = A_{оч} (x - x_0) K_{пл} K_{дег} / 1440; \quad (9.10)$$

$A_{оч}$ – нагрузка на очистной забой, $\text{т}/\text{сут}$;

x, x_0 – природная и остаточная метаноносность пласта (угля), $\text{м}^3/\text{т}$;

$K_{пл}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение;

$Q_{п. \text{ общ.}}$ – общие подсосы воздуха в скважины, $\text{м}^3/\text{мин}$.

$$Q_{п. \text{ общ.}} = 0,25 \cdot B_y^{0,5}, \quad (9.11)$$

где B_y – разрежение в устье скважины, принимается 50 мм рт. ст.

Содержание метана в смеси определяют по выражению

$$C_c = 100 I_{c. \text{ общ.}} / Q_c \quad (9.12)$$

Диаметр скважины d в метрах определяют по формуле

$$d = \left(\frac{9,5 \cdot 10^{-9} l_c Q_c^2}{B_y} \right)^{0,188} \quad (9.13)$$

Принимается ближайший стандартный диаметр.

10 ДЕГАЗАЦИЯ СКВАЖИНАМИ, ПРОБУРЕННЫМИ ИЗ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

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).

Местоположение зон повышенного газовыделения зависит от горно-геологических и горно-технических факторов.

К первым относится глубина разработки, мощность и угол падения пласта, мощность и литологический состав пород между рабочим и сближенными пластами. Ко вторым факторам – система разработки, способ управления кровлей, длина и скорость подвигания лавы, схемы дегазации и проветривания выемочных участков.

Выбранная схема дегазации и проветривания выемочного участка должна обеспечивать:

1. Газовую безопасность участка.
2. Максимальную нагрузку на очистной забой.
3. Вывод каптируемой 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.

На рис.10.1 отображена схема расположения дегазационных скважин при прямоточном проветривании с нисходящим движением воздуха (рис. 10.1 а) и прямоточным проветриванием с восходящим движением воздуха в очистной выработке (рис. 10.1 б).

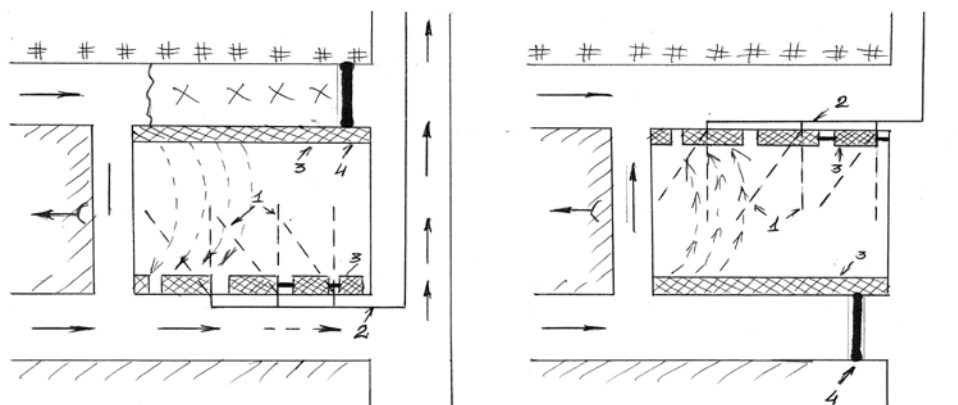


Рис. 10.1

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

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;
3. 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%.

В связи с тем, что ведение горных работ в Донбассе опустилось до отметки 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 сдвиг 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.

Эти выводы позволили предложить обеспечение дегазации подрабатываемого углепородного массива тремя группами скважин, пробуренных из вентиляционной выработки впереди очистного забоя навстречу его движению (рис.10.2).

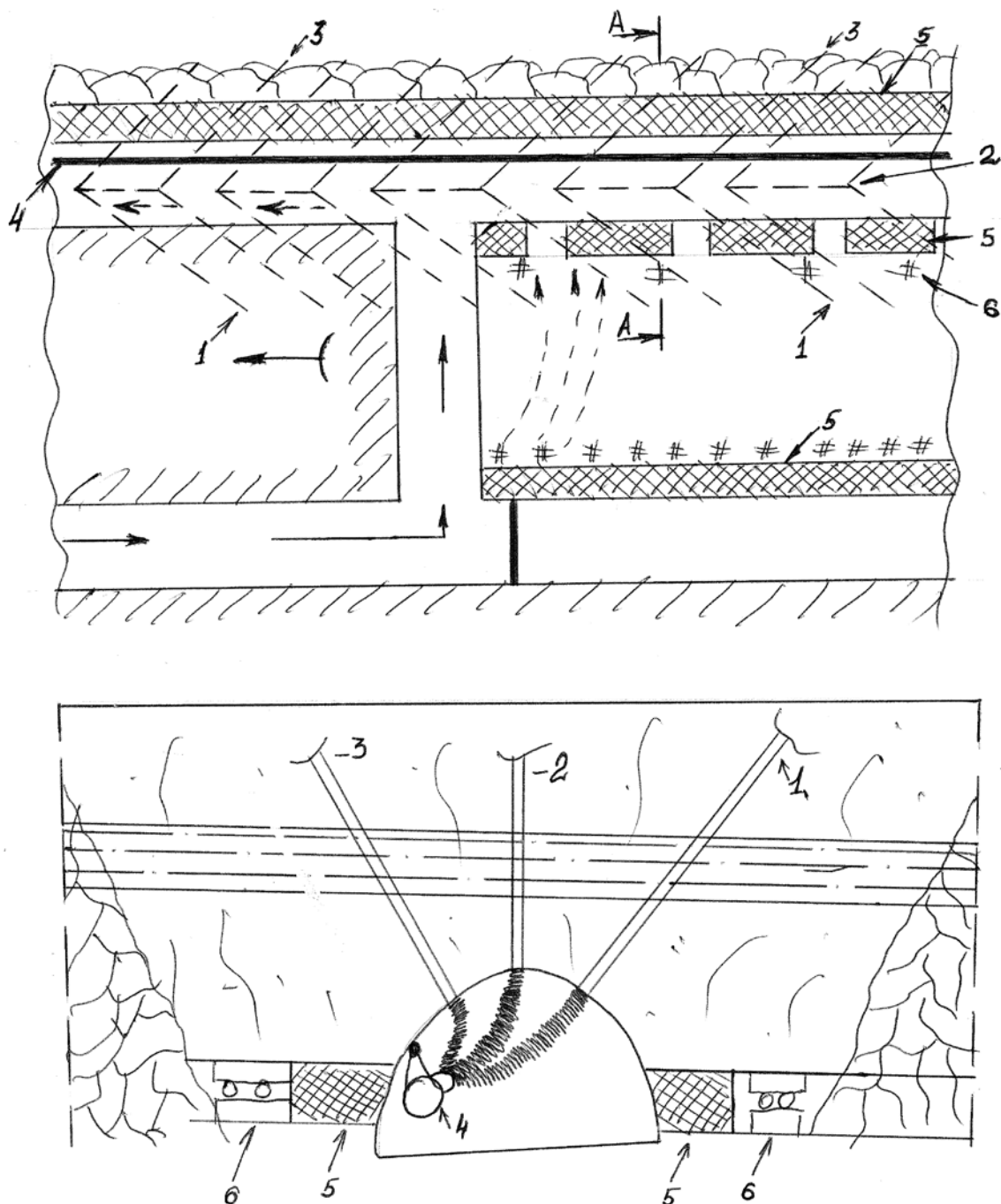


Рис. 10.2

1-группа скважин, направленная в сторону действующей лавы; 2-группа скважин направленная по оси выработки; 3-группа скважин, направлена в сторону отработанной лавы; 4-дегазационный трубопровод; 5-изолирующая полоса; 6-клетки.

Для охраны выработок и изоляции выработанного пространства на его границах возводят полосы из бетонных блоков или быстротвердеющих растворов шириной не менее одного метра.

Скважины впереди очистного забоя следует бурить с опережением не менее 150м, что бы бурение производить вне зоны опорного давления лавы. Диаметр скважины в её устье должен обеспечивать возможность установки привентора (кондуктора) с изоляцией затрубного пространства. Дальнейшее бурение скважин до проектной глубины производится через привентер. Герметизирующее устройство должно обеспечивать герметизацию скважины на протяжении 15м от устья. Устье оснащается замерным устройством,

задвижкой, при необходимости водоотделителем и соединяется с участковым газопроводом.

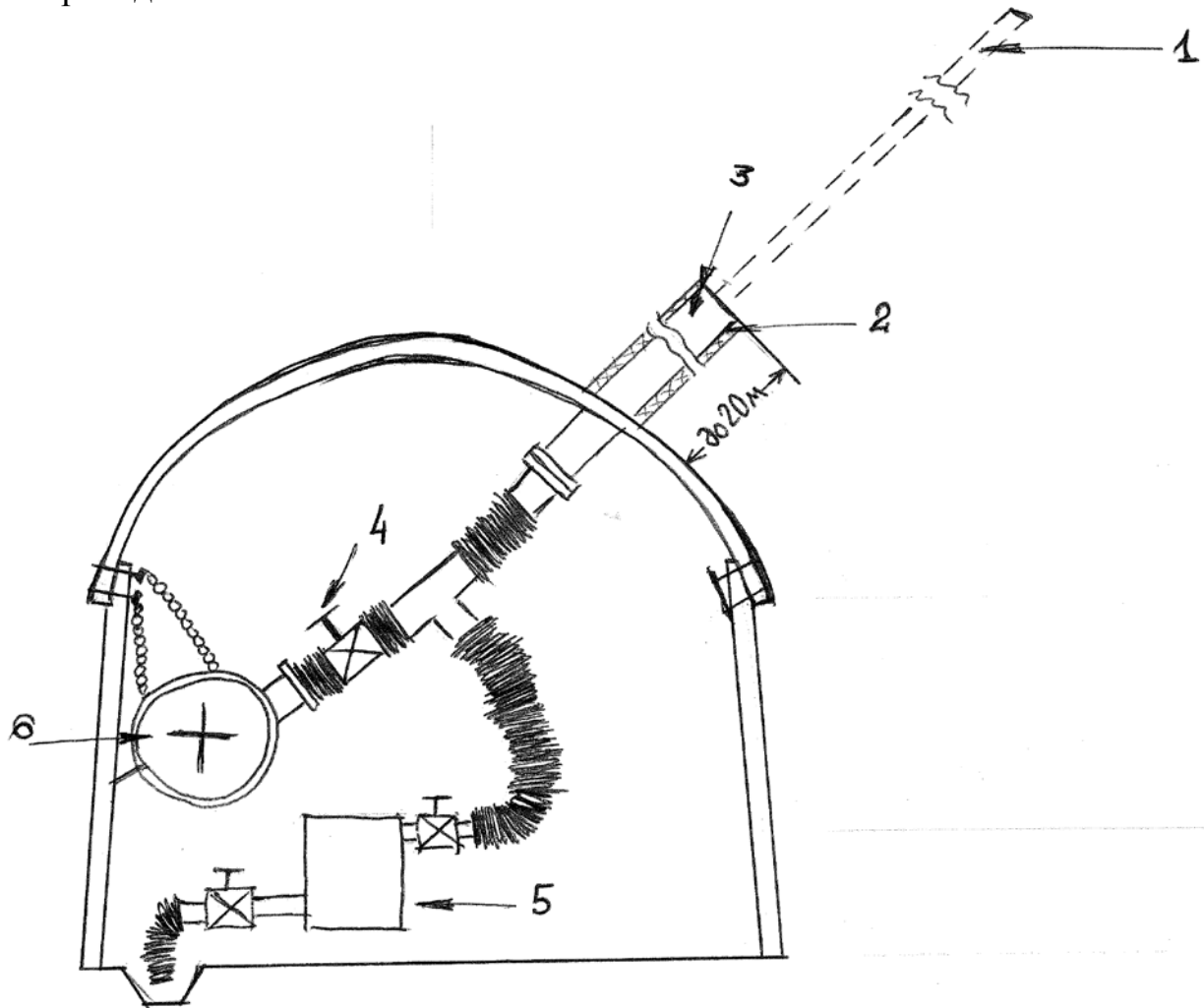


Рис. 10.3

1-дегазационная скважина; 2-обсадная труба; 3-тампонаж (герметизатор) затрубного пространства; 4-регулирующая задвижка; 5-водоотделитель; 6-дегазационный трубопровод.

Скважины, пробуренные из вентиляционных штреков навстречу очистному забою, разрушаются на расстоянии до 40м за забоем лавы, неповреждёнными сохраняются только обсадные трубы.

После подработки устьев скважин очистным забоем их оставляют соединёнными с газопроводом. Для охраны скважин от разрушения необходимо усиливать крепь вентиляционного штрека ремонтными, а у устьев скважин – клетями. Эти мероприятия позволяют увеличить время эффективной работы скважины, а так же возможность контроля за работой скважин за очистным забоем.

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 забоем бурят прямые скважины до пересечения с угольными пластами или перебуривающие газоносные песчаники, залегающие в кровле на расстоянии до 30 мощностей разрабатываемого пласта.

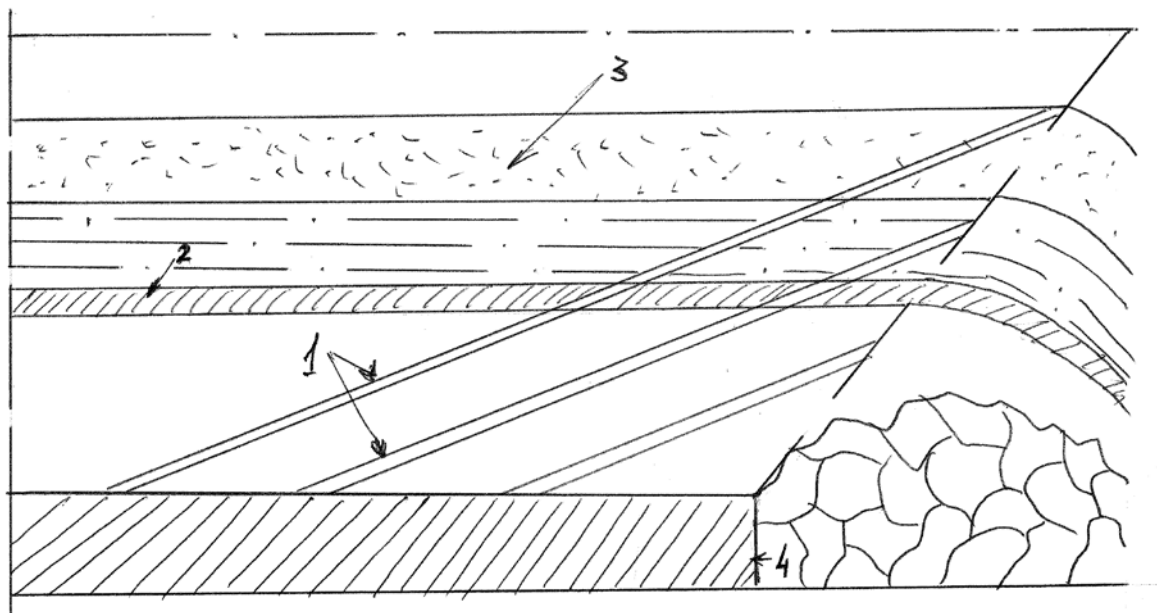


Рис. 10.4

1-дегазационные скважины; 2-угольный пласт «спутник»; 3-песчаник; очистной забой.

Недостатками 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.

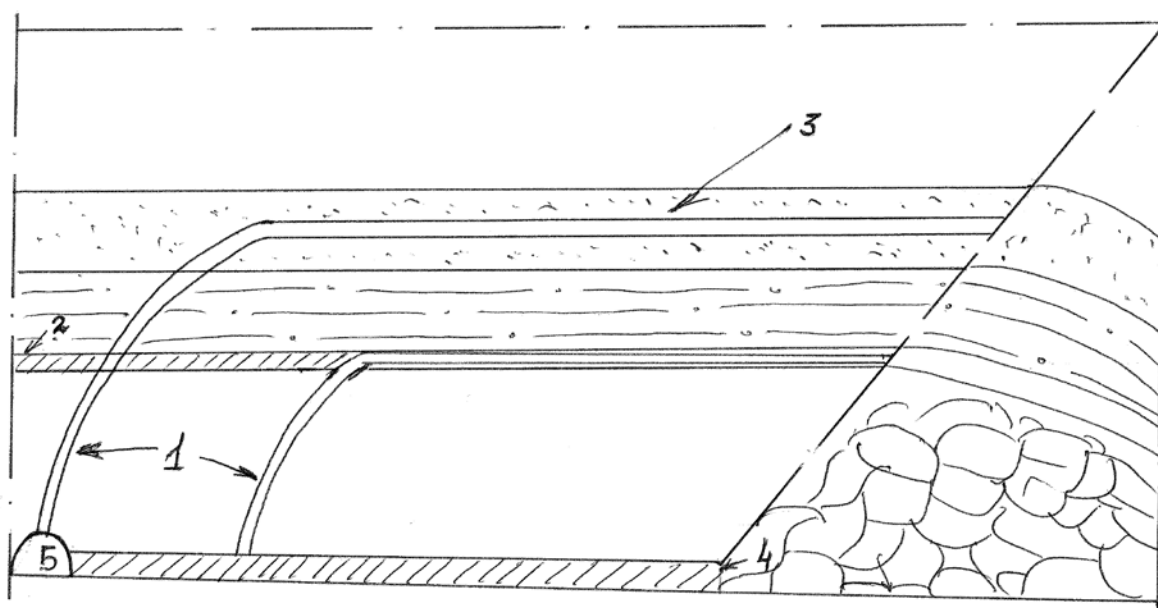


Рис. 10.5

1-дегазационные скважины; 2-угольный пласт «спутник»; 3-песчаник; 4-очистной забой; 5-фланговая выработка.

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 участковых, 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.

Оценка эффективности схем расположения и параметров скважины определяется их фактической метанодобычаемостью методом наблюдений за режимами работы в различных горно-геологических условиях.

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;

$I_{\text{кр}}$ – общий дебит метана выделяющийся из кровли во время наблюдений, м³/мин.

$$I_{\text{скв.}} = 0,01 C Q_c \quad (10.7)$$

где Q_c – расход газовой смеси, каптируемой данной скважиной, м³/мин;
 C – содержание метана в газовой смеси, %.

$$I_{\text{кр.}} = I_{\text{уч}} d_{\text{кр}} \quad (10.8)$$

где $I_{\text{уч}}$ – средний дебит метана на выемочном участке, м³/мин;

$d_{\text{кр}}$ – доля метановыделения из кровли, определяемая методом прогноза газообильности.

$$I_{\text{уч}} = I_{\text{исх}} + I_{\text{дег}} + I_{\text{г.о.}} \quad (10.9)$$

где $I_{\text{исх}}$ – дебит метана в исходящей вентиляционной струе, м³/мин;

$I_{\text{дег}}$ – общий дебит метана, каптированного скважинами, м³/мин;

$I_{\text{г.о.}}$ – дебит метана, от видимого дегазационной системой из выработанного пространства, м³/мин.

$$I_{\text{исх}} = 0,01 Q_{\text{исх}} C_{\text{исх}} \quad (10.10)$$

где $Q_{\text{исх}}$ – расход воздуха в исходящей струе участка, м³/мин.

11 ДЕГАЗАЦИЯ КРУТЫХ СБЛИЖЕННЫХ ПЛАСТОВ УГЛЯ

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 квершлагов.

При сплошной системе разработки скважины бурят из опережения откаточного штрека разрабатываемого пласта (рис. 11.1) 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. 11.2), или скважинами, пробуренными из группового откаточного штрека по восстанию дегазуемого сближенного пласта до начала его надработки и разгрузки (рис. 11.3). Если промежуточные квершлагы пересекают надрабатываемые сближенные пласты, то их дегазацию рекомендуется осуществлять скважинами, пробуренными веером по сближенному пласту из места его пересечения промежуточным квершлагом (рис. 11.4).

Глубина герметизации устьев скважин должна быть:

- при бурении скважин из выработок разрабатываемого пласта не менее 10м;
- при бурении скважин из выработок соседнего пласта или из полевых выработок не менее 6м.

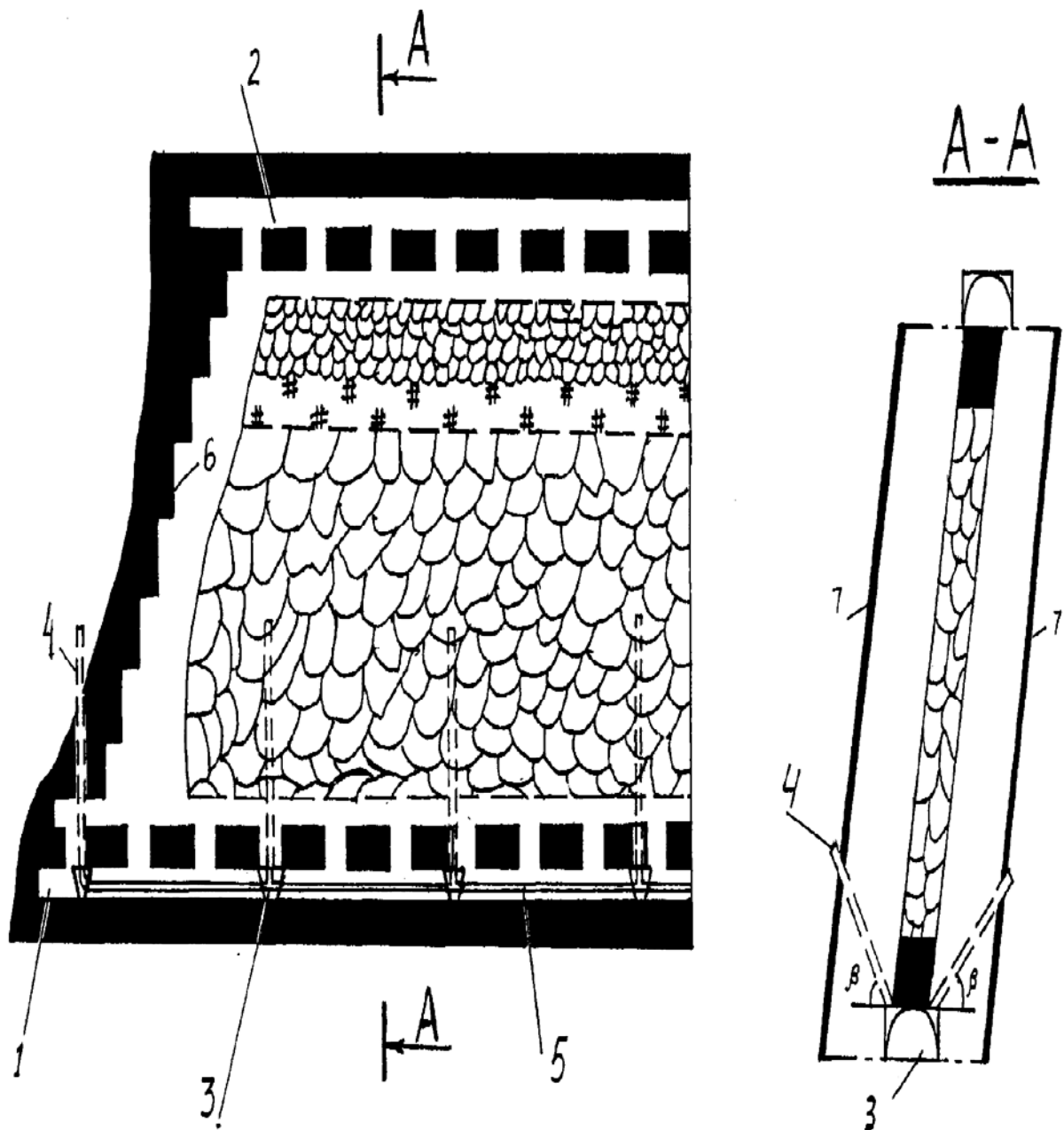


Рис. 11.1 Схема дегазации крутых сближенных пластов скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта при сплошной системе разработки:

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

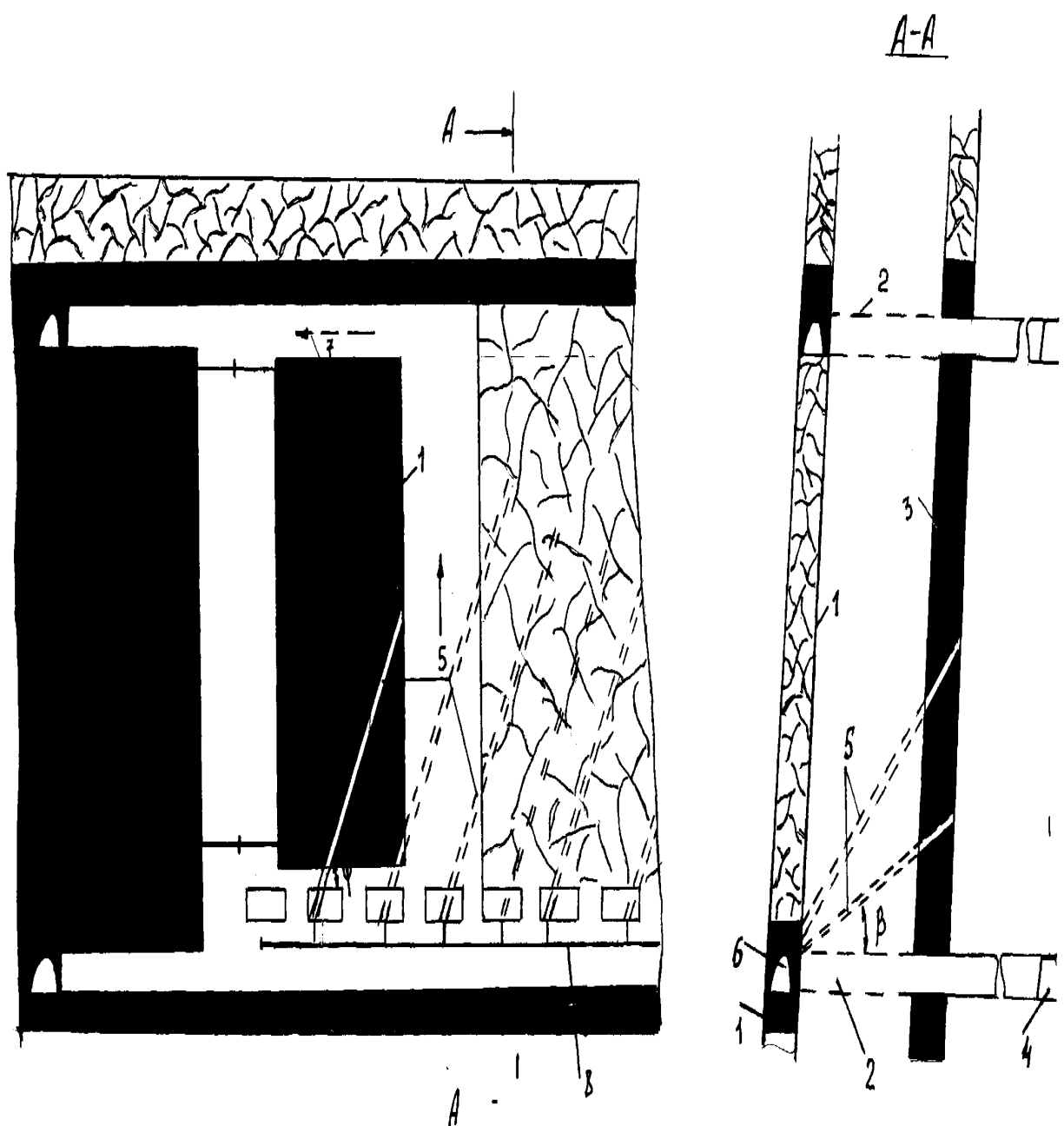


Рис. 11.2 Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными на выработки разрабатываемого пласта:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – промежуточные квершлагги; 3 – надрабатываемый пласт; 4 – полевой откаточный штрек; 5 – дегазационные скважины; 6 – откаточный штрек; 7 – вентиляционный штрек; 8 – газопровод.

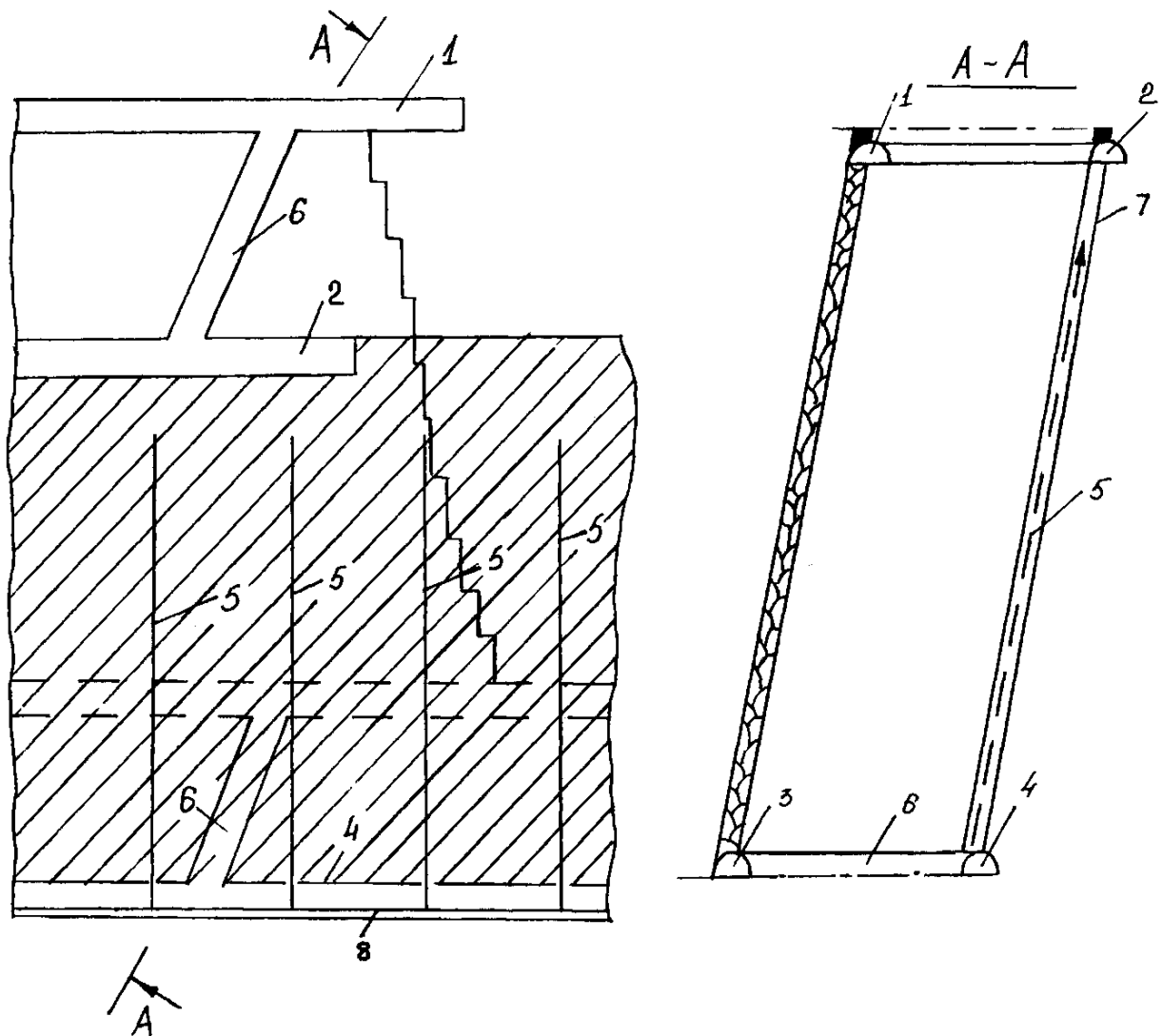


Рис. 11.3 Схема дегазации крутого сближенного пласта скважинами, пробуренными из группового штрека:

1 – вентиляционный штрек; 2 – групповой вентиляционный штрек; 3 – откаточный штрек; 4 – групповой откаточный штрек; 5 – дегазационные скважины; 6 – промежуточные квершлаг; 7 – сближенный пласт; 8 – газопровод.

Параметры дегазации сближенных крутых угольных пластов при проектировании рассчитывают в соответствии с рекомендациями «Стандарта...» [2], они могут быть скорректированы при производстве дегазации.

При применении схем дегазации, приведённых на рис. 11.1 и рис. 11.2 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. 11.1);
- 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%).

При применении схем дегазации, изображённых на рис. 11.3 и рис. 11.4, обеспечении минимального разрежения в скважинах 13300 Па (100 мм рт. ст.) коэффициент эффективности дегазации сближенного надрабатываемого пласта будет равен соответственно 0,70 (70%) и 0,50 (50%).

Все рассмотренные схемы дегазации сближенных угольных пластов эффективны только при пересечении скважинами спутников в сравнительно узкой граничной части зоны разгрузки. Небольшие отклонения в одну и другую стороны от этой, так называемой переходной зоны, приводят к тому, что в одном случае скважины попадают в неразгруженную зону, а в другом – они соединяются с выработанным пространством.

Отсутствие средств направленного бурения скважин и ориентировочность данных о значениях углов разгрузки и обрушения пород при разработке крутых пластов существенно снижает надёжность схем дегазации. Кроме того, бурение скважин из пластовых выработок исключает длительное использование их, особенно в выработанном пространстве, так как после прохода лавы происходит разрушение и разгерметизация скважин. Если предусматривать бурение и подключение скважин ещё до подхода лав, то возникают существенные затруднения в бурении скважин и проходке выработок по выбороопасным пластам до их подработки или надработки.

Определение герметических параметров скважин

На рис. 11.5 представлены схемы дегазации сближенных крутых пластов при наличии целика угля (бутовой полосы) над откаточным штреком разрабатываемого пласта.

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 таблице 11.1.

Таблица 11.1 - 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

Расстояние между скважинами, измеренное по простиранию пласта, определяют по табл. 11.2, а параметры скважин рассчитывают по формулам, приведённым в табл. 11.3. Конечный диаметр скважин принимают 76 мм.

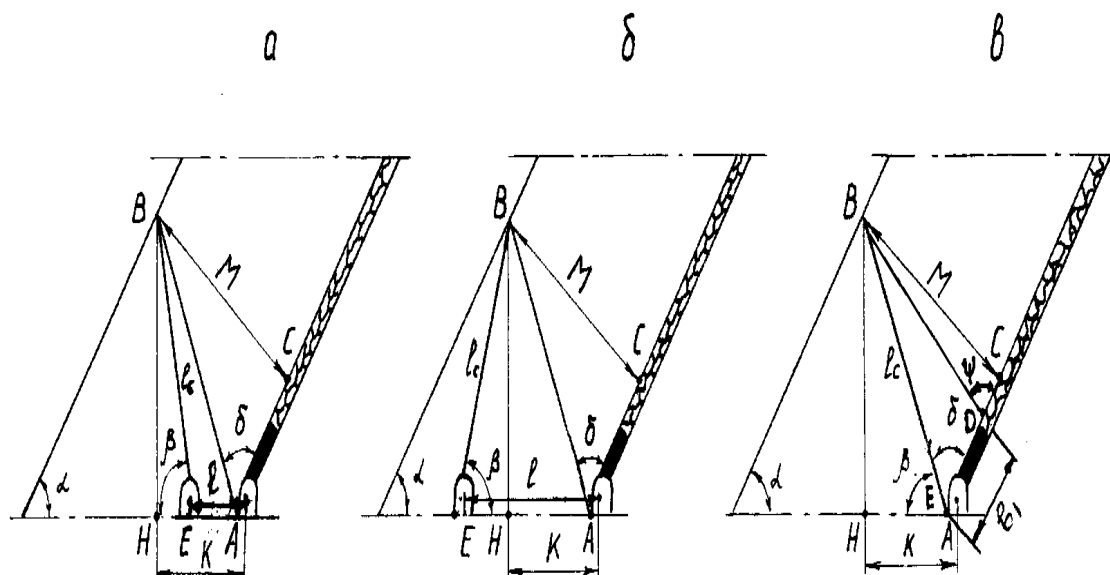


Рис. 11.5 Схема дегазации сближенного крутого подрабатываемого пласта при наличии целика угля (бутовой полосы) над откаточным штреком разрабатываемого пласта:

а – скважины пробурены из полевого штрека, $K > \ell$; б – скважины пробурены из полевого штрека, $K < \ell$; в – скважины пробурены из горизонтальной выработки разрабатываемого пласта.

Таблица 11.2 - 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	40-60	45-60
20-30	25-35	более 60	60-70
30-40	35-45		

Таблица Д.3 – Параметры скважин при дегазации сближенных тонких крутых пластов (рисунок Д.1)

Выработка, из которой бурится скважина	Сближенные пласты	Величина проекции оси скважины на горизонтальную проекцию линии простирания, a_1 , м	Параметры скважин		
			угол наклона к горизонту, β , град.	угол разворота, φ , град.	длина, l_c , м
1	2	3	4	5	6
Откаточный штрек	Подрабатываемые	$a_1 = 0$	$\beta \approx 180 - \alpha - \delta$	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin \delta}$
		$a_1 \neq 0$	$\beta = \arctg[\cos \varphi \cdot \tg(\alpha - \delta)]$	$\varphi = \arctg \frac{a_1 \cdot \sin \delta}{M \cdot \cos \beta}$	$l_c = \frac{a_1}{\cos \beta \cdot \sin \varphi}$
Групповой откаточный штрек, расположенный между дегазированным и разрабатываемым пластами	- " -	$a_1 = 0$	Если $k < 1$ $\beta = \arctg \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta)}{l \cdot \sin \delta + M \cdot \cos(\alpha + \delta)}$ Если $k > 1$ $\beta = -\arctg \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta)}{M \cdot \cos(\alpha + \delta) + l \cdot \sin \delta}$	$\varphi = 0$	Если $k > 1$, или $k < 1$, $l_c = \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta)}{\sin \delta \cdot \sin \beta}$

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6
			Если $k = 1$ $\beta = 90^\circ$		Если $k = 1$ $l_c = \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta)}{\sin \delta}$
		$a_1 \neq 0$	$k < 1$ $\beta = \arctg \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta) \cdot \cos \varphi}{l \cdot \sin \delta + M \cdot \cos(\alpha + \delta)}$	$k < 1$ $\varphi = \arctg \frac{a_1 \cdot \sin \delta}{l \cdot \sin \delta + M \cdot \cos(\alpha + \delta)}$	
			$k > 1$ $\beta = -\arctg \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta) \cdot \cos \varphi}{l \cdot \sin \delta + M \cdot \cos(\alpha + \delta)}$	$k > 1$ $\varphi = -\arctg \frac{a_1 \cdot \sin \delta}{l \cdot \sin \delta + M \cdot \cos(\alpha + \delta)}$	
			$\tg \beta = \frac{M \cdot \sin(\alpha + \delta) \cdot \sin \delta}{a_1}$	$\varphi = 90^\circ$	$l_c = \frac{a_1}{\cos \beta \cdot \sin \varphi}$
Вентиляционный штрек	- " -	$a_1 = 0$	$\beta = \delta - \alpha$	$\varphi = 0$	
		$a_1 \neq 0$	$\beta = \arctg[\tg(\delta - \alpha) \cdot \cos \varphi]$	$\varphi = \arctg \frac{a_1 \cdot \sin \delta}{M \cdot \cos \beta}$	$l_c = \frac{a_1}{\cos \beta \cdot \sin \varphi}$

Окончание таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6
Откаточный штрек	Надрабатываемые	$a_1 = 0$	$\beta = 30^\circ$	$\varphi = 0$	$l_c = \frac{M}{\sin(\alpha - 30^\circ)}$
		$a_1 \neq 0$	$\beta = \arctg[0,577 \cdot \cos \varphi]$	$\varphi = \arctg \frac{a_1 \cdot \sin(\alpha - 30^\circ)}{0,866 \cdot M}$	$l_c = \frac{a_1}{\cos \beta \cdot \sin \varphi}$
Вентиляционный штрек	- " -	Применяются те же формулы, что и при бурении скважин из откаточного штрека на подрабатываемые пласты. Знак угла β заменяется на противоположный.			

Примечание l – расстояние до линии горизонта от группового откаточного штрека, из которого производится бурение скважин, до отработываемого пласта, м.

Величина угла δ в градусах (таблица 11.3) определяют по формуле:

$$\delta = \arctg \frac{M}{e_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi},$$

e_1 – протяжённость зоны, препятствующей разгрузке пород, м;
значение параметра « k » в метрах – по формуле:

$$k = \frac{M \cdot \cos(180^\circ - \alpha - \delta)}{\sin \delta}.$$

12 ДЕГАЗАЦИЯ ПРИ ПОДРАБОТКЕ И НАДРАБОТКЕ ПОЛОГИХ И СБЛИЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных сближенных пластов

Дегазацию подрабатываемых пологих и наклонных пластов, кровли применяют при наличии газоносных пластов и пород в разгруженном от горного давления массиве, которые залегают на расстоянии 15 - 30 мощностей вынимаемого пласта, то есть выше зоны беспорядочного обрушения пород.

Дегазацию осуществляют скважинами, которые пересекают наиболее мощный из подрабатываемых пластов в интервале от 15 до 30 мощностей разрабатываемого пласта. Если в этом интервале угольных пластов нет, скважины необходимо бурить до пересечения ближайшего подрабатываемого пласта или контакта со слоем крепких пород ($f \geq 7$ по шкале М.М. Протоdjяконова).

Дегазация подрабатываемых пологих и наклонных сближенных пластов может быть осуществлена при использовании сплошных, столбовых и комбинированных систем разработки на отрабатываемом пласте. Схемы дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов различаются по расположению дегазационных скважин относительно горных выработок. Скважины можно бурить с вентиляционных или воздухоподающих участков выработок. Скважины, пробуренные из выработки со свежей струей воздуха, на 10-15% менее эффективные, чем из выработки с исходящей струей воздуха, ввиду естественного движения метана в верхние пространства из-за меньшей, чем у воздуха, плотности. Во всех случаях необходимо кроме основных скважин бурить также скважины над монтажными ходками лав из подготовительных выработок, пройденных за ходки не менее чем на 5 м. Эти скважины при их подключении к дегазационной системе уменьшают опасность загазирования выработок выемочного участка, во время первичного обрушения пород основной кровли.

Схема (рис. 12.2) рекомендуется при разработке угольных пластов с применением столбовой системы с обратным порядком отработки выемочных участков лавами по простиранию, падению или восстанию. При схеме дегазации, изображённой на рис. 12.2 скважины бурят с разворотом навстречу лаве, что позволяет продлить срок существования скважин до их разгерметизации. При этом варианте схемы, скважины бурят под углом разворота скважин φ ((угол между линией восстания пласта на участках, отрабатываемых по простиранию или между линией простирания пласта – в лавах по восстанию (падению) 60...70 градусов.

Конечный диаметр скважин принимают $d_c = 76\text{мм}$, глубину герметизации $l_r = 10\text{м}$, расстояние между скважинами $r_c = 15\text{м}$.

Исходя из расстояния между разрабатываемым пластом и наиболее мощным из подрабатываемых пластов, залегающим в диапазоне $15m_b...30m_b$ (m_b – вынимаемая мощность пластам), выбирают по «Стандарту...» [2] длину и количество одновременно действующих скважин (от 2 до 5). Длина скважин находится в пределах $l_c = 80...160\text{м}$ (табл.12.3). Угол наклона дегазационной скважины к горизонту β рассчитывают по рекомендации «Стандарта...»[2] с

учётом расстояния по нормали между разрабатываемым пластом и дегазируемым спутником М (м), углом залегания пласта α (град.), принятой длиной скважины l_c (м) и направлением бурения скважины (по восстанию или падению пласта).

$$\beta = 2 \arctg \frac{\pm l_c \mp \sqrt{l_c^2 \cdot (1 + r^2 \cdot \tg^2 \alpha) - \frac{M^2}{\cos^2 \alpha}}}{\pm \frac{M}{\cos \alpha} - l_c \cdot r \cdot \tg \alpha}, \quad (12.1)$$

где l_c – длина дегазационной скважины, м;

М – расстояние по нормали между разрабатываемым и дегазируемым пластами, м;

$r = \cos \varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по простиранию пласта;

$r = \sin \varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по восстанию (падению) пласта;

α – угол залегания пласта, град.

Конечный диаметр скважин принимают $d_c = 0,076$ м, глубину герметизации $l_r = 10$ м, расстояние между скважинами $r_c = 20$ м.

Здесь и далее верхний знак «+» или «–» принимается при бурении скважины по восстанию пласта, нижний – по падению пласта.

Ψ – угол разгрузки подрабатываемых пород, градусы.

Таблица 12. 3 - 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.).

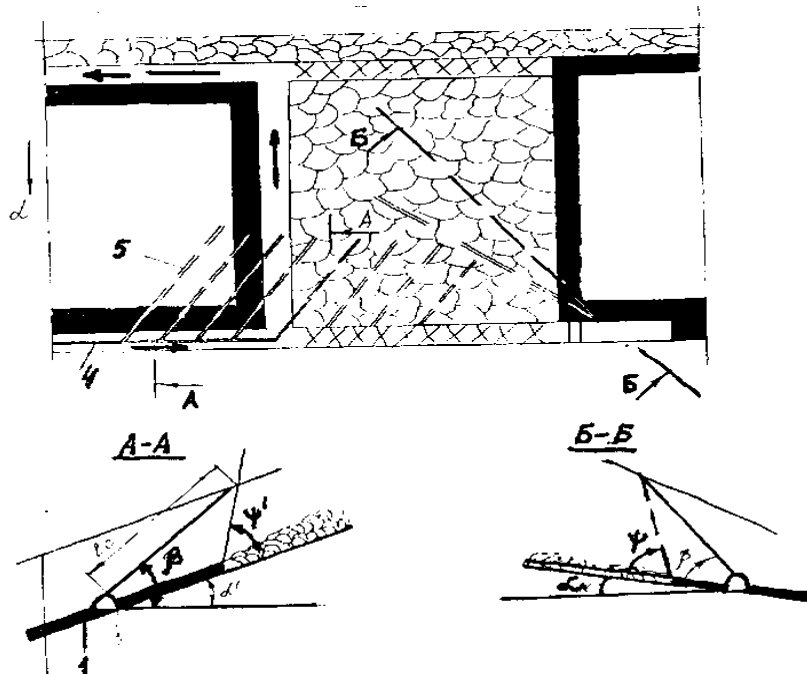


Рис. 12.2 Схема дегазации подрабатываемого пласта при столбовой системе разработки

1 – разрабатываемый пласт; 2 – подрабатываемый пласт; 3 – конвейерный штрек; 4 – газопровод; 5 – скважина.

По мере приближения очистного забоя к устьям скважин и уменьшения разрежения в них скважины необходимо отключать от газопровода и закрывать металлическими заглушками, а газопровод сокращать по длине.

В условиях сплошной или комбинированной систем разработки, охране вентиляционной выработки за лавой кострами или бутовой полосой рекомендуется для дегазации подрабатываемых пластов – спутников схема, приведённая на рис. 12.4.

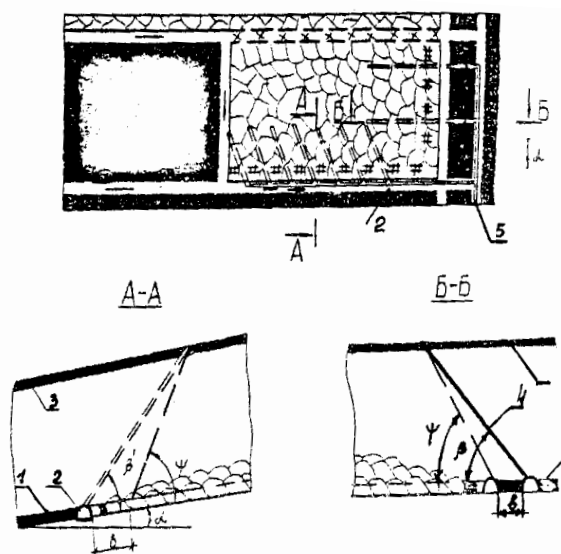


Рис. 12.4 Схема дегазации подрабатываемых пологих пластов скважинами, пробуренными из выработки, поддерживаемой за лавой:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – выработка, поддерживаемая за лавой; 3 – подрабатываемый пласт; 4 – дегазационная скважина; 5 – газопровод
в – протяжённость зоны, препятствующая разгрузке пород возле выработки, из которой бурится скважина.

Дегазационные скважины при этом бурят с разворотом в сторону очистного забоя из конвейерной или вентиляционной выработки. Скважины начинают бурить позади лавы. Расстояние между очистным забоем и устьем ближайшей скважины определяют опытным путём, так как бурение скважины в непосредственной близости от забоя не всегда возможно из-за смещений пород кровли, зажатия бурового инструмента и утечки промывочной воды. В большинстве случаев это расстояние не превышает 50м ($a_1 \leq 50\text{м}$ – расстояние от очистного забоя до места установки станка). Бурение каждой скважины должно быть закончено, устье скважины загерметизовано, а сама скважина подсоединена к газопроводу до начала разгрузки угольного массива спутника в пункте пересечения его скважиной. Разгрузка угольного массива в районе забоя скважины обычно наступает, когда совпадает проекция забоя скважины на разрабатываемый пласт с линией очистного забоя. Требование о подсоединении скважины к газопроводу до начала разгрузки угольного массива в районе его пересечения скважиной обосновывается недопущением загазирования выемочного участка метаном из дегазационной скважины.

Геометрические параметры бурения дегазационных скважин (углы: поворота скважины ϕ , град.; наклона скважины к горизонту β , град и длина скважины l_c , м) определяют расчётным путём. Они должны обеспечивать пересечение дегазируемого пласта в той части его, где он ещё не разгружен от горного давления.

Бурение скважин в разгруженную зону допускается производить только через устройство, которое обеспечивает отвод метана из скважин в газопровод (например, ГУБС).

Прогнозируемый коэффициент эффективности дегазации при применении схемы, изображённой на рис. 12.4, и обеспечении разрежения в скважинах не менее 6700 Па (50мм рт. ст.) составляет $K_{д.с.п} = 0,70$ (70%).

Скважины остаются подсоединёнными к газопроводу до полной отработки выемочного участка.

Схемы дегазации, аналогичные изображённым на рис. 12.4, имеются при бурении скважин из вентиляционных выработок в условиях сплошной и комбинированной систем разработки при отработке лав по простиранию и по восстанию (падению) пласта.

Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных сближенных пластов

При надработке пологих и наклонных пластов сдвижения пород междупластья, образование и раскрытие трещин, а следовательно, временное частичное снятие горного давления, приводящее к расширению фильтрующих пород, происходит в меньших масштабах и захватывает меньшие по мощности слои пород, чем при подработке.

При дегазации надрабатываемых пластов процессы выделения метана растягиваются на более продолжительный срок, чем при подработке, а сами процессы протекают более спокойно.

Дегазацию надрабатываемых пологих и наклонных угольных пластов скважинами из горных выработок рекомендуется применять при расстоянии до них от разрабатываемого пласта по нормали не более 60м с перебуриванием скважинами всех пластов, залегающих в этой зоне.

Дегазация надрабатываемых пластов и пород применяется для снижения метановыделения в выработки и предупреждения прорывов метана при внезапных разрушениях почвы. Она осуществляется скважинами, пробуренными из выработки разрабатываемого пласта, погашаемой (рис. 12.5) или поддерживаемой (рис. 12.6) за очистной выработкой.

Во всех случаях предпочтение следует отдавать восстающим (или горизонтальным) скважинам, так как в нисходящих скважинах скапливается вода, что снижает их эффективность.

При применении схемы дегазации, показанной на рис. 12.5, в условиях столбовой системы разработки скважины бурят с разворотом навстречу движению лавы. Для того, чтобы успеть пробурить, загерметизировать устье и подсоединить скважину к газопроводу до наступления разгрузки угольного пласта в месте пересечения скважиной, устье ближайшей к забою скважины располагают на расстоянии $a_1 = 30 \dots 50\text{м}$.

a – длина проекции скважины на горизонтальную проекцию выработки;

Δ – проекция скважины на угольный пласт.

При сплошной системе разработки для дегазации надрабатываемых угольных пластов применяют схемы дегазации, показанные на рис. 12.6. Бурение скважин осуществляют из выработки, поддерживаемой за лавой, с разворотом скважины по ходу движения лавы. При этом устье ближайшей скважины располагают перед началом бурения на расстоянии не далее $a_1 \leq 50\text{м}$ от лавы, чтобы успеть пробурить, загерметизировать и подсоединить скважину к газопроводу до наступления разгрузки угольного массива в месте его пересечения скважиной. Защита устьев скважин осуществляется бутовой полосой или кострами.

Герметизация устьев скважин осуществляется на длину не менее 6м. В скважинах должно поддерживаться вакуум-насосом разрежение не менее 6700Па (50мм рт. ст.). При этом прогнозируемый коэффициент эффективности дегазации составит: 0,30 (30%) при схеме, изображённой на рис. 12.5 и 0,40 (40%) при схеме, показанной на рис. 12.6.

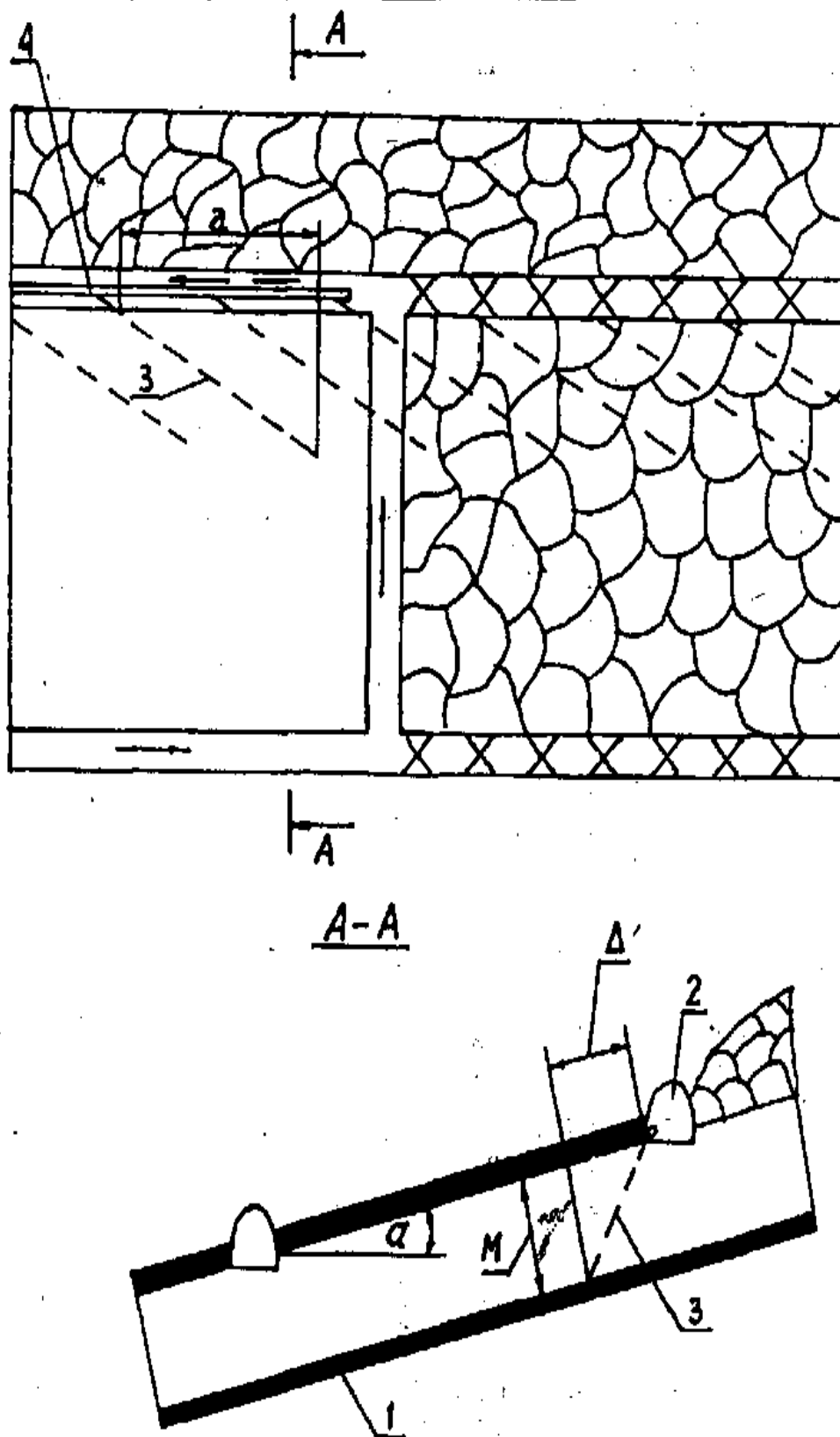


Рис. 12.5 Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из выработки, погашаемой за лавой:
 1— надрабатываемый пласт; 2 —вентиляционный штрек; 3 — дегазационная скважина; 4 — газопровод.

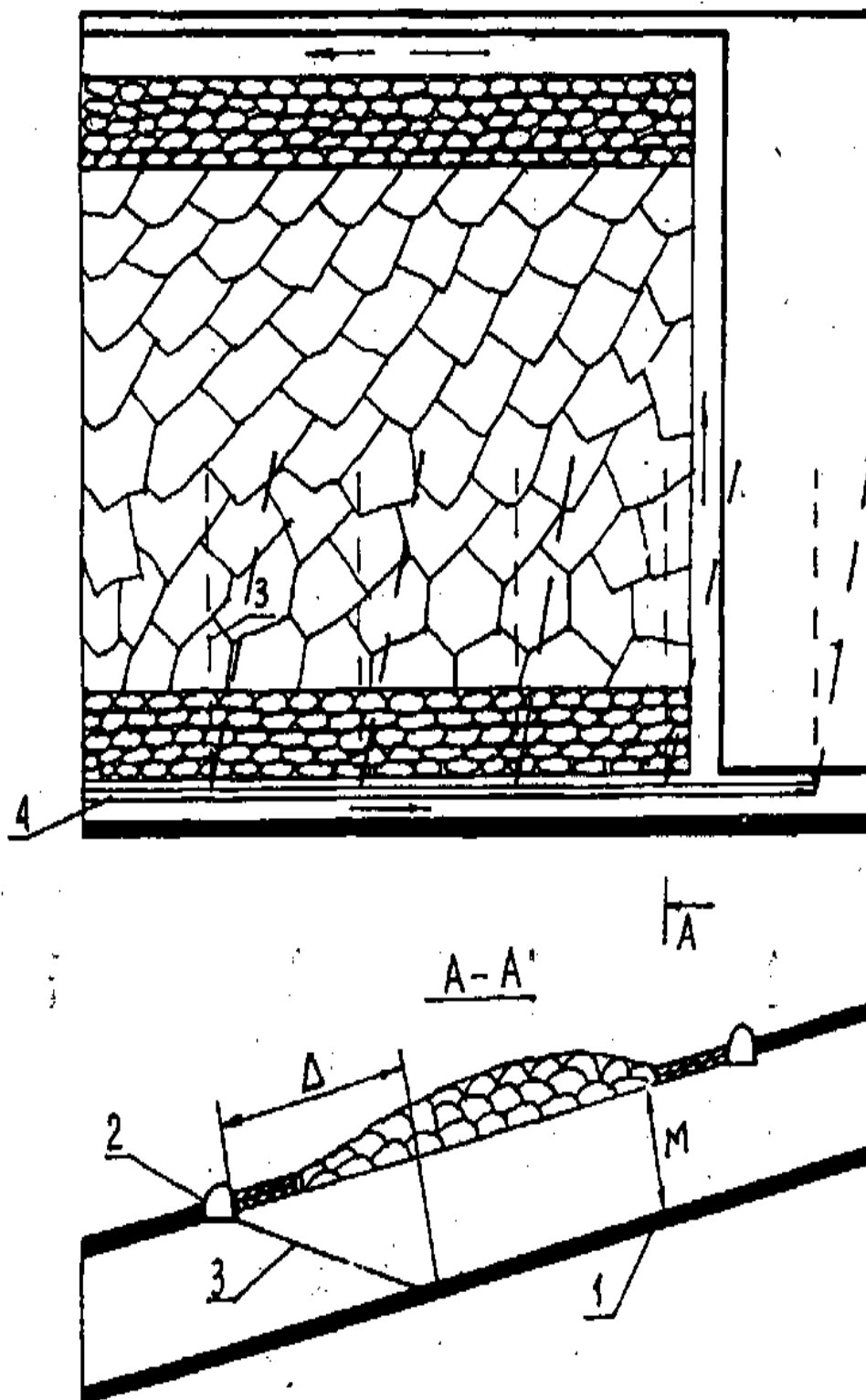


Рис. 12.6 Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из выработки, поддерживаемой за лавой:
 1 – надрабатываемый пласт; 2 – воздухоподающий штекер; 3 – дегазационная скважина; 4 – газопровод.

Параметры бурения скважин определяют опытным путём или рассчитывают в соответствии с рекомендациями «Стандарта...» [2].

Поясним на примере использования схемы дегазации, изображённой на рис.12.7, порядок получения зависимостей для определения геометрических параметров дегазационной скважины.

На рис.12.8 представлен разрез горного массива по дегазационной скважине (падению пласта). При этом дегазационная скважина пробурена из угла выработки отработанного участка на контакте с кровлей разрабатываемого пласта ($h=0$) параллельно очистному забою. Охрана выработки, из которой бурятся скважины, осуществляется целиком угля шириной $\ell_{\text{ц}}$ (м). Тогда протяжённость зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки, $b_1 = \ell_{\text{ц}} + 5$ (м), согласно таблице 12.9

Таблица 12.9 Протяжённость зоны, в которой скважины защищены от разрушения.

Способ охраны выработки, из которой пробурены скважины	Протяжённость зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки (b_1), м
Оставление целиков	$\ell_{\text{ц}} + 5$
Возведение костров, бутокостров, бутовых полос шириной менее 10 м	5
Возведение бутовых полос шириной $\ell_{\text{б}} > 10$ м	$0,5\ell_{\text{б}}$

Из точки расположения устья дегазационной скважины С по падению пласта отложим отрезок $b = \ell_{\text{ц}} + 5$, равный протяжённости зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки, и обозначим его конец точкой D. Из точки D под углом разгрузки подрабатываемой толщи пород ψ проведём прямую линию до пересечения с точкой В. В точку В должна быть пробурена дегазационная скважина, поэтому отрезок ВС есть длина скважины $\ell_{\text{с}}$. Из точки В опустим перпендикуляр на кровлю разрабатываемого пласта и обозначим точку пересечения буквой А. Получим прямоугольный треугольник ABC, в котором отрезок AB=M (M – расстояние по нормали между пластами). Из треугольника ABC получим при $AC = AD + b_1$ и $AD = M \cot \psi$ (из прямоугольного треугольника ABD).

Величина угла разгрузки горных пород ψ (градус) зависит от состава пород междупластья на расстоянии восьми мощностей от кровли разрабатываемого пласта. Принимается значение угла ψ по табл. 12.10 [2].

Таблица 12.10 – Углы разгрузки подрабатываемых пород.

Состав пород междупластья на расстоянии $8 \cdot m_{\text{в}}$ от кровли разрабатываемого пласта	Доля пород междупластья, %	Угол разгрузки ψ , градус
Песчаники, известняки, алевролиты	более 80	50-55
	50	60-65
	40	65-70
Аргиллиты	более 80	70-80
	60	65-70
	50	60-65

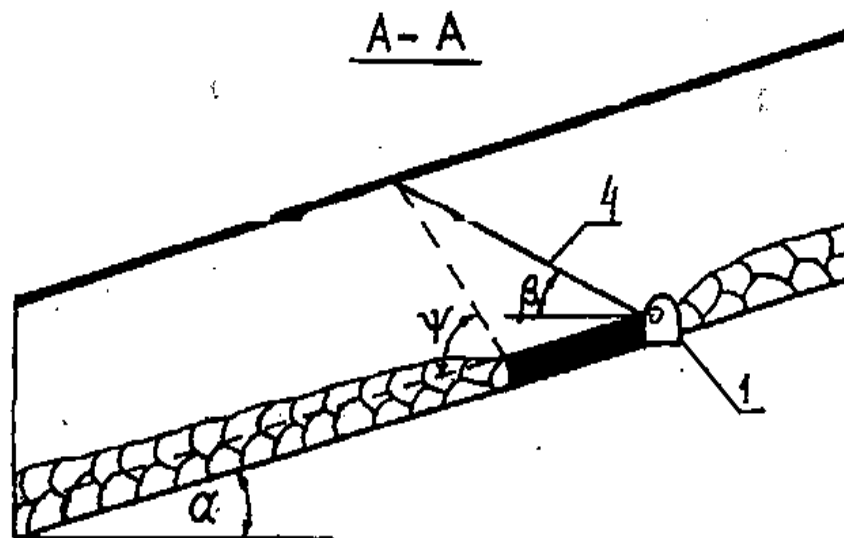
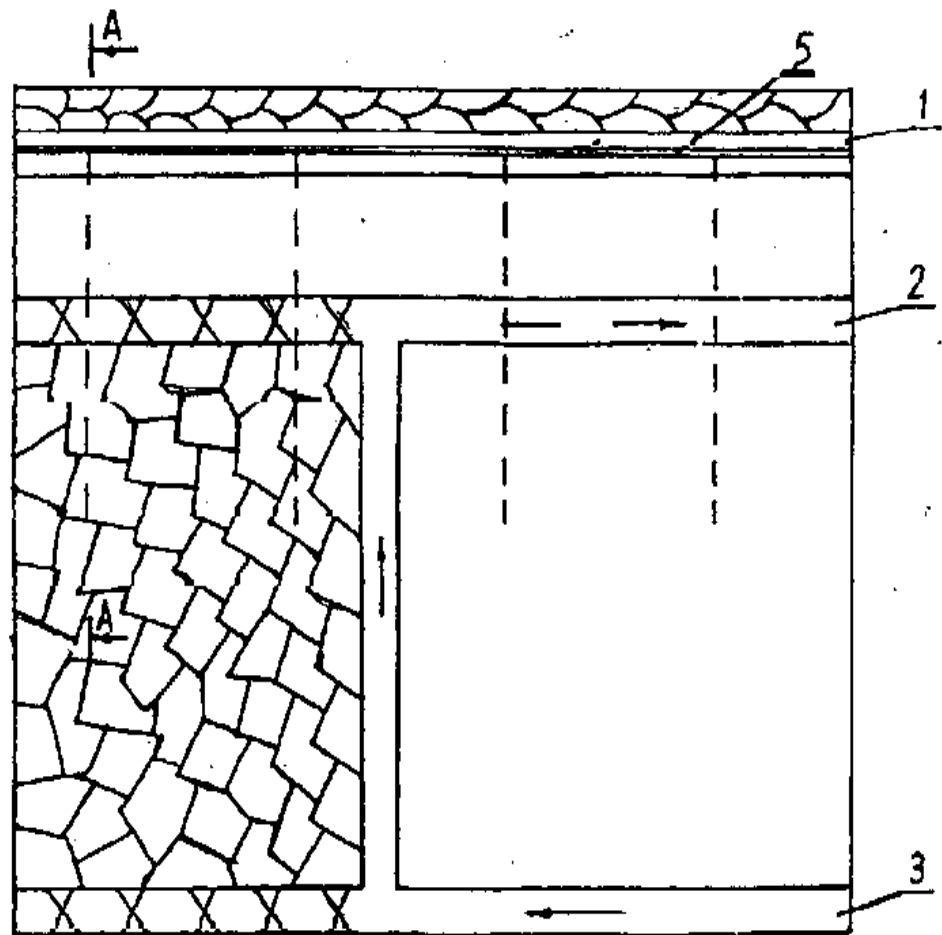


Рис. 12.7 Схема дегазации подрабатываемых сближенных пластов скважинами, пробуренными из охраняемой выработки:

1 - сохраняемая выработка (штрек); 2 - вентиляционный штрек; 3 - воздухоподающий штрек; 4 - дегазационная скважина; 5 – газопровод.

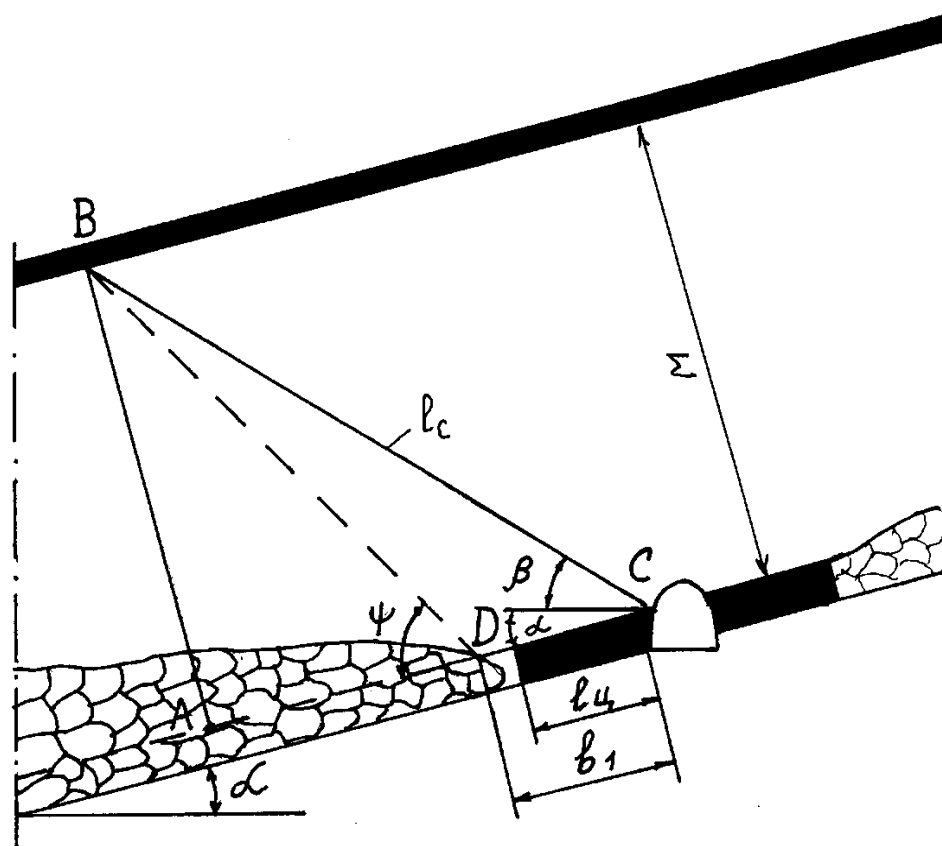


Рис. 12.8 Разрез горного массива по дегазационной скважине.

Тогда для расчёта угла наклона скважины к горизонту β (град) и длины скважины ℓ_c (м) получим следующие зависимости:

$$\operatorname{tg}(\beta \mp \alpha) = M / (b_1 + M \operatorname{ctg} \psi), \quad (12.11)$$

$$l_c = M / \sin(\beta \pm \alpha) \quad (12.12)$$

где α – угол падения пласта, градус;

M – расстояние по нормали между кровлей разрабатываемого и почвой сближенного подрабатываемого пласта, м;

b_1 – протяжённость зоны, которая препятствует разгрузке пород у выработки, из которой бурится скважина, м;

Знаки: верхний (плюс или минус) принимается при бурении скважин в сторону восстания, нижний – в сторону падения пласта.

Аналогично определяются аналитическим путём геометрические параметры дегазационных скважин, буримых из поддерживаемых за лавой выработок при отработке лав по простиранию, восстанию (падению) для дегазируемых подрабатываемых и надрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников (табл. 12.13).

Таблица 12.13 - Зависимости для расчёта геометрических параметров скважин.

Место заложения скважин	Скважины бурятся с поворотом от линии падения (восстания) или простирания пласта		
	Угол поворота скважин φ , град.	Угол наклона скважин к горизонту β , град.	Длина скважин ℓ_c , м
на подрабатываемые пласты			
Пластовая выработка, проведённая по простиранию пласта	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{[(b_1 + M \operatorname{ctg} \psi) \cos \alpha \mp M \sin \alpha]}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{[M \pm (b_1 + M \operatorname{ctg} \psi) \operatorname{tg} \alpha] \sin \varphi \cos \alpha}{a_1}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}$
Пластовая выработка, проведённая по падению или восстанию пласта	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{(b_1 + M \operatorname{ctg} \psi)}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{(M \mp a_1 \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cos \alpha}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}$
на надрабатываемые пласты			
По простиранию пласта	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{(b_1 + \Delta) \cos \alpha \pm M \sin \alpha}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{[M \mp (\Delta + b_1) \operatorname{tg} \alpha] \sin \varphi \cos \alpha}{a_1}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}$
По падению или восстанию пласта	$\operatorname{tg} \varphi = -\frac{a_1}{b_1 + \Delta}$	$\operatorname{tg} \beta = \frac{(M \mp a_1 \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cos \alpha}$	$\ell_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}$

a_1 – длина проекции скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м;

Δ – проекция скважины на угольный пласт, м.

12a РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ

СКВАЖИНЫ ПРОБУРЕНЫ ВПЕРЕДИ ОЧИСТНОГО ЗАБОЯ. РИС.1

1. Выбирают φ угол разворота скважин в диапазоне $60 \leq \varphi \leq 70^\circ$, руководствуясь удобством расположения бурового станка в выработке.

Угол φ здесь и далее отсчитывают от линии восстания пласта на участках, которые отрабатываются лавами по простиранию, или от линии простирания пласта – в лавах по восстанию (падению).

2. Принимают конечный диаметр скважин $d_c = 0,076$ м, глубину герметизации $l_c = 10$ м, расстояние между скважинами $r_c = 15$ м.

3. исходя из расстояния между разрабатываемым пластом и наиболее мощным из подрабатываемых пластов, который залегает не ближе $15 \cdot m_6$ и не далее $30 \cdot m_6$, выбирают по таблице 12.1 длину скважины такой, чтобы одновременно работали две-три скважины, учитывая, что с увеличением длины возрастает продолжительность эффективной работы скважины.

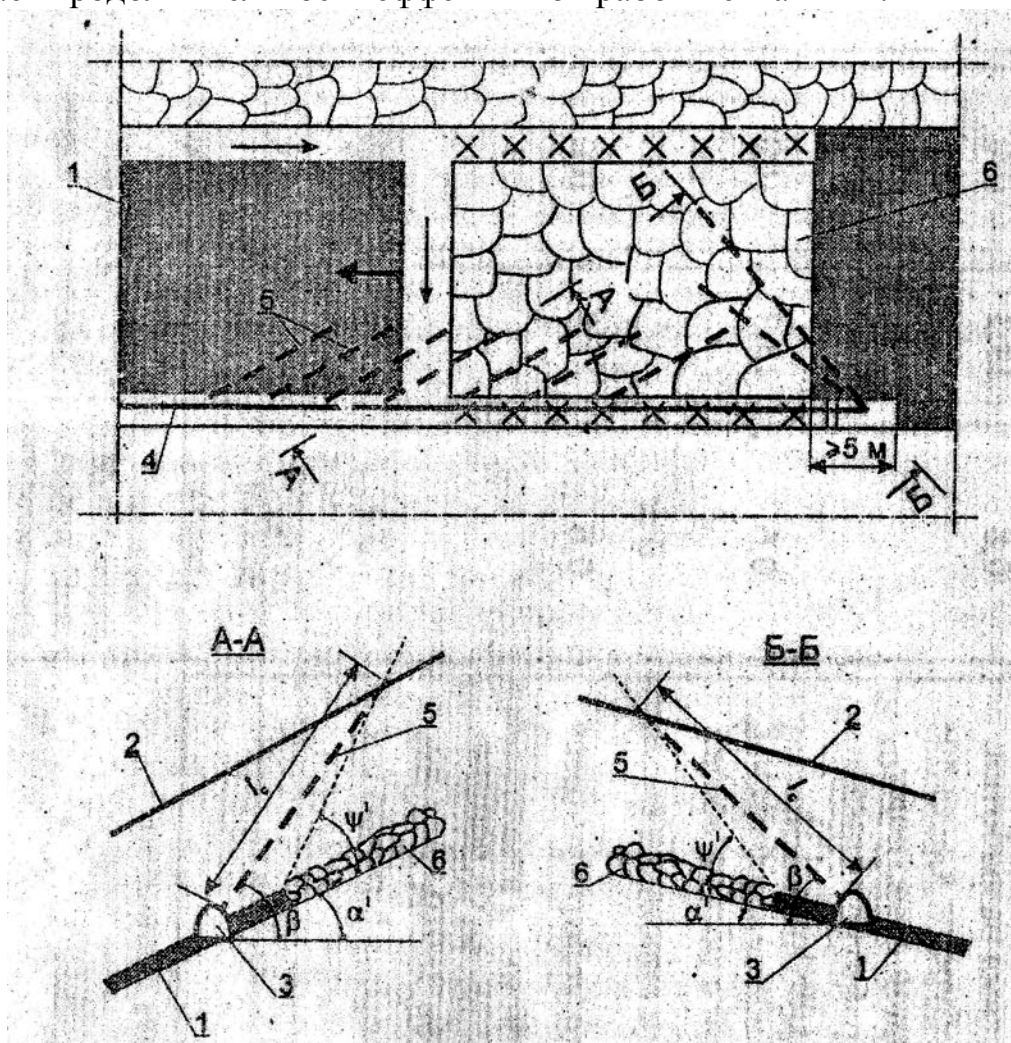


Рис. 12.1 – Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу очистному забою и над монтажной выработкой: 1 – разрабатываемый пласт; 2 – подрабатываемый пласт; 3 – вентиляционный штрек; 4 – газопровод; 5 – дегазационная скважина; 6 – выработанное пространство; l_c – длина скважины; ψ и α' – проекции углов разгрузки пород

кровли и залегания пласта на плоскость, которая проходит через ось скважины;
 β – угол наклона скважины к горизонту.

Таблица 12.1 – Количество одновременно работающих скважин n_c , пробуренных навстречу очистному забою.

Расстояние до сближенного пласта, м	Количество одновременно работающих скважин n_c при длине скважин l_c 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

4. Определяют угол наклона скважин к горизонту β в градусах по формуле:

$$\beta = 2 \arctg \frac{\pm l_c \mp \sqrt{l_c^2 (1 + r^2 \operatorname{tg}^2 \alpha) - \frac{M^2}{\cos^2 \alpha}}}{\pm \frac{M}{\cos \alpha} - l_c \cdot r \cdot \operatorname{tg} \alpha} \quad (12.1)$$

где l_c – длина скважины, м;

$r = \cos \varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по простиранию пласта;

$r = \sin \varphi$ – при бурении скважин из выработки, пройденной по восстанию (падению) пласта;

α – угол залегания пласта, град;

M – наименьшее расстояние от места бурения скважины до пласта, на который бурят скважину, м;

Здесь и далее верхний знак «+» или «-» принимается при бурении скважины по восстанию пласта, нижний – по падению пласта.

5. Определяют среднее расстояние h_{cp} в метрах от конца нарушенных частей скважин до кровли разрабатываемого пласта (нарушенной частью буровой скважины в условиях бурения навстречу очистному забою считается её часть от устья до пересечения с плоскостью разгрузки пород над выработанным пространством со стороны очистного забоя) по формуле:

$$h_{cp} = 3 \cdot m_b + 0,5 \cdot M \quad (12.2)$$

где m_b – вынимаемая мощность пласта, м;

6. Определяют среднее сопротивление движению метана к скважинам R_{cp} в мм рт.ст.·мин²/м⁶ по формуле:

$$R_{cp} = 24,8 \cdot 10^4 \cdot I_{дс}^{-1,5} \cdot n_c^{0,82} \left(\frac{h_{cp}}{m_b} \right)^{-1,43} \cdot \exp(-20 \cdot d_c) \quad (12.3)$$

где $I_{\partial c}$ – абсолютное метановыделение из подрабатываемых пластов и пород, залегающих на расстоянии более h_{cp} от разрабатываемого пласта (рассчитывается по плановой нагрузке на очистной забой и относительной газообильности, определённой по прогнозу), м³/мин;

n_c – количество одновременно работающих скважин, определяется по таблице 12.1;

d_c – конечный диаметр скважин, м. (0,076м)

Применение формулы 12.3 ограничено условиями:

$$10\text{м} \leq h_{cp} \leq 30\text{м}; \quad 2 \leq n_c \leq 4; \quad 0,076 \leq d_c \leq 0,112\text{м}$$

Примечание – В случае применения параметров, которые выходят за указанные пределы, расчёт производят по рекомендациям МакНИИ.

7. Определяют общее сопротивление движению метана к скважинам $R_{c.общ}$ в мм.рт.ст.·мин²/м⁶ по формуле:

$$R_{c.общ} = \frac{R_{cp}}{n_c^2} \quad (12.4)$$

8. Определяют средневзвешенное расстояние M_{cp} в метрах до сближенных пластов по формуле:

$$M_{cp} = \frac{\sum_1^k M_i \cdot m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}{\sum_1^k m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)} \quad (12.5)$$

где M_i и m_i – соответственно расстояние от разрабатываемого пласта и его мощность, м;

M_p – предельное расстояние от разрабатываемого пласта, при котором метан из подработанного массива выделяется в горные выработки, м. Определяют по методике прогноза метанообильности согласно ДНАОП 1.1.30-6.09;

k – количество подрабатываемых пластов, которые залегают в интервале от разрабатываемого пласта до M_p .

9. Определяют предельное расстояние от очистного забоя L_{np} в метрах, на котором наблюдается метановыделение из сближенных пластов по формуле:

$$L_{np} = 67,6 \exp(0,165 \cdot V_{оч} + 0,007 \cdot M_{cp}) \quad (12.6)$$

где $V_{оч}$ – скорость подвигания очистного забоя, м/сут.

При $L_{np} > 200\text{м}$ принимается равным 200м.

10. Определяют удельное сопротивление движению метана к горным выработкам $R_{уд}$ в мм.рт.ст.·мин/м⁴ в зависимости от состава пород, которые залегают в интервале от разрабатываемого пласта до h_{cp} :

а) если в составе пород в этом интервале более 80% глинистых сланцев:

$$R_{y\partial} = \frac{3,8 \left(\frac{h_{cp}}{m_b} \right)^{2,5}}{L_{оч} \cdot L_{пр}} \quad (12.7)$$

б) если в составе пород менее 80% глинистых сланцев:

$$R_{y\partial} = \frac{12,5 \left(\frac{h_{cp}}{m_b} \right)^{1,18}}{L_{оч} \cdot L_{пр}} \quad (12.8)$$

где $L_{оч}$ – длина очистного забоя, м.

11. Определяют коэффициент $k_{в.д.}$, который учитывает увеличение метановыделения из подрабатываемых пластов и пород при их дегазации по формуле:

$$k_{в.д.} = 1 + 0,01 \cdot \sqrt{\frac{h_{cp} \cdot B_y}{m_b \sqrt{R_{cp}}}} \quad (12.9)$$

где B_y – разрежение в скважинах, мм.рт.ст. B_y следует принимать равным 50 мм.рт.ст.

12. Определяют расход метана $I_{с.общ.тр}$ в метрах кубических в минуту, который надо каптировать скважинами для достижения требуемой эффективности дегазации по формуле:

$$I_{с.общ.тр} = I_{дс} \cdot k_{в.д} \cdot k_{дег.кр} \quad (12.10)$$

где $k_{дег.кр}$ – коэффициент эффективности дегазации, который выбирается по таблице 3 в соответствии с принятой схемой дегазации[2].

13. Расход метана $I_{с.общ}$ в метрах кубических в минуту, который может быть каптирован дегазационными скважинами определяют по формуле:

$$I_{с.общ} = \frac{-R_{уд} \cdot h_{cp}}{2R_{с.общ}} + \frac{\sqrt{(R_{уд} \cdot h_{cp})^2 + 4R_{с.общ} (B_y + R_{уд} \cdot h_{н.с} \cdot I_{н.с} + R_{уд} \cdot h_{cp} \cdot I_{дс})}}{2R_{с.общ}} \quad (12.11)$$

где $h_{н.с.}$ – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до сближенного, который залегает на расстоянии менее чем h_{cp} . Если имеется несколько таких пластов, то принимают среднее значение, м;

$I_{н.с}$ – абсолютное метановыделение из подрабатываемых пластов, которые залегают на расстоянии от разрабатываемого пласта по нормали менее h_{cp} , м³/мин.

14. Сравнивают необходимую метанодобываемость скважин ($I_{с.общ.тр}$) с метанодобываемостью, которая в данных условиях может быть достигнута ($I_{с.общ}$)

Если $I_{с.общ.тр} \leq I_{с.общ}$, то выбранное количество и диаметр скважин обеспечат необходимую эффективность дегазации. Продолжают дальнейшие расчёты.

При $I_{с.общ.тр} > I_{с.общ}$, то надо по таблице 1 принять большую длину скважин, чтобы увеличилось количество одновременно действующих скважин, и повторить расчёт метанодобываемости.

Если условие $I_{с.общ} \geq I_{с.общ.тр}$ не выполняется при максимально возможной для данных условий длине скважин, увеличивают их диаметр и вновь повторяют расчёт $I_{с.общ}$, начиная с минимального количества и постепенно увеличивая его, добиваются приблизительного равенства $I_{с.общ.тр}$ и $I_{с.общ}$.

Если эта мера окажется недостаточной, применяют другую схему дегазации.

15. Определяют подсосы воздуха в скважины $Q_{п.общ}$ в метрах кубических в минуту по формуле:

$$Q_{п.общ} = n_c \cdot A \cdot \exp\left(-\epsilon \cdot \frac{h_{ср}}{m_B}\right) \cdot B^n \quad (12.12)$$

где n_c – количество одновременно работающих скважин;

A , ϵ , n – эмпирические коэффициенты, выбирают по таблице 12.2, В.2[2].

Таблица 12.2

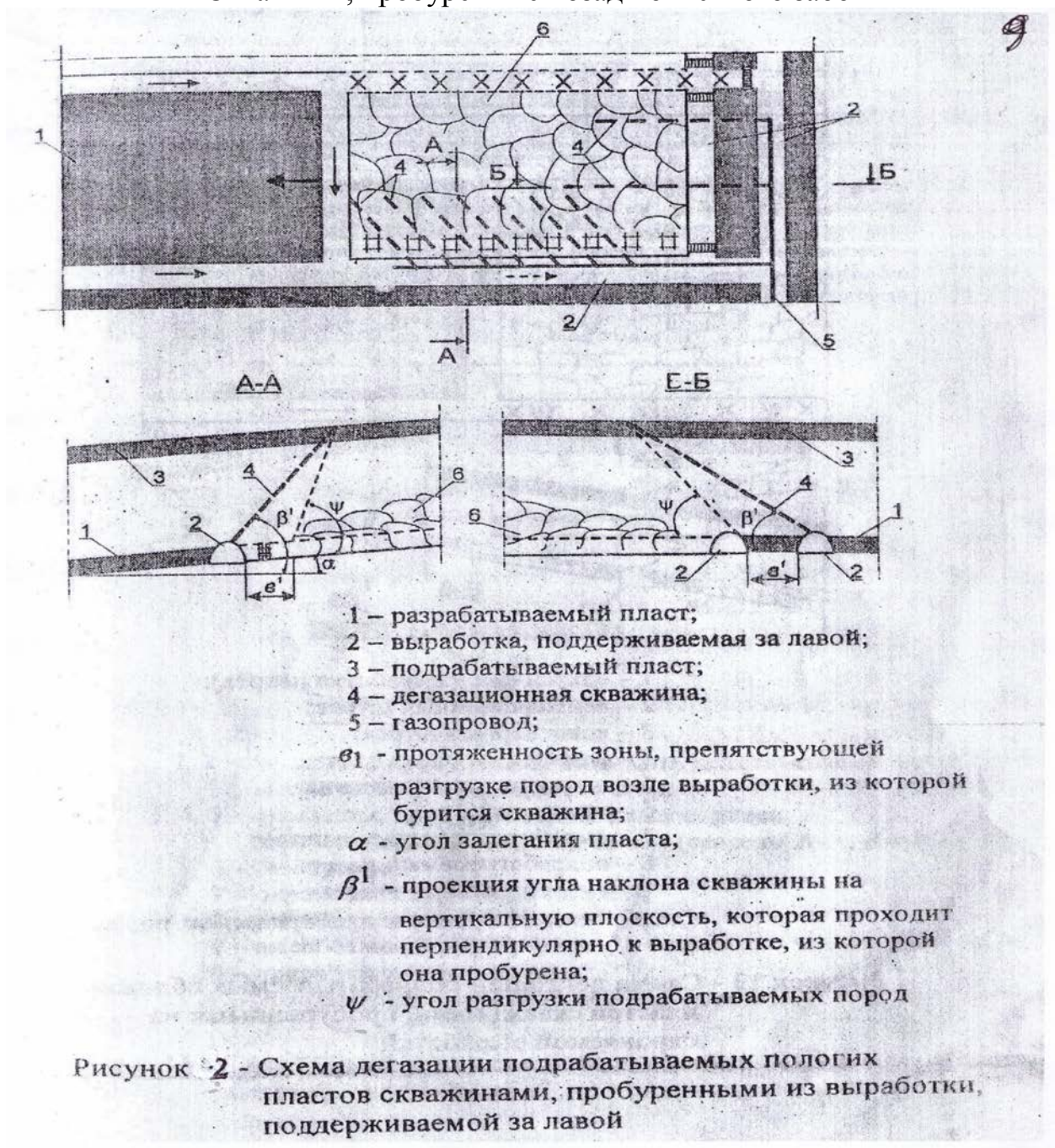
Способ охраны скважин	Значения коэффициентов		
	A	ϵ	n
Костры, бутокостры, ж.б. тумбы	0,73	0,2	0,56
Бутовые полосы	0,22	0,11	0,56
Угольный массив или целик угля	0,075	0,03	0,67

16. Общий расход метановоздушной смеси в скважинах $Q_{с.общ}$ в метрах кубических в минуту и содержание в ней метана C_c в процентах определяют по формуле:

$$Q_{с.общ} = I_{с.общ} + Q_{п.общ} \quad 12.13$$

$$C_c = \frac{100 \cdot I_{с.общ}}{Q_{п.общ}} \quad 12.14$$

Скважины, пробуренные позади очистного забоя



2.1 Выбирают расстояние от очистного забоя до места установки бурового станка a_1 в метрах. При бурении скважин с разворотом оно не должно превышать 50м. При бурении скважин параллельно очистному забою должно выполняться требование

$$a_1 \leq M \cdot \operatorname{ctg} \psi \quad 12.15$$

где ψ – угол разгрузки подрабатываемых пород, отсчитываемый от плоскости напластования (для пологих и наклонных подрабатываемых пластов принимается по таблице 12.3), определяют по формуле:

$$\psi = 114,57 - 28,57 \ln f_m,$$

f_m – средневзвешенная крепость пород междупластья (не более 9).
 Определяют в соответствии с ДНАОП 1.1.30-6.09.

Если это условие невозможно выполнить, скважины бурят с разворотом в сторону очистного забоя.

Таблица 3. Углы разгрузки подрабатываемых пород ψ в градусах

Состав пород междупластья на расстоянии $8 \cdot m_b$ от кровли разрабатываемого пласта	Доля пород междупластья, %	Угол разгрузки ψ , град.
Песчаники, известняки, алевролиты	Более 80	50-55
То же	50	60-65
То же	40	65-70
Аргиллиты	Более 80	70-80
То же	60	65-70
То же	50	60-65

2.2 Протяжённость зоны e_1 в метрах, которая препятствует сдвигению пород, в которых пробурены скважины, и защищает их от разрушения, принимают в соответствии с таблицей 4

Таблица 4. Протяжённость зоны e_1 , в которой скважины защищены от разрушения.

Способы охраны выработки, из которой пробурены скважины	e_1 , м
Оставление целиков	$e_1 = l_u + 5$, (l_u – ширина целика, м)
Возведение костров, бутокостров, бутовых полос, шириной менее 10м	5м
Возведение бутовых полос шириной более 10м	$e_1 = 0,5 \cdot l_b$ l_b – ширина бутовой полосы, м

2.3 Определяют углы поворота φ , наклона β в градусах и длину скважин l_c в метрах по формулам, приведённым в таблицах 5 и 6.

Таблица 5. Параметры скважин, которые бурят без поворота из поддерживаемых за лавой выработок (см. рис.2).

Место заложения скважин	Скважины бурятся в плоскости, параллельной забою лавы	
	Угол наклона скважины к горизонту, β , град.	Длина скважины, l_c м
Пластовая выработка, проведённая по простиранию пласта	$\operatorname{tg}(\beta \mp \alpha) = \frac{M}{e_1 + M \operatorname{ctg} \psi};$	$l_c = \frac{M}{\sin(\beta \mp \alpha)}$
Пластовая выработка, проведённая по падению или восстанию пласта	$\operatorname{tg} \beta = \frac{M}{(e_1 + M \operatorname{ctg} \psi) \cos \alpha};$	$l_c = \frac{M}{\sin \beta \cdot \cos \alpha}$

Таблица 6. Параметры скважин, буримых с поворотом из поддерживаемых за лавой выработок.

Место заложения скважин	Скважины бурятся с поворотом от линии падения или простирания		
	Угол поворота скважин, φ , град.	Угол наклона скважин к горизонту, β , град.	Длина скважин, l_c , м
Пластовая выработка, проведённая по простиранию пласта	$tg \varphi = \frac{a_1}{[(e_1 + M \operatorname{ctg} \psi) \cdot \cos \alpha \mp M \sin \alpha]}$	$tg \beta = [M \pm (e_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi) tg \alpha] \frac{\sin \varphi \cdot \cos \alpha}{a_1}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin \alpha \cdot \cos \beta}$
Пластовая выработка проведённая по падению или восстанию пласта	$tg \alpha = \frac{a_1}{(e_1 + M \operatorname{ctg} \psi)}$	$tg \beta = \frac{(M \mp a_1 \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cdot \cos \alpha}$	$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}$

Условные обозначения:

a_1 – длина проекции скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м;

e_1 – протяжённость зоны которая препятствует разгрузке пород у выработки, из которой бурится скважина, м;

M – минимальное расстояние от места бурения скважины до пласта, на которой бурят скважину, м;

α – угол залегания пласта, град.

Примечание – Здесь и далее верхний знак («+» или «-») принимается при бурении скважин в сторону восстания, нижний – в сторону падения пласта.

2.4 Определяют глубину обсадки скважин l_z в метрах.

При бурении из выработок, охраняемых целиками, $l_z=10\text{м}$.

При бурении из выработок, бутовыми полосами или кострами

$$l_r \geq \frac{e \cdot \sin \beta^1 \cdot m_e}{\sin \beta \cdot \sin(\beta^1 \mp \alpha)}, \quad (12.16)$$

где β^1 – проекция угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую перпендикулярно выработке, из которой она пробурена, град.

При $\varphi=0$ $\beta^1=\beta$.

При отработке пластов по простиранию и $\varphi \neq 0$

$$\beta^1 = \arctg\left(\frac{\tg \beta}{\cos \varphi}\right) \quad (12.17)$$

При отработке пластов по восстанию (падению) и $\varphi \neq 0$

$$\beta^1 = \arctg\left(\frac{\tg \beta}{\sin \varphi}\right) \quad (12.18)$$

2.5 Определяют расстояние от кровли разрабатываемого пласта до концов ненарушенных частей скважин h_{cp} в метрах.

При бурении скважин из выработок, охраняемых кострами, бутовыми полосами шириной менее 10м, ненарушенной считается часть скважины, закреплённая трубой. Для этих условий

$$h_{cp} = l_r \cdot \sin(\beta' \mp \alpha) \quad (12.19)$$

При бурении из выработок, охраняемых целиками или бутовыми полосами шириной 10м и более

$$h_{cp} = b_1 \cdot \tg(\beta' \mp \alpha) \quad (12.20)$$

где b_1 – ширина зоны защиты скважины от разрушения (см. таблицу 4), м.

В 2.6 Принимая необходимый для данных условий коэффициент эффективности дегазации(с учётом рекомендованных в таблице 7, табл.3[2]), определяют ориентировочное количество скважин, n_c , которое обеспечивает заданную эффективность по формуле:

$$n_c = \frac{38,1 \cdot k_{deg}^{1,7} \cdot I_{dc}^{0,42}}{\left(\frac{h_{cp}}{m_b}\right)^{0,93}} \quad (12.21)$$

2.7 Расстояние между скважинами r_c в метрах определяют по формуле:

$$r_c = \frac{L_{np} - 30}{1,3 \cdot n_c - 1} \quad (12.22)$$

где L_{np} – предельное расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается метановыделение из сближенных пластов, м. L_{np} определяют в соответствии с (12.6);

1,3 – коэффициент, который учитывает потери скважин, вызванные их разрушением.

Если $r_c \leq 10\text{м}$, определяют количество одновременно работающих скважин, принимают $r_c=10\text{м}$ и пересчитывают n_c по формуле:

$$n_c = 0,077(L_{\text{пр}} - 20) \quad (12.23)$$

Результат расчёта по формуле (12.23) округляют до большего целого числа. В дальнейших расчётах для этого случая принимают только целое число.

2.8 Определяют среднее сопротивление путей движения метана к скважине $R_{\text{ср}}$ в мм.рт.ст. мин²/м⁶ и общее сопротивление путей движения метана к скважинам $R_{\text{с.общ}}$ в мм.рт.ст. мин²/м⁶ по формулам:

$$R_{\text{ср}} = 5,0 \cdot 10^4 \cdot I_{\text{дс}}^{-1,5} \cdot n_c^{0,82} \left(\frac{h_{\text{ср}}}{m_{\text{в}}} \right)^{-1,1} \exp(-30d_c) \quad (12.24)$$

$$R_{\text{с.общ}} = \frac{R_{\text{ср}}}{n_c^2} \quad (12.25)$$

Применение формулы 12.24 ограничено условиями:

$$5\text{м} \leq h_{\text{ср}} \leq 15\text{м}; \quad 0,076 \leq d_c \leq 0,112\text{м}.$$

2.9 Определяют последовательно $R_{\text{уд}}$; $k_{\text{в.д}}$; $I_{\text{с.общ.тр}}$; $I_{\text{с.общ}}$ по формулам (12.7) – (12.11).

2.10 Сравнивают значения $I_{\text{с.общ.тр}}$ и $I_{\text{с.общ}}$.

При $I_{\text{с.общ}} \geq I_{\text{с.общ.тр}}$ выбранное количество скважин обеспечит заданную эффективность дегазации.

При $I_{\text{с.общ}} < I_{\text{с.общ.тр}}$ и $r_c > 10\text{м}$ увеличивают количество скважин, соблюдая условие $r_c \geq 10\text{м}$, и повторяют расчёт метанодобываемости. Если требуемая метанодобываемость не достигается при $r_c=10\text{м}$, увеличивают конечный диаметр скважин и уменьшают их количество так, чтобы коэффициент эффективности дегазации не превышал предельного значения (см. таблицу 7).

2.11 Определяют подсосы воздуха в скважины по формуле (12.12). При этом в случае возведения под скважинами костров, бутокостров и бутовых полос независимо от их ширины значения $h_{\text{ср}}$ определяют по формуле (12.19), а при оставлении целиков угля принимают значение $h_{\text{ср}}$, большее из полученных, по формулам (12.19) и (12.20).

Таблица 7. Условия применения схем дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов скважинами, пробуренными из выработок.

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. 11)	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. 12)	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 схема дегазации) (рис. 14)	4	Крепкие, плохо уплотняющиеся боковые породы. Выработки охраняются целиками, длина выемочного поля до 1000м	06	13,3	100

13 ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ДЕГАЗАЦИЯ ПОРОД КРОВЛИ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ ЛАВ

Опережающая дегазация выполняется уже после начала горных работ на дегазуемой площади – во время подготовки выемочного участка или же в процессе его эксплуатации, когда дегазуемый массив находится впереди забоя вне зоны влияния очистных работ дегазуемой лавы.

Дегазационные мероприятия опережающей дегазации могут выполняться как во время ведения подготовительных, так и очистных работ на добычном участке.

Сущность опережающей дегазации заключается в извлечении метана скважинами из зон его скопления в массивах с хорошими коллекторскими свойствами, образовавшимися в результате геомеханических процессов, происходящих во вмещающих породах при ведении работ по добыче угля. Углепородный массив здесь характеризуется повышенной пустотностью пород, снижением содержания воды в поровом пространстве и увеличением почти на два порядка проницаемости. Пониженное давление газа в этих зонах способствует дренированию метана из нетронутого массива в зону разуплотнения даже через породы с низкой (0,01–0,04 мД) проницаемостью. Учитывая, что площадь дренирования имеет большие размеры (прямоугольник высотой, равной мощности геологического объекта дегазации, и длиной, равной длине выемочного столба), объёмы дренированного метана вполне приемлемы для его извлечения из этой части пород.

Потоки метана при опережающей дегазации пород кровли

В способе опережающей дегазации реализуется идея, заключающаяся в учёте и использовании геомеханических процессов, происходящих в подрабатываемых газоносных породах кровли. При последовательной отработке выемочных участков длинными столбами или сплошной системой разработки без оставления целиков на границе сопряжения нетронутого массива с подработанными породами кровли образуется зона наибольшего прогиба (ЗНП) пород кровли [4], в слоях которой возникают деформации растяжения в направлении, перпендикулярном напластованию. В результате происходит расслоение пород, снижается газовое давление, увеличивается проницаемость и фильтрационная способность пород, особенно в направлении напластования. На рис. 13.1 ЗНП показана сечением БВГД.

В поперечном разрезе выемочного участка эта зона граничит с зоной полных сдвижений со стороны подработанного массива и с зоной опорного давления – со стороны нетронутого массива, где будет размещена новая лава, в которой планируется выполнение опережающей дегазации. На плане горных работ ЗНП размещена по всей длине выемочного участка на сопряжении отработанной старой лавы 2 с новой лавой 1.

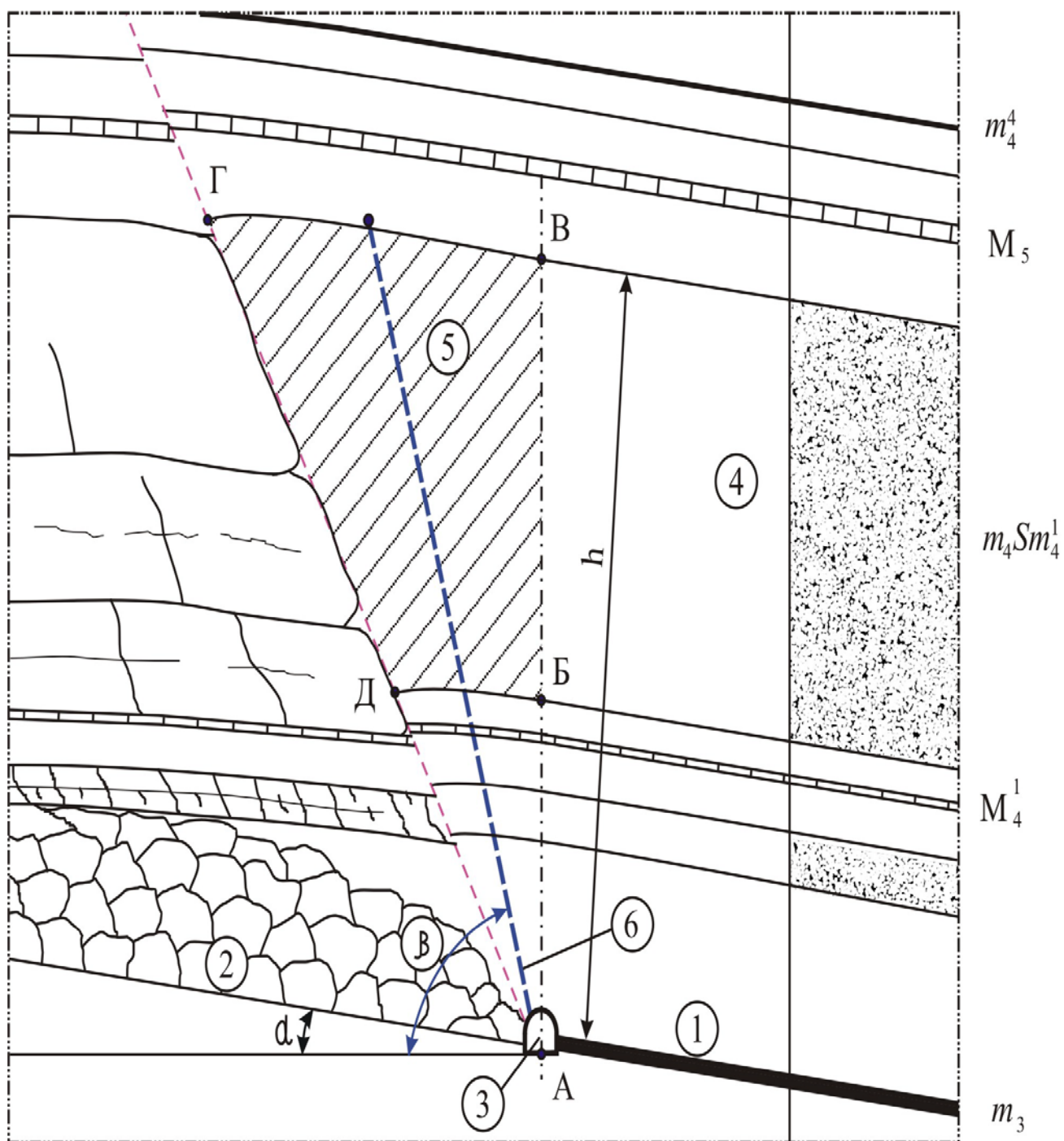


Рис. 13.1 Вертикальный разрез сопряжения пород отработанной лавы и новой лавы и потоки метана при опережающей дегазации:
 1 – угольный пласт новой лавы; 2 – отработанное пространство смежной старой лавы; 3 – подготовительная выработка; 4 – геологический объект дегазации; 5 – сечение зоны наибольшего прогиба пород; 6 – дегазационная скважина.

Ширина полосы (см. рис. 13.1) определяется из выражения:

$$BG = h(0,7 - \operatorname{tg}\alpha), \text{ м}, \quad (13.1)$$

где h – расстояние по нормали от кровли пласта до кровли дегазируемого объекта, м;

α – угол падения горных пород, град.

Рассматриваемая полоса песчаника на протяжении всего выемочного столба является сборным коллектором свободного метана. Расположение дегазационных скважин в таких коллекторах позволяет извлекать метан высокой концентрации задолго до подхода очистных работ, то есть выполнять опережающую дегазацию.

Фильтрация происходит в направлении снижения градиента газового давления. В нетронутом горными работами углепородном массиве основное количество метана содержится в угольных пластах и песчаниках. В углях метан находится большей частью в сорбированном состоянии (до 90 %), а небольшая его газовая фаза закрыта в порах и трещинах вследствие высоких сжимающих напряжений. Поэтому газопроницаемость угольных пластов в нетронутом массиве практически отсутствует. Газоотдача углей происходит только после нарушения равновесного состояния, снижения напряжений и раскрытия трещин. В газоносных песчаниках метан, как правило, содержится в виде свободного газа и при наличии перепада давлений может дренировать, подчиняясь законам фильтрации. В фильтрационном процессе в нетронутом массиве при опережающей дегазации участвует только метан, находящийся в свободном состоянии.

Фильтрация метана происходит следующим образом (см. рис. 13.1). После прохода смежной старой лавы и посадки основной кровли метан из верхних газоносных слоёв подработанного углепородного массива 5 перетекает в нижние слои и поступает в рабочее пространство старой лавы. Одновременно в ЗНП пород снижается газовое давление, и сюда поступает свободный метан из нетронутого массива газоносных пород 4 кровли новой лавы, который дальше поступает в породы подработанного массива и затем в рабочее пространство вентиляционного штрека 3 новой лавы.

Через определённое время фильтрационный процесс стабилизируется и продолжается по изложенной выше схеме, то есть метан перетекает из газоносных пород кровли новой лавы через разуплотнённые породы ЗНП в подработанные породы старой лавы и вентиляционный штрек новой лавы.

Теперь в схему движения метана добавим дегазационную скважину 6, пробуравив из вентиляционного штрека новой лавы в ЗНП, и подадим на неё разрезание от дегазационного трубопровода. Давление в скважине будет ниже, чем в пространстве пород ЗНП, подработанном массиве пород кровли старой лавы, и в неё будет поступать метан из газоносных пород 5 кровли новой лавы. Таким образом, осуществляется опережающая дегазация пород кровли новой лавы. На рис. 13.1 направление и пути фильтрации метана показаны стрелками.

По результатам исследований разработаны параметры способа опережающей дегазации пород кровли высоконагруженных лав. Скважины бурятся в

направлении пород кровли отработанной лавы, смежной с лавой, которая будет отрабатываться, перебуривая на полную мощность геологические объекты дегазации в полосе наибольшего прогиба пород, ограниченной зоной активного сдвижения пород со стороны отработанного пространства и зоной опорного давления – со стороны нетронутого массива. Угол разворота скважины от оси подготовительной выработки принимается равным 90° .

Угол подъёма скважины к горизонту β выбирается из условия пересечения скважиной зоны наибольшего прогиба пород в её срединной части и зависит от угла падения пород α и угла полных сдвижений пород кровли Ψ отработанной лавы. Для условий Донбасса ($\Psi = 55^\circ$) угол β определяется по формуле:

$$\beta = \frac{145 + \alpha}{2}, \text{ град.} \quad (13.2)$$

Длина скважины ℓ_c должна обеспечить пересечение геологического объекта дегазации на полную его мощность, определяется по формуле:

$$\ell_c = \frac{h}{\sin(\beta - \alpha)}, \text{ м.} \quad (13.3)$$

h – расстояние от кровли разрабатываемого пласта до кровли геологического объекта дегазации.

Выбор геологического объекта опережающей дегазации

Геологический объект опережающей дегазации (г.о.о.д.) – это газоносная порода (например, песчаник или алевролит), содержащая свободный метан, расположенная в интервале эффективной подработки будущей лавой. Критериями выбора г.о.о.д. является содержание в нем не менее 50 % извлекаемых запасов метана углепородного массива кровли, а также залегание не выше 100 м от рабочего угольного пласта. Метод выбора г.о.о.д. базируется на расчётах плотности извлекаемых запасов метана в нем, в угольных пластах-спутниках и газоносных породах кровли, их анализе и сравнительной оценке.

Плотность извлекаемых запасов метана в каждом геологическом объекте, а также общая, определяются по методике, изложенной в [9] и рассчитываются по формуле:

$$P_{зан} = P_{зан.у} + P_{зан.п} = \sum_{i=1} q_{yi} \cdot \rho_{yi} \cdot m_{yi} + \sum_{i=1} q_{ni} \cdot m_{ni}, \quad (13.4)$$

где $P_{зан}$ – плотность извлекаемых запасов метана, $\text{м}^3/\text{м}^2$;
 $P_{зан.у}$, $P_{зан.п}$ – плотность запасов соответственно в угольных пластах-спутниках и в газоносных породах, $\text{м}^3/\text{м}^2$;

q_{yi} – количество метана, извлекаемое из одной тонны подработанного угольного пласта-спутника, м³/т;

ρ_{yi} – пластовая плотность угольного пласта-спутника, т/м³;

q_{ni} – количество метана, которое может быть извлечено из 1 м³ подработанной породы, м³/м³;

m_{yi} , m_{ni} – мощность соответственно угольного или породного пласта, м.

$$q_{yi} = (x_{yi} - x_{oi}) \cdot \left(1 - \frac{M_{yi} \varepsilon_{кр.у} 10^3}{250 K_{у.к} K_{л} m_{в.п.}} \right) \quad (13.5)$$

$$q_{n.i} = x_{ni} \left(1 - \frac{M_{ni} \varepsilon_{кр.п} 10^3}{250 K_{у.к} K_{л} m_{в.п.}} \right) \quad (13.6)$$

где $x_{y.i}$ и x_{oi} – пластовая природная и остаточная газоносность угля, м³/т;

x_{ni} – газоносность породы, м³/м³;

M_{yi} и M_{ni} – расстояние по нормали от кровли рабочего пласта до середины пласта-спутника или газоносной породы, м;

$\varepsilon_{кр}$ – граничные деформации растяжения угля и пород. Для условий Донбасса:

$$\varepsilon_{кр.у} = (2-3)10^{-3}; \quad \varepsilon_{кр.п} = (3-4)10^{-3}$$

$K_{у.к}$ – коэффициент учитывающий способ управления кровлей;

$K_{л}$ – коэффициент учитывающий влияние степени метаморфизма на величину свода разгрузки

$m_{в}$ – вынимаемая мощность пласта с прослойками, м.

Дебит скважин опережающей дегазации

Дебит скважины и количество добытого метана является одним из основных показателей опережающей дегазации. Скважины опережающей дегазации, пробуренные в зону наибольшего прогиба пород (ЗНП) геологического объекта опережающей дегазации имеют дебиты 0,5-2,5 м³/мин.

Дебит метана в скважину I_c в м³/мин определяют по формуле:

$$I_c = \frac{20586 \cdot H^2 \cdot m_n \cdot R_c \cdot K_{пр}}{\mu \cdot l} \cdot \exp(-0,0025t_c), \text{ м}^3/\text{мин} \quad (13.7)$$

где H – глубина залегания песчаника, который дегазифицируется, м;

m_n – мощность песчаника, м;

R_c – расстояние между скважинами, м;

$K_{пр}$ – коэффициент газопроницаемости песчаника, м²;

μ – динамический коэффициент вязкости метана, Па·с;

l – расстояние в сторону ненарушенного массива, на котором давление газа в песчанике будет равно пластовому, м;

t_c – продолжительность работы скважины, сут.

Для песчаников Донбасса среднее значение $l=275$ м.

Расстояние между скважинами не должно превышать 80м.

Величина коэффициента проницаемости k_{np} берётся из геологического отчёта по шахте, а если данные о проницаемости песчаников отсутствуют, тогда величина коэффициента проницаемости выбирается из таблицы 13.1, где установлена зависимость k_{np} от коэффициента эффективной пористости k_{en} .

Таблица 13.1 Значение коэффициента k_{np} .

$k_{en}, \%$	$k_{np} \cdot 10^{-15}, \text{м}^2$
1,0	0,02
2,0	0,05
3,0	0,14
4,0	0,37
5,0	1,0
6,0	2,72

Расчёты μ для разных глубин приведены в таблице 13.2.

Таблица 13.2 Значение показателя вязкости метана μ_c

Глубина залегания песчаника H , м	Температура пород, °С	Пластовое давление, $P_{пл}$ Мпа	Динамическая вязкость метана μ , Па·с· 10^{-5}
400	29	3,4	1,08
600	35	5,1	1,10
800	41	6,8	1,13
1000	47	8,5	1,16
1200	53	10,2	1,18
1400	59	11,9	1,23
1600	65	13,6	1,30

Если в породах кровли залегают два или больше пластов газоносных пород, которые отвечают критериям геологических объектов опережающей дегазации, тогда расчёты проводятся для каждого пласта отдельно, а результат суммируются для всей скважины, Q_c , м³/мин.:

$$Q_c = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i. \quad (13.8)$$

Эффективность способа опережающей дегазации, как одного из видов дегазации, может быть оценена только после отработки выемочного участка как отношение объёма метана, извлечённого всеми скважинами опережающей дегазации, к объёму метана, выделившегося на участке за полный период его отработки.

Коэффициент эффективности работы скважин опережающей дегазации ($k_{эф.с}$) определяется как отношение объёма извлечённого метана (W_c) к объёму

извлекаемых запасов геологического объекта дегазации ($W_{u.з}$) в пределах дегазируемого участка:

$$k_{эф.с} = \frac{W_c}{W_{u.з}}, \quad (13.9)$$

Извлекаемые запасы – это та часть ресурсов метана, содержащихся в геологическом объекте дегазации, которая может быть извлечена системами дегазации или выделена из него естественным путём в данных условиях подработки. Они определяются по формуле:

$$W_{u.з} = P_n \cdot \ell_{оч} \cdot R_c \cdot n, \text{ м}^3, \quad (13.10)$$

где $\ell_{оч}$ – длина очистного забоя, м;

R_c – расстояние между скважинами, м;

n – количество скважин;

P_n – плотность извлекаемых запасов метана, содержащихся в геологическом объекте дегазации, $\text{м}^3/\text{м}^2$.

Как уже отмечено, определяющим показателем эффективности опережающей дегазации является объем извлечённого метана и, как следствие, снижение природной газоносности объекта дегазации. Объёмы метана, извлекаемого опережающей дегазацией, зависят от количества дегазационных скважин, дебита скважины и продолжительности её работы. На стадии проектирования способа объем извлекаемого метана скважинами на дегазируемом участке (W_c тыс. м^3) определяется по формуле:

$$W_c = \sum_{n=1}^{n=\max} 1,44 Q_c \cdot t_{дег}, \quad (13.11)$$

где Q_c – средний дебит дегазационной скважины, $\text{м}^3/\text{мин}$;

n – количество скважин на дегазируемом участке, шт.;

$t_{дег}$ – продолжительность работы скважины, суток.

Выполнение мероприятий по опережающей дегазации можно начинать уже при проведении вентиляционных штреков.

Внедрение способа на шахтах обеспечивает выполнение опережающей дегазации пород кровли до начала ведения очистных работ и в процессе выемки угля, вне зоны влияния лавы, а также, за счёт улучшения качества извлекаемой газовоздушной смеси – повышение объёмов утилизируемого в энергогенерирующих устройствах метана. В итоге – повышается эффективность дегазационных мероприятий, как в аспекте безопасности, так и в аспекте извлечения метана, как ценного энергоносителя.

Таблица 13.3 Прогнозные показатели геологических объектов опережающей дегазации (г.о.о.д.) и дебита скважин.

Шахта	Лава, пласт	Длина лавы, м	Индекс г.о.о.д.	Глубина залегания г.о.о.д. H , м	Толщина г.о.о.д. m_i , м	Плотность запасов метана в г.о.о.д., m^3/m^2	Отношение к запасам метана в кровле, %	Дебит скважины Q_c , $m^3/мин.$
«Алмазная» ГП «Добропольеуголь»	6 южная, ℓ_3 , гор. 550 м	280	$\ell_6 S \ell_7$ $\ell_4^1 S \ell_5$	770 810	16,0 21,0	13,3 21,5	65,8	0,74 1,12 0,38
им. В.М. Бажанова ГП «Макеевуголь»	8 западная уклонного поля, m_3	250	$M_4 S m_4^1$	1180	19,0	35,5	55,0	1,41
«Бутовская» ГП «Макеевуголь»	5 западная, n_1	215	$n_1 S n_1^1$	1037	31,7	44,7	68,0	0,75
«Красноармейская- Западная № 1»	5 южная бл. 2, d_4	300	$d_4 S d_4^1$	570	17,3	26,7	58,2	0,82
«Чайкино» ГП «Макеевуголь»	4 западная уклонного поля, m_3	230	$m_4 S m_4^1$	1090	37,0	44,4	74,0	1,89
им. А.Ф. Засядько	18 западная, m_3	310	$m_4^0 S m_4^1$ $m_4^1 S m_4^3$	1260 1243	8,0 26,0	12,6 26,8	55,0	0,45 1,46 1,01

14 ДЕГАЗАЦИЯ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

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. Газоотводящие трубы должны соответствовать определённому ГОСТу и иметь толщину стенки не менее 6мм.

Дегазация выработанного пространства, как правило, применяется при возвратноточных схемах проветривания.

Рассмотрим несколько вариантов дегазации выработанного пространства действующей лавы.

I. Отвод газа по неконтролируемой части вентиляционной выработки за счёт общешахтной депрессии и дегазационного трубопровода.

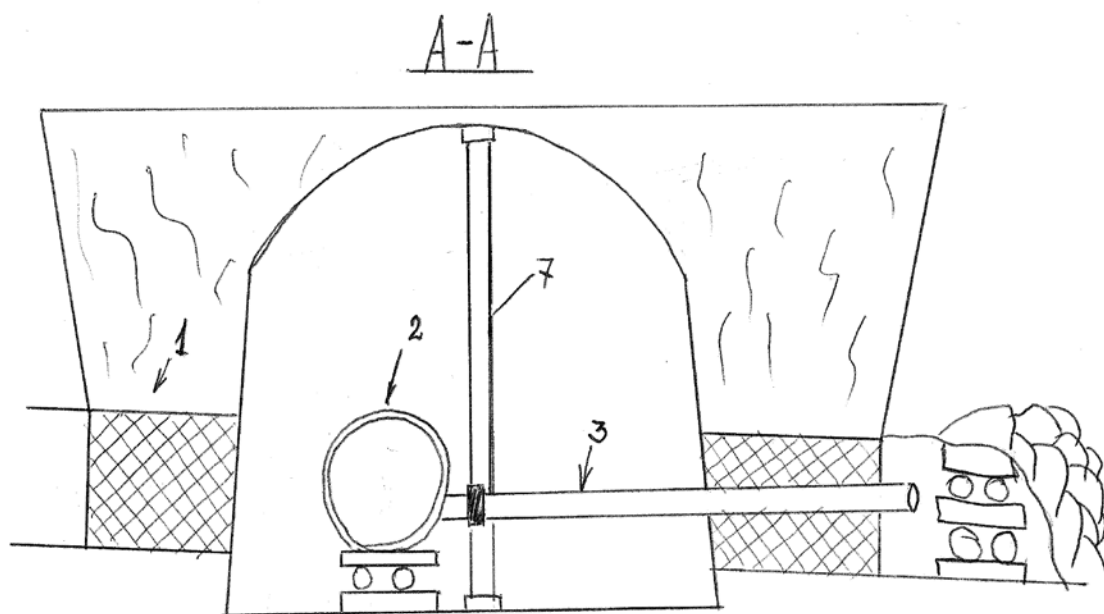
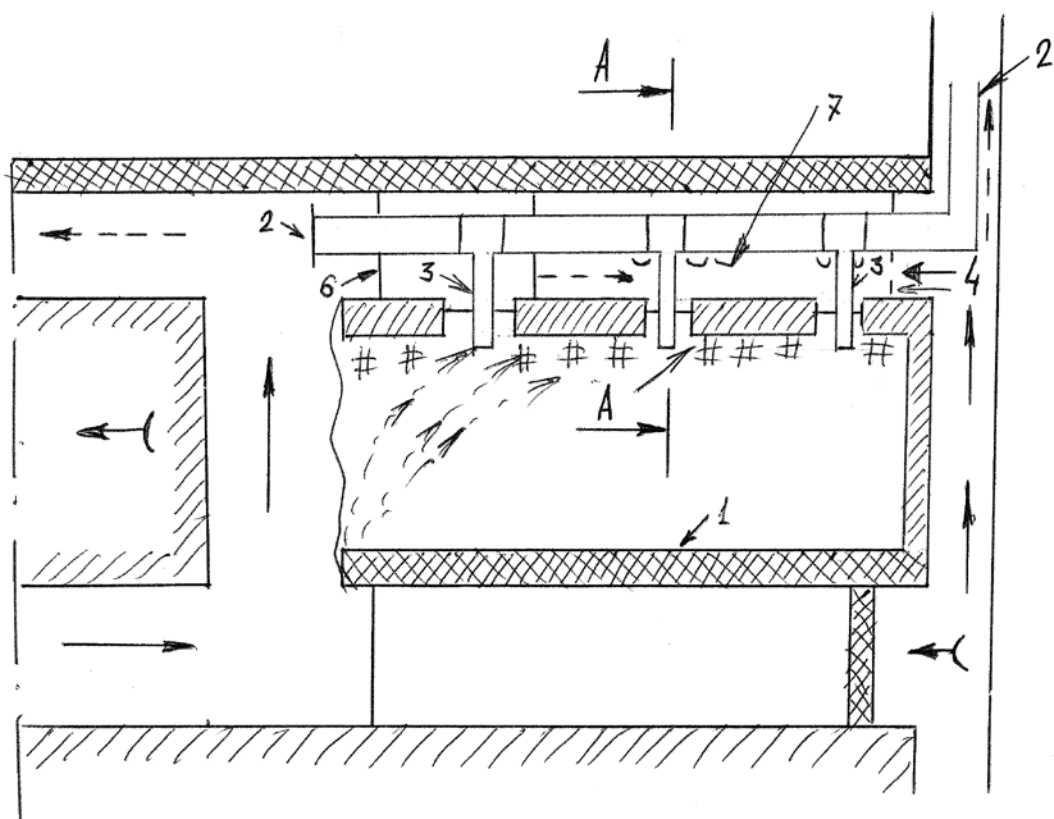


Рис. 14.1

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

Необходимая эффективность дегазации выработанного пространства $K_{\text{дег}} > 50\%$ 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 подвигания очистного забоя.

Крепь газоотводящей выработки в местах нахождения отростков (свечей) усиливается при помощи ремонтин или костров на 5 метров в обе стороны.

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

Недостатком является то, что в данном варианте затруднена возможность реверсирования вентиляции, затруднён план ликвидации аварий.

II. Отвод газа из выработанного пространства по неконтролируемой выработке и специальному трубопроводу, заведённому в изолирующую перемычку.

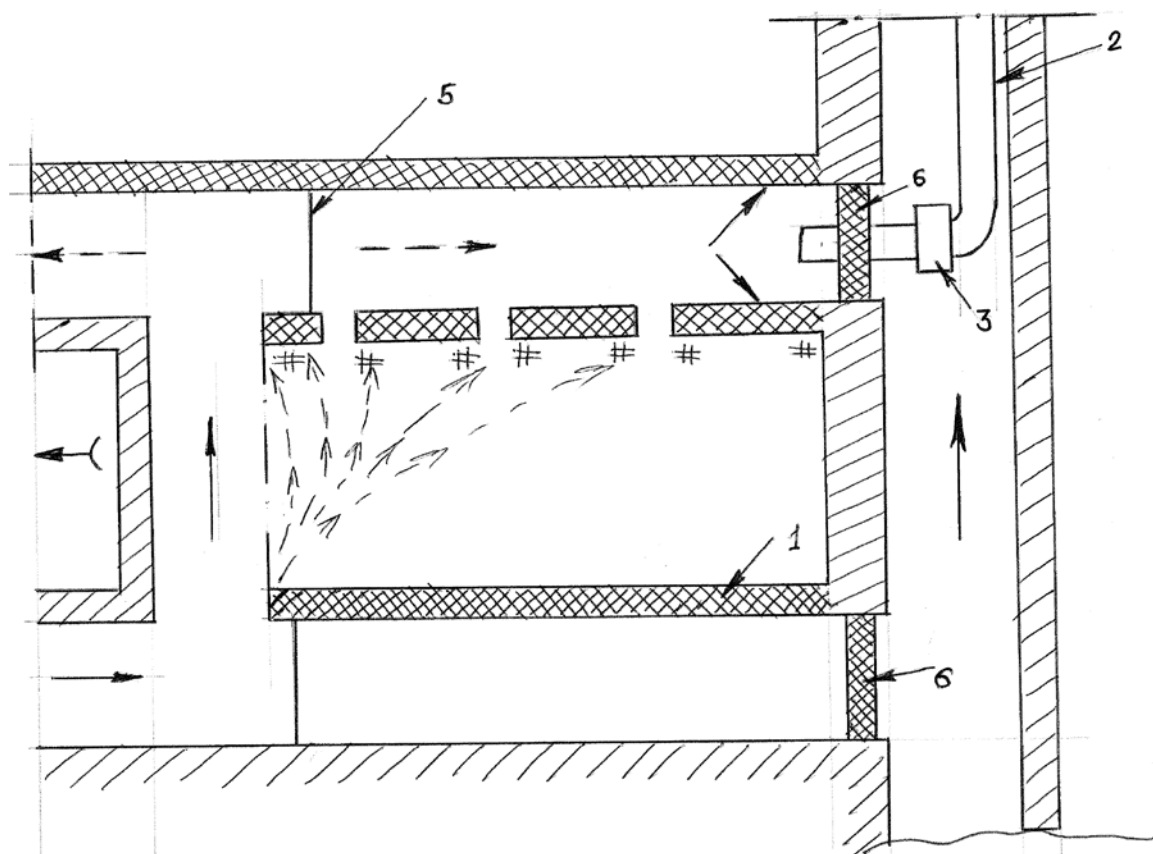


Рис. 14.2

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. Толщина стенок трубопровода должна быть не менее 6мм. У всасывающего конца газопровода устанавливают огнепреградитель и пламяулавливатель предотвращающие возможность распространения по нему пламени.

Крепь выработки в месте расположения всасывающего конца трубопровода усиливают ремонтными и кострами.

Вентиляционная выработка за очистным забоем закрывается парусной перемычкой, переносимой через каждые 5м подвигания забоя.

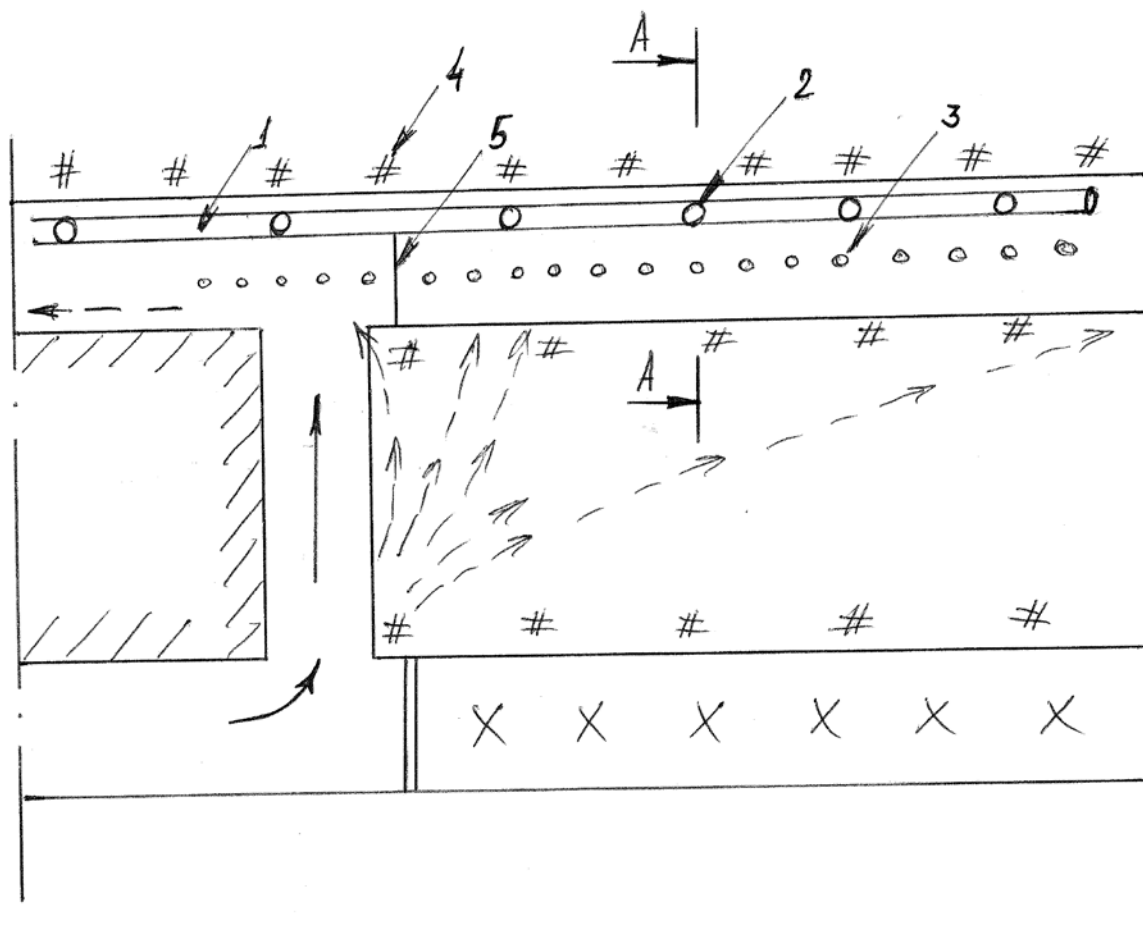
В условиях хорошо обрушающихся и уплотняющихся пород кровли коэффициент схемы дегазации достигает 75% - $K_{\text{дег}}=0,75$.

Достоинством данной схемы является то, что не требуется прокладки дегазационного трубопровода по всей длине газоотводящей выработки и 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, длина газоотводящей выработки, при которой обеспечивается требуемая эффективность дегазации выработанного пространства ограничена.

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

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



A - A

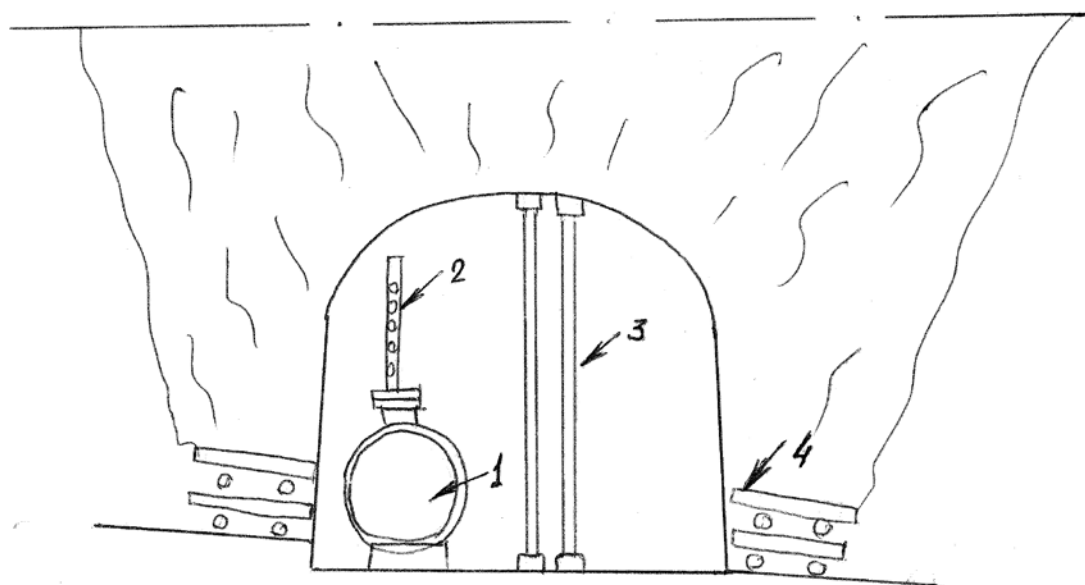


Рис. 14.3

1 - дегазационный трубопровод (газоотсос); 2 - отросток газопровода «свеча»; 3 - ремонтини; 4 - клетки; 5 - переносная перемычка; 6 - «глухая» перемычка.

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 отрошков («свечей»). Тройники устанавливаются в зависимости от газообильности участка через каждые 20-30 метров. По мере продвижения лавы на тройниках устанавливаются отрошки («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 пламяподаватель.

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.

Как недостаток следует отметить большие потери труб, оставляемых в выработанном пространстве и возможное снижение эффективности дегазации в случае нарушения герметичности газопровода.

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

$$Q_r \geq Q_{ут}$$

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 вакуумнасосами 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_r) 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.

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. На надёжность снабжения электроэнергией подземной газоотсасывающей вентиляторной установки влияет целый ряд негативных факторов.

Устойчивость подземного электроснабжения зависит как от горно-геологических условий (обрушения породы, снижение сечения выработок, по которым прокладываются кабели, обводненность и т.д.) так и от организационно-технических факторов (повреждение кабельной продукции в производственном процессе, в процессе восстановления (перекрепления) горного хозяйства и т.д.)

Любая аварийная обстановка, связанная с нарушением электроснабжения 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%. Регулирование содержания концентрации обеспечивает машинист путём подачи в трубопровод воздуха через специальное окно с задвижкой.

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

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.

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 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 [7].

$$K_0 = \frac{1434 I_{B.П} \sqrt{S}}{Q_{y.ч}^{1,5} \left(\frac{K_{yт.г} - 1}{K_{yт.г}} \right)^{1,5}} \leq 1,$$

где K_0 – коэффициент, характеризующий опасность местных скоплений метана на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой;

$I_{B.П.}$ – среднее фактическое (ожидаемое) абсолютное метановыделение из выработанного пространства на выемочном участке, м³/мин; определяется при прогнозе ожидаемого метановыделения по природной метаноносности, а для действующих шахт – по результатам газовой съёмки;

S – проектная (фактическая) площадь поперечного сечения вентиляционной выработки в свету, м²;

$K_{yт.г}$ – коэффициент, учитывающий утечки воздуха через выработанное пространство.

$Q_{y.ч.}$ – расход воздуха на выемочном участке, м³/мин.

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 [7].

$$K_0 = \frac{113,2 \cdot I_{B.П} \cdot K_{B.П}}{(Q_{y.ч} - Q_{доп}) \left(\frac{K_{yт.г} - 1}{K_{yт.г}} \right) K_{yт.л}} \leq 1,$$

где $K_{B.П.}$ – коэффициент, учитывающий долю метановыделения из выработанного пространства в призабойное пространство лавы, доли ед.; при охране участковой вентиляционной выработки со стороны выработанного пространства кострами, бутокострами, плитами БЖБТ, бутовой полосой шириной до 5м или бутовой полосой большей ширины, но с окнами (каналами) выделение метана из выработанного пространства в лаву не происходит ($K_{в.п.}=0$); при охране вентиляционной выработки со стороны выработанного пространства сплошной бутовой полосой шириной от 5 до 16м коэффициент $K_{B.П.}$ увеличивается от нуля до единицы и принимается по рекомендациям «Руководства...»;

$Q_{доп}$ – расход воздуха, необходимый для подсвеживания исходящей из выемочного участка вентиляционной струи в схемах проветривания типа 2-В и 3-В, м³/мин;

$K_{yт.л}$ – коэффициент, учитывающий поступление (притечки) воздуха из выработанного пространства в призабойное пространство лавы, доли ед.; принимается по рекомендациям «Руководства...» в зависимости от ширины сплошной бутовой полосы, охраняющей вентиляционную участковую выработку со стороны выработанного пространства.

МЕТОДЫ РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ ВЫРАБОТАННЫХ ПРОСТРАНСТВ

I. При наличии фланговых выработок - Рис.1, рис.2

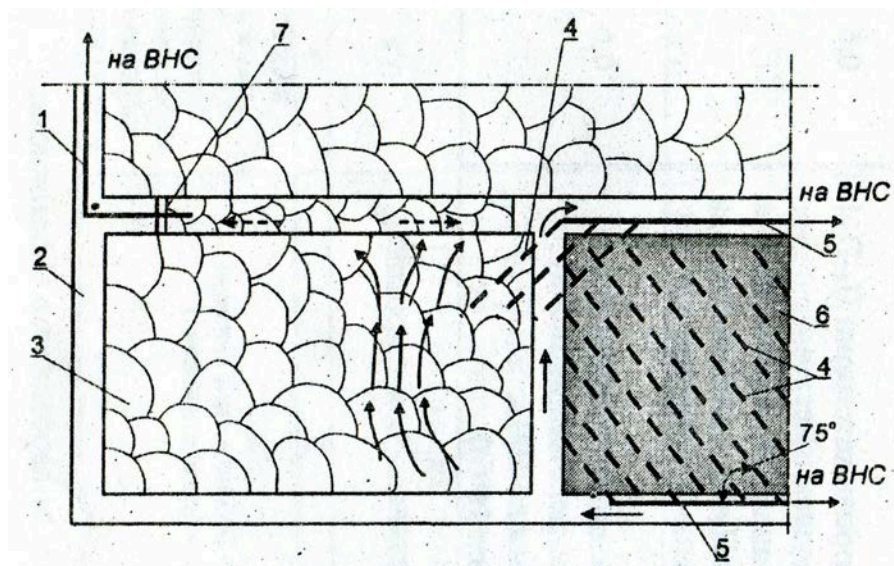


Рис. 1 Схема комплексной дегазации выемочного участка с отводом метана из выработанного пространства на фланговую выработку: 1 – газоотводящий трубопровод; 2 – фланговая выработка; 3 – выработанное пространство; 4 – дегазационные скважины; 5 – газопровод; 6 – разрабатываемый пласт; 7 – перемычка.

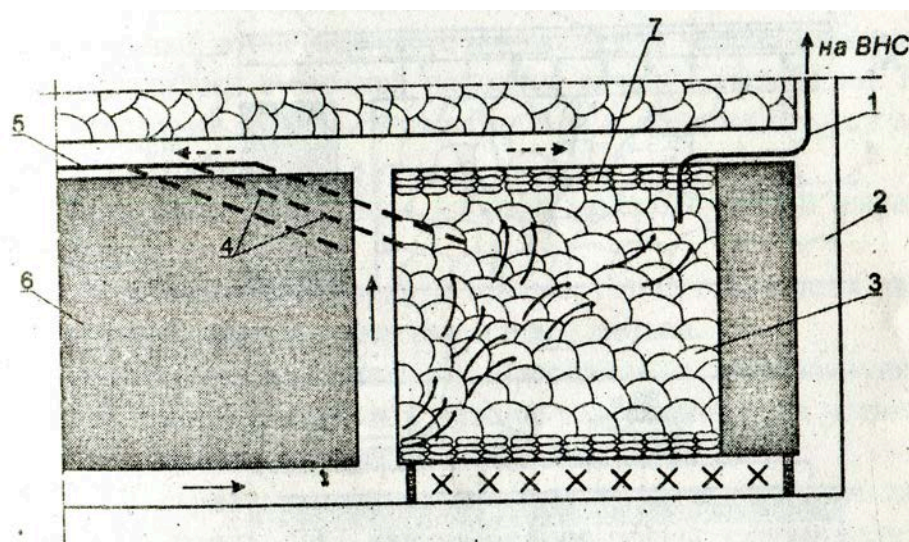


Рис. 2 Отвод метана из изолированного выработанного пространства на фланговую выработку:

1 – газоотводящий трубопровод; 2 – полевая выработка; 3 – выработанное пространство; 4 – дегазационные скважины; 5 – газопровод; 6 – разрабатываемый пласт; 7 – изолятор выработанного пространства.

1. Определяют дебет метана $I_{\text{необх}}$ в м³/мин, который необходимо каптировать для достижения нужной эффективности дегазации:

$$I_{\text{необх}} = I_{\text{в.п.}} \cdot K_{\text{дег.вп.}}$$

$K_{\text{дег.вп.}}$ – коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства, табл. 6 [2].

$I_{\text{в.п.}}$ – дебит метана, поступающего в выработанное пространство из сближенных пластов и пород, м³/мин.

2. Находят расстояние X в метрах от очистного забоя до места в выработанном пространстве, где выполняется условие $I_{\text{необх}} = I_x$, при котором содержание метана в тупике вентиляционной выработки не превышает 1%.

Для этого строят график дебета метана (I_m) и расхода газовой смеси (Q_m) в неконтролируемой части выработки, м³/мин, как функцию X .

Средний дебет метана в газоотводящем трубопроводе (I_x), м³/мин

$$I_x = I_{\text{с.п.}} \cdot \left(\frac{X}{L_{\text{max}}} + 1 \right) \cdot \exp\left(-\frac{X}{L_{\text{max}}} \right)$$

L_{max} – расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается максимальное выделение метана из сближенных пластов

$$L_{\text{max}} = 9 + 0,81 M_{\text{ср}}$$

$M_{\text{ср}}$ – средневзвешенное расстояние до подрабатываемых пластов

$$I_m = I_{\text{в.п.}} - I_x$$

$$Q_m = Q_{\text{ут.в}} + I_{\text{в.п.}} - Q_x$$

$Q_{\text{ут.в}}$ – расход воздуха через выработанное пространство, м³/мин.

$$Q_x = Q_{\text{возд}} + I_x \text{ м}^3/\text{мин}$$

$Q_{\text{возд}}$ и Q_x – расходы воздуха и газовой смеси на всасывающем конце газопровода, м³/мин.

$$Q_{\text{возд}} = Q_{\text{ут.в}} \cdot \exp[(0,3 \cdot f - 4) \cdot 10^{-2} \cdot X]$$

f – средневзвешенный коэффициент крепости пород кровли.

Строят график среднего содержания метана в неконтролируемой части выработки (C_m)%, как функции X .

$$C_m = \frac{100 \cdot I_m}{Q_m}$$

Определяется X для значения $C_m=1\%$

3. Определяют необходимую подачу метановоздушной смеси (Q_n), м³/мин вакуум-насосами и их количество (n_n).

$$Q_n = Q_x + 10^{-3} \cdot L_z, \text{ м}^3/\text{мин}$$

L_z - длина газопровода, м

При $Q_n \leq 300$ м³/мин в качестве источника тяги выбирают вакуум-насос.

$$n_n = \frac{K_1 + K_2 \cdot Q_n}{350}$$

Для насосов ВВН-50 $K_1=38$; $K_2=14,4$.

Для насосов ВВН2-150 $K_1=10$; $K_2=5,0$.

4. Рассчитывают давление во всасывающей патрубке вакуум-насоса P_v в мм.рт.ст.

$$P_v = K_1 + \frac{K_2 \cdot Q_n}{n_n}$$

5. Определяют удельные потери давления в газопроводе $\Delta P_{y.d.}$, мм.рт.ст.

$$\Delta P_{y.d.} = \frac{760 - P_v}{1.1 \cdot L_z}$$

6. Определяют диаметр трубы d_z в метрах

$$d_z = 0,04 \left(\frac{Q_n^2}{\Delta P_{y.d.}} \right)^{0,188}, \text{ м}$$

II. Расчёт при дегазации отрезками трубопровода, которые устанавливают по мере продвижения очистного забоя.

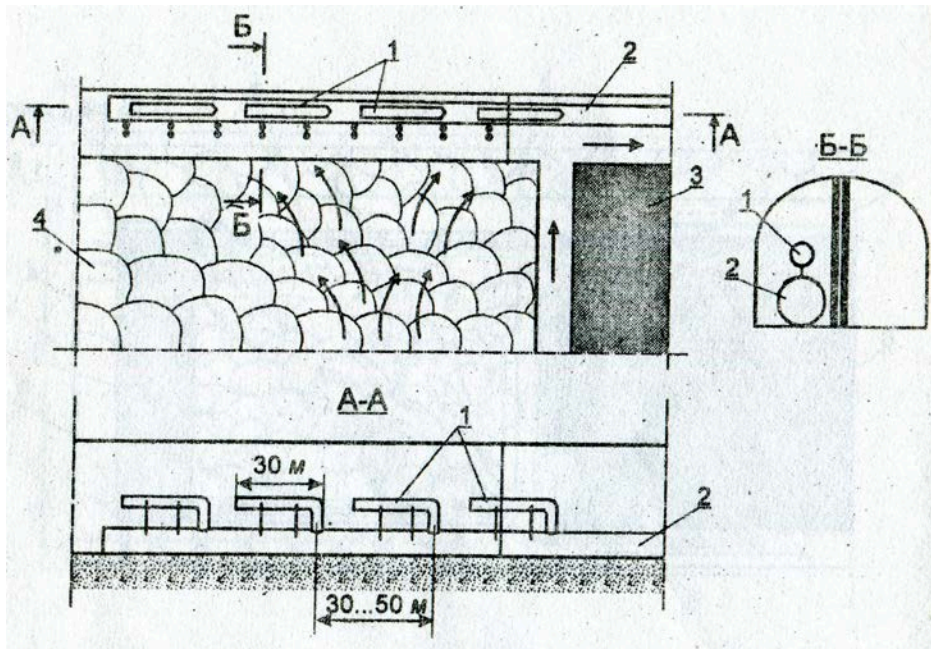


Рис. 3 Отвод метана отрезками газопровода, которые систематически устанавливают по мере продвижения очистного забоя:

1 – отрезок газопровода; 2 – газопровод; 3 – разрабатываемый пласт; 4 – выработанное пространство.

2.1. Определяют расход метановоздушной смеси, который необходимо каптировать и диаметр газопровода по пунктам 1-6.

2.2. Определяют давление метановоздушной смеси в газопроводе P_z в мм.р.ст. у места установления отрезка, ближайшего к очистному забою.

$$P_z = \sqrt{P_B^2 + \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,1 \cdot L_z \cdot Y_z \cdot Q_n^2}{d_z^{5,33}}}$$

Y_z – плотность газовой смеси, кг/м³.

$$Y_z = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_H)$$

C_H – концентрация метана в трубопроводе, %

2.3. Определяют эквивалентный диаметр ($d_э$), м совокупности отрезков, соединённых с газопроводом, при котором обеспечивается требуемый расход метановоздушной смеси.

$$d_э = \left(\frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot L_{э.г} \cdot Q_x}{P_{в.н.}^2 - P_z^2} \right)^{0,188}$$

где $L_{э.г}$ – длина газопровода, с которым соединены отрезки, м.

$P_{в.п.}$ – давление метановоздушной смеси в выработанном пространстве на глубине выработки (Н), мм.рт.ст.

$$P_{в.п.}=760\cdot(1+1,17\cdot10^{-4}\cdot H)$$

15 КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА

Результаты изучения геомеханических процессов протекающих в шахтах при ведении очистных и подготовительных работ, указывают на возможность использования их для определения параметров формирующихся зон дренирования газа в породах кровли и почвы разрабатываемого угольного пласта, оценки ресурсов газа в этих зонах, выбор методов и средств извлечения метана из этих зон.

Принципиально важным является вопрос не о дегазации пород кровли или почвы вообще, а о дегазации конкретных геодинамических зон, формирующихся над и под разрабатываемым угольным пластом. Такой подход позволит исключить переток метана из одних зон в другие, или даже в выработанное пространство вблизи забоя лавы.

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 ведении работ по дегазации углепородного массива Донецкого бассейна установлено, что содержание метана в каптированной газовоздушной 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.

16 ПОСТЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДЕГАЗАЦИЯ

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.

Накапливающийся в закрытых шахтах метан в определённых горно-геологических условиях проникает по трещинам в породах и по погашенным горным выработкам в действующие шахты и на поверхность, создавая опасность загазирования зданий и сооружений. Дегазация закрытых шахт и отработанных горизонтов не только предотвращает эту опасность, но при определённых условиях позволяет добывать газ по количеству и качеству пригодный к утилизации.

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 переключки 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 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).

Таблица 16.1 – Сведения об объёмах извлечения метана из выработанных пространств закрытых шахт через герметичные переключки 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 путём создания разрежения в устьях загерметизированных стволов являлся единственным до 1975 года, когда

на шахте «Новиль» (закрыта в 1950г.) 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;
- выработанные пространства не затапливаются.

Высокий дебит метана из шахт к моменту закрытия обусловлен тем, что мощность вынимаемых пластов, как правило, превышала 2,0м. Пласты меньшей мощности остаются в недрах и, разгружаясь от горного давления, отдают большие объёмы метана. Скорость подвигания очистных забоев велика, поэтому значительное количество газа из сближенных пластов выделяется за пределами действующих лав, после прекращения очистных работ. Промежуток времени между прекращением добычи угля и засыпкой стволов не превышает несколько месяцев.

Месторождения Франции и Германии покрыты мощными меловыми отложениями, поэтому обеспечивается качественная герметизация выработок, что позволяет отсасывать газ под разрежением более 100 мм рт.ст. без подсосов атмосферного воздуха.

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. При этом травмировано 44 человека, четыре из них смертельно. Кроме этого пять человек погибли от удушья в результате

выделения «мёртвого воздуха» (шахтного газа с высоким содержанием углекислого газа и низким содержанием кислорода).

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.

ВЫВОДЫ

1. Выработанные пространства шахт Донбасса являются источниками выделения шахтного газа на земную поверхность, представляющим опасность для жизнедеятельности на поверхности горных отводов, шахт.
2. Бурение скважин, сообщающих выработанные пространства с атмосферой – одна из эффективных мер предотвращения выхода шахтного газа на земную поверхность.
3. Дебиты газа, выходящего по скважинам, малы, содержание метана в нем, как правило, не превышает 40%, поэтому газ, извлекаемый из выработанных пространств, не может быть использован в качестве топлива без предварительного обогащения.
4. Закрытые шахты Донбасса существенно отличаются от зарубежных, используемых для промышленной добычи метана. Такими отличиями являются:
 - 4.1 Наличие большого количества выработок, связывающих выработанное пространство с земной поверхностью. Это исключает возможность герметизации выработанных пространств.
 - 4.2 Низкие темпы продвижения очистных забоев, обеспечивающие более полную дегазацию массива, окружающего выработки, во время эксплуатации шахты.
 - 4.3 Большие интервалы времени между прекращением горных работ и засыпкой стволов, в течение, которого газ продолжает выделяться в атмосферу. К моменту полного закрытия стволов дебит метана составляет несколько кубометров в минуту.

Большинство закрытых шахт затоплены водой, что исключает возможность извлечения из них метана.

17 ШАХТНЫЕ ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Дегазационные системы на угольных шахтах, обеспечивающие безопасное ведение работ, состоят из подземных и наземных узлов и включают дегазационные скважины, подземные газопроводы, подземные и/или наземные дегазационные установки. Наземные дегазационные установки располагаются на шахтной территории обособленно в отдельных зданиях в соответствии с нормами проектирования и безопасной эксплуатации, а подземные – в горных выработках с обособленным их проветриванием.

Немаловажную роль для безопасного и высокоэффективного ведения горных работ играют применяемые 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

Бурение дегазационных скважин осуществляется в соответствии с паспортом, который составляется работниками технической службы шахты и утверждается техническим руководителем шахты.

Паспорт бурения подземных дегазационных скважин должен содержать: выкопировку с плана горных выработок выемочного участка (выработки), структурную колонку пласта и пород кровли (почвы) с классификацией пород по буримости, крепление камер; схемы расположения оборудования, транспортных средств в горной выработке, способы крепления бурового станка, геометрические параметры дегазационных скважин (углы разворота ϕ и наклона к горизонту β , длину скважин) и расстояние между ними.

Дегазационные скважины бурят из камер, ниш или непосредственно из выработок.

Размеры камер определяются габаритами бурового станка и требованиями о безопасных размерах проходов: со стороны неподвижных деталей станка – 0,7м, со стороны движущихся – 1м, со стороны буровой бригады – 1,8м. Пространство, со стороны управления станком и со стороны, где выполняются операции с бурильными трубами, должно быть не менее 1м. Камеры должны проветриваться за счёт общешахтной депрессии с помощью перегородки или с помощью ВМП. Пусковая аппаратура бурового станка должна быть сброкирована с ВМП, чтобы не допустить подачи электроэнергии к станку при отключённом ВМП.

Пример размещения бурового станков в нише приведён на рис. 17.1.

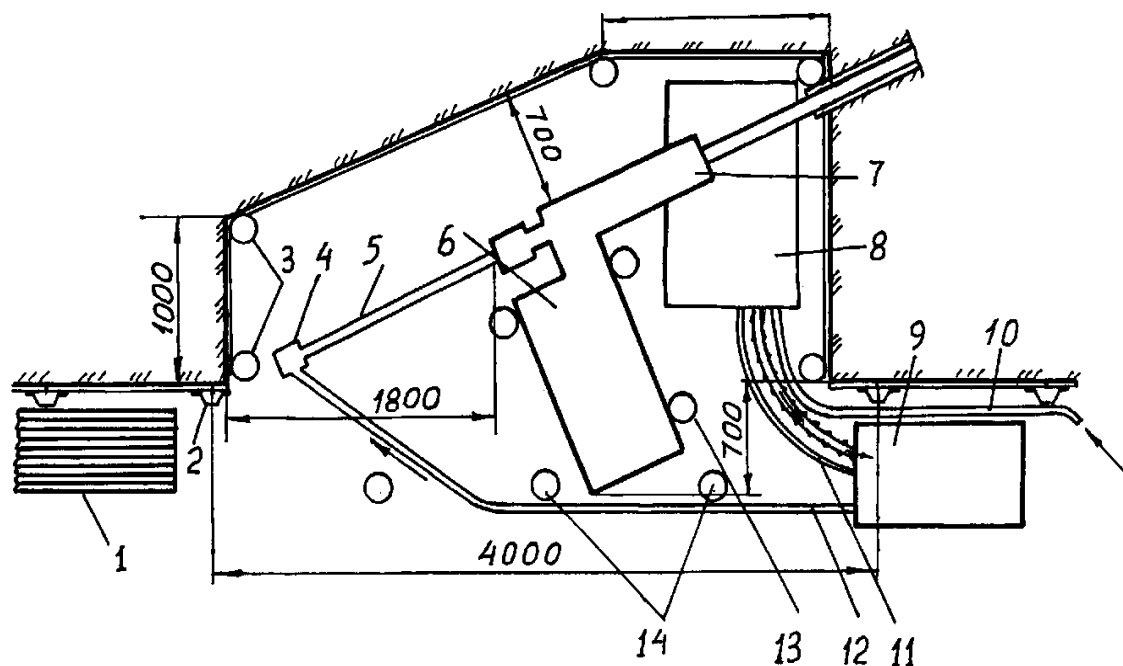


Рис. 17.1 Размещение бурового станка СБГ-1М в нише:

1 - стеллаж для бурильных труб; 2 - арочная крепь; 3 - деревянные стойки крепи ниши; 4 - сальник-вертлюг; 5 - бурильная труба; 6- станок; 7 - гидрозахват; 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.

Ниши устраиваются для полного или частичного размещения бурового станка и представляют собой углубление в стенке выработки, а ширина больше глубины ниш или равна ей. В нише непосредственно под устьем скважины размещают ёмкость для выходящей из скважины воды. Насос располагается обычно в самой выработке. Стеллаж для бурильных труб 1 помещают со стороны вращателя. Электроаппаратура должна находиться на расстоянии не ближе 10м от скважины со стороны свежей струи воздуха.

При раскреплении станка в выработке необходимо учитывать его вибрацию при работе. Под основание бурового станка следует устанавливать деревянные брусья, а раскрепление его производить гидравлическими или винтовыми домкратами, а на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и метана, станок должен быть укреплён не менее чем в четырёх местах по углам рамы.

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. Дальнейшее бурение скважины до проектной глубины осуществляют при условии отвода метана в газопровод с помощью специального устройства ГУБС (рис.17.2).

С помощью круглого фланца 4 (рис. 17.2) корпус 1 (рис. 17.2 и 17.3) устройства ГУБС, с подсоединённым к нему рукавами 3 и 5 (рис. 17.3) крепится к обсадной трубе 2 (рис. 17.3). Ёмкость 6 (рис. 17.3) заполняется водой и в неё опускается рукав 5 так, чтобы его конец был ниже уровня воды примерно на 0,25м. Затем открывается задвижка 9. Рукав 3 подсоединяется к газопроводу 4.

Раздвинув секторы 7 (рис. 17.2) герметизатора ГУБС, размещённые между квадратными фланцами 5, 6 и закрепив их стопорами 12, вводят в скважину буровой инструмент 11 (рис. 17.3) Если содержание метана у бурового станка 12 превышает норму, бурение прекращают, сдвигают секторы 7 (рис. 17.2), открывают задвижку 7 (рис. 17.3), с помощью задвижки 7 регулируют разрежение, отчитываемое по манометру 10, чтобы содержание метана в добываемой смеси было не менее 25%. После этого включают буровой станок. В случае необходимости извлечения бурового инструмента прекращают бурение, задвижкой 7 уменьшают вакуум до 50-100 Па и раздвигают секторы 7. (рис. 17.2).

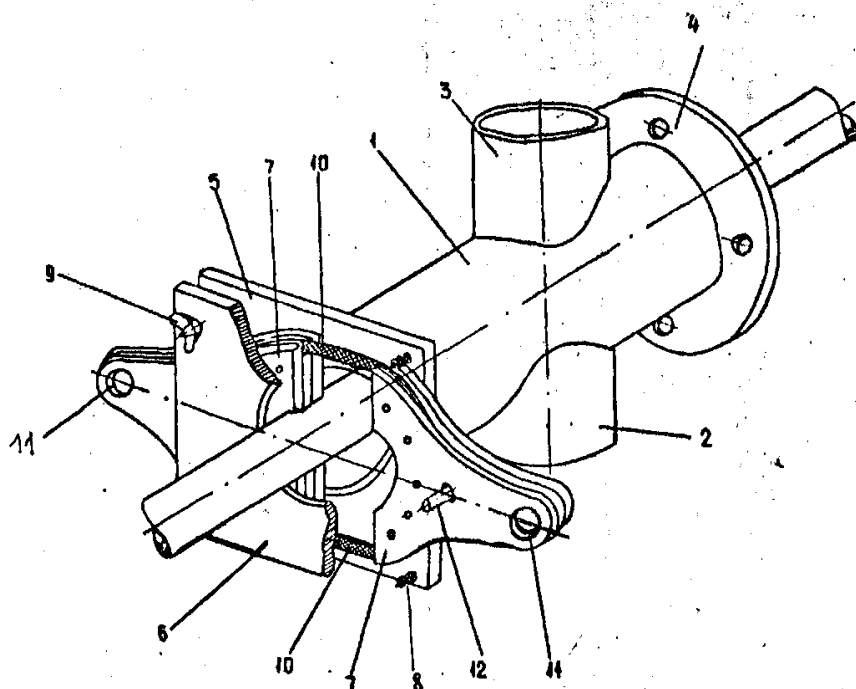


Рис. 17.2 Устройство для изолированного отвода метана ГУБС-1М:
 1 - корпус; 1,3 - патрубки; 4 - круглый фланец; 5,6 - квадратные фланцы;
 7 - герметизатор, состоящий из двух секторов; 8 - четыре шпильки с
 пружинами; 9 - барашки для крепления фланца; 10 - резиновое кольцо;
 11 - отверстия для раздвигания секторов герметизатора при вводе или
 извлечении из скважины бурового инструмента; 12 - стопоры.

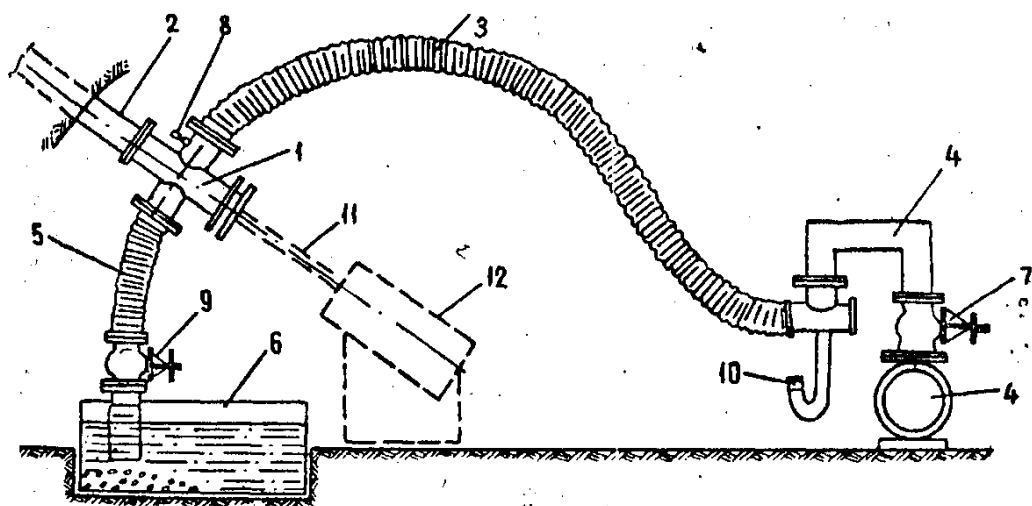


Рис. 17.3 Схема отвода метана в газопровод во время бурения скважины с помощью ГУБС-1М:

1 - ГУБС-1М; 2 - обсадная труба; 3,5 - гибкие рукава; 4 - газопровод;
 6 - ёмкость для воды; 7,9 - задвижки; 8 - штуцер для отбора пробы воздуха;
 10 - манометр; 11 - бур; 12 - станок.

Бурение скважин вблизи зоны влияния очистного забоя должно производиться при постоянно подключённом устройстве ГУБС, так как в такие скважины возможен большой приток метана.

Устройство ГУБС должно устанавливаться на обсадной трубе также при бурении дегазационных скважин в пластах, опасных по внезапным выбросам угля и метана. При этом устройство ГУБС защищает рабочих и буровую машину от выбросов пульпы, угля и газа из скважины.

Удаление бурового шлама при бурении скважины осуществляют с помощью воды или сжатым воздухом.

Продувка скважины сжатым воздухом при бурении для удаления буровой мелочи допускается только по согласованию с МакНИИ при бурении скважин диаметром не более 93мм в угольном и породном массиве, не разгруженном от горного давления, при применении эффективного улавливания пыли.

Основной причиной низкой эффективности дегазации являются подсосы воздуха в скважины, составляющие 70-75% от общих подсосов воздуха в дегазационные системы, поэтому устья скважин герметизируют. 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 обеспечивается заполнением пространства между обсадной трубой, вставляемой на глубину герметизации (10-15м), и стенками скважины цементным раствором или фосфогипсом (рис.17.4).

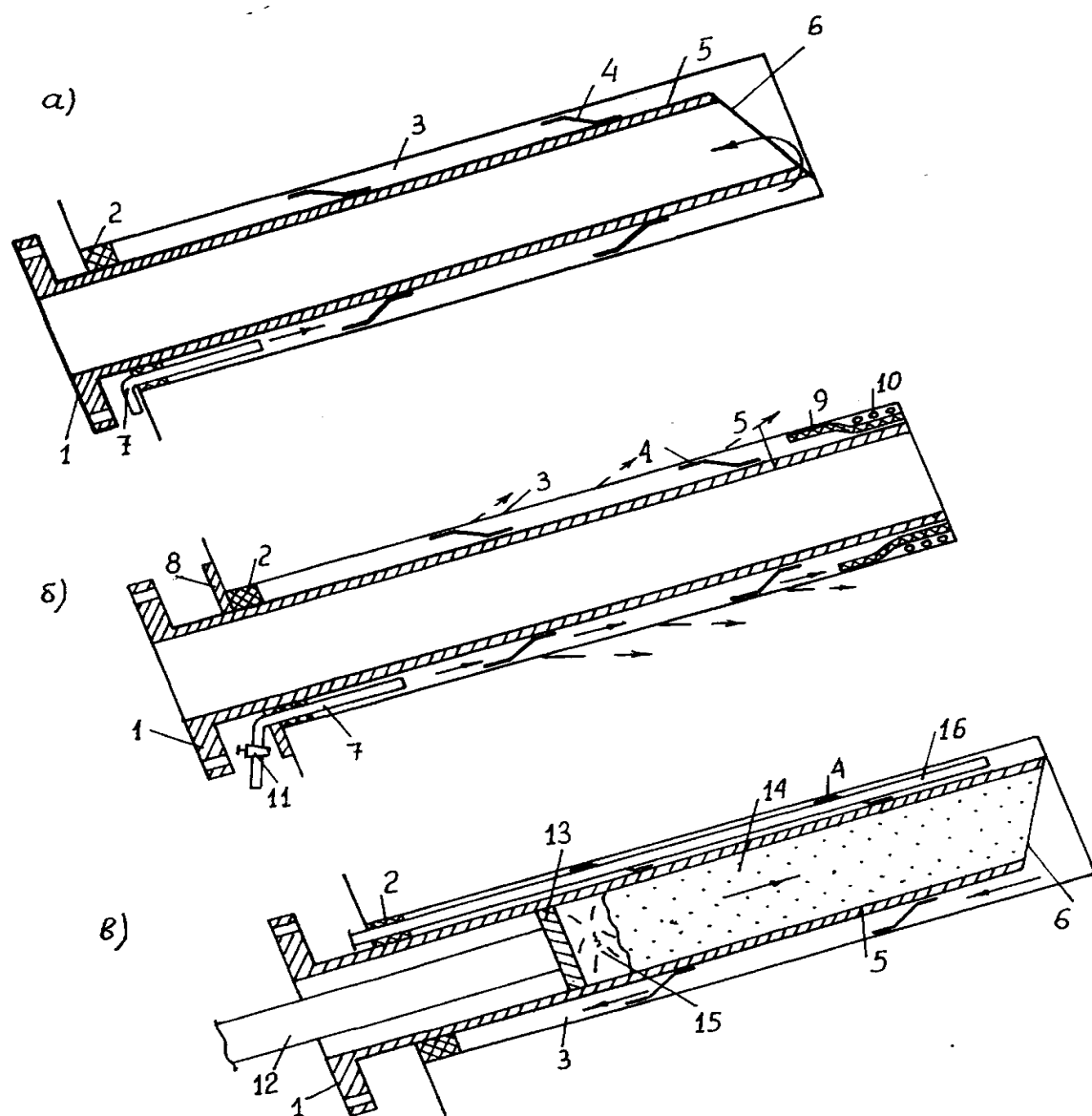


Рис 17.4 Цементирование устья дегазационных скважин:

а, б – от устья к забою; в - от забоя к устью; 1 - соединительный фланец; 2 - приустьевая пробка; 3 - скважина; 4 - центрирующие прутки; 5 - обсадная труба (кондуктор); 6 - срезанный конец трубы; 7 - трубка для нагнетания цемента; 8 - упорный фланец; 9 - резиновая манжета; 10 - крепление манжеты; 11 - вентиль; 12 - бурильная труба; 13 - диск; 14 - цемент; 15 - пыж; 16 - контрольная трубка подают под напором цементный раствор, закрыв при этом свободное пространство устья пробкой – 2; в – от забоя к устью для цементирования скважины раствор подают с помощью диска (поршня) - 13, укрепленного на конце бурильной трубы – 12.

Цементация скважин трудоёмка и практически не может производиться на глубину более 8-10м. Манжеты затрудняют перемещению обсадной колонны на требуемую глубину, разрушаются при установке, в результате не обеспечивается необходимая глубина и качество герметизации скважин, подсасывается большое количество воздуха.

Для устранения отдельных недостатков в герметизации скважин применяется герметизатор ГДПМ-1.

Герметизатор ГДПМ-1 (рис.17.5) состоит из секции труб длиной 1,5м. На трёх секциях (первой, средней и последней) имеются уплотнительные манжеты из поролона толщиной 30-50мм в зависимости от диаметра обсадной трубы и скважины. Манжета с помощью полиэтиленовой ленты сжимается таким образом, чтобы её диаметр был на 18-20мм меньше диаметра скважины. Под полиэтиленовую рубашку (ленту) помещается специальный нож, который приводится в действие с помощью тросика выводимого в выработку. После установки герметизатора у места его расположения тросик вытягивают в выработку, разрезая плёнку раскрывают манжеты и уплотняют устье скважины.

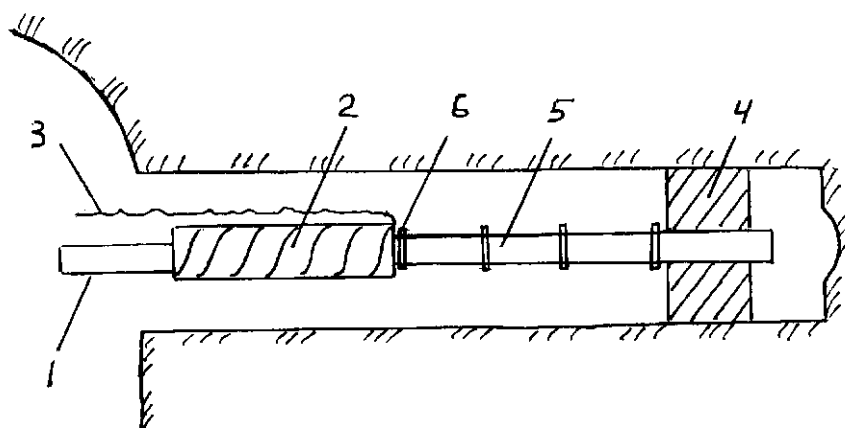


Рис. 17.5 Герметизатор дегазационный (ГДПМ):

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

Главной особенностью герметизатора является то, что в период установки в скважину манжеты находятся в сжатом состоянии и приводятся в рабочее состояние дистанционно после полной досылки обсадной колонны в скважину.

Так как до полной установки герметизатора манжеты находятся в сжатом состоянии, его можно легко перемещать по скважине без использования механизма подачи буровой машины на глубину до 30-40м. При такой технологии герметизации манжеты не разрушаются и период установки герметизатора не превышает 15-20 мин.

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.

Устья использованных и отключённых от газопровода скважин должны быть перекрыты металлическими заглушками с прокладками из трудно сгораемого материала.

Оборудование вакуум-насосных станций

Центральные вакуум-насосные станции (ВНС) располагаются на земной поверхности горных отводов угольных шахт. Подземные ВНС делятся на стационарные и передвижные. Стационарные подземные ВНС оборудуют в специальных камерах, проветриваемых свежей струёй воздуха. Подземные передвижные ВНС монтируют на колёсных платформах и размещают в выработках, омываемых свежим 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 рис17.6

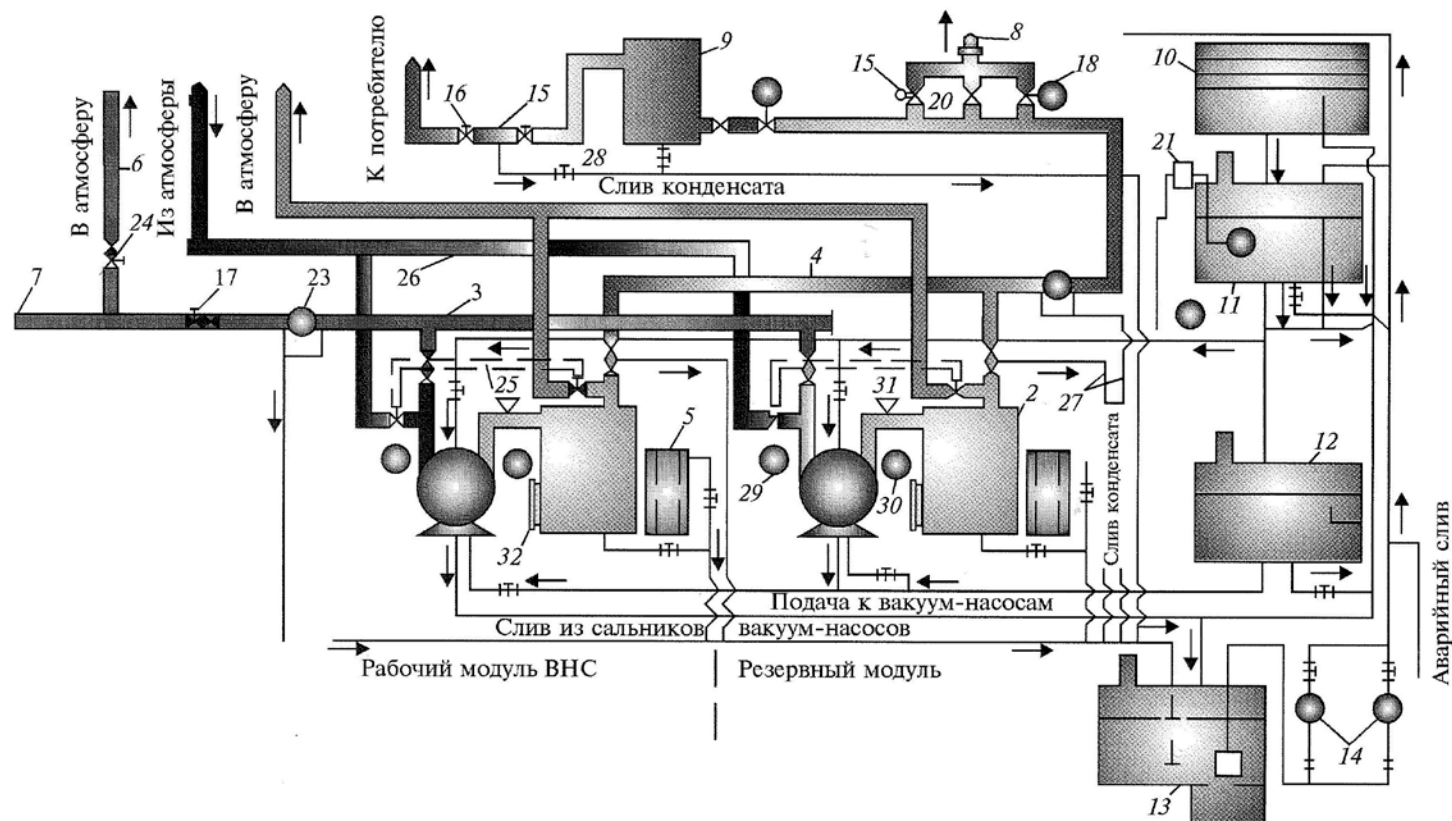


Рис. 17.6

- 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 (уравнительный 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 питания ВНС оборудуется трансформаторная подстанция на два трансформатора, мощность которых зависит от числа и типа вакуум-насосов. Питание подстанций ВНС осуществляется от наземной шахтной подстанции двумя самостоятельными линиями.

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.

Газовая арматура, соединительные её части, и газопроводы рассчитываются на условное давление, которое устанавливается в зависимости от рабочего давления.

Передвижные вакуум-насосные установки

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) 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.

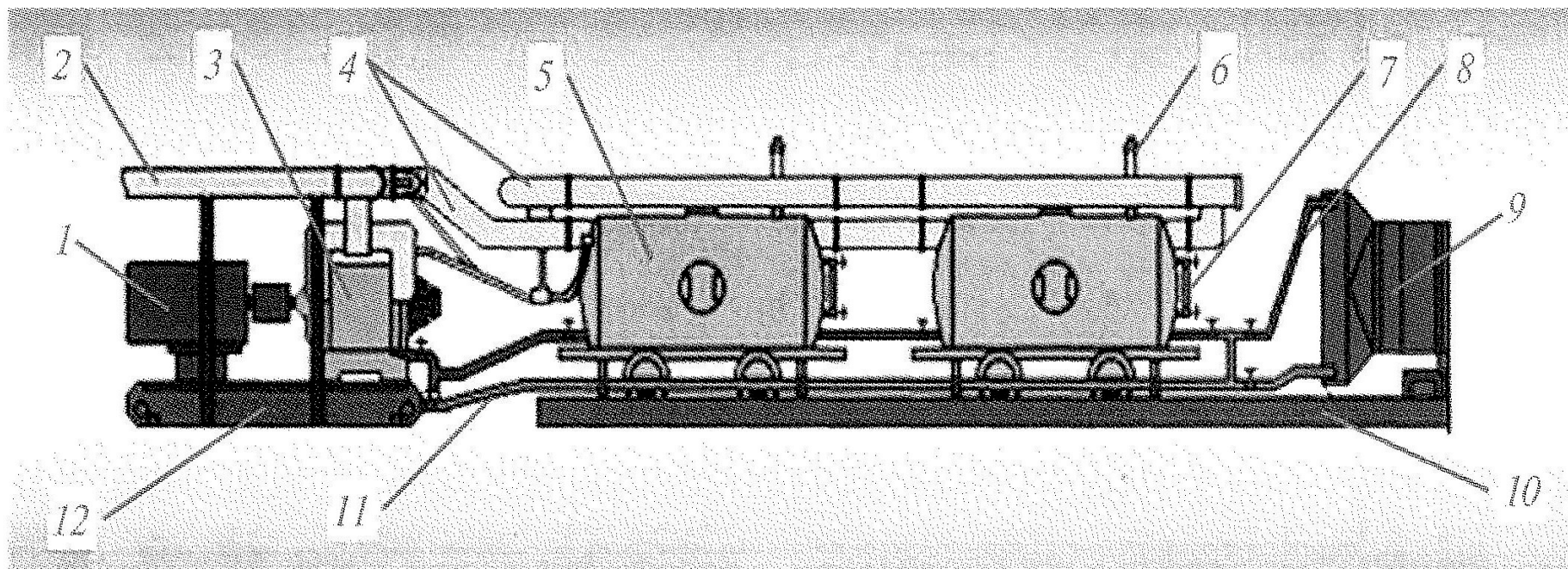


Рис. 17.7 Передвижная дегазационная установка:

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.

Если во всасываемой МВС содержание метана менее 25%, необходимо устанавливать огнепреградители.

ДЕГАЗАЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Шахтные дегазационные трубопроводы предназначены для транспортировки под вакуумом или давлением метановоздушной смеси. Дегазационные трубопроводы делятся на две группы: магистральные и участковые. Они включают в себя основные элементы: трубы, фасонные части, соединения, арматуру, крепление и специальное устройство для измерения параметров капируемой смеси.

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 630мм.

Отвод метана из скважин, которые дегазируют угольные пласты, пласты-спутники и из отростков газопровода, которые дегазируют выработанное пространство, осуществляют по отдельным газопроводам. Это необходимо производить, чтобы не снизить разрежение в скважинах и ,следовательно, эффективность дегазации, из-за больших подсосов воздуха из выработанного пространства.

Дегазационные трубы соединяют в шахте с помощью фланцев. Для уплотнения фланцевых соединений применяют паронитовые или металлические прокладки.

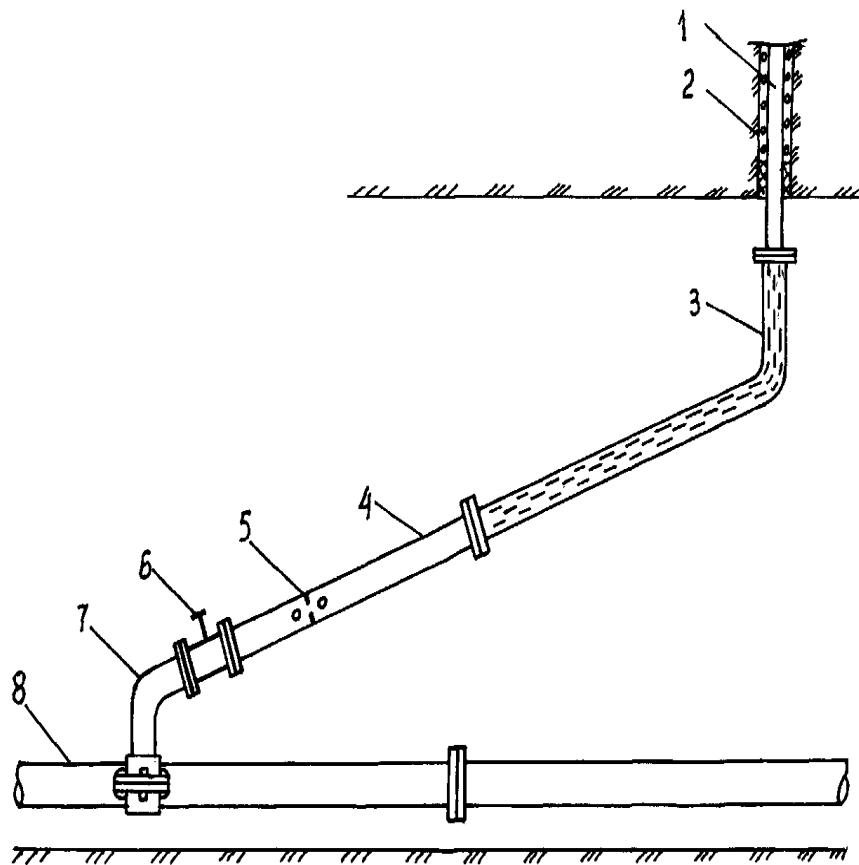


Рис. 17.8 Схема подсоединения скважины к дегазационному трубопроводу:
 1 - обсадная труба; 2 - цементный раствор; 3 - гибкий гофрированный шланг;
 4 - металлическая труба; 5 - замерное устройство; 6 - вентиль; 7 - колено;
 8 - газопровод.

На участковых газопроводах у мест соединения с магистральными, а также на всех ответвлениях от участкового газопровода необходимо устанавливать задвижки.

Газопроводы подвешивают к креплению выработок так, чтобы избежать прогибов и накопления в них воды, а также исключить повреждения средствами транспорта. Допускается прокладка участковых газопроводов на опорах, установленных на почву в выработках с породами почвы, не склонных к вспучиванию, при условии обеспечения свободного доступа к трубам по всей их длине.

В местах возможного скопления воды в газопроводах устанавливают водоотделители ёмкостью сборного бака от $0,2\text{ м}^3$ до $1,5\text{ м}^3$ в зависимости от суточного притока воды. Если из дегазационных скважин выделяется вода, то на скважине или группе скважин устанавливается водоотделитель.

Магистральные газопроводы дегазационных систем должны прокладываться по стволам с исходящей струёй воздуха. Как газопроводы разрешено использовать специально обсаженные скважины.

По согласованию с местным органом Госнадзорхрантруда допускается прокладывать магистральные газопроводы по наклонным выработкам со свежей струёй воздуха при условии, что по ним не осуществляют доставку грузов и механизированную перевозку людей в вагонетках.

Запрещено засыпать газопроводы, проложенные в действующих выработках, породой, заваливать их лесоматериалами, а также использовать в качестве опорных конструкций или заземлителей.

Работы по ремонту и демонтажу газопровода допускается проводить только после отключения его от дегазируемых источников и предварительной продувки воздухом.

Расчёт дегазационного трубопровода и выбор вакуум-насоса

Сначала составляют расчётную схему газопроводов шахты с учётом развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы с указанием расчётной длины ветвей газопровода. Для примера приведём сеть газопровода шахты, изображённую на рис. 17.9.

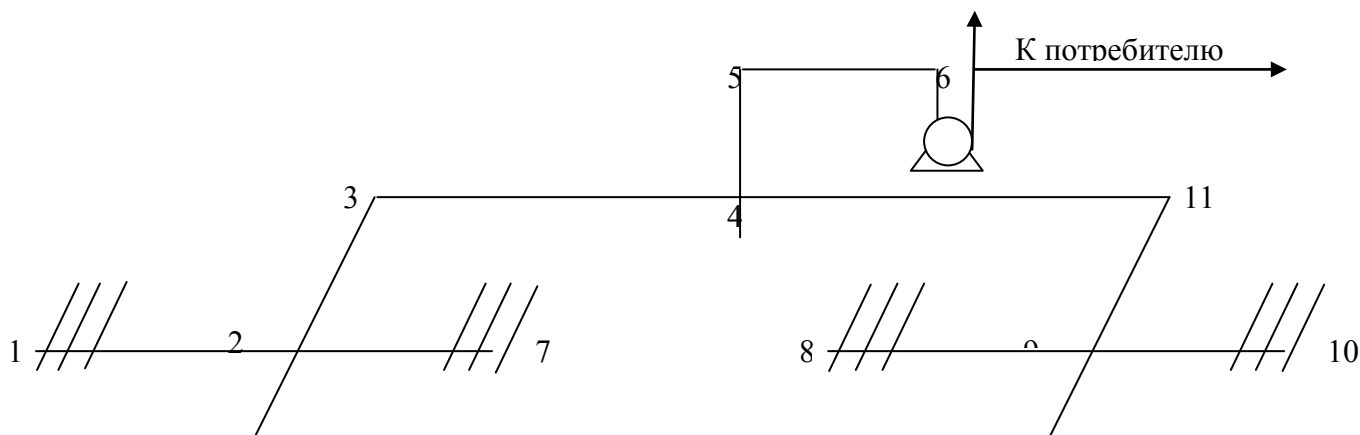


Рис. 17.9 Расчётная схема газопроводов.

Расчётную длину ветвей газопровода определяют по формуле:

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

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:

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

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 $Q_{п.общ.}$;

$\ell_{уч.i}$ — длина i -го участка газопровода, м; определяется по формуле (17.10);

$K_{п.в}$ — коэффициент, который учитывает норму притечек воздуха на 1 м газопровода, $K_{п.в}=0,001(\text{м}^3/\text{мин})/\text{м}$.

Определяют также концентрацию метана $C_{yч.i}$ (%) в ветвях газопровода по формуле

$$C_{yч.i} = \frac{100 I_{oi}}{Q_{c.o.i} + K_{n.в} \ell_{yч.i}}, \quad (17.12)$$

где I_{oi} – дебит метана, поступающего в проектируемый газопровод на i -м выемочном участке, $m^3/\text{мин}$.

Затем определяют расходы метановоздушных смесей $Q_{с.г.i}$ ($m^3/\text{мин}$) и концентрацию метана $C_{г.i}$ (%) в них в остальных ветвях газопровода соответственно по выражениям (17.13) и (17.14)

$$Q_{с.г.i} = 1,15 [K_{п.в} \ell_{г} + \sum_{i=1}^{n_y} (Q_{c.o.i})], \quad (17.13)$$

$$C_{г.i} = \frac{100 \sum_{i=1}^{n_y} I_{oi}}{K_{n.в} \ell_{г} + \sum_{i=1}^{n_y} (Q_{c.o.i})}, \quad (17.14)$$

где $\ell_{г}$ – суммарная длина последовательно соединённых ветвей газопровода, по которым метановоздушная смесь транспортируется от выемочного участка до i -й ветви, включая её длину, м (например, применительно к рис. 17.9 $\ell_{1-2-3-4}$, $\ell_{7-2-3-4}$);

n_y – количество выемочных участков, из которых метановоздушная смесь транспортируется i -й ветвью газопровода.

После выполнения расчётов величин $Q_{с.г.i}$, $C_{г.i}$ наносят их значения на каждой ветви газопровода (рис. 17.9).

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. 17.9 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:

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

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, $m^3/\text{мин}$; определяется по выражениям (17.11) или (17.13).

Наиболее «трудным» маршрутом транспортировки метановоздушной смеси по ветвям газопровода будет тот, для которого величина X – наибольшая.

Затем для наиболее «трудного» пути движения метановоздушной смеси определяют давление P_n (мм рт. ст.) удельные допустимые потери давления в газопроводе $\Delta P_{уд}$ (мм рт. ст.), диаметры труб каждой ветви трубопровода $d_{г.i}$ (м) соответственно по формулам (17.16), (17.17) и (17.18).

$$P_n = P_6 \cdot (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot H) - V_y, \quad (17.16)$$

где P_6 – барометрическое давление воздуха на поверхности шахты, мм рт. ст.; принимается 760 мм рт. ст.;

H – глубина расположения участковой выработки, м;

$B_y \geq 50$ мм рт. ст. – разрежение в устьях скважин.

$$\Delta P_{уд} = \frac{760 - P_{вс} - B_y}{L}, \quad (17.17)$$

где $P_{вс}$ – давление метановоздушной смеси на всасывающем патрубке вакуум-насоса, мм рт. ст.; принимается при проектировании дегазационной системы $P_{вс} = 300$ мм рт. ст., а для существующего вакуум-насоса $P_{вс}$ принимают по его характеристике при требуемой его производительности $Q_{с.р}$ (м³/мин).

$$d_{г.и} = 0,04 \left(\frac{Q_{с.з.и}^2}{\Delta P_{уд}} \right)^{0,188}, \quad (17.18)$$

где $Q_{с.з.и}$ – средний расход метановоздушной смеси в данной ветви газопровода, м³/мин.

Принимают ближайший стандартный диаметр труб.

Затем в узловых пунктах «трудного» направления, начиная от пункта трубопровода у скважин, определяют давление метановоздушной смеси в начале и конце каждой ветви газопровода по формуле:

$$P_{к.и} = \sqrt{P_{н.и}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{с.к.и}^2 \rho_i \ell_i}{d_{з.и}^{5,33}}} \cdot K_H, \quad (17.19)$$

где $P_{к.и}$, $P_{н.и}$ – давление метановоздушной смеси в конце и в начале i -го участка газопровода, мм рт. ст. Для начального участка газопровода $P_{н.и}$ определяют по формуле (17.16);

$Q_{с.к.и}$ – расход метановоздушной смеси в конце i -го участка газопровода, м³/мин;

ρ_i – плотность метановоздушной смеси, кг/м³; определяют по формуле:

$$\rho_i = 5,37 \cdot 10^{-3} (224 - C_i), \quad (17.20)$$

где C_i – содержание метана в i -й ветви, %;

ℓ_i – длина i -й ветви газопровода, м;

K_H – коэффициент, учитывающий разность глубин начала и конца ветви, учитывают в случае $H \geq 400$ м и определяют по формуле:

$$K_H = 1 \pm \frac{H (53 - 0,237 \cdot C)}{4,65 \cdot 10^5} \quad (17.21)$$

Знаки: «+» принимают при движении метановоздушной смеси вниз, «–» – при движении вверх.

По полученным значениям расхода метановоздушной смеси $Q_{с.к.}$ (м³/мин) и давлению P_k (мм рт. ст.) в конце последней ветви «трудного» маршрута (перед вакуум-насосом) выбирают тип и количество необходимых вакуум-насосов. Для этого наносят точку с параметрами $Q_{с.к.}$ и P_k на характеристику вакуум-насосов (рис. 17.22) и выбирают тип и количество одновременно работающих вакуум-насосов, характеристика которых находится ниже этой точки.

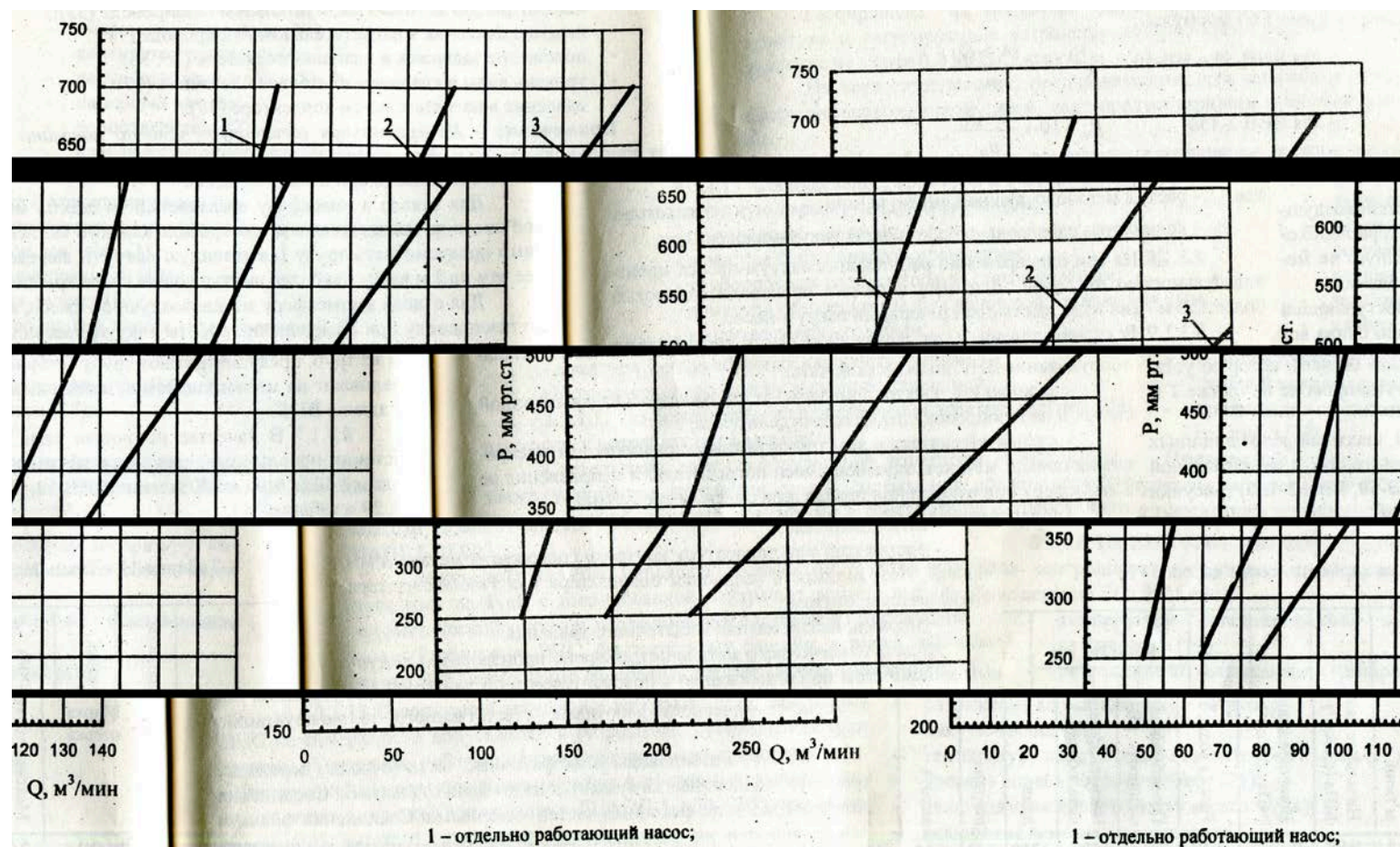


Рис. 17.22 Характеристики вакуум-насосов ВВН-50 и ВВН 2-150, работающих в режиме всасывания.

18 ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Использование метана на угольных шахтах является одним из направлений реструктуризации угольной промышленности, которая в свою очередь неразрывно связана с проблемой диверсификации угледобывающих предприятий. Диверсификация-изменение, разнообразие, расширение. Одним из наиболее перспективных подходов является концепция диверсификации угледобывающих предприятий, в первую очередь, нерентабельных, в направлении углублённой переработки угля, шахтного метана и отходов углеобогащения на месте их добычи путём производства тепловой и электрической энергии и внедрения на их базе высокоэффективных теплоэнергоемких технологий [10, 11]. Создание подобных шахтных энергокомплексов обосновывается следующими факторами:

- угледобывающие предприятия являются крупными потребителями тепловой и электрической энергии. Так, общее потребление электрической энергии шахтами Украины составляет около 14,0 млрд. кВт·ч в год. На производство этого количества электроэнергии затрачивается 7,2 млн. т угля или 8,5 % общей добычи. Кроме того, обеспечение шахт тепловой энергией осуществляется от шахтных котельных, имеющих почти на каждой шахте. Общее количество котлов с паропроизводительностью до 10 т пара в час составляет около 900. Ежегодное теплоснабжение угольными шахтами достигает 22 млн. Гкал. На производство такого количества тепла расходуется около 6 млн. т угля. Таким образом, угледобывающие предприятия Украины на своё энерготеплообеспечение в среднем расходуют до 18 % добытого угля. И если теплоснабжение в основном обеспечивается от собственных нерентабельных котельных, то электроэнергия приобретается в энергосистеме по монополюно установленной цене. При этом непрерывный рост цен и лимитирование потребления электроэнергии, частые аварийные и административные отключения при практически монополюном производстве электроэнергии, взаимные неплатежи – все это непосредственно влияет на рентабельность угледобывающих предприятий;

- ресурсы шахтного метана в Украине оцениваются в 12 трлн. м³ шахтного метана. Ежегодно в процессе добычи угля выбрасывается в атмосферу свыше 2 млрд. м³ метана. Шахтный метан является ценным энергетическим сырьём для выработки электроэнергии и тепла. В Украине утилизируется около 80 млн. м³ извлекаемого из шахт метана, или приблизительно 4%. Метан сжигается в шахтных котельных для получения тепла, электрическая энергия при этом не вырабатывается. Из шахтного метана, который выбрасывается в атмосферу, Украина могла бы получить дополнительно около 9 млрд. кВт·ч в год дешёвой электроэнергии с себестоимостью 5–6 коп./кВт·ч и около 9 млн. Гкал в год тепловой энергии;

- наличие высокоэффективного когенерационного энергетического оборудования для утилизации шахтного метана путём выработки тепловой и электрической энергий с их соотношением примерно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной загрузке до 86 %. Таким оборудованием являются шахтные энергокомплексы.

Утилизация шахтного метана имеет большое экологическое значение. Метан является вторым по действенности антропогенным парниковым газом после двуокиси углерода. Так как потенциал глобального потепления метана в 21 раз больше чем у CO_2 и выделение метана в атмосферу происходит в больших объёмах по всему миру, метан представляет собой важную часть проблемы парниковых газов. Ежегодные выбросы метана в атмосферу на шахтах с нагрузкой 1 млн. т угля в год достигают 20–50 млн. м^3 . При утилизации шахтного метана в теплоэнергетических модулях выхлопные газы двигателей содержат лишь CO_2 и H_2O . За счёт этого в 20 раз снижается парниковый эффект. В соответствии с рядом договорённостей на мировом уровне предусмотрены жёсткие штрафные санкции за увеличение объёмов выбросов в атмосферу метана и других вредных газов. Утилизация шахтного метана в шахтных теплоэнергетических модулях позволит не только избежать штрафных санкций, но и получить возможность улучшить финансовое положение угледобывающих предприятий за счёт продажи квот от уменьшения вредных выбросов в соответствии с Киотским соглашением.

Так как при выработке теплоэнергетическим когенерационным модулем электроэнергии энергосистема разгружается, то возникает косвенный экологический эффект от существенного снижения расхода топлива, а, следовательно, и вредных выбросов в атмосферу на крупных ГРЭС, работающих на энергосистему.

Экономическая эффективность энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий обусловлена:

- низкой стоимостью используемого топлива (низкосортный необогащённый уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан);
- реализацией принципа когенерации, т.е. выработкой тепла и электроэнергии путём последовательного использования термодинамического потенциала рабочего тела;
- отсутствием затрат на обогащение и транспортирование угля к электростанции и передачи электроэнергии и тепла к угледобывающим предприятиям.

Объединение в единый комплекс процессов добычи и переработки топлива в электрическую и тепловую энергию открывает возможность существенного повышения экономической эффективности всего комплекса, несмотря на возможную нерентабельность угольной шахты, которая входит в его состав в качестве топливного цеха. Выполненные нами технико-экономические обоснования убедительно показывают, что строительство таких комплексов позволит вырабатывать тепловую и электрическую энергии с себестоимостью соответственно в 2,0 и 3,0 раза ниже действующих тарифов.

Предлагаемая концепция соответствует основным направлениям реструктуризации угольной промышленности Украины и позволяет решить социальные проблемы шахтёрских регионов:

- сохранить действующую инфраструктуру, а также создать дополнительные рабочие места;
- продолжить срок эксплуатации шахт на 30–50 лет;
- снять социальную напряжённость в шахтёрских регионах.

Утилизация шахтного метана позволяет решить следующие задачи:

- улучшение экологической безопасности, в том числе создание безопасных по газовому фактору условий для добычи угля, и снижение загрязнения окружающей среды за счёт уменьшения выбросов в атмосферу метана – одного из газов участвующих в создании парникового эффекта, а также уменьшение вредных выбросов в атмосферу от шахтных котельных при их переводе на сжигание метана вместо угольного топлива. При этом существенно сокращаются выбросы в атмосферу окислов азота NO_x , оксидов серы SO_2 , окиси углерода CO и пыли, являющихся основными вредными веществами, образующимися при сжигании угля в шахтных котельных. Кроме того, при этом имеет место косвенный экологический эффект, заключающийся в уменьшении количества сжигаемого угля на ГРЭС при замещении части электрической энергии из энергосистемы собственной электроэнергией, вырабатываемой при сжигании метана;

- снижение себестоимости угля вследствие увеличения нагрузки на очистной забой при выемке угольного пласта, подвергнутого предварительной дегазации, а также за счёт самообеспечения шахт дешёвыми тепловой и электрической энергиями, получаемыми при утилизации метана в когенерационных энергетических модулях. Коэффициент полезного действия шахтных энергетических когенерационных модулей достигает 86 %, что недостижимо в других энергетических объектах. Например, КПД большинства тепловых угольных электростанций не превышает 33 %, а КПД парогазовых установок (ПГУ) достигает лишь 50–55 %;

- получение дополнительного энергетического и технологического сырья.

На рис. 18.1 приведены направления утилизации метана угольных месторождений, извлекаемого при подземной дегазации шахт, дегазации поверхностными скважинами, а также удаляемого из шахты системой вентиляции. КРПР-каталитические реверс-текущие реакторы. Однако, как показано выше, утилизируется не более 4 % каптируемого метана. Одной из причин низкой эффективности использования шахтного метана в Донбассе является то, что более половины дегазационных установок выдают на поверхность метан в составе метановоздушных смесей (МВС), содержание метана в которых менее 30 %. Кроме того, наблюдаются существенные колебания в концентрации и дебите МВС, обусловленные как технологическими причинами, связанными с изменением добычи угля, так и плохим состоянием систем сбора и транспортирования метана. Автоматическая стабилизация содержания МВС на уровне более 30 % (при их использовании в качестве основного топлива энергетических модулей) или менее 2,5 % (при использовании МВС в системе воздушного дутья энергетических модулей) обеспечивается использованием газоприготовительных станций (типа ГПС).

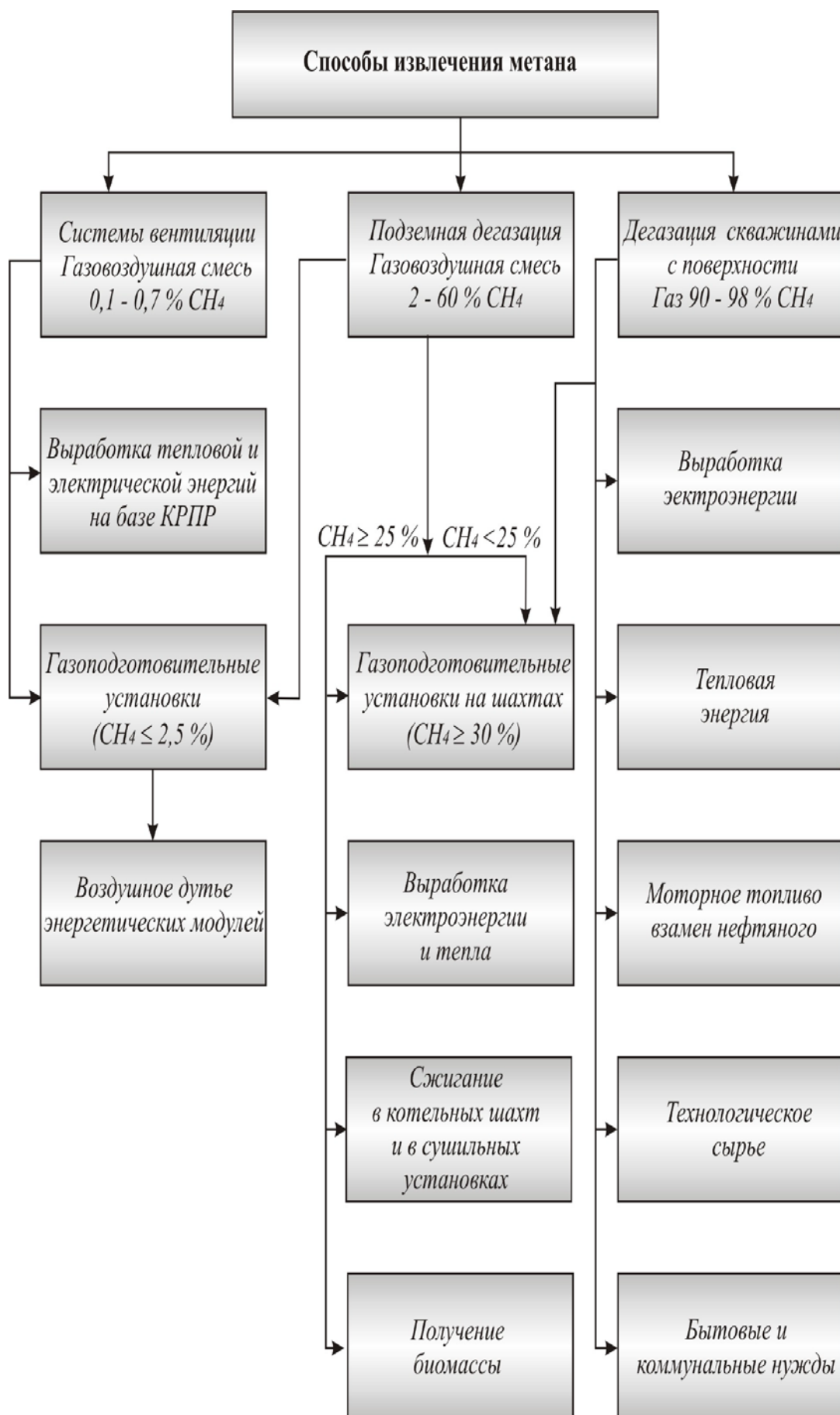


Рис. 18.1 Направления утилизации метана угольных месторождений

В целом реструктуризация угольной промышленности плотно связана с проблемой диверсификации деятельности угледобывающих предприятий. Не обходимо отметить, что одним из наиболее перспективных подходов есть переработка шахтного метана на месте его добычи путём производства тепловой и электрической энергий [10, 11]. Реализация этой концепции в Украине на базе угледобывающих предприятий со значительными промышленными запасами угля и шахтного метана целесообразна путём создания шахтных энергокомплексов, в которых будут использоваться технологии с газотурбинными или газопоршневыми установками, обеспечивающими эффективный передел метана в тепловую и электрическую энергии.

Наиболее перспективными для энергетического передела являются когенерационные технологии.

К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся:

1. Шахтные энергокомплексы на базе паротурбинной когенерации. Их реализация обусловлена наличием технологии, которые позволяют сжигать низкосортный уголь и отходы углеобогащения с высоким КПД и низким уровнем выбросов вредных веществ. Такой технологией является сжигание топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Основными преимуществами этой технологии являются: высокоэффективное, на уровне 99 %, сжигание угля любого качества и состава, с зольностью до 60 % и теплотой сгорания от 2500 ккал/кг; относительно низкие рабочие температуры (в среднем 850 °С), вследствие этого низкие уровни выбросов оксидов азота; эффективное, на уровне 90–95 %, скрепление серы известняком, который подаётся в котлоагрегаты вместе с углём. Шахтный метан при технологии ЦКС может быть использован в паровых котлах, как по каналу воздушного дутья, так и по каналу основного топлива. Паровые котлы на базе технологии ЦКС в сочетании с паровыми турбинами и электрическими генераторами обеспечивают реализацию паротурбинной когенерации на угледобывающих предприятиях. Кроме того, перспективными являются варианты создания шахтных когенерационных энергокомплексов на базе турбинизации существующих шахтных котельных, а также на базе каталитических реверс-текущих реакторов для утилизации метана исходящих вентиляционных струй. Каждый из перечисленных вариантов характеризуется тем или иным типом топлива, которое используется, или его соединений (низкосортный уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан) и рациональной сферой применения, определяемой как запасами того или другого топлива, так и характером и объёмом потребляемых тепловой и электрической энергий;

2. Шахтные энергокомплексы на базе газопоршневой когенерации. Их реализация обусловлена достаточно большими запасами шахтного метана на угледобывающих предприятиях и наличием высокоэффективного когенерационного энергетического оборудования для утилизации шахтного метана путём изготовления тепловой и электрической энергий с соотношением приблизительно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной загрузке до 86 %. Таким оборудованием являются энергетические модули на базе

газопоршневых установок (ГПУ), обеспечивающие реализацию газопоршневой когенерации.

Для угольных шахт, характеризующихся относительно небольшими тепловыми нагрузками, предпочтение следует отдать шахтным энергокомплексам, реализующим когенерационные технологии на базе газовых двигателей, газопоршневых или газотурбинных [10, 11]. В отличие от шахтных энергетических модулей с паротурбинной когенерацией, энергетические установки с газовыми двигателями работают с соотношением 1 : 1 генерируемых тепловой и электрической энергий, что более предпочтительно.

К преимуществам этих энергетических модулей следует отнести независимость вырабатываемой электрической энергии от теплопотребления. При полной тепловой нагрузке отбор тепла осуществляется соответствующими теплообменниками. При снижении тепловых нагрузок лишнее тепло утилизируется в системах аварийного охлаждения радиаторного типа (системы смазки и охлаждения двигателя) или посредством байпасной схемы выбрасывается в атмосферу (система удаления продуктов сгорания). Вследствие вышеизложенного, коэффициент использования установленной электрической мощности у энергокомплекса на базе газопоршневых двигателей равен 1,0, в то время как у энергокомплексов на базе паровых турбин этот коэффициент находится на уровне 0,60–0,68.

Сравнительный анализ [10, 11] показывает предпочтительность газопоршневых установок перед газотурбинными вследствие более высокого КПД (42,0 % против 28,5 % у газотурбинных) и, соответственно, более низкого удельного расхода газа ($0,286 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ против $0,380 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ у газотурбинных). Вследствие дороговизны газотурбинных агрегатов их удельные капитальные затраты достаточно велики, свыше 700 долл./кВт, а сроки окупаемости составляют более 4 лет. Существенным преимуществом газопоршневых двигателей также является отсутствие топливного компрессора для обеспечения требуемых параметров газа, так как их рабочее давление преимущественно составляет (0,01–0,02) МПа против (1,6–2,5) МПа у газотурбинных двигателей.

Общим недостатком для газотурбинных и газопоршневых двигателей является зависимость полезной мощности на выходном валу от температуры воздуха на входе. По этому показателю газопоршневые двигатели предпочтительнее. Газотурбинный двигатель при превышении температуры воздуха на входе свыше 27°C теряет на каждый последующий градус 1 % мощности, в то время как газопоршневой двигатель при увеличении температуры воздуха на входе на один градус свыше 35°C теряет на каждый последующий градус всего 0,4 % мощности. Как у газотурбинных, так и у газопоршневых двигателей выходная мощность уменьшается с уменьшением процентного содержания метана ниже определённого предела.

Как следствие, для утилизации метана с концентрацией от 30–40 % и давлением метановоздушной смеси после вакуум-насосной станции (0,01–0,04) МПа, извлекаемого из шахты подземными дегазационными системами, рекомендуются в качестве привода электрических генераторов газопоршневые двигатели.

Строительство шахтных энергокомплексов на базе угледобывающих предприятий позволяет решить следующие вопросы [10, 11]:

1. Обеспечить надёжность электро- и теплоснабжение угледобывающих предприятий, а также близлежащих к ним жилых массивов и промышленных предприятий. Надёжность электроснабжения обеспечивается работой электрических генераторов шахтного энергокомплекса параллельно с энергосистемой.

2. Существенным образом сократить затраты импортного природного газа за счёт вывода из эксплуатации газовых котельных.

3. Использовать как топливо высокотемпературные отходы углеобогащения, которые идут сегодня в отвал (паротурбинная когенерация), и шахтный метан, который до настоящего времени выбрасывался в атмосферу (газопоршневая когенерация).

4. Организовать рентабельное производство с комбинированным изготовлением электроэнергии и тепла в сравнении с низкорентабельной, экологически "грязной" шахтной котельной и необходимостью закупки электроэнергии из энергосистемы.

5. Создать дополнительные рабочие места и на значительный срок решить социальные проблемы, связанные с закрытием шахт.

Такая концепция отвечает основным направлениям реструктуризации угольной промышленности Украины.

Данная концепция диверсификации даёт техническую возможность и экономическую целесообразность включения в структуру шахтного энергокомплекса модульных блоков, которые могут реализовать принципы энерготехнологической переработки топлива на месте его добычи с использованием собственного тепла и электроэнергии [10, 11]. Для бурого угля и углей с низкой степенью метаморфизма предлагается технология переработки угля методом гидрогенизации. Использование тепловой энергии шахтного энергокомплекса для добычи синтетического бензина, дизельного топлива, смазывающих материалов, парафинов, воска и так далее разрешит значительно понизить величину энергетической составляющей затрат на получение данной продукции. Для угля с высокой степенью метаморфизма предлагается использование технологии извлечения пиритовой серы. При этом пиролизные газы, которые получаются в результате паровоздушной обработки угля, перерабатываются в высоколиквидный товар - серную кислоту - для дальнейшего использования в химической промышленности, а обессеренные угли сжигаются в топках шахтного энергокомплекса, не теряя своей теплотворной способности. Весьма перспективным является включение в состав шахтного энергокомплекса модуля, который позволит реализовывать теплоэнергоёмкую технологию добычи из низкосортного угля искусственного жидкого топлива, которое с успехом может заменить дорогой кокс в доменном производстве.

В состав энергокомплекса на базе паротурбинной когенерации целесообразно включать цех по производству строительных материалов с утилизацией гипсосодержащих золошлаковых отходов комплекса, которые, кроме того, являются отличным материалом для дорожных покрытий.

Поскольку изготовление электрической энергии осуществляется с одновременным изготовлением тепла, то экономические показатели энергокомплекса могут быть существенным образом улучшены при получении подпиточного дистиллята из высокоминерализованной шахтной воды. Термические методы обработки воды являются более экономичными по сравнению с химическими.

Весьма привлекательным является использование избыточного тепла шахтных когенерационных энергокомплексов в системах кондиционирования шахтной атмосферы на базе абсорбционных холодильных машин.

Приведённые примеры не охватывают всей гаммы технологий переработки угля в шахтных энергетических комплексах, конечными продуктами которых могут быть, в зависимости от местных условий, многие другие виды товарной продукции, имеющие рыночный спрос.

Таким образом, реализация рассмотренной концепции создания малых теплоэнергетических комплексов на базе угольных шахт является одним из перспективных направлений диверсификации деятельности угледобывающих предприятий и решения социально-экономических проблем шахтёрских регионов.

19 ОБОСНОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО КОМПЛЕКСА ДЕГАЗАЦИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШАХТНОГО ГАЗА МЕТАНА

Наиболее эффективным способом утилизации метана, извлекаемого дегазационными системами шахт, является сжигание его в когенерационных энергетических комплексах для выработки электрической и тепловой энергии.

Газ, каптируемый дегазационными системами, используется в качестве горючего для газопоршневых когенерационных модулей.

Газовая смесь (воздух и метан) перерабатывается в станциях газоподготовки до её поступления в энергоперерабатывающие установки. Основные этапы подготовки таковы:

- после вакуум- насосов – удаление влаги и грязи в сепараторе;
- смесь газов различной концентрации доводится до обеспечения необходимой минимальной концентрации 25 %;
- газ охлаждается в теплообменнике;
- удаление влаги в сепараторах;
- разогрев газовой смеси в теплообменнике

Достигаются необходимые параметры газовой смеси до её поступления в энергоперерабатывающие установки:

- минимальная концентрация 25 %;
- относительная влажность <80 %;
- температура ≤ 40 °С;
- размер твёрдых частиц <5 м. (микрон)

Топливный газ для форкамер берётся из поверхностных скважин. Основные этапы подготовки форкамерного газа таковы:

- удаление влаги и грязи в сепараторе;
- разогрев газовой смеси в теплообменнике.

Необходимые параметры газовой смеси:

- минимальная концентрация 90 %;
- относительная влажность <80 %.

Схема газоподготовки когенерационного энергокомплекса приведена на рис. 19.1.

Одной из причин низкой эффективности использования шахтного метана является то, что больше половины дегазационных установок выдаёт на поверхность метановоздушную смесь (МВС), содержание метана в которой меньше 20 %. Кроме того, наблюдаются большие колебания в концентрации и дебите МВС, обусловленные как технологическими причинами, связанными с изменением добычи угля, так и несовершенным состоянием систем сбора и транспортировки метана.

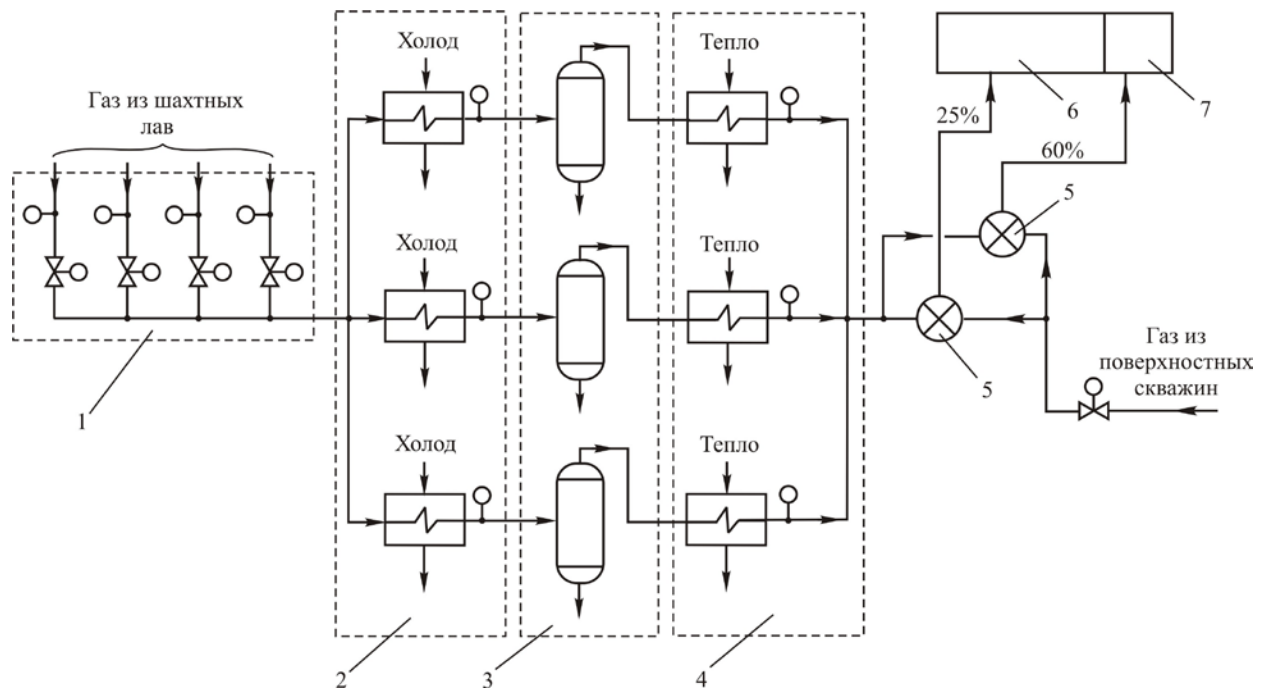


Рис. 19.1. Схема газоподготовки когенерационного энергокомплекса:

1 – узел смешения МВС; 2 – узлы охлаждения МВС; 3 – узлы удаления конденсата из МВС; 4 – узлы подогрева очищенной МВС; 5 – смесители для обогащения МВС при подаче в форкамеру или в камеры сжигания; 6 – газопоршневые установки.

Выбор рациональных параметров систем утилизации избыточного тепла шахтных энергокомплексов

Базовый вариант использования тепла, вырабатываемого газопоршневой установкой, предусматривает подачу его в систему горячего водоснабжения. В летнее время года, в связи со снижением потребности предприятий в горячей воде, избытки тепла отводятся в окружающую среду. Температурный потенциал сбрасываемого тепла (110/70 С) позволяет использовать его для дополнительной выработки электроэнергии с помощью теплосиловых установок, работающих на низкокипящих рабочих телах (НРТ). Известно, что за рубежом подобные установки применяются при использовании тепла геотермальных источников и в некоторых других случаях. Представляется рациональным использовать теплоту уходящих дымовых газов, температура которых составляет в номинальном режиме 140 С, а расход 4,5 кг/с.

При разработке тепловой схемы установки необходимо учитывать возможность максимально глубокого использования низкопотенциального бросового тепла горячей воды и дымовых газов. Схема утилизации тепла приведена на рис.19.2. На схеме показаны газопоршневая установка ГПУ с электрическим генератором ЭГ1 и элементы теплосиловой установки: турбина Т, работающая на НРТ, с электрическим генератором ЭГ2, конденсатор К, насос Н2, теплообменники ТГВ, ТО1 и ТО2.

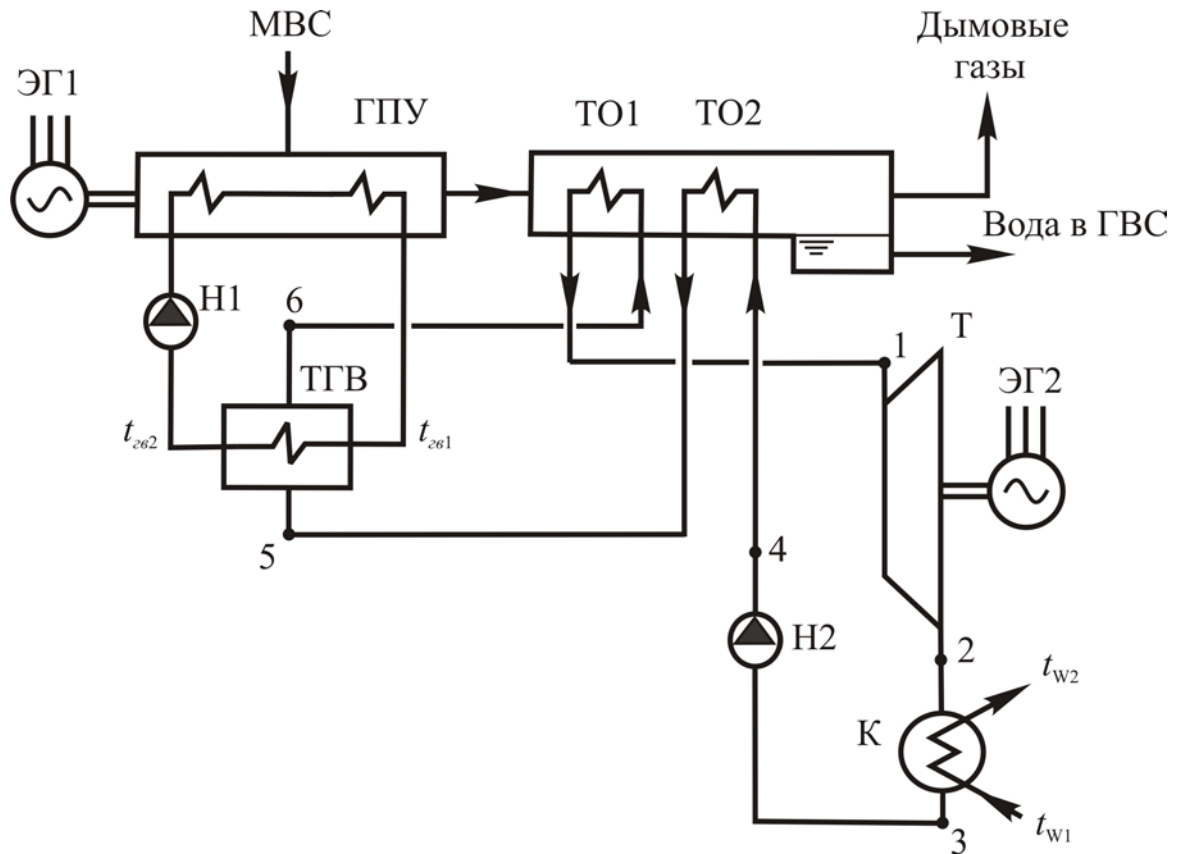


Рис. 19.2. Принципиальная схема утилизации тепла, вырабатываемого в ГПУ, с помощью теплосиловой установки.

Энергокомплекс должен полностью реализовать когенерационный режим, а именно: вырабатываются и реализуются основная (ГПУ) и дополнительная (ГПТ) электроэнергии, а также тепловая энергия, потребляемая шахтой и сторонними потребителями.

Экономико-математическая модель в этом случае имеет вид:

$$\Pi_{ЭТ} = n \cdot t \cdot [P_э(T_э - C_э) + P_Т \cdot T_э \cdot K] + P_{ТШ} \cdot T_{ТШ} + P_{ТСП} \cdot T_{ТСП} + T_у \cdot C_у$$

$\Pi_{ЭТ}$ – суммарная прибыль от реализации основной и дополнительной электроэнергии, а так же тепловой энергии, потребляемой шахтой и сторонними потребителями, грн;

n – число электрических модулей, шт;

t – время работы модуля в году, ч;

$P_э$ – электрическая мощность одного модуля, кВт;

$T_э$ – тариф на электроэнергию, грн/кВт·ч;

$C_э$ – себестоимость вырабатываемой энергии, грн/кВт·ч;

$P_Т$ – тепловая мощность одного модуля, кВт;

K – коэффициент преобразования тепловой энергии в электрическую гидропаровой турбиной от 0,1 до 0,2;

$P_{ТШ}$, $P_{ТСП}$ – тепловая энергия, потребляемая шахтой и сторонними потребителями, Гкал;

$T_{\text{тш}}, T_{\text{тсп}}$ – тариф на тепловую энергию, потребляемую шахтой и сторонними потребителями, грн/Гкал;

T_y – объем угля, потребляемого шахтными котельными, т;

Ц_y – стоимость угля, потребляемого шахтными котельными, грн/т.

Срок окупаемости энергокомплекса определяется, как:

$$T = \frac{\sum K_z}{\Pi_{\text{эт}}}, \text{ год}$$

где $\sum K_z$ - суммарные капитальные затраты, год;

$\Pi_{\text{эт}}$ – суммарная прибыль, грн/год.

В таблице 19.1 приведены расчётные параметры для определения технико-экономических показателей энергокомплекса на шахте им. А.Ф. Засядько. В таблице 19.2 приведены технико-экономические показатели шахтного энергокомплекса на базе газопоршневой когенерации, включающие капитальные затраты, прибыль и срок окупаемости.

Таблица 19.1 Параметры для определения технико-экономических показателей энергокомплекса на шахте им. А.Ф. Засядько.

Исходные данные	Значение
Число работающих ГПУ, шт.	12
Установленная электрическая мощность, кВт	3035,0
Установленная тепловая мощность, кВт	3047,0
Число часов работы в году, ч	8000
Годовой объем вырабатываемой электроэнергии, млн. кВт·ч	291,36
Годовой объем вырабатываемой тепловой энергии, тыс. Гкал	252,48
Годовой объем тепла, потребляемого шахтой, тыс. Гкал	101,903
Годовой объем тепла, потребляемого сторонними потребителями, тыс. Гкал	64,385
Годовой объем угля, сжигаемого шахтными котельными, тыс. т	20,2
Стоимость 1 т угля, сжигаемого шахтными котельными, грн	200,0
Тариф на электроэнергию, грн/кВт·ч	0,15
Тариф на тепловую энергию для шахты, грн./Гкал	67,2
Тариф на тепловую энергию для сторонних потребителей, грн./Гкал	82,7
Стоимость 12 газопоршневых установок, млн. грн.	114,0
Стоимость строительно-монтажных работ, млн. грн.	22,8
Стоимость 12 ГПТ, млн. грн	9,54
Стоимость строительства теплотрассы с тепловыми пунктами, млн. грн.	13,0
Себестоимость 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии	
Фонд заработной платы, грн/кВт·ч	0,0013
Работы по техническому обслуживанию и ремонту, грн/кВт·ч	0,004
Амортизационные отчисления, грн/кВт·ч	0,02
Смазочные материалы и др., грн/кВт·ч	0,002
Стоимость природного газа, грн/кВт·ч	0,008
ИТОГО, грн/кВт·ч	0,0353

Таблица 19.2 Техничко-экономические показатели шахтного энергокомплекса на базе газопоршневой когенерации.

Показатели	Величина
Суммарные капитальные затраты, млн. грн	159,4
Прибыль от реализации основной и дополнительной электроэнергии при различных k , млн. грн	54,0; 56,2; 58,4
Срок окупаемости при различных k , лет	2,95; 2,84; 2,73

Обоснование схемных решений структуры энергокомплекса при различных концентрациях МВС

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).

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. 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. 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 [1].

Утилизация угольного метана может быть осуществлена путём подачи части метановоздушной смеси (МВС) с допустимой концентрацией метана $k_1 \leq 0,025$ в качестве воздушного дутья энергетического объекта. Остальная часть МВС, обогащённая при необходимости газом со скважин поверхностной дегазации до допустимой Правилами безопасности [1] концентрации $k_2 \geq 0,25$, подаётся по каналу основного топлива.

Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса, приведённая на рис. 19.3. 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, 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.

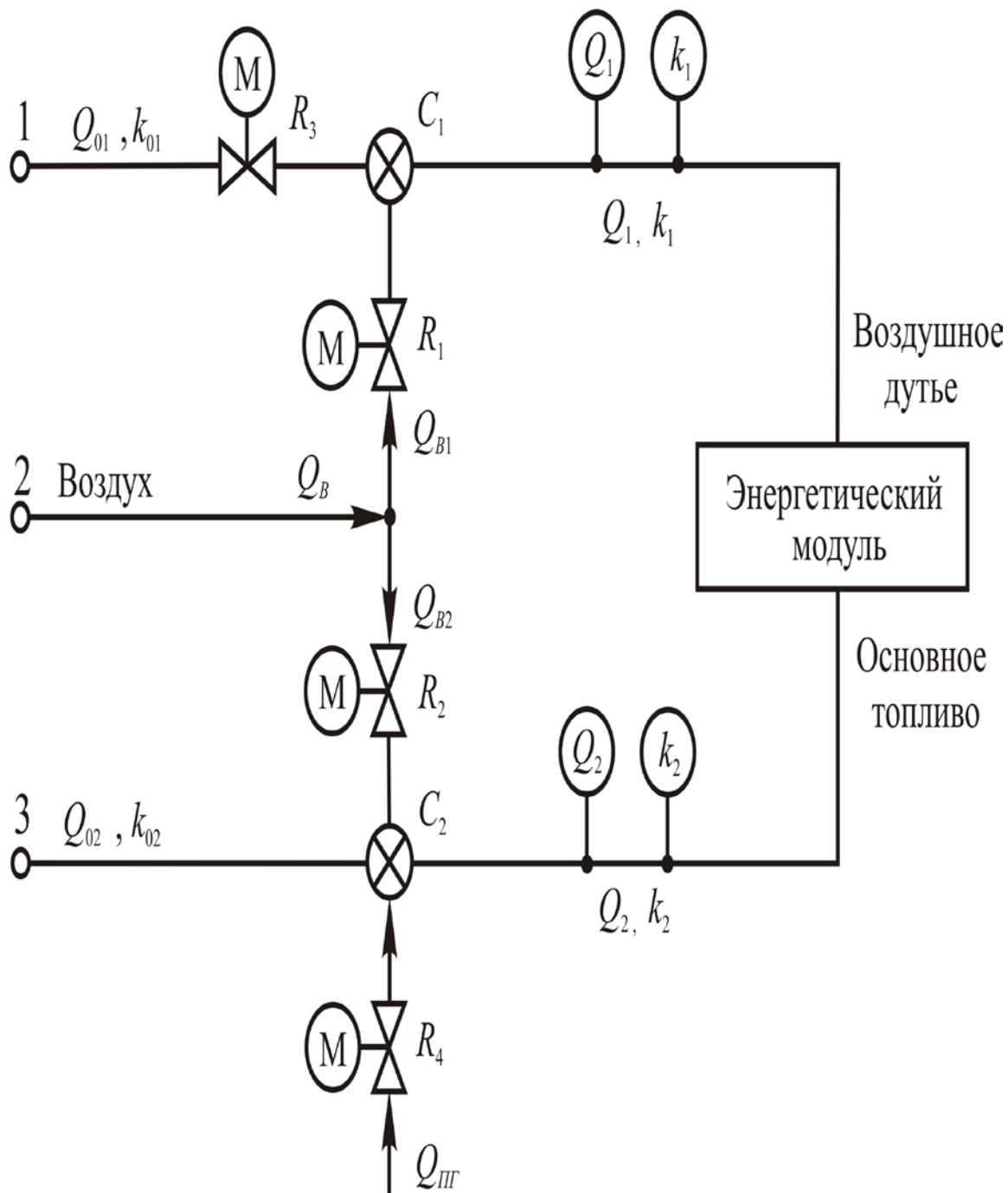


Рис. 19. 3. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса.

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 [1] 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

$$Q_M = Q_{01} \cdot k_{01} + Q_{02} \cdot k_{02} + Q_{\text{пр}} = Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = \frac{P}{Q_H^T \cdot \eta_{\text{э}}} = \text{const}, \quad (19.1)$$

где P и $\eta_{\text{э}}$ – номинальная мощность газопоршневой установки кВт(Дж) и КПД по выработке электроэнергии;

Q_H^T – 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.

Расчёт параметров схемы при стандартном режиме работы (регуляторы $R_1 \dots R_3$ открыты, регулятор R_4 закрыт) ведётся по зависимостям, определяемым из балансовых уравнений расходов МВС и чистого метана, записанных для сумматоров C_1 и C_2

$$Q_1 + Q_2 = Q_B + Q_M, \quad (19.2)$$

$$Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = Q_M, \quad (19.3)$$

где $Q_B = \alpha \cdot V_G^0 \cdot Q_M = 21,4 \cdot Q_M$ – общий расход воздуха на газопоршневую установку, работающую в номинальном режиме, м³/ч;

$\alpha = 2,22$ – коэффициент расхода воздуха;

$V_G^0 = 9,64 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – теоретический расход воздуха для сжигания 1 м³ шахтного метана;

Подставляя выражения для Q_B и Q_M в (19.2) и (19.3) и выполняя необходимые преобразования, найдём общие выражения для значений расходов МВС по каналам воздушного дутья и основного топлива, обеспечивающих номинальный режим работы газопоршневой установки

$$Q_1 = Q_M \cdot \frac{22,4 \cdot k_2 - 1}{k_2 - k_1}, \quad (19.4)$$

$$Q_2 = Q_M \cdot \frac{1 - 22,4 \cdot k_1}{k_2 - k_1}. \quad (19.5)$$

Расход атмосферного воздуха от вентилятора к сумматорам 1 и 2 и общий расход определяются из выражений

$$Q_{B1} = Q_1 \frac{k_{01} - k_1}{k_{01}}, \quad Q_{B2} = Q_2 \frac{k_{02} - k_2}{k_{02}}, \quad Q_B = Q_{B1} + Q_{B2} \quad (19.6)$$

Расход МВС от шахтной вакуум-насосной установки по каналу 1 (воздушное дутье) и по каналу 3 (основное топливо)

$$Q_{01} = Q_1 - Q_{B1}, \quad Q_{02} = Q_2 - Q_{B2} \quad (19.7)$$

При работе газопоршневой установки, когда концентрация МВС на входе в сумматор C_2 ниже нормированного значения $k_{02} = 0,25$, регулятор R_2 закрыт, регулятор R_4 открыт. При $k_1 = 0,0$ регулятор R_3 закрыт, в остальных случаях – открыт. Определение параметров схемы ведётся по зависимостям

$$Q_{III} = Q_2 \cdot \frac{k_2 - k_{02}}{1 - k_{02}}, \quad (19.8)$$

$$Q_{02} = Q_2 - Q_{III} = \frac{Q_M - Q_{III} - Q_1 \cdot k_1}{k_{02}}. \quad (19.9)$$

При этом значения Q_2 определяются по зависимости

$$Q_2 = \frac{Q_M - Q_1 \cdot k_1}{k_2}. \quad (19.10)$$

По приведённым выше зависимостям (19.1) – (19.10) выполним расчёт 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 (табл. 19.3). При этом, 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. 6.6 приведены их относительные значения.

Анализ данных табл. 19.3 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 $k_1 = const$. Динамика изменения расходов метановоздушных смесей Q_{01} и Q_{02} такая же по отношению к концентрации метана k_1 , но интенсивность их изменения, особенно Q_{01} , заметно выше, чем изменения расходов Q_1 и Q_2 . Следует отметить, что если объем Q_{01} не меняется при $k_1 = const$ и изменении k_{02} , то расход МВС Q_{02} при этом сначала возрастает, потом убывает, что связано с необходимостью потребления схемой природного газа $Q_{пг}$ для обогащения.

Особый интерес представляет динамика изменения расхода газа со скважин поверхностной дегазации на обогащение $Q_{пг}$ при концентрации метана по каналу основного топлива $k_{02} < 0,25$. Как показывают результаты расчётов, расход $Q_{пг}$ уменьшается при увеличении k_1 и k_{02} . В табл.19.3 также приведены долевые значения изменения расходов МВС от вакуум-насосной станции шахты по каналу основного топлива Q_{02}^0 и газа со скважин поверхностной дегазации на обогащение $Q_{пг}^0$ при изменении концентрации k_1 .

На рис. 19.4 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 газопоршневой установки.

Таблица 19.3 Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на основные параметры схемы утилизации шахтного метана при различных значениях концентрации МВС k_{02} по каналу 3.

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
$Q_{ПГ_i}^o$	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48
Q_{02}^o	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
$Q_{ПГ_i}^o$	1,00	0,90	0,80	0,70	0,56	0,48
Q_{02}^o	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}^o	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}^o	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,48

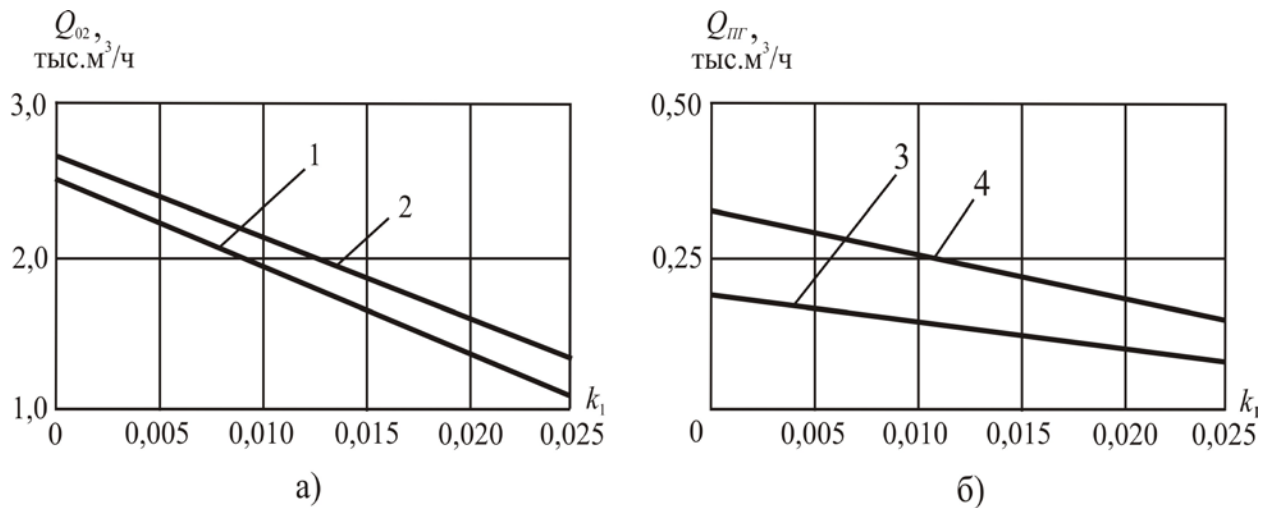


Рис. 19.4 Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на расход МВС Q_{02} и на расход газа со скважин поверхностной дегазации $Q_{пр}$ при различных концентрациях k_{02} (линии 1, 3 – $k_{02} = 0,20$, линии 2, 4 – $k_{02} = 0,15$).

Приведённая методика расчёта параметров предлагаемой схемы утилизации метана хорошо подходит для исследования и проектирования систем при заданных значениях Q_{01} и Q_{02} , k_{01} и k_{02} , то есть расходами и концентрациями от ВНС. Однако, если концентрация $k_2 \geq 0,25$ регламентирована Правилами безопасности, то значение концентрации k_1 зависит от выбранной конфигурации схемы утилизации метана, выбранной для реальных условий. Функциональную связь концентрации k_1 с параметрами схемы найдём следующим образом. Запишем выражение для содержания чистого метана в метановоздушных смесях, подаваемых по каналам воздушного дутья и основного топлива

$$Q_{M1} = k_1 \cdot Q_1 = \frac{k_1(22,4 \cdot k_2 - 1)}{k_2 - k_1}, \quad Q_{M2} = k_2 \cdot Q_2 = \frac{k_2(1 - 22,4 \cdot k_1)}{k_2 - k_1}. \quad (19.11)$$

Запишем выражение отношения расходов чистого метана по каналам

$$Q_M^o = \frac{Q_{M1}}{Q_{M2}}. \quad (19.12)$$

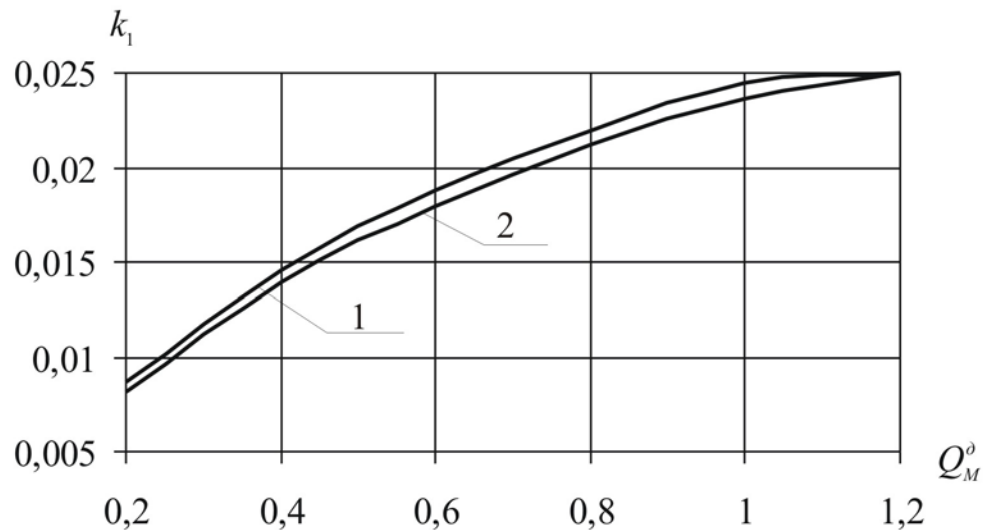
Из выражения (19.12) после подстановки (19.11) и выполненных преобразований получим искомое выражение для фактической концентрации метана по каналу воздушного дутья

$$k_1 = \frac{k_2 \cdot Q_M^o}{22,4 \cdot k_2 (Q_M^o + 1) - 1}. \quad (19.13)$$

Выражение (19.13) служит для определения фактического значения концентрации k_1 при регламентируемом значении $k_2 = 0,25$ и фактическом значении отношения расходов чистого метана по каналам газопоршневой установки. Естественно, что при $k_2 = 0,25$ и $Q_M^o = 1,0$ значение $k_1 \approx 0,025$. В таблице 19.4 приведены результаты расчётов по формуле (19.13), а на рис. 19.4 показаны зависимости $k_1 = f(Q_M^o)$, ограниченная максимально допустимым значением $k_1 = 0,025$, при различных концентрациях метана k_2 , из анализа которых следует, что при номинальной мощности концентрация k_1 нелинейно возрастает с ростом Q_M^o , достигая своего максимально допустимого значения при $Q_M^o = 1,0$ и при этом незначительно зависит от концентрации метана k_2 . Отсюда следует важный вывод о необходимости соблюдения условия $Q_M^o = 1,0$, так как при этом обеспечиваются лучшие экономические показатели системы утилизации метана. Полученные результаты позволяют определить фактическое значение k_1 при заданных значениях k_2 , Q_{M1} , Q_{M2} для реальных условий и использовать после этого предложенный алгоритм расчёта, вычисляя Q_1 и Q_2 из формул (19.4) и (19.5) по фактической концентрации k_1 .

Таблица 19.4 Зависимости концентрации метана k_1 по каналу воздушного дутья от долевого соотношения расходов чистого метана Q_M^o 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: $Q_M^o = 0,2$	0,0087	0,0085	0,0083	0,0082
$Q_M^o = 0,4$	0,0146	0,0143	0,014	0,0139
$Q_M^o = 0,6$	0,0188	0,0185	0,0182	0,0180
$Q_M^o = 0,8$	0,0220	0,0216	0,0214	0,0212
$Q_M^o = 1,0$	0,0245	0,0241	0,0238	0,0236
$Q_M^o = 1,2$	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250



кривая 1 – $k_2 = 0,25$; кривая 2 – $k_2 = 0,4$

Рис. 19.4 Зависимости концентрации $k_1 = f(Q_M^o)$ при различных концентрациях k_2 .

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 $Q_M^o = 1,0$, обеспечивающему максимальное значение k_1 ;
- определяется фактическое значение Q_M^o 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 ($\geq 25 \%$), подаваемой по каналу основного топлива, до вдвое меньшего значения, равно как и объем потребления метана на её обогащение, при этом потребление объемов чистого метана по каналам газопоршневой установки становится практически одинаковым.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. НПАОП 10.0-1.01-10 Правила безпеки у вугільних шахтах. Кив: 2010.-430с.
2. СОУ 10.1.00174088.001-2004. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації. Мінпаливенерго України.-Київ:2005.-163с.
3. Пат.К75821 Україна, Е21F7/00. Спосіб випереджаючої дегазації порід покрівлі високонавантажених лав/А.Ф. Булат, Ю.Л. Звягильський, І.О. Єфремов.
4. Иофис М.А. Инженерная геомеханика при подземных разработках/М.А. Иофис, А.И. Шмелев-М:Недра.-1985-248с.
5. Ефремов И.А. Опережающая дегазация песчаников на шахте им. А.Ф. Засядько/И.А. Ефремов, //Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2010» Національний гірничий університет, 2010.-С.167-171.
6. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда/А.Ф.Булат, Е.Л.Звягильский, В.В.Лукинов и др.//.-К: наукова думка, 2008.-410с.
7. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт.-Киев: 1994.-311с.
8. Стукало В.А., Кавера А.Л. Совершенствование методики обоснования необходимости применения дегазации источников метановыделения в угольных шахтах// Известия Донецкого горного института, №1.-2002.
9. Випереджаюча дегазація порід покрівлі високопродуктивних лав//СОУ 10.1.001174 088/О.І. Касімов, В.М. Кочерга, А.М.Брюханов, І.І.Пісарев, А.Ф.Булат, В.В.Лукінов, А.Г.Клець, Б.В.Бокій, І.О.Єфремов-Макиївка; МакНДІ, 2010-21с.
- 10.Булат А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов/А.Ф.Булат, И.Ф.Чемерис.- Киев:Наукова думка, 2006.-176с.
- 11.Лукинов В.В. Создание энергоэффективного комплекса извлечения и использования шахтного газа метана/В.В.Лукинов, В.Г.Перепелица, Б.В.Бокий, И.А.Ефремов//Геотехническая механика: Межвед.сб.науч.тр./ИГТМ НАН Украина.-Днепропетровск 2010.-Вып №88.-С.3-8.