

УДК 622.831.325

В. Н. КОЧЕРГА, инж.
(МакНИИ)

И. В. СЫТНИК, инж.
(«УК «Краснолиманская»)

Г. С. ЛЕВЧИНСКИЙ, канд. техн. наук
(АО «ПОИСК, А.С.»)

Эффективность комплексной дегазации выемочных участков на шахте «Краснолиманская»

Показана эффективность комплексной дегазации выемочных участков на шахте «Краснолиманская», обеспечившая фактическую нагрузку на очистные забои до 3000–4000 т/сут в условиях высокой метанообильности.

Ключевые слова: дегазация, вакуум-насосные станции, подземные дегазационные установки.

Контактная информация: poiskac@ya.ru

Увеличение интенсивности и глубины разработки газоносных угольных пластов на шахтах Донбасса сопровождается повышением выделения метана в горные выработки, что при несоблюдении Правил безопасности [1] приводит к взрывам и вспышкам – главной причине группового производственного травматизма. В целях безопасности допустимая нагрузка на очистные забои ограничивается нормами действующих нормативных документов [1, 2] в зависимости от интенсивности метановыделения, количества воздуха, подаваемого для проветривания выработок, и эффективности дегазации источников газовой выработки.

Разбавить воздухом метан до безопасных концентраций невозможно. Поэтому основным средством для снижения метановыделения в горные выработки и обеспечения газовой безопасности при увеличении угледобычи – высокоэффективная дегазация. В настоящее время ее осуществляют, руководствуясь отраслевым стандартом [3], разработанным по результатам исследований, проведенных до 2003 г.

Известно, что высокая производительность выемочных участков достигается только при столбовых системах разработки с применением двух принципиально разных схем проветривания типов 3-В (2-В) и 1-М.

Схема проветривания типа 3-В (2-В) предполагает подачу свежих вентиляционных струй воздуха по двум выработкам, примыкающим к отработываемому угольному массиву, а исходящая струя отводится по поддерживаемой за лавой выработке, которая примыкает к выработанному пространству. В таких условиях дегазационные скважины бурят позади очистного забоя (рис. 1, а). При соблюдении технологии ведения дегазационных работ [3] эффективность дегазации кровли может достигать 70–80 %, когда в работе будет 8–12 скважин на расстоянии до 200–250 м от очистного забоя. Оставшийся после дегазации метан предусмотрено разбавлять воздухом.

На выемочных участках, проветриваемых по схеме 1-М, исходящая вентиляционная струя попадает в выработку, примыкающую к отработываемо-

му угольному массиву (вентиляционная выработка за лавой не обслуживается и не контролируется). В таких условиях дегазационные скважины можно бурить только впереди очистного забоя навстречу его движению (рис. 1, б). Количество одновременно работающих скважин до подработки их устья не превышает трех [3]. Скважины попадают в зону разгруженных от горного давления пород в непосредственной близости от очистного забоя, где метановыделение из угольных пластов и пород кровли не достигает максимума. После прохода лавы под устьями таких скважин они разрушаются. Поэтому предусмотрено [3] их отключать от дегазационной системы, а газопровод укорачивать. Дебит метана по таким скважинам невелик, и их эффективность, как правило, не превышает 30 %. Оставшийся после дегазации кровли скважинами метан поступает в выработанное пространство, а затем выносится утечками воздуха на сопряжение лавы с вентиляционной выработкой с недопустимой [1] концентрацией. Для снижения метановыделения из выработанного пространства в горные выработки предусмотрена [3] дегазация по отдельному газопроводу, остающемуся в неконтролируемой части вентиляционной выработки. Эффективность этого способа дегазации зависит от доли утечек воздуха через выработанное пространство, которую каптирует дегазационная система.

В горно-геологических условиях шахты «Краснолиманская» не удается поддерживать вентиляционную выработку за лавой, поэтому применяют схему проветривания типа 1-М (см. рис. 1, б). Шахта, расположенная в центральной части Красноармейского геолого-промышленного района, входит в пятерку самых высокопроизводительных и метанообильных в Донбассе. Годовая добыча угля, включая ООО «Краснолиманское», в последние годы составляет около 2,5 млн т. Горный массив, сложенный отложениями свит C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 и C_3^1 , содержит около

ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

60 угольных пластов и пропластков, из которых 13 мощностью более 0,45 м. Залегание каменноугольных пород – моноклиальное с падением пластов на восток и северо-восток под углом 3–15°.

Шахта разрабатывает газоносные угольные пласты k_5 , l_3 и m_4^2 мощностью 1,5–2,5 м, 2,1–3,3 м и 1–1,2 м соответственно. При метаноносности 15–25 м³/т с. б. м. пластов угля k_5 и l_3 средняя абсолютная метанообильность выемочных участков при суточной добыче 2000–4000 т достигает 30–45 м³/мин. Угольный пласт m_4^2 имеет метаноносность 5,7–12,7 м³/т с. б. м., поэтому при нагрузках на очистные забои 1000–2000 т абсолютная метанообильность выемочных участков здесь ниже и составляет 7–12 м³/мин.

Для обеспечения газовой безопасности на шахте при отработке пластов k_5 и l_3 применяют дегазацию кровли скважинами, пробуренными из вентиляционного штрека навстречу очистному забою, и дегазацию выработанного пространства отрогками газопровода («свечами»), оставляемыми в неконтролируемой части вентиляционной выработки. На выемочных участках пласта m_4^2 ввиду невысокой метанообильности, осуществляют дегазацию только выработанного пространства. Дополнительно для борьбы с местными скоплениями метана на сопряжении лавы и вентиляционной выработки применяют изолированный отвод метана за пределы выемочного участка газоотсасывающими установками с вентиляторами ВМЦГ-7М.

На шахте две вакуум-насосные станции (ВНС). Для дегазации выемочных участков по пласту k_5 используют ВНС № 1 (оснащена пятью насосами ВВН2-150, расположена на промплощадке главного ствола), а по пласту l_3 – ВНС № 2 (оснащена тремя насосами ВВН2-150, которая расположена на промплощадке воздухоподающего штрека).

Вакуум-насосная станция № 1 связана с горными выработками тремя магистральными дегазационными скважинами диаметрами 219, 273 и 325 мм, а ВНС № 2 – двумя магистральными дегазационными скважинами диаметрами 273 и 325 мм. Магистральные и участковые дегазационные газопроводы в горных выработках имеют диаметр 325 мм. По дегазационной системе из-за ее большой протяженности ВНС № 1 может каптировать из

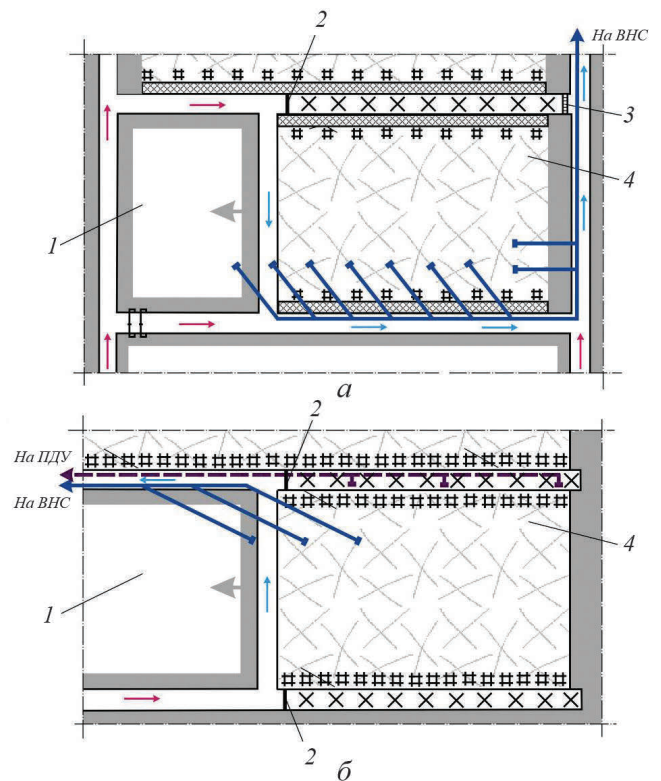


Рис. 1. Основные типовые схемы дегазации кровли скважинами: *а* – прямоточная проветривания типа 3-В (2-В); *б* – возвратноточная проветривания типа 1-М; 1 – разрабатываемый угольный пласт; 2 – переносная перемышка; 3 – глухая перемышка; 4 – выработанное пространство; — — дегазационный газопровод; — — скважины в кровлю; - - - газоотсасывающий трубопровод; ■ – «свечи»; → – свежая струя воздуха; ← – исходящая струя воздуха.

шахты не более 100 м³/мин метановоздушной смеси, а ВНС № 2 – не более 70 м³/мин.

До 2004 г. дегазационные скважины бурили диаметрами 76 и 93 мм, а газ из них и выработанного пространства отсасывали на поверхность по одному газопроводу. Малая производительность дегазационной системы не позволяла одновременно эффективно каптировать газ

Таблица 1

Лава	Средняя нагрузка на очистной забой, т/сут	Среднее метановыделение, м ³ /мин					
		в очистную выработку	в исходящую струю участка	в дегазационные скважины	в газоотсасывающие «свечи»	в газоотводящий трубопровод (ВМЦГ-7)	всего по участку
10-я южная южного уклона пласта k_5	1235	2,7	3,8	1,7	2,6	4,8	12,9
7-я северная уклона 1-бис пласта k_5	448	1,4	3,4	0,0	1,45	1,4	6,25
11-я южная центрального уклона пласта l_3	1218	3,1	6,1	3,6	3,2	6,2	19,1

ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

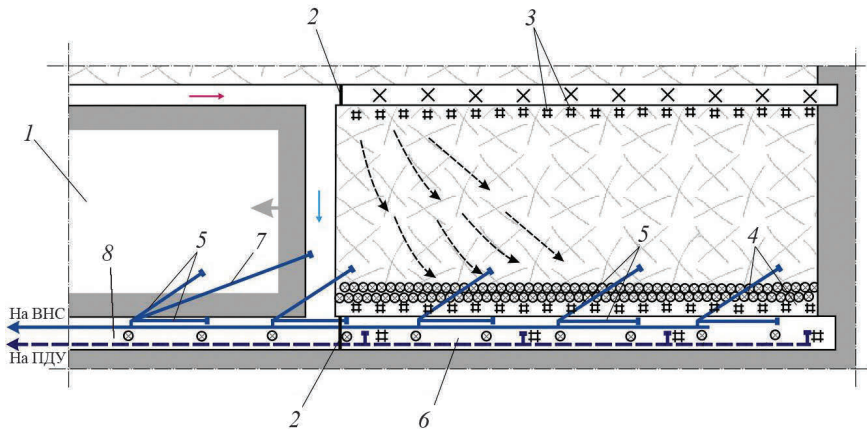


Рис. 2. Схема дегазации выемочного участка с помощью скважин и газопроводов, остающихся в неконтролируемой части вентиляционной выработки: 1 – разрабатываемый пласт; 2 – переносная перемычка; 3 – деревянные костры; 4 – два ряда органной крепи; 5 – скважины, остающиеся подключенными к газопроводу в неконтролируемой части вентиляционной выработки; 6 – неконтролируемая часть вентиляционной выработки; 7 – скважины, отключаемые от газопровода перед очистным забоем; 8 – вентиляционная выработка; —, —, —, —, —, —, —, —, —, — — условные обозначения см. на рис. 1.

из скважин и выработанного пространства на поверхность. Исследования метанообильности выемочных участков (табл. 1) и оценка достигнутой эффективности дегазации (табл. 2) показали, что эффективность дегазации кровли скважинами не превышала 20 % при диаметре бурения 76 мм и 25–30 % при диаметре бурения 93 мм. Из выработанного пространства каптировалось 25–35 % метана, выделяющегося в него после дегазации кровли. Эффективность комплексной дегазации скважинами и «свечами» составляла 30–42,5 %, а доля каптируемого метана в газовом балансе выемочных участков не превышала 35,6 % (см. табл. 2).

При такой низкой эффективности дегазации метан, выделяющийся в горные выработки, – основной сдерживающий фактор в повышении нагрузок на очистные забои. Допустимая по газовому фактору суточная добыча угля на выемочных участках не превышала 1300 т.

Чтобы увеличить добычу угля на шахте, необходимо было повысить пропускную способность дегазационной

системы путем сооружения двух магистральных дегазационных скважин с поверхности диаметром не менее 426 мм и увеличить количество вакуум-насосов на ВНС. Кроме этого, для дегазации лав на пласте нужно было построить поверхностную ВНС № 3 на площадке воздухоподающего ствола № 1 и проложить в стволе газопровод диаметром не менее 426 мм. Осуществить столь масштабное и дорогостоящее строительство в короткие сроки не представлялось возможным. Поэтому в 2004 г. после мощного взрыва метана в 11-й южной лаве пласта I₃, унесшего десятки жизней горняков, руководство шахты приняло решение дегазировать выработанное пространство с помощью подземных дегазационных установок ПДУ-50, а газ из скважин каптировать поверхностными ВНС. В целях обеспечения транспортировки до места установок ПДУ-50М и размещения специалисты

АО «ПОИСК, А.С.» усовершенствовали конструкцию, что обеспечило доставку в условиях деформированных горных выработок по узлам и быстрый монтаж. В дополнение к этому для повышения эффективности дегазации кровли шахта перешла на бурение дегазационных скважин диаметром 114–132 мм буровым станком GBH 1/89/12 производства немецкой фирмы «Дайльманн-Ханиэль» с первоначальными параметрами, рекомендованными учеными МакНИИ (табл. 3).

По мере отработки лавы первоначальные параметры корректировали в зависимости от геологических условий и фактической эффективности дегазации.

Обычно скважина № 1, параметры которой рассчитаны по СОУ [3] (см. табл. 3), начинала работать на расстоянии 20–30 м впереди лавы, а прекращала, когда очистной забой проходил под ее устьем. В это время скважину согласно СОУ [3] отключали от газопровода, а на обсадную трубу устанавливали заглушку. Скважины № 2 и № 3 начинали работать на расстоянии 3–8 м впереди очистного забоя. После прохода лавы под их устьями

Таблица 2

Лава	Метанообильность выемочного участка, м ³ /мин	Эффективность дегазации, %				Доля каптируемого метана в газовом балансе участка, %
		скважин	«свечей»	газоотвода	комплексной дегазации скважинами и «свечами»	
10-я южная южного уклона пласта k ₅	12,9	18,5	30,6	81,3	42,2	33,3
7-я северная уклона 1-бис пласта k ₅	6,25	0,0	29,9	41,2	29,9	23,2
11-я южная центрального уклона пласта I ₃	19,1	25,0	25,8	67,4	42,5	35,6

ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Таблица 3

скважины не отключали от газопровода, а оставляли работать в неконтролируемой части вентиляционной выработки. Для обеспечения сохранности дегазационных скважин и газопроводов в неконтролируемой части вентиляционной выработки ее охраняли деревянными кострами, двумя рядами органного крепления и усиливали стойками под верхняяи рам. В местах установки «свечей» выкладывали костры. Схема комплексной дегазации показана на рис. 2.

Чтобы оценить достигнутую эффективность дегазации кровли скважинами и выработанным пространством с помощью ПДУ были проведены исследования метанообильности выемочных участков по результатам наблюдений за метановыделением и контрольных газовых съемок, периодически выполняемых специалистами МакНИИ.

Эффективность дегазации кровли скважинами, %,

$$k_{д.с} = 100 \sum I_{ск} / I_{кр},$$

где $\sum I_{ск}$ – сумма дебитов метана, каптированного скважинами, м³/мин;

$I_{кр}$ – метановыделение из кровли, м³/мин,

$$I_{кр} = (I_{уч} - I_{оч}) d_{кр} = I_{в.п} d_{кр},$$

$I_{уч}$ – общий дебит метана на участке, м³/мин;

$I_{оч}$ – расход метана в лаве на расстоянии 10–15 м от вентиляционной выработки, м³/мин;

$d_{кр}$ – доля метановыделения из кровли в газовом балансе выработанного пространства, доли ед., рассчитывают по методике прогноза метанообильности [2];

$I_{в.п}$ – метановыделение из угольных пластов и пород кровли и почвы в выработанное пространство, м³/мин.

Эффективность дегазации выработанного пространства отростками газопровода («свечами») с помощью ПДУ, %, определяли как отношение дебита каптируемого ими метана ($I_{св}$, м³/мин) к метановыделению в выработанное пространство после дегазации кровли скважинами:

$$k_{св} = 100 I_{св} / (I_{в.п} - \sum I_{ск}).$$

Параметр	Скважина		
	№ 1 на лаву	№ 2 на лаву	№ 3 по оси штрека
Длина скважины $l_{св}$, м	80	80	80
Разворот от оси штрека φ , ...°	25–30	30–45	0
Наклон к горизонту β , ...°	30	45	45
Конечный диаметр $d_{св}$, мм	114–132	114–132	114–132
Глубина герметизации $l_{г}$, м	6	6	6
Диаметр обсадной трубы, м	108	108	108
Интервал между скважинами, м	15–20	15–20	15–20

Общая эффективность комплексной дегазации скважинами и «свечами», %,

$$k_{дег} = 100 (\sum I_{ск} + I_{св}) / I_{в.п}.$$

Эффективность изолированного отвода метана из выработанного пространства за пределы выемочного участка по жесткому трубопроводу с помощью вентилятора ВМЦГ-7М %, рассчитывали по формуле

$$k_{го} = 100 I_{го} (I_{в.п} - \sum I_{ск} - I_{св}),$$

где $I_{го}$ – расход метана на выхлопе газоотсасывающей установки, м³/мин.

Общую метанообильность выемочного участка определяли как сумму дебита метана в исходящей струе ($I_{исх}$, м³/мин) и дебита метана, каптированного скважинами, «свечами» и газоотсасывающей установкой с вентилятором ВМЦГ-7М:

$$I_{уч} = I_{исх} + \sum I_{ск} + I_{св} + I_{го}.$$

Доля каптируемого метана в общем газовом балансе выемочных участков, %,

Таблица 4

Лавы	Средняя нагрузка на очистной забой, т/сут	Среднее метановыделение, м ³ /мин				
		в очистную выработку	в исходящую струю участка	в дегазационные скважины	в газоотсасывающие «свечи»	в газоотводящий трубопровод (ВМЦГ-7)
11-я южная «бис» центрального уклона пласта l_3	1900	3,1	6,2	12,0	6,7	4,8
7-я южная южного уклона пласта k_5	4000	4,5	4,8	19,6	7,5	6,8
8-я южная южного уклона пласта k_5	3100	4,3	4,5	12,7	8,6	5,8
2-я южная уклона № 1-бис пласта k_5	2200	4,6	4,8	16,5	8,4	3,7
2-я западная засбросовой части пласта l_3	2900	2,2	5,5	22,2	12,1	3,4
3-я западная засбросовой части пласта l_3	2300	2,0	3,2	20,3	8,2	3,6

Лава	Метанообильность выемочного участка, м ³ /мин	Эффективность дегазации, %				Доля капируемого метана в газовом балансе участка, %
		скважин	«свечей»	газоотвода	комплексной дегазации скважинами и «свечами»	
11-я южная «бис» центрального уклона пласта l_3	29,7	53,1	45,9	60,7	70,3	63,0
7-я южная южного уклона пласта k_5	38,7	63,7	51,4	95,8	79,2	70,0
8-я южная южного уклона пласта k_5	31,6	52,7	58,9	95,1	78,0	67,4
2-я южная уклона № 1-бис пласта k_5	33,4	63,6	68,3	94,9	86,5	74,6
2-я западная засбросовой части пласта l_3	43,2	60,2	64,4	50,8	83,7	79,4
3-я западная засбросовой части пласта l_3	35,3	67,7	63,1	74,5	85,6	80,7

$$d_{\text{дег}} = 100(\sum I_{\text{ск}} + I_{\text{св}}) / I_{\text{уч}}$$

Исследования метанообильности выемочных участков (табл. 4) и оценка эффективности дегазации показали, что эффективность скважин возросла более чем в 2 раза с 18,5–25 % до 52,7–67,7 % (табл. 5), выработанного пространства «свечами» с 25,8–30,6 до 45,9–68,3 %, комплексной дегазации с 29,9–42,5 до 70,3–86,5 %, а доля капируемого метана в газовом балансе увеличилась с 23,2–35,6 до 63,0–80,7 % (см. табл. 2 и 5).

Эффективность работы скважин возросла за счет увеличения диаметра их бурения с 76–93 до 114–132 мм, улучшения качества герметизации, охраны устьев от разрушения и повышения вакуума в устьях, что было невозможно при работе «свечей» и скважин на один газопровод. С 2005 г. извлекаемый метан используется в качестве топлива для шахтной котельной.

Рентабельность дегазации выработанного пространства «свечами» возросла за счет роста расхода отсасываемой газозоудшной смеси с помощью передвижных дегазационных установок (ПДУ) по отдельному газопроводу и проведению мероприятий в целях сохранности неконтролируемой части вентиляционной выработки и «свечей».

Выполнение дегазационных работ на более высоком техническом уровне позволило обеспечить газовую безопасность выемочных участков и повысить суточные нагрузки на очистные забои до 3000–4000 т. При этом расчетная максимально допустимая нагрузка на очистной забой с учетом фактической метанообильности и достигнутой эффективности дегазации на лавах засбросовой части пласта l_3 составила 6000–7000 т.

Комплексную дегазацию выемочных участков с использованием скважин и газопроводов, остающихся в неконтролируемой части вентиляционного штрека (см. рис. 2), применяют на шахте им. А. Ф. Засядько и ПАО «Шахтоуправление Покровское». В геологических условиях этих предприятий ее эффективность составляет 70–90 %.

Для проектирования комплексной дегазации на шахтах Украины специалисты МакНИИ разработали дополнения к СОУ [3] – Правила [4].

Выводы. При столбовой системе разработки выемочных участков, проветриваемых по возвратноточной схеме типа 1-М, комплексная дегазация с использованием скважин и газопроводов, остающихся в неконтролируемой части вентиляционной выработки дает возможность на 70–90 % снизить метановыделение из выработанного пространства. Результативность дегазации кровли скважинами может составлять 60–75 % в зависимости от диаметра бурения и способа охраны устьев от разрушения [4], а дегазации «свечами» – 50–70 % и более в зависимости от доли утечек воздуха через выработанное пространство, которое капирует дегазационная система.

Высокоэффективная комплексная дегазация [4] позволяет при внедрении схемы проветривания типа 1-М обеспечить газовую безопасность и существенно увеличить нагрузку на очистной забой, а использование современных ПДУ с замкнутым циклом водоснабжения – без реконструкции действующей дегазационной системы шахты применять комплексную дегазацию выемочных участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Правила безпеки у вугільних шахтах*: НПАОП 10.0-1.01-10. – [Чинний від 2010-01-01]. – К.: Держгірпромнагляд України, 2010. – 212 с. – (Нормативно-правовий акт з охорони праці).
2. *Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт*: НПАОП 10.0-1.7.08-93 – К.: Госгортехнадзор Украины, 1994. – 312 с.
3. *Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации*: СОУ 10.1.00174088.001–2004. – К.: Минтопэнерго Украины, 2004. – 167 с.
4. *Правила застосування способу дегазації виїмкової ділянки з використанням свердловин і газопроводів, що залишаються в неконтрольованих виробках. Доповнення до СОУ 10.1.00174088.001–2004 «Дегазія вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації»*. – К.: Минтопэнерго Украины, 2012. – 20 с.