

УДК 622.454.3

Е.Л. Звягильский,

В.В. Бобрышев, Вас.В. Бобрышев

ЭФФЕКТ ПРИРОДНОГО АНТИГАЗОВОГО ГИДРОБАРЬЕРА И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОВОГО БАЛАНСА ЛАВЫ И ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Розглянуто необхідні умови і механізм формування ефектів природного анти газового гідробар'єру і передову зону часткового розвантаження у процесі роботи очисного вибою; їхній вплив на характер, інтенсивність і місця переважного виділення газу щодо очисного вибою, а так само в робочий інтервал поверхневих дегазацийних свердловин; показана необхідність їхнього обліку при плануванні очисних робіт, а так само при виборі параметрів поверхневих дегазацийних свердловин; даний математичний спосіб оцінки очікуваного тиску газу на робочому інтервалі поверхневих дегазацийних свердловин і рекомендації з підвищення ефективності їхньої роботи.

EFFECTS OF THE NATURAL ANTI-GAS HIDROBARRIER AND ITS ROLE IN THE FORMING OF GAS BALANCE OF LAVA AND PECULIARITIES OF SUPERFICIAL DEGASSING CHINKS' WORK

Necessary conditions and mechanism of form the effects nature anti-gas hidrobarrier and advanced zone of partial unloading in the process of work of lava, their influences to the character, intensively and places of primary evolution of gas relatively to lava and in the working interval of superficial degassing chinks were considered. Necessity of its calculation by the planning of cleaning works and in parameters superficial degassing chinks selection time was showed/ Mathematical method of estimation of expectation gas pressure on the working interval of superficial degassing chinks and recommendations by the increase of effectively of its work was given.

Главным фактором, сдерживающим темпы очистных и подготовительных работ на шахте им. А.Ф.Засядько является, как это хорошо известно, высокая природная метаноносность угольных пластов и вмещающих их пород (до 25 м³/тс.б.м для углей и 2-9 м³/ т и более – для пород).

Важная отличительная особенность газоносных песчаников шахтного поля заключается в том, что их открытая пористость заполнена двухфазным флюидом. На 40%, но чаще на 80%, она заполнена жидкой фазой: водой с растворенным в ней газом, находящимся под пластовым (гидростатическим) давлением. На достигнутых глубинах разработки (1100-1387 м) оно составляет 60 – 90 МПа. Газообразная фаза у флюида достигает 60%, но чаще – 35-20%. В естественных условиях эти фазы флюида находятся в строго определенных соотношениях в зависимости от типа и морфологии газоносных структур [1] и, соответственно, оказывают различное влияние, в числе других горно-геологических факторов [2], на развязывание газодинамических явлений.

При внедрении горных работ в угленосную толщу нарушается естественное равновесие между двумя фазами флюида открытых пор. В результате взаимодействия этих фаз может создаваться как неблагоприятная, так и благоприятная

ситуация (с точки зрения безопасности горных работ). Главным, определяющим фактором, от которого зависит тип ситуации, является жидкая фаза. Рассмотрим ниже некоторые из возможных вариантов взаимодействия фаз флюида и возникающие при этом горнотехнические ситуации.

После подработки водо-газоносного горизонта лавой, если он находится не далее 40 выемочных мощностей от разрабатываемого пласта, дополнительно раскрывающаяся естественная трещиноватость толщи пород и образующаяся в ней техногенная трещиноватость создают условия для проникновения флюида в ее выработанное и рабочее пространства. Чем больше в порах содержится воды, тем, естественно, больше оттесняется её пластовым давлением и гравитационными силами в трещины всех типов. Тем выше развивается в них гидравлическое сопротивление, тем надежнее они запираются водой и становятся менее проницаемы для газовой составляющей флюида. Газ угольных пластов-"спутников" и водо-газоносных горизонтов кровли может практически полностью потерять способность к проникновению непосредственно в рабочее пространство лавы. Он оттесняется по трещинам расслоения от забоя вглубь выработанного пространства. Особенно четко этот эффект проявляется на повышенных скоростях (4-5 м/сут.) подвигания лав в условиях пласта l_1 , имеющего в основной кровле мощный (до 25-35 м) водо-газоносный слой песчаника. При увеличении скорости подвигания с 2-3 до 4-5 м/сут. четко фиксируется инерционность участкового процесса газовыделения: оно заметно уменьшается, а при сбрасывании скорости заметно возрастает. Подобные скачки газовыделения в зависимости от скорости движения лавы отмечались и ранее [3], но механизм их формирования не объяснялся. Конечно, его природа весьма сложна и неоднозначна. Контрастность его проявления определяется и физико-механическими свойствами разрабатываемого угольного пласта, вмещающих его пород, и параметрами лавы, и техническими параметрами ее отработки. Но не вызывает сомнения и то, что жидкая фаза флюида в механизме формирования этого эффекта играет одну из главных ролей. Этот параметр позволяет дать вполне логичное объяснение парадоксальному, на первый взгляд, факту увеличения абсолютного газовыделения добычного участка при сбросе в 1,5-2 раза скорости подвигания его забоя. Картина здесь может быть следующей.

В рабочей части лавы, где зажата консоль основной кровли и где она испытывает максимальные касательные напряжения, резко – в два раза – увеличивается время формирования и раскрытия техногенной трещиноватости, т.е. происходит увеличение их количества и раскрытости. Устремляющаяся по ним вниз вода проявляется в призабойной части лавы в виде капежа различной интенсивности или даже струй и уже не может – в силу ограниченности своего количества – полностью их перекрыть. И весь газ, выделившийся из верхних "спутников" и пор разуплотненного песчаника и полостей расслоения, не успевших ранее среагировать на скоротечные изменения напряжений предыдущего скоростного периода, проникает преимущественно в рабочую часть лавы.

В рассмотренных ситуациях жидкая фаза флюида работает по-разному. В первом случае, в условиях достаточно высокого (60 – 80%) уровня заполнения открытых пор водой и стационарно повышенных скоростей подвигания лавы,

жидкая фаза флюида работает как вполне надежный самоподдерживающийся природный антигазовый гидробарьер (ПАГГБ), препятствующий с различной степенью интенсивности проникновению газа из подрабатываемого водогазоносного горизонта в лаву. Во втором случае, при тех же горно-геологических условиях, но при "рваном" (изменчивом) темпе подвигания, происходит периодическое разрушение ПАГГБ дренированием воды из горизонта в призабойную зону, вызывая тем самым повышенные газовыделения в лаву.

ПАГГБ может разрушаться и другими техногенными факторами, в частности, неоправданным в некоторых случаях бурением подземных дегазационных скважин. Вместе с газом они дренируют из пород кровли воду, повышая проницаемость кровли и облегчая газу проникновение в выработанное и рабочее пространство лавы. Кроме того, остающиеся в выработанном пространстве стволы дегазационных скважин, после нарушения горным давлением их герметичности и связи с вакуум-газопроводом, образуют дополнительные неуправляемые каналы облегченного проникновения газа из верхних, достаточно удаленных, угольных пластов-"спутников" и слоев кровли в выработанное и рабочее пространство лавы, как это было показано ранее в работе [4].

Какие же главные выводы можно сделать, исходя из всего изложенного выше относительно эффекта ПАГГБ? На наш взгляд, они следующие:

1. Очистные работы должны производиться так, чтобы в максимальной степени исключить возможность разрушения ПАГГБ в рабочей части лавы, т.е. не допустить здесь интенсивного капежа и струйчатого выделения воды.

2. Нормально работающий ПАГГБ создает благоприятные условия для перемещения максимальных газовыделений по субпослойным трещинам расслоения кровли из рабочей зоны лавы в ее выработанное пространство. Этим создаются благоприятные условия для дегазации добычного участка с помощью газоотсоса или его комбинации с подземными и/или поверхностными дегазационными скважинами.

3. Для условий, когда открытая пористость водогазоносного горизонта заполнена более чем на 70-80% жидкой фазой, бурение подземных дегазационных скважин может оказаться неэффективным или даже вредным техническим мероприятием. Наиболее рациональным и действенным методом дегазации в таких условиях является газоотсос, ибо в этом случае забирается только тот газ, который все же преодолел сопротивление ПАГГБ. А остальной газ, десорбирующийся из подработанной и надработанной толщи, идет на формирование техногенной газовой залежи. И чем выше скорость подвигания очистного забоя, тем больше доля газа, идущая по этому направлению. Как показали наши наблюдения, давление газа в техногенных залежах может превышать 3 МПа, что установлено прямым замером для условий угольного пласта m_3 .

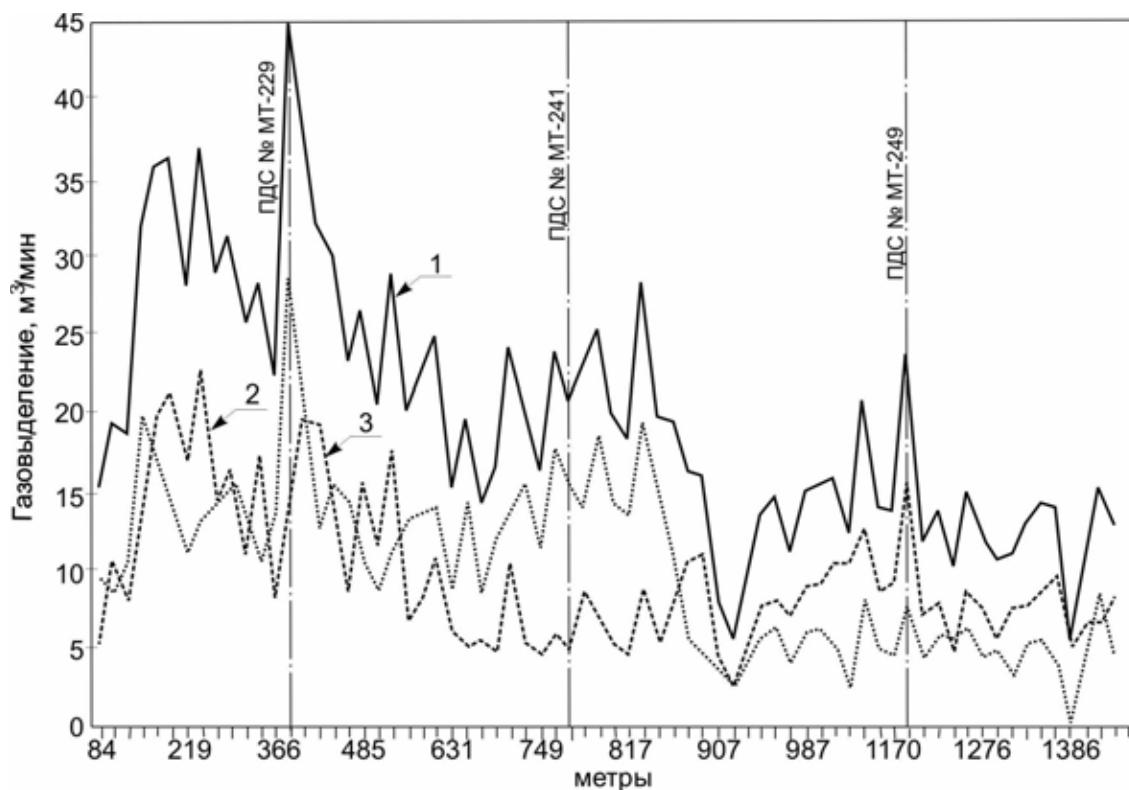
4. Необходимо продолжить наблюдения за характером работы ПАГГБ в различных сочетаниях горно-геологических и горнотехнических условий разработки угольных пластов. Это позволит более эффективно использовать естественные условия среды для борьбы с рудничным газом.

Рассмотрим, как влияет эффект ПАГГБ на работу поверхностной дегазационной скважины. В связи с ограниченными возможностями подземных дегазационных скважин и ростом нагрузок на очистные и подготовительные забои на шахте им. А.Ф. Засядько возникла необходимость в поиске и внедрении в производство новых способов дегазации угленосной толщи на больших глубинах. Одним из них оказался метод дегазации с помощью поверхностных дегазационных скважин (ПДС). С 1981 года регулярно производится бурение глубоких (1000–1300 м) скважин для дегазации угленосной толщи, подрабатываемой угольными пластами m_3 и l_1 . За это время накоплен большой опыт эксплуатации ПДС и их влияния на подрабатывающую лаву. В частности, было установлено, что эффективность их работы во многом зависит от диаметра ПДС и характеристик дегазируемого горизонта. Диаметр ПДС определяется один из ее главных эксплуатационных параметров – скорость газового потока в скважине, а характеристиками газоносного горизонта – еще более важный параметр, во многом определяющий ее эффективность – состав его флюида, т.е. представлен ли он только газовой или жидкой фазами или их смесью. В случаях, когда флюид газоносного горизонта представлен только газовой фазой, ПДС работает с максимальной эффективностью. Чем больше газа принимает ПДС из подрабатываемой угленосной толщи, тем выше её дегазирующий эффект. Казалось бы, совершенно очевидный факт, не требующий доказательства и дополнительных разъяснений. Именно так восприняли полученные результаты наблюдений за работой ПДС № МТ-229, № МТ-241 и № МТ-249 пробуренных на поле 11-й западной лавы пласта m_3 шахты им. А.Ф. Засядько, авторы публикации [5]. Высокие дебиты газа из ПДС после их подработки лавой были интерпретированы, как подтверждение их высокого дегазирующего эффекта. Однако для условий дегазации водо-газоносного горизонта этот вывод оказался ошибочным. Сложилась парадоксальная ситуация: ПДС забирают из дегазируемой толщи громадное (25-30 м³/мин.) количество газа, а ожидаемый дегазирующий результат дают не всегда. Это бывает в случаях, когда ПДС работают в фонтанирующем режиме.

На рисунке 1 приведены графики газовыделений на участке 11-й западной лавы при подработке 3-х ПДС, полученные в процессе выполнения работы [5].

На первый взгляд, складывается впечатление, что все три ПДС были выбраны в местах повышенной газонасыщенности угленосной толщи и только благодаря их интенсивной работе (все три ПДС после подработки работали в режиме фонтанирования, выбрасывая газо-водяную смесь с дебитом до 20 м³/мин.) удалось сохранить приемлемый (близкий к обычному) уровень газовыделений в исходящую струю участка.

Однако каких-то геологических предпосылок для такого заключения не было. Возникло предположение, что такие "парадоксальные" результаты являются следствием особенностей работы ПДС, возникающих в условиях фонтанного режима их эксплуатации.



1 – общее газовыделение участка; 2 – дебит метана в дегазационном трубопроводе; 3 – дебит метана в исходящей струе участка.

Рис. 1 - График изменения величин газовых потоков 11 западной лавы пласта m_3 в период подработки ПДС № МТ-229, МТ-241, МТ-249.

Для проверки в ходе подработки очередной ПДС была использована следующая рабочая схема формирования этого эффекта.

1. Очистной забой подходит к ПДС, заполненной водой ввиду отсутствия технической возможности ее осушения (нет таких погружных насосов, эрлифтов или станков-качалок, которые могли бы надежно работать в условиях подработки дегазируемого массива). Это приводит к запираанию гидропробкой газоносных угольных пластов-"спутников" и водо-газоносных песчаников перфорированного (рабочего) интервала ПДС.

2. Это обстоятельство обуславливает повышение газовыделения в выработке приближающейся к ПДС лавы, как это видно на графиках (рис. 1), за 20, а иногда и более метров до ее подхода к забою ПДС. На первый взгляд, это тоже является парадоксальным явлением, если его рассматривать с позиций классических представлений современной горной науки о газопроницаемости массива угленосной толщи в зоне повышенного горного давления, образующейся впереди движущегося забоя лавы. Проницаемость массива должна уменьшаться и никакого прироста газовыделения не должно быть. Однако, как показали дальнейшие наблюдения за характером газовыделений в зонах опорного давления впереди лав, в частности на пласте l_1 , повышенные газовыделения здесь действительно имеют место, проявляясь в виде суфляров, которые иногда подавлялись только в результате выполнения специальных мероприятий. Неслучайность этих явлений подтверждают и наблюдения А.Т. Айруни [6] за характером

газовыделений в дегазационные скважины, заблаговременно пробуренные по угольному пласту впереди забоя движущейся лавы. Согласно этим данным, газоотдача в такие скважины возрастает на порядок и даже более при приближении к ним очистных забоев на 20 – 60 м. При этом подчеркивается, что чем более мощные и крепкие слои пород залегают в кровле разрабатываемого угольного пласта, тем больше величина интервала, на котором имеет место повышенная газоотдача в такие скважины. Объяснений природы такого явления А.Т. Айруни не дает.

В результате теоретических расчетов, которые здесь не приводятся и будут изложены в дальнейшем в отдельной работе, нами сделан вывод о том, что частичная разгрузка разрабатываемого угольного пласта и пород его непосредственной кровли обусловлена эффектом рычага, роль которого выполняет консоль мощного (20 м и более) крепкого песчаника основной кровли. Точкой опоры этого "рычага" является зона упругих деформаций угольного пласта, расположенная в 9-12 м впереди забоя лавы. Какую-то часть его нагрузок воспринимает на себя также зона предельного состояния пласта, т.е. его неупругих деформаций, и секции лавной крепи.

Чем мощнее и крепче песчаник, тем более длинную консоль он образует в выработанном пространстве лавы и тем, следовательно, большую (и по величине, и по протяженности) создает передовую зону частичной разгрузки (ПЗЧР) впереди забоя лавы.

Следует подчеркнуть, что частичной разгрузке подвержены (согласно предложенной схеме) лишь разрабатываемый угольный пласт и толща непосредственной кровли с заключенными в ней угольными пластами и пропластками. Естественно, что только этот интервал получает возможность десорбции газа из пор газоносных пород, из рассеянного органического вещества, а также угольных пластов и пропластков. Этот же интервал при приближении забоя лавы к ПДС начинает отдавать ей свой десорбированный метан. Последний, не имея возможности прорваться через гидропробку к поверхности, по субпослойным трещинам расслоения ПЗЧР проникает в выработки очистного забоя. А сам факт увеличения этого вида газовыделений против обычного уровня в такой ситуации объясняется тем, что ствол ПДС выполняет здесь роль газосборного канала всего интервала ПЗЧР и отдает газ в наиболее раскрытые трещины расслоения, исключая тем самым необходимость преодоления дополнительного сопротивления среды нормальному относительно слоистости его перемещению (вниз) по плохо выраженной в этих условиях субвертикальной природной и техногенной трещиноватости.

В то же время песчаник основной кровли ("рычаг") и залегающая над ним толща пород получают дополнительное сжатие строго над интервалом ПЗЧР угольного пласта и пород его непосредственной кровли, что исключает их даже частичную дегазацию на интервале приближения забоя лавы к ПДС.

Этим определяется бурный, резкий характер включения в работу ПДС после ее подработки лавой. Таковым следует считать, как показывает практика, не момент прохода створа лавы под забоем ПДС, а момент ее попадания в техногенно-разгруженную, разуплотненную зону угленосной толщи. В зависимости

от литологического состава пород кровли, расстояния между забоем ПДС и лавой, выемочной мощности подрабатывающей лавы, а также, что особенно важно, фазы, в которой находится формирование консоли основной кровли, включение ПДС в работу может произойти и за 2-3 м до створа лавы, и через 30-150 м за ее створом. Или даже вообще по одной из указанных выше причин или неблагоприятного их сочетания ПДС может не включиться в работу. В подавляющем же большинстве случаев включение в работу ПДС происходит, когда ее забой оказывается в 5-10 м за створом подрабатывающей лавы.

3. Заработавшая ПДС получает из призабойной части дегазируемого горизонта 60-75 % (по объему под пластовым давлением) воды с растворенным в ней газом и 25-40 % свободного газа. Из-за резкого перепада давления (гидростатическое - атмосферное) происходит скоротечная дегазация воды с переходом ее в туманообразное состояние и параллельное расширение (в 60-80 раз) выделившегося из воды и пор коллектора газа. Равномерная газообразная смесь двух фаз флюида, перемещаясь вверх по скважине, сепарируется за счет трения о поверхность обсадных труб, образуя тонкие мелкие капли и водяные пленки. Под действием скоростного потока они могут отрываться от стенок обсадных труб, создавая многочисленные центры коагуляции более крупных капель.

В местах смены диаметров обсадных труб скорость газо-водяного потока резко падает, и создаются благоприятные условия для наращивания массы гидропробок. К такому же результату приводят и интервалы концентрированного выделения воды из зияющих трещин газоносного песчаника. Такие трещины с дебитом воды 3-5 м³/час и более для мощных песчаников, вмещающих пласты m_3 и l_1 , представляют собой рядовое явление.

В дальнейшем, по мере перемещения гидропробки вверх по ПДС, скорость потока продолжает падать за счет телескопической конструкции, а масса гидропробок расти.

4. Как показали наблюдения за работой большего числа ПДС, масса выбрасываемых ими гидропробок может изменяться от десятков до сотен килограммов. Частота их выбросов 50-80 сек., а высота фонтана изменяется от 5-7 м до 25-30 м. Минимальная высота выброса соответствует выталкиванию гидропробки. Затем происходит резкий ее скачок до максимальных значений и повторение цикла.

В первые 4-6 месяцев работы ПДС дебит газа может составлять 15-20 м³/мин., а дебит воды – до 10-15 м³/мин.

При средней скорости флюида 20 м³/сек время перемещения гидропробки по скважине составляет 60 сек. Это говорит о том, что за каждый цикл в ПДС зарождается и выбрасывается одна гидропробка.

5. Описанную схему выбросов гидропробок из ствола ПДС с определенной степенью условности можно сопоставить со стрельбой из зенитного орудия.

Наиболее существенное отличие от зенитного выстрела заключается в том, что за время перемещения гидропробки в ствол ПДС дополнительно выделяется до 20 м³ газа. Это снижает начальное давление газа в ее призабойной части, т.е. газ работает "мягче", чем при выстреле. Это необходимо обязательно учи-

тивать при выполнении математических расчетов, связанных с оценкой возникающих давлений газа в рабочем (перфорированном) интервале ПДС.

Имеется еще один нестандартный параметр, очень сильно влияющий на величину газового давления, необходимого для достижения гидропробкой указанной выше скорости движения по стволу ПДС – высота зарождения гидропробки. В качестве ее можно принимать полную длину перфорированного интервала (при длине его до 100-110 м) и далее по стволу ПДС – через каждые 100 последующих метров перфорации, а также в местах переходов на трубы большего диаметра обсадки.

6. При принятой схеме неуправляемой работы ПДС в фонтанирующем режиме происходит сепарация флюида на газо-водяную смесь, которая выбрасывается вверх по скважине, и чисто газовую фазу, работающую в "зарядной" камере ПДС и оттесняемую собственным давлением расширения по техногенным и раскрывшимся естественным трещинам в выработанное пространство подрабатывающей лавы, чем создается эффект "парадоксального" газирования лавы в условиях, когда ПДС отводит из дегазируемой угленосной толщи громадное (до 20 м³/мин) количество метана.

7. По мере увеличения времени фонтанирующей работы ПДС у ее ствола создается и расширяется площадь осушения подработанного водо-газоносного горизонта и соответственно увеличивается его газифицирующее влияние на лаву. Как и описанное выше влияние разрушения ПАГГБ на формирование газового баланса добычного участка, полностью справедливо и для работы фонтанирующей ПДС. Возникает прямая зависимость интенсивности дополнительного притока газа в исходящую струю лавы от двух факторов:

а) мощности породной пробки, разделяющей забой ПДС и подрабатывающий ее угольный пласт;

б) давления газа в призабойной части ПДС.

Влияние первого фактора показано на рис. 2, отражающем фактически наблюдавшиеся соотношения между мощностью "пробки" и количеством дополнительно поступающего газа в исходящую струю подрабатывающей лавы из ствола фонтанирующей ПДС. Как видно из графика, эта зависимость носит нелинейный характер. При мощности "пробки" 40 м и более, поступление газа из ПДС в лаву не происходит.

При ее мощности до 31 м прирост газа из ПДС в исходящую струю составляет 34-78 %, при 21 м – 88-110 %. Максимальные значения интервалов прироста газовыделений приведены для первых 2-х – 3-х дней после прохода лавы под ПДС.

При мощности "пробки" 10 м прирост может увеличиваться на 160-200 % (последний интервал возможных приростов получен интерполяцией по графику на рис. 2; приводится в качестве прогноза).

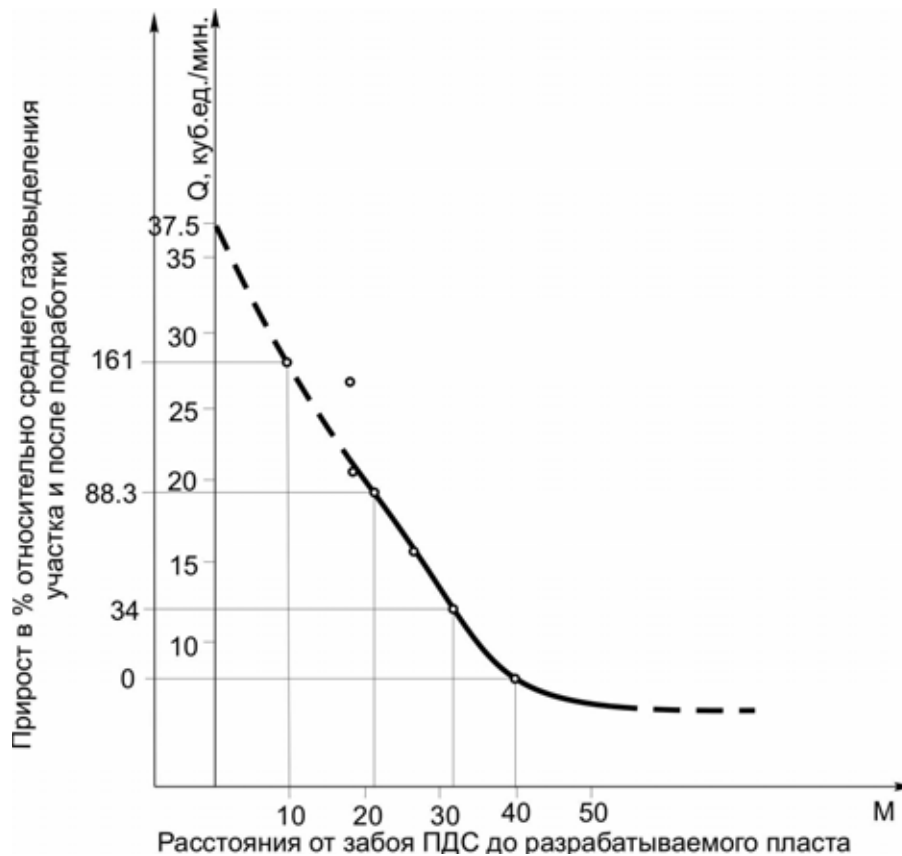


Рис. 2 - График зависимости прироста дебита газа в исходящую струю лавы от ее расстояния до забоя подрабатываемой ПДС, работающей в фонтанирующем режиме.

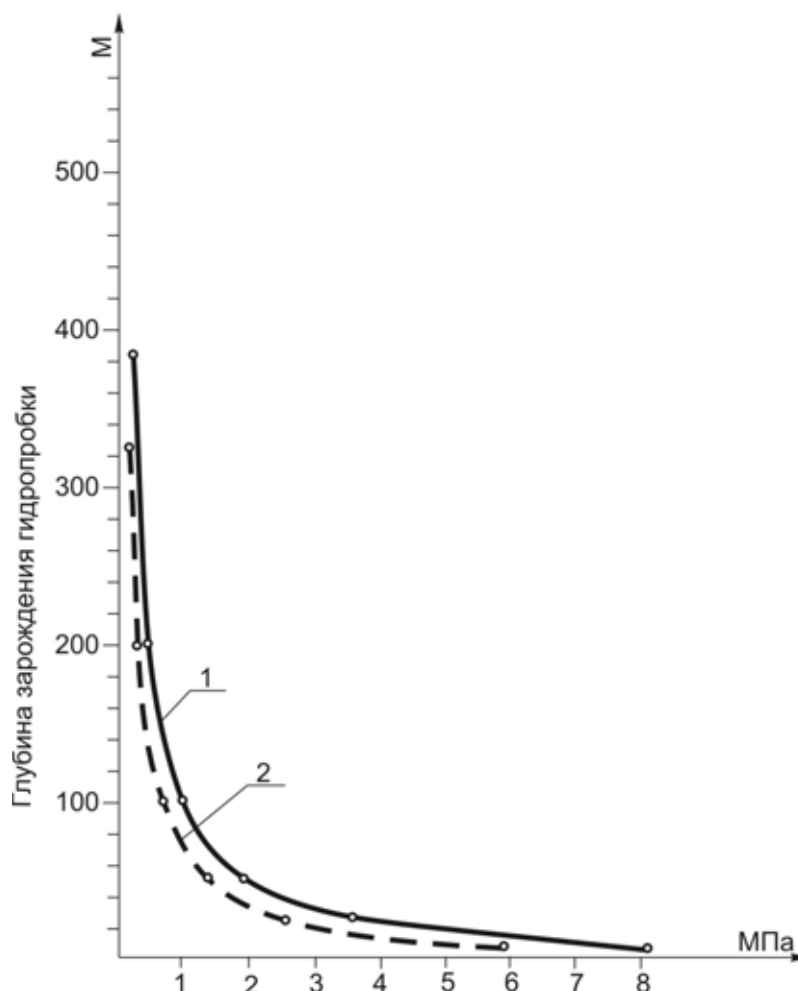
8. Влияние второго фактора предлагается оценивать по ожидаемому давлению P (в МПа) в призабойной части фонтанирующей ПДС, вычисленному по формуле:

$$P = \frac{Mg(H + L - h)(\gamma - 1)}{\frac{\pi d_n^2}{4} h \left[1 - \left(\frac{d_n^2 h}{d_0^2 L} \right)^{\gamma - 1} \right]} - \frac{4\rho\Delta VRT}{\pi d_0^2 L\mu}, \quad (1)$$

где M – масса гидропробки, кг; g – ускорение свободного падения, м/сек²; H – высота выброса гидропробки над устьем скважины, м; L – глубина скважины, м; h – высота зарождения гидропробки относительно забоя скважины, м; d_n – средний рабочий диаметр скважины на интервале h , м; d_0 – средний диаметр внутреннего просвета всей скважины, м; ΔV – объем газа, поступающего в скважину за время подъема гидропробки до устья скважины, м³; ρ – плотность газа, кг/м³; γ – показатель адиабаты газа; μ – молярная масса газа, кг/моль; R – универсальная газовая постоянная (8,314 Дж/моль·°К); T – абсолютная температура газа в дегазируемом горизонте; позволяющей учитывать конструктивные особенности ПДС и соотношения между жидкой и газообразной фазами флюида дегазируемого горизонта (по массе гидропробок (ГП)), принимаемых к расчету).

В основу формулы (1) положены рассмотренные выше представления о характере работы фонтанирующей скважины.

На графиках (см. рис. 3) показана зависимость расчетных (по формуле (1)) значений давления газа в рабочей (перфорированной) части ПДС для гидропробки массой 100 кг в зависимости от высоты (от забоя ПДС) ее зарождения. Приняты реальные типовые конструкции ПДС, в частности, № МТ-229 и МТ-287.



1 – для рабочего интервала скважины № МТ-229, обсаженного перфорированными трубами диаметром 73 мм; 2 – для рабочего интервала скважины № МТ-287, обсаженного перфорированными трубами диаметром 89 мм.

Рис. 3 - График зависимости давления газа в призабойной части скважины при выбросах гидропробок массой 100 кг на высоту $H = 1120$ м.

Как видно по характеру кривых этих графиков, давление газа под ГП может изменяться от 5-6 МПа (для высоты зарождения ГП до 10 м), до 1 МПа (для высоты до 100 м). А для интервала зарождения ГП 200-400 м давление быстро падает до 0,5-0,1 МПа.

Даже лишь на основании оценочных значений ожидаемых давлений газа под ГП в рабочей части ПДС можно вполне определенно утверждать, что при высоте зарождения ГП до 100 м ожидаемые давления (в интервале от 6 до 1 МПа) неприемлемы. Реального дегазационного эффекта при таких конструкци-

ях ПДС (прежде всего их средневзвешенных по длине ПДС внутренних диаметров) дать не могут. Необходимо либо отделить до оптимальных размеров внутренний диаметр скважин, либо найти способ сепарации флюида на жидкую и газовую фазы уже на начальном этапе ее работы.

В первом случае за счет увеличения диаметра ПДС будет снижена скорость газового потока до 7 м/сек и газ потеряет способность поднимать по стволу ПДС воду и, следовательно, развивать высокие давления под ГП. За счет сил гравитации вода в этом случае пойдет вниз по скважине и будет дренироваться по трещинам всех типов в выработанное пространство, перекрывая их и создавая достаточно высокое гидравлическое сопротивление движению газа вниз. Тем самым образуется и включается в работу устойчивый самоподдерживающийся ПАГГБ. Сепарированная газовая фаза потеряет в таких условиях способность перемещаться вниз и по другой причине. За счет разности объемных весов метана и воздуха, а также высокой температуры последнего (более 40°С на этих глубинах), в стволе ПДС образуется естественная тяга, которая даже без вакуум-насоса может обеспечить достаточно высокий дегазационный эффект ПДС увеличенного диаметра. Однако такой вариант неприемлем ввиду отсутствия у нас мощной буровой техники нового поколения, которая уже нашла на Западе широкое применение и дает высокие результаты.

Формула (1) позволяет, задавшись приемлемым давлением газа под гидропробкой, которое не создает скорости движения газового потока в ПДС более 7 м/сек, и, выбрав остальные параметры ее конструкции, рассчитать оптимальный средневзвешенный по длине ПДС ее диаметр. При условии выполнения многовариантных (по конструкции ПДС и параметрам ГП) расчетов можно достаточно обоснованно выбрать требуемый диаметр ПДС, что определит во многом и тип бурового станка, и необходимый буровой инструмент для строительства ПДС – технически сложного и весьма капиталоемкого объекта.

В связи с изложенным представляет интерес проанализировать идею снижения принудительно скорости движения газо-водяного флюида по стволу ПДС за счет частичного перекрытия задвижки на ее устье.

Средняя скорость потока в стволе ПДС типовой для буровых станков устаревших конструкций снижается до 7 и менее метров в секунду при поднятии давления на устье до 0,3-0,5 МПа. При этом происходит разделение флюида на жидкую фазу, идущую вниз в трещины и перекрывающую их, и на газообразную фазу, поднимающуюся под собственным давлением вверх к устью ПДС.

Такое регулирование давления предотвращает разрушение ПАГГБ над выработанным пространством лавы и в 5-10 раз (с 5-6 МПа до 0,5 МПа) снижает давление газа в рабочем интервале ПДС. Тем самым снижается антидегазационный эффект фонтанирующей ПДС.

Эта рабочая гипотеза была экспериментально проверена при подработке 12-й западной лавой пласта m_3 ПДС № МТ-287 и полностью подтвердилась.

На рис. 4 приведены графики изменения давления на устье ПДС в ходе эксперимента и скорости поступления газа в исходящую струю подработывающей лавы в это же время. Сопоставление этих кривых позволяет сделать следующие выводы:

1. За первые 50 минут после перекрытия задвижки давление в ПДС поднялось до 0,9 МПа, а дебит метана в исходящую струю участка остался неизменным (на уровне 30 м³/мин.), что можно объяснить инерцией системы – ПДС – толща подработанных пород "пробки" – исходящая участка.

2. За последующие 20 минут давление в ПДС поднялось до 1,5 МПа, а газовыделение в исходящую струю участка возросло с 30 до 48 м³/мин и оставалось в течение 17-20 минут на этом уровне, в то время как давление газа в ПДС поднялось до 1,65 МПа. Результат этой фазы эксперимента можно объяснить выдавливанием водой в процессе восстановления ПАГГБ газа из открытых естественных и техногенных трещин пород "пробки" в выработанное пространство лавы.

3. Следующий этап длился 1 час 42 минуты. Завершился он восстановлением над лавой основной части ПАГГБ. В течение всего этого времени снижалось поступление газа в исходящую струю участка (с 48 до 28,5 м³/мин.), т.е. до уровня ниже имеющихся место к началу эксперимента. К концу этого этапа давление в скважины выросло до 2,46 МПа.

4. Следующий этап продолжался 75 минут, в течение которых завершилось формирование ПАГГБ. Он характеризовался неустойчивым (колеблющимся от 32 до 28,5 м³/мин.) газовыделением в исходящую струю участка. К концу этапа давление газа в ПДС возросло всего до 2,55 МПа.

5. Заключительный этап эксперимента по техническим причинам (закончился отстой лавы) продолжался всего 15 минут. В течение этого времени газовыделение в исходящую струю участка оставалось на устойчиво пониженном относительно начального значения (≈ 28 м³/мин.) уровне. За это время давление в ПДС практически не изменилось.

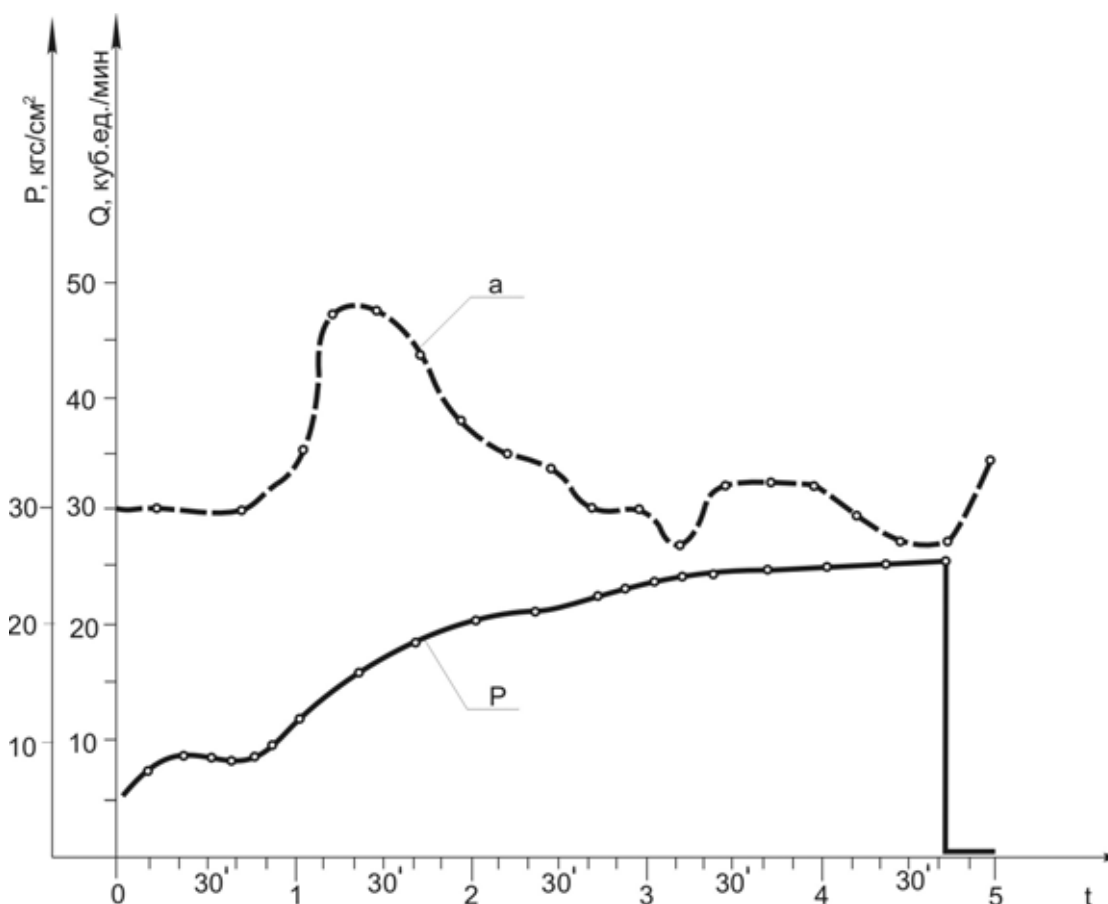
Через 4 часа 12 минут после начала эксперимента задвижка на устье ПДС была открыта и она начала работать в фонтанирующем режиме. После этого всего за 18 минут газовыделение в исходящую струю участка возросло почти до 35 м³/мин., т.е. на 7 м³/мин. или на 25 %.

Столь быстрое реагирование всей горно-технологической системы, задействованной в эксперименте, скачком газовыделения объясняется развитием на забое резко открытой ПДС максимальных давлений газа (более 6 МПа) под мощными по массе гидробробками (более 100 кг).

Ввиду того, что вся система трещин на интервале ПДС – лава была заполнена водой, скачкообразное увеличение давления в ПДС передалось гидробарьеру. Он начал интенсивно выдавливаться в выработанное пространство лавы с быстротечной дегазацией от растворенного в ней метана.

Таким образом, версия ПАГГБ позволила дать логичное объяснение сложному процессу загазирования и разгазирования угленосной толщи фонтанирующими ПДС. Но она не нашла узаконенного практического применения на шахтах СССР, а теперь на шахтах и в независимой Украине из-за отсутствия нормативной базы, регламентирующей ее применение.

Могут быть сделаны следующие выводы и предложения по организации эффективной работы ПДС.



P – график изменения давления на устье скважины; а – дебит метана в исходящей струе участка.

Рис. 4 - Графики изменения давления на устье скважины и дебита метана в исходящей струе.

1. Весьма сложные горно-геологические условия поля шахты им. А.Ф. Засядько, особенно по газовому фактору, не оставляют альтернативы применению дегазации – как текущей, так и заблаговременной с помощью ПДС. Выявленные геологоразведочными работами и научными исследованиями ИГТМ НАН Украины газоносные структуры шахтного поля, заключающие в недрах сотни миллионов кубических метров метана, должны дегазироваться заблаговременно, до подхода к ним горных работ. Дегазация является главным мероприятием, предотвращающим внезапные прорывы метана в действующие выработки шахты.

2. Сеть заблаговременно пробуренных и отработавших на первом этапе ПДС затем подрабатывается лавами разрабатываемых угольных пластов и включается тем самым во второй этап дегазации уже подработанной угленосной толщи. Возникает весьма актуальная задача обеспечения высокой эффективности их работы, на площадях, где дегазируемые слои представлены водогазоносными горизонтами. Решить эту проблему позволяет предложенная в настоящей публикации концепция ПАГГБ.

3. Работа ПДС на втором этапе должна исключить разрушение ПАГГБ над выработанным пространством подрабатывающей ее лавы, являющегося источником самоподдерживающегося процесса перекрытия и создания во всех типах трещин (техногенных и естественных) высокого гидродинамического сопро-

тивления, препятствующего проникновению метана в выработки подрабатывающей лавы. Для этого ПДС должна эксплуатироваться в режиме, который обеспечивает разделение жидкой и газообразной фаз флюида уже в ее рабочем интервале. Это исключит фонтанирование ПДС с выбросами на поверхность ГП и аномально высокими давлениями (до 6 МПа) в ее призабойной зоне.

4. Предотвращение фонтанирования подрабатываемых ПДС возможно несколькими способами. Наиболее эффективным способом является снижение скорости водно-газового потока в стволе ПДС (до 7 м/сек и менее), что в принципе делает невозможным образование ГП и их выбросы на поверхность.

Предложенная в настоящей публикации методика позволяет рассчитать оптимальный диаметр ПДС в зависимости от ее конструктивных особенностей и параметров дегазируемого горизонта.

5. Режим эксплуатации подработанных ПДС должен предусматривать возможность регулирования забойного давления флюида в ее рабочем интервале. Выполнять это мероприятие можно только после отхода забоя лавы на достаточно большое расстояние (не менее 2-х посадок основной кровли) от ПДС. Эта мера обеспечит снижение темпа разрушения дегазируемого массива на контуре ПДС, ее заштыбовки и, следовательно, продолжит время эффективной работы.

6. Снижение эффективности работы ПДС может произойти в ходе ее эксплуатации вследствие:

- а) заштыбовки рабочего (перфорированного) интервала;
- б) образования штыбовых пробок в местах телескопических ступеней обсадных труб (из-за скачкообразных падений скорости потока);
- в) восстановления горного давления и, как следствие, подъема уровня воды в работающей ПДС;
- г) пережима (полного или частичного) колоны обсадных труб сдвижением массива подрабатываемых пород.

По этой причине эксплуатация ПДС должна осуществляться с регулярным (или даже непрерывным) контролем дебита извлекаемого газа и во всех случаях его резкого снижения должен производиться мониторинг стволов таких скважин с помощью мобильной ремонтной буровой установки.

7. Действенной мерой повышения эффективности работы ПДС является выбор оптимальной величины породной "пробки" между ее забоем и подрабатывающей лавой. Мощность "пробки" зависит от выемочной мощности разрабатываемого пласта и литолого-прочностных характеристик вмещающих пород.

8. В случае, когда имеется возможность пробурить из действующих выработок подрабатывающей лавы подземные встречные (в район призабойной части ПДС) дренажные скважины, возможно увеличение мощности породных "пробок" до полностью безопасной мощности (для условий пласта m_3 она составляет 40 и более метров), исключающей проникновение метана из зоны ПДС в выработанное пространство лавы. Такие скважины обеспечивают после подработки ПДС хороший дренаж воды из ее ствола. Как показал опыт бурение таких скважин в условиях пласта m_3 , они обеспечивают высокую эффективность работы ПДС без каких-либо других мероприятий.

9. С целью повышения эффективности и продолжительности работы ПДС при выборе точки заложения необходимо исходить из того, что ее забой должен находиться вне зоны развития процесса восстановления горного давления. Это продлевает сроки эксплуатации ПДС на многие месяцы, и даже годы. Для условий пласта m_3 , как показала практика, оптимальной является полоса, расположенная в 60-80 метрах выше конвейерного штрека лавы.

10. Уменьшение длины рабочего интервала ПДС с 250-350 м до 100 м, как показала практика, неэффективно, так как даже в этих случаях ПДС могут фонтанировать и быстро выходить из строя. А вот газоотдача их, при работе в качестве дегазационного объекта сильно снижается. По этой причине на шахте им. А.Ф. Засядько были вынуждены отказаться от такой практики.

11. На первой стадии заштыбовки рабочего интервала ПДС эффективной мерой возобновления ее активной работы оказалась прочистка ее ствола путем подъема давления газа на скважине с резким последующим его сбросом. Несколько циклов такого воздействия на скважину часто приводит к выбросам из нее на поверхность газо-водно-шламовых пробок и последующей активной работе.

12. Как показала зарубежная практика, высокоэффективным методом работы ПДС в условиях вводно-газоносного горизонта является ее эксплуатация с постоянной откачкой воды погружными насосами из ствола.

13. На наш взгляд, следует еще раз возвратиться к самому главному фактору, обеспечивающему стабильную работу ПДС, каковым, как это хорошо известно, является выбор оптимальной конструкции ПДС, соответствующей горно-геологическим условиям, в которых ожидается ее работа.

Возможность выбора оптимальной конструкции ПДС, прежде всего по диаметрам и глубине, определяется научно-техническим уровнем применяемого для строительства скважин бурового оборудования, совершенством технологии бурения и качеством применяемого инструмента.

Без зарубежных закупок такого бурового оборудования (в Украине оно не производится) широкомасштабная и эффективная поверхностная дегазация (предварительная и текущая) угленосной толщи, особенно в условиях водогазоносных горизонтов, невозможна. А от этого, как хорошо известно, зависит уровень безопасности работ по газовому фактору на больших глубинах.

Освоение и широкое применение в промышленном масштабе такой обширной программы дегазационных работ может оказаться непосильной задачей даже для такого мощного передового предприятия угольной промышленности Украины, как АП "Шахта им. А.Ф. Засядько" без финансовой государственной поддержки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Некоторые особенности морфологии и попутного освоения газоносных структур шахтных полей. / В.В. Бобрышев – Сборник материалов заседаний научно-технического совета Донбасского научного центра Академии горных наук Украины, отделение угля, горючих сланцев и торфа, г. Донецк, июнь 1995, С. 71-72.
2. Оценка выбросоопасности пласта в забое горной выработки на примере шахты "Коммунист". – Тр. Всесоюз. заоч. политехн. ин-та. Геология угля, 1973, вып. 85, С. 117-123.
3. Циклическое изменение газообильности участка при увеличении нагрузки на лаву. / В.В. Петров, В.В. Бобрышев, Б.В. Бокий, С.Г. Ирисов / Уголь Украины, 1999, № 3, С. 15-16.

4. О нецелесообразности дегазации дальних "спутников" подземными скважинами. – В.С. Грязнов, В.В. Бобрышев, С.Г. Ирисов / Уголь Украины, 2000, № 10, С. 42-44.
5. В.В. Пудак, В.В. Конарев. Извлечение метана при ведении горных работ и использование его как энергоносителя в ПО "Донецкуголь". Экология и ресурсосбережения, 1993, № 6.
6. А.Т. Айруни. Теория и практика борьбы с газом на больших глубинах.

УДК 622.012.2-503

Н.С. Сургай

К АНАЛИЗУ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ШАХТ

Наведено результати досліджень закономірностей розвитку шахт вугільної галузі у контексті забезпечення надійності їх функціонування. Виявлені причини зниження надійності роботи вугільної шахти, як єдиного технологічного комплексу (ЄТК).

TO THE ANALYSIS OF PROBLEM OF MAINTENANCE OF FUNCTION- ING RELIABILITY OF MINES.

There are given the researches of laws of development of mines of coal branch in a context of maintenance of reliability of their functioning. There are revealed the reasons of decrease of reliability of coal mine work, as uniform technological complex (UTK)

Основная причина возникновения новых и обострения существующих негативных процессов в отрасли заключается в существующем подходе к хозяйствованию, который пока значительно отличается от передового зарубежного, например, американского, английского и других. С экономической точки зрения это проявляется в неподготовленности инфраструктуры шахты к внедрению новой горнодобывающей и горнопроходческой техники.

До сих пор не найдены методологические подходы к эффективному управлению надежностью работы такого сложного предприятия, как современная угольная шахта. В этом и заключаются основные причины нестабильной работы многих шахт. И именно в отсутствии методологии обеспечения надежности функционирования шахты состоит основная проблема угледобычи в Украине, т.е. в отсутствии методов и средств для:

- оперативного контроля хода основных технологических процессов;
- оценки качества выполнения текущих производственных заданий различными исполнителями;
- анализа работоспособности шахтных подсистем, в том числе и персонала, для принятия мер упреждающего управления надежностью их функционирования;
- оценки эффективности функционирования управленческой структуры шахты, так как не определены направления совершенствования ее логической организации и подходы к обеспечению первых руководителей достоверной информацией о реальном состоянии подсистем, позволяющей с максимальным эффектом распределить ресурсы предприятия.

Результатами анализа проблемы обеспечения надежного функционирования шахт, как ЕТК, показано, что в последние 10-12 лет технико-экономическое положение угледобывающей и перерабатывающей отраслей ухудшилось. В 1999-