

Д-р техн. наук Е.Л. Звягильский,
канд. техн. наук И.А. Ефремов, инж. Викт.В. Бобрышев,
инж. Вас.В. Бобрышев (АП «Шахта им. А.Ф. Засядько»),
канд. техн. наук Д.П. Силин (ИГТМ НАН Украины)

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ДЕБИТА ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

У статті розглянуто способи інтенсифікації газовиділення з поверхневих дегазаційних свердловин, надано аналіз їх ефективності та приведено методику розрахунку дебіту свердловин.

WAYS OF INCREASE OF PRODUCTIVITY SUPERFICIAL DEGASSING CHINKS

The ways of increase of allocation of gas in superficial degassing chink are considered, the analysis of their efficiency and technique of account of productivity of chinks is given.

Существующие ныне методы воздействия на поверхностно-дегазационные скважины (ПДС) с целью увеличения притока газа из закольматированного газоносного горизонта многочисленны и разнообразны по характеру. Однако ни один из них, выполненный в отдельности, не может обеспечить достижения поставленной цели. Рассмотрим главнейшие из них.

Гидро- (пнеumo-) разрыв неприемлем, так как рассчитан для воздействия на неподработанный массив.

Вибрационно-механическое воздействие требует дорогостоящего специального оборудования. Способ можно рекомендовать как вспомогательный.

Химические воздействия на массив кислотами, щелочами, ПАВ и другими реагентами оказывают эффективное воздействие только на непосредственно контактирующие с ними поверхности и могут быть рекомендованы для применения в комплексе с основным способом для повышения его эффективности.

Электро-гидроимпульсное воздействие требует дорогостоящего специального оборудования или больших (более 127 мм) диаметров ПДС. Способ может быть рекомендован как вспомогательный способ в комплексе с основным.

Гидродинамический способ, разработанный ИГТМ НАН Украины, применяется для воздействия на газоносные угольные пласты из подземных скважин, пробуренных по углю с целью повышения эффективности их дегазации и снижения выбросоопасности. Метод показал свою высокую эффективность в условиях опытно-промышленных работ на шахтах Донбасса. Основные объемы этих работ выполнены в восстающих скважинах. Воздействие на газоносный объект данным способом является наиболее эффективным. Однако, в условиях глубоких вертикальных скважин, а так же «заглохших» и частично или полностью заштыбованных ПДС с дегазированной в разной степени газоносной толщей способ не будет работать с той же эффективностью с какой используется в шахтных условиях. Если в дегазационных скважинах, пробуренных из горных выработок, пластового давления газа вполне достаточно для запуска и

самоподдержания процесса гидродинамического воздействия, то в глубоких ПДС рассчитывать на это нельзя, так как пластовое давление газа угленосной толщи, как правило, не превышает гидростатическое и по этой причине не может обеспечить противодействие, необходимое для выброса гидропробки. Кроме того, задачи воздействия на вскрытую газоносную толщу в глубоких нисходящих дегазационных скважинах более обширные и должны обеспечить решение следующих задач:

а) очистить на рабочем интервале затрубное пространство «заглохших» ПДС от штыба;

б) разрушить и удалить из ПДС наиболее плотно закольматированную прискваженную часть дегазируемого массива и тем самым параллельно решить ещё одну не менее важную задачу - увеличить эффективный радиус рабочего интервала ПДС, что обеспечит её эффективную работу на втором этапе эксплуатации, а также активизировать и поддерживать периодическим воздействием газоприток к ещё неподработанным ПДС.

Однако, при изменении гидродинамического воздействия на пневмогидродинамическое можно ожидать получения положительных результатов. Подтверждением этого служат ранее выполненные на шахте им. А.Ф. Засядько экспериментальные работы.

В процессе эксплуатации ПДС в фонтанирующем режиме, когда газоводяная смесь выбрасывается с пульсирующей частотой и интенсивностью, нередко возникают (через 1,5 – 3 месяца работы) ситуации, когда резко снижается дебит скважины или газовыделение прекращается совсем. При максимальном перепаде газового давления прискважинная часть газоносного горизонта разрушается или происходит выброс больших мелкодисперсных масс штыба, характерный для структурно-динамического кольматажа. Они перекрывают пути движения газа к стволу ПДС и вызывают её выход из строя. Возникает необходимость динамического воздействия на заштыбованный рабочий интервал скважины с целью её очистки и вовлечения во второй этап эксплуатации. Такое воздействие достигается подъемом газового давления в ПДС и ее окрестностях путём перекрытия задвижки на ее устье на 2 – 3 часа. При достижении давления газа 2,0 - 3,5 МПа задвижку быстро открывают, при этом в течении 1 – 2 мин наблюдается свободное и равномерное истечение газа, а затем переход в пульсирующие выбросы газовой смеси объемом до 200 л. После такой прочистки вода светлеет и устанавливается равномерный темп газовой смеси. В таком ритме скважина может проработать несколько суток, недель или даже более месяца. Затем она может снова «заглохнуть» и цикл прокачек приходится повторять.

И на фонтанирующих и на «заглохших» ПДС наблюдается значительное увеличение газопритока в выработанное пространство подработавшей их лавы. Следует отметить, что один и тот же результат достигается противоположными процессами, механизмы которых различны. В одном случае загазирование лавы связано с разрушением природного гидробарьера и возникновением повышенного газового давления в призабойной части ПДС, обусловленного

выбросами газо-водяных пробок [1]. В другом случае загазирование лавы через ее выработанное пространство происходит вследствие изменения направления миграции десорбировавшегося метана. После внезапного прекращения работы ПДС десорбировавшийся из всего разгруженного интервала подработанной толщи газ через площадь разрушения, образованную в процессе фонтанирования, устремляется вниз в выработанное пространство.

Описанные выше способы раскочки «заглохших» ПДС использовались в ходе экспериментальных работ начатых на ПДС №МТ-287 в 1995 г. Газовыделение из этой ПДС неоднократно прекращалось и возобновлялось указанным способом. В итоге, она успешно и длительно (более года) отработала со средним дебитом 5 – 6 м³/мин. После подвигания очистного забоя от ее ствола за пределы влияния скважины на газовый баланс добычного участка на ее устье была перекрыта задвижка после чего ПДС была подключена к газопроводу дегазационной системы.

Непосредственно накануне подключения ПДС к газосборному газопроводу были выполнены испытания газоподводящей способности коллектора. Для этого в течение 20 мин в ПДС было понижено давление газа с 3,3 МПа до 2,0 МПа при среднем его дебите 15 – 17 м³/мин. Затем задвижка на её устье была перекрыта. Восстановление давления газа до 2,7 МПа произошло за 30 мин. Всего было выпущено около 320 м³ газа.

Оптимальный дебит скважины оценивался по следующей методике.

Весь процесс экспериментальной оценки дебита (притока) газа в поверхностную дегазационную скважину был представлен состоящим из нескольких этапов (рис. 1). В начале процесса, в момент времени t_0 заслонка скважины закрыта, установившееся давление газа в скважине равно P_1 и температура газа в скважине T_c равна пластовой температуре газоносных пород. Принимая для газа в скважине справедливым уравнение идеального газа, можно найти первоначальное количество газа v_1 :

$$v_1 = \frac{P_1 V_c}{RT_c},$$

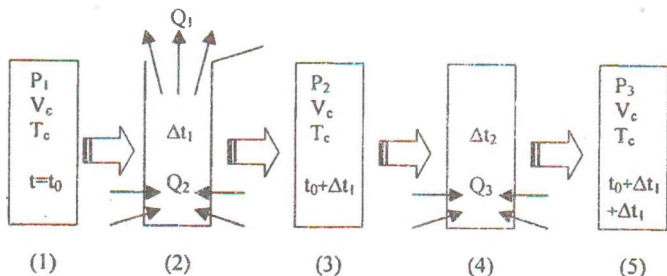


Рис. 1 – Этапы экспериментальной оценки дебита газа

где V_c - объем скважины ($V_c = L (\pi D_{эф}^2 / 4)$), где L - высота скважины; $D_{эф}$ - средний эффективный диаметр скважины).

После этого через заслонку из скважины выпускается количество газа Q_1 в течение времени Δt_1 . Количество газа Δv вышедшее при сбросе газа из скважины за время Δt_1 определяется из выражения:

$$\Delta v = \frac{P_{атм} Q_1}{RT_{атм}}$$

После сброса газа в момент времени $t = t_0 + \Delta t_1$ при закрытой заслонке измеряемое давление в скважине упало до давления P_2 . Следовательно, объем газа в скважине после сброса V_2 равен:

$$v_2 = \frac{P_2 V_c}{RT_c}$$

Если бы за это время в скважину не поступал газ, то количество газа оставшееся после сброса составляло $(v_1 - \Delta v)$. Следовательно, за время Δt_1 в скважину поступило количество газа Q_2 :

$$Q_2 = [v_2 - (v_1 - \Delta v)] \frac{RT_{нор}}{P_{атм}} = Q_1 - \frac{(P_1 - P_2) T_{нор}}{P_{атм} T_c} V_c$$

где $P_{атм}$ - атмосферное давление ($P_{атм} = 10^{-1}$ МПа); $T_{нор} = 273^\circ\text{К}$.

После этого скважина остается с закрытой заслонкой в течение времени Δt_2 , за которое в скважину из пласта поступает количество газа Q_3 . В момент времени $t = t_0 + \Delta t_1 + \Delta t_2$ в конце указанного промежутка времени в скважине устанавливается давление P_3 , что позволяет оценить количество газа в конце периода накопления v_3 :

$$v_3 = \frac{P_3 V_c}{RT_c}$$

Тогда поступление газа в скважину Q_3 за период накопления составляет:

$$Q_3 = (v_3 - v_2) \cdot \frac{RT_{нор}}{P_{атм}} = \frac{(P_3 - P_2) T_{нор}}{P_{атм} T_c} V_c$$

Следовательно, суммарное поступление газа в скважину за все время процесса с момента начала сброса газа равно

$$\Delta Q = Q_2 + Q_3 = Q_1 - \frac{(P_1 - P_3) T_{\text{нор}}}{P_{\text{атм}} T_c} V_c,$$

что позволяет оценить средний дебит скважины q как

$$q = \frac{\Delta Q}{\Delta t_1 + \Delta t_2} = \left(Q_1 - \frac{(P_1 - P_3) T_{\text{атм}}}{P_{\text{атм}} T_c} V_c / (\Delta t_1 + \Delta t_2) \right).$$

Как видим, оценка дебита скважины q зависит от давления газа до начала сброса P_1 и давления P_3 , установившегося после периода накопления, и не зависит от давления газа сразу после сброса P_2 . Расчет дебита скважины по данной формуле для значений параметров процесса, указанных выше, дает значение 5,5 м³/мин (эффективный объем скважины равен 8,3 м³).

Применение описанного выше способа инициирования газовыделения позволило повысить дебит газа из ПДС №Щ-1345 и №Щ-1347, а также № МТ-298, пробуренной на 8 западную лаву пласта l_1 .

В настоящее время совместно с ИГТМ НАН Украины разрабатывается технология интенсификации притока газа в ПДС пневмогидродинамическим воздействием на подработанную и неподработанную углегазонасыщенную толщу в условиях шахты им. А.Ф. Засядько. Исходя из положительных результатов экспериментальных работ, выполненных на шахте им. А.Ф. Засядько по активизации притока газа к ПДС методом их «раскачки» за счет энергии пластового газа и напряженного состояния подработанных вмещающих пород, а также практики работ по гидродинамическому воздействию на газонасыщенные угольные пласты из подземных скважин [2], предлагается следующий механизм пневмогидродинамического воздействия (ПГДВ) на подработанную углегазонасыщенную толщу, вскрытую глубокими (до 1300 м) нисходящими внезапно «заглохшими» скважинами, или на неподработанную толщу, из которой необходимо инициировать приток газа к стволу скважины. Источником энергии ПГДВ – пластовое давление газа и энергия сжатого газа, закачиваемого в ПДС. Рабочее тело – двухфазное: вода и сжатый газ (воздух или метан).

В ПДС глубины 1200 – 1300 м применение гидродинамического воздействия невозможно, так как гидростатическое прогибодавление столба рабочей жидкости (более 10 МПа) практически всегда больше или близко к пластовому давлению газа. По этой причине давление газа не способно придать импульс вертикального движения жидкости, полностью заполнившей ПДС, создать градиент давления достаточный для разрушения пористого газонасыщенного массива и включить в процесс воздействия энергию, связанную с напряженным состоянием вмещающих пород. Достижение необходимого эффекта возможно только за счет привлечения в состав жидкого рабочего агента газовой составляющей. Для этого предлагается заключить жидкость между двумя газовыми «подушками», сжатыми до расчетного давления. Технология этой операции может быть такой. В резко «заглохшую» ПДС опускаются насосно-

компрессорные трубы (НКТ), на устье ПДС и на верхний торец НКТ устанавливается устройство гидродинамического воздействия [3], позволяющие закачивать в ПДС газовую составляющую рабочего агента одновременно по двум направлениям - во внутреннюю полость НКТ и в межтрубное пространство.

Для каждой конкретной скважины производятся расчеты допустимого давления из условия прочности обсадных труб, необходимого количества рабочей жидкости в скважине, давления закачиваемого в ПДС газа и временных интервалов открытия и закрытия задвижек.

Условия для выполнения критериев разрушения создаются путем подачи жидкости в скважину под давлением большим давления газа в угольном пласте. Подача жидкости производится в фильтрационном режиме. При этом фронт проникновения жидкости в пористый газонасыщенный угольный пласт перемещается на некоторое расстояние вглубь его, оттесняя и сжимая газ, находящийся в трещинах и поровых каналах. При сбросе давления за время t гораздо меньшее времени обратной фильтрации жидкости, последняя находясь в трещинах и порах, препятствует фильтрации газа и на поверхности тела возникает перепад давления ΔP вызывающий возникновение деформаций растяжения и, в конечном итоге, разрушение угля и интенсификацию газовыделения.

Работы по пневмогидродинамическому воздействию осуществляются следующим образом. Если скважина заполнена водой или промысловым раствором, то с помощью НКТ и компрессора уровень жидкости понижается до необходимого (предварительно рассчитанного по пластовому давлению газа). После этого при закрытых задвижках в скважину компрессором подается сжатый воздух и создается рабочее давление, обеспечивающее давление на стенках скважины 2 – 5 МПа. Когда давление в скважине достигнет расчетного, производится сброс его до атмосферного путем одновременного открытия обеих задвижек. Циклы подъема и сброса давления в скважине производятся до тех пор, пока при сбросе давления из скважины не будет выходить водогазоугольная (породная) смесь. После этого задвижки закрывают и устанавливают расчетный режим отбора газа.

Учитывая положительные результаты интенсификации дегазации при применении гидродинамического воздействия через скважины, пробуренные из подземных выработок, есть все основания ожидать достижения положительного эффекта и при использовании пневмогидродинамического воздействия на углепородную толщу через поверхностные дегазационные скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Звягельский Е.Л., Бобрышев В.В., Бобрышев Вас.В. Эффект природного антигазового гидробарьера и его роль в формировании газового баланса лавы и особенности работы поверхностных дегазационных скважин. // Геотехническая механика. - Вып. 37. - Днепрпетровск: ИГТМ НАН Украины, 2002. - С. 162 – 177. - (Межведомственный сб. научн. тр.).
2. Софийский К.К., Калфакчян А.П., Воробьев Е.А. Нетрадиционные способы предотвращения выбросов и добычи угля. Москва, «Недра», 1994. С. 8-184.
3. Пат. 19956, Украина, МКП Е 21 С 45/00, Е 21 F 5/00. Пристрій для гідродинамічного впливу на вугільний пласт/ В.А. Амелін, С.Г. Бардуліні, К.К. Софійський, В.О. Нечитайло та ін. (Україна). - № 4445214/22-03; Заявл. 20.06.88; опубл. 25.12.97, Бюл. № 6 (II ч.). - С. 3.1.410.