

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО НАПРАВЛЕНИЯ ПОПУТНОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА НА ШАХТЕ ИМ. В.М.БАЖАНОВА

С каждым годом на шахтах Донбасса все глубже и глубже ведутся горные работы. На сегодняшний день их глубина колеблется в пределах 750–1400 м. С ростом глубины растут и проблемы при добыче угля. Одной из таковых является выделение газа метана. Но нельзя категорично утверждать, что метан является проблемой. Мировой опыт показывает, что газовый бизнес — один из самых прибыльных. В связи с этим между ведущими странами мира активно ведется конкурентная борьба за месторождения природного газа, одним из составляющих которого и есть метан. Поэтому, если посмотреть на газоносность угольных пластов не как на проблему, с которой надо бороться, а как на нужный для людей топливный ресурс, то с экономической точки зрения, бороться с метаном необходимо путем его попутной добычи и при этом не тратить деньги на улучшение безопасности ведения горных работ, а дополнительно на этом зарабатывать.

На сегодняшний день проекты по добыче метана как полезного ископаемого в условиях Донбасса уже вышли из разряда фантастических. Как видно из таблицы, шахты объединения «Краснодонуголь», входящие в состав ООО «Метинвест Холдинг», АП «Шахта им. А.Ф.Засядько», ГП «Макеевуголь» и др. уже используют полученный из дегазационных скважин метан в котельных и теплоэлектростанциях для внутренних потребностей шахты. Это позволяет им существенно сэкономить затраты на добычу угля, за счет попутной добычи метана и его потребления для своих нужд, а также при этом получить дополнительную прибыль от продажи экологических квот.

Таблица — Показатели попутной добычи метана угледобывающими предприятиями отрасли в 2006 году

Угледобывающие предприятия	Средняя концентрация метана в газозудушной смеси, %	Объем каптнрованного метана, млн.м ³	Объем утилизированного метана, млн.м ³
АП «Шахта им. А.Ф.Засядько»	23	63,34	26,05
Шахта «Красноармейская-Западная №1»	35	104,20	17,10
Шахта «Краснолиманская»	35	6,06	1,21
ГП «Макеевуголь»	30	32,74	16,71
ГОО «Шахтоуправление Донбасс»	42	10,19	10,19
Шахта им.М.И.Калинина ГП "ДУЭК"	30	1,62	1,62
		218,15	72,88

Актуальность данного вопроса дополнительно подтверждается сравнительной диаграммой, представленной на рисунке.

Из диаграммы видно, что шахты ГП «Макеевуголь» находятся на 3-м месте среди ведущих угледобывающих предприятий области по объемам каптнрованного метана. При этом средняя концентрация метана в газозудушной смеси шахт ГП «Макеевуголь» на 7% выше чем на АП «Шахта им.А.Ф.Засядько», которая в 2006 году извлекла на 30,6 млн.м³ метана больше. Это свидетельствует о том, что попутную добычу метана на шахтах ГП «Макеевуголь» не только можно, но и нужно наращивать. Однако применяемая на шахте технология дегазации метана является малоэффективной и повысить объем каптнрованного метана с ее использованием является невозможным, так как она предполагает лишь частичное извлече-

ние метана с целью увеличения безопасности горных работ, поэтому необходимо совершенствовать существующую или внедрить новую систему дегазации.

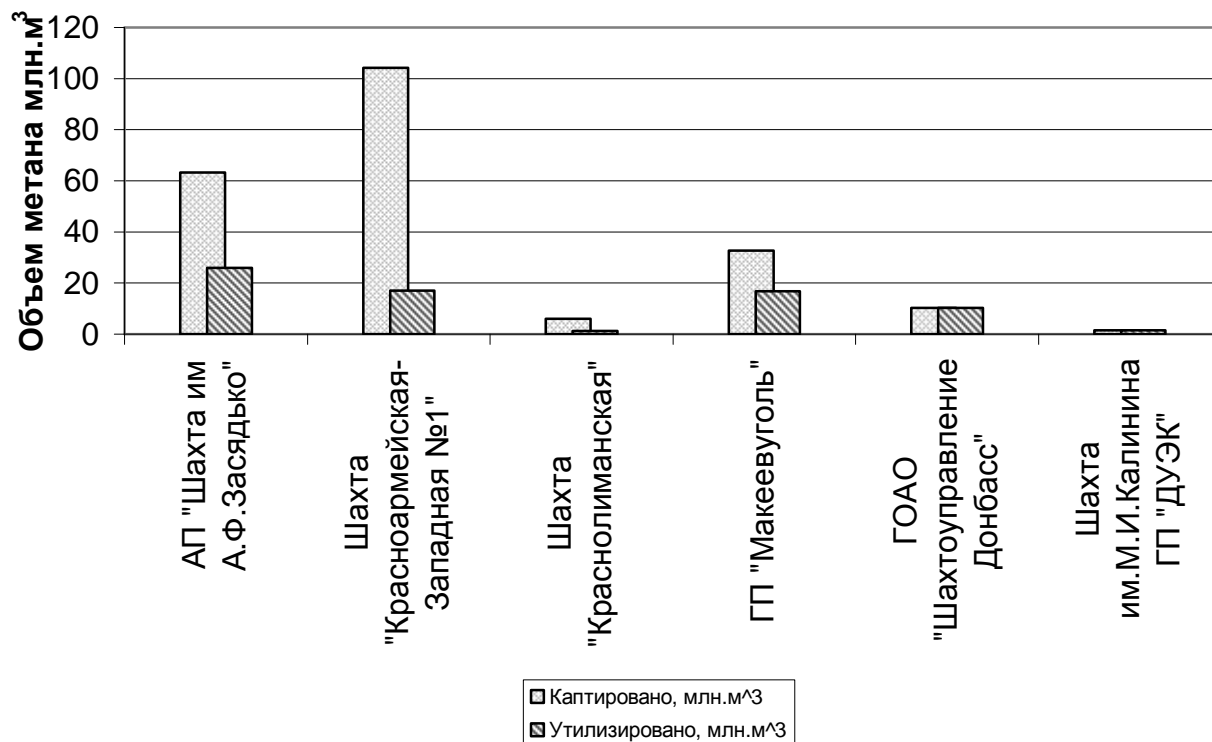


Рисунок — Сравнительная диаграмма объемов каптированного и утилизированного метана шахтами в 2006 году

Цель данной статьи — экономически обосновать перспективность направления попутной добычи метана на шахте им. В.М.Бажанова ГП «Макеевуголь» и выбрать для этого наиболее подходящую технологию. Для реализации этого необходимо рассмотреть и проанализировать все возможные способы по увеличению каптирования газа метана в условиях шахты им. В.М.Бажанова ГП «Макеевуголь» и выбрать из них наиболее эффективный с экономической точки зрения.

Для добычи метана пригодны далеко не все месторождения. Так, длиннопламенные бурые угли бедны этим газом. В свою очередь, уголь-антрацит отличается высокой концентрацией газа, но его невозможно извлечь из-за высокой плотности и чрезвычайно низкой проницаемости залежи. Угли, занимающие промежуточное положение между бурыми и антрацитом, относятся к самым перспективным для добычи метана.

Опыт наиболее развитых угледобывающих стран, в которых осуществляется промышленная добыча метана, показывает, что извлечение метана возможно и целесообразно на следующих стадиях разработки угольных месторождений.

1. До начала выемки угля газ можно добывать только с применением различных способов, стимулирующих его десорбцию (направленное мультилатеральное бурение скважин, гидроразрывы пластов, откачка воды). Такой газ в международной практике называется СВМ — *coal bed methane* — метан угольных пластов (неподработанных территорий). В его составе содержится более 90% метана.

2. На действующих шахтах в процессе выемки угля извлечение газа осуществляется методами текущей дегазации, когда за счет разгрузки углепородного массива от горного давления, происходит десорбция метана из углей и его фильтрация из пор и трещин пород-

коллекторов. Этот газ называют СММ, или — *coal mine methane* — метан угольных шахт. Содержание метана в его составе изменяется от 30 до 50%.

3. Извлечение метана, который заполняет горные выработки и выработанные пространства отработанных лав и закрытых шахт осуществляется после завершения выемки угля, путем бурения скважин на старые горные выработки и последующей откачки метана вакуумными насосами. Это так называемый САМ, или — *coal abandoned methane* — метан закрытых шахт. Содержание метана в составе этого газа составляет 50–70%.

Поскольку большинство угольных предприятий не располагают большим количеством финансовых ресурсов, первый способ добычи газа (метан угольных пластов) практически довольно сложно применять в Донбассе без существенных капиталовложений со стороны государства или иностранных инвестиций, а они в условиях мирового финансового кризиса вряд ли будут направлены. В подтверждение этого можно отметить, что только на бурение одной скважины глубиной 1 км потребуется около 1 млн. грн. Но все же некоторые предприятия, такие как корпорация «Индустриальный союз Донбасса», ГРПП «Донецкгеология», ГП «Донецкая угольная энергетическая компания», ГП «Центр альтернативных видов топлива», уже имеют разрешение и выполняют работы по разведке газоносных горизонтов. Это свидетельствует о том, что данная технология постепенно внедряется в Украине и, исходя из мирового опыта, можно утверждать, что она будет рентабельной. В условиях шахты им. В.М.Бажанова данный способ малоприменим из-за требующихся капиталовложений.

Второй вид добычи газа (метан угольных шахт) наиболее целесообразно применять на действующих шахтах. В этом случае газ можно извлекать несколькими способами. Первый из них — бурение дегазационных скважин по пласту. В этом случае транспортировка газа осуществляется по специальным трубопроводам. К отрицательной стороне данного способа можно отнести затраты на бурение скважин и сооружение трубопровода, а также расположение трубопровода в стесненных шахтных условиях. К достоинствам этого способа можно отнести снижение метанообильности пласта непосредственно в очистном забое, что снижает риск выброса. Данный способ наиболее распространен в Донбассе и в частности используется на шахте им.В.М.Бажанова.

Второй способ подразумевает бурение дегазационных скважин с поверхности. В этом случае газ извлекается непосредственно через скважину на поверхность вакуум насосной станцией. Недостатком данного способа является сравнительно большие затраты на бурение. Но, несмотря на это, предприятия ОАО «Шахта «Красноармейская-Западная №1» и Шахта «Краснолиманская» уже внедряют данную технологию и приобретают необходимое оборудование.

Третий способ подразумевает извлечение метана из вентиляционной струи воздуха шахты. Он разработан научным центром Московского горно-геологического университета и основан на низкотемпературной адсорбции с получением холода путем кристаллизационных процессов. Концентрация метана на выходе 100%. Одновременно с извлечением метана осуществляются и другие необходимые для шахты мероприятия — охлаждение шахтного воздуха (получение низких температур до минус 50°С) и деминерализацию шахтной воды, компенсируя энергетические затраты одних процессов за счет избытка их в других. Данный способ не требует транспортировки газа, но и не освобождает от дегазационных мероприятий на газоносных пластах. Установка по извлечению метана стоит порядка 250 тыс. долл. США и должна устанавливаться так, чтобы она пропускала через себя весь рудничный воздух. К примеру, добыча газа для условий шахты им В.М. Бажанова, где метанообильность пласта из одного очистного забоя 5,675 м³/мин, составит 245160 м³/мес.

Кроме того, при извлечении метана в процессе добычи угля и дальнейшем его использовании, шахта существенно снижает выбросы в атмосферу. Это не только освобождает ее от экологических выплат, но согласно Киотскому протоколу может принести прибыль от продаж экологических квот иностранным организациям от 3 до 15 евро за единицу сэкономленных выбросов.

Добыча газа с использованием третьего вида метана (метан закрытых шахт) способна не только окупить затраты на закрытие шахты, но и принести немалую прибыль владельцу закрываемой шахты или даже ее арендатору. По одному из проектов Одесской государ-

ственной академии холода для версии «сухая шахта» при наличии в ней газообразующей выработки длиной всего 1 км и диаметром 3 м, имеющей газоотдачу $0,01 \text{ м}^3$ в минуту с 1 м^2 боковой поверхности выработки, показатели эффективности будут иметь следующий вид: производительность по метану $87,22 \text{ т/сут}$, или $47,75 \text{ млн. м}^3/\text{год.км}$; капитальные затраты — не более 1,2 млн. долл.США; суммарная мощность электрооборудования — $2,513 \text{ МВт}$; удельный расход электроэнергии — $0,69 \text{ кВт-ч/кг}$ (метана). Доход от реализации метана по цене $60 \text{ долл.США}/1000 \text{ м}^3$: $D = 47,75 \cdot 106 \cdot 60/103 = 2,865 \text{ млн.долл.США/год.км}$. В случае шахты, подверженной обводнению, дополнительную прибыль можно получить от реализации талой воды, очищенной по государственным стандартам. При ее продаже по цене всего $3,8 \text{ долл.США}$ за тонну воды, или 2 коп/л , прибыль оценивается не менее чем в 3 млн. долл. США в год.

По оценкам Минуглепрома, затраты на ликвидацию шахт составляют от 6 до 24 млн. долл.США/шахту. Только 20–30% этих средств необходимы для перевода закрываемой шахты в газодобывающую. При этом останутся трудоустроенными 40–120 шахтеров (из расчета 40–50 человек обслуживания на один вытяжной ствол).

Промышленных запасов шахты им. В.М.Бажанова хватит еще на 55–60 лет, следовательно, говорить о получении прибыли данным способом в условиях шахты можно по истечении этого срока. Данный способ не дает шахте экологических квот, но и без них он является довольно прибыльным.

Анализ возможности усовершенствования технологии попутной добычи газа на шахте им. В.М.Бажанова показал, что усовершенствование путем внедрения способа извлечения метана из вентиляционной струи шахтного воздуха является наиболее экономически выгодным, так как он требует относительно небольших затрат. Но все же, при достаточном количестве ресурсов наиболее целесообразно внедрить комплексную дегазацию. В этом случае к существующей системе дегазации будет добавлена дегазация путем бурения скважин с поверхности, что позволит существенно снизить метаносность пласта, а метан, выделяющийся из поддерживаемых выработок, будет извлекаться из шахтной вентиляционной струи. При дальнейшем промышленном использовании добытого метана и его утилизации, его выбросы в атмосферу снизятся практически до нуля. Это освободит шахту от экологических выплат и обеспечит получение дополнительной прибыли от продажи экологических квот. Наряду с этим снижение газоносности пласта в очистном забое позволит увеличить добычу угля по газовому фактору и на 100% освоить производственную мощность шахты. Единственным недостатком комбинированной системы дегазации является необходимость наличия как минимум шести вакуум насосных станций (по одной рабочей и по две резервные на поверхности и под землей). Для окончательного обоснования целесообразности внедрения данной схемы дегазации необходимо провести ряд инженерных и экономических уточняющих расчетов.