DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

УДК 622.014.1: 622.831

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ И ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

А.Н.ШАБАРОВ, С.В.ЦИРЕЛЬ, Е.В.ГОНЧАРОВ, В.В.ЗУБКОВ
Санкт-Петербургский горный университет, Россия

В статье рассматривается комплексная технология (разработанная и запатентованная авторами) отработки углеметановых месторождений, совмещающая подземную газификацию нижних пластов угля в свите удароопасных газообильных пластов, извлечение угольного метана и механизированную добычу угля. Первым этапом технологии является добыча газообразного топлива, позволяющая извлечь до 15-20 % суммарной энергии свиты угольных пластов. Для выбора мест бурения скважин используется геодинамическое районирование.

Применение предлагаемой технологии позволяет одновременно решить ряд задач, прежде всего это получение газообразного топлива из свиты угольных пластов без ведения горных работ при сохранении основных пластов в свите и их подготовке к отработке (разгрузка, дегазация).

На первом этапе углеметановое месторождение выступает как газовое, причем газ имеет два источника – извлеченный метан (включая связанный – абсорбированный и адсорбированный) и продукты неполного сгорания маломощных пластов и пропластстков в свите. Второй этап – это глубокая дегазация и разгрузка угольных пластов, резко снижающие риски взрывов метанов, выбросов и горных ударов и повышающие производительность механированной добычи угля. На втором этапе производится добыча угля длинными столбами с учетом проведенных ранее дегазации и разгрузки, а также сведений о геодинамическом строении углепородного массива.

***Ключевые слова*:** свита угольных пластов, газификация, комплексная технология, дегазация, геодинамическое районирование, метан.

***Как цитировать эту статью*:** Технология добычи газообразного топлива на основе комплексной подземной газификации и дегазации угольных пластов / А.Н.Шабаров, С.В.Цирель, Е.В.Гончаров, В.В.Зубков // Записки Горного института. 2016. Т.220. С.545-550. DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

Введение. В настоящее время в мире развернулась широкая дискуссия о будущем угольной промышленности. Множество экспертов, ссылаясь на то, что на джоуль произведенной энергии при сжигании вырабатывается в 1,5 раза больше CO_2 и других парниковых газов, чем у природного газа и нефтепродуктов, а также большой объем пыли, предлагают снизить потребление угля, как в пользу возобновляемых «экологически чистых» источников энергии (ветер, солнечный свет, растительные топлива и др.), так и в пользу углеводородов, особенно природного газа. Эта идея находит отклик не только в западных странах, в наибольшей степени озабоченных экологическим проблемами, но также и в Китае, где огромной объем добычи и потребления ископаемого угля (1/2 мирового производства) ведет к образованию плотного смога и общему ухудшению экологической обстановки. Еще небольшие по величине, но уже широко обсуждаемые сокращения добычи угля в Китае и США на фоне вялого роста мировой экономики и общего падения цен на сырьевые товары, тянут вниз цены на уголь и, соответственно, приводят к сокращению рентабельности добычи.

Высокая метанообильность российских углей (особенно кузнецких) делает их потенциально перспективным сырьем для добычи газа. Теоретически Россия в этом отношении могла бы превзойти США, где извлечение угольного метана стабильно составляет 8-10 % общей добычи газа, однако преобладание абсорбированного и даже адсорбированного метана затрудняет дегазацию и превращает метан из ценного сырья в источник риска и фактор удорожания добычи [11, 13, 14].

Одним из путей выхода из сложившейся ситуации является использование подземной газификации, предложенной еще в 19 веке У.Симменсом, Д.Менделеевым и У.Рамсеем и широко практиковавшейся на различных угольных месторождениях СССР.

Впервые подземная газификация защитного пласта, предохраняющего от гео- и газодинамических явлений на других пластах, рассматривалась в работах [1-3], предложения по развитию метода внесены в работах [7-10] и других.

Методы исследования. В данной работе подземная газификация нижнего защитного пласта в свите рассматривается не только как метод разгрузки и снижения ударо- и выбросоопасности при отработке вышележащих пластов, но также метод резкой интенсификации дегазации вышележащих угольных пластов и добычи метана и наиболее полного извлечения энергии углеметановых месторождений, разделения отработки угольной свиты на две стадии – добыча газообразных продуктов и затем добыча разгруженного и дегазированного угля.

DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

Комплексная технология, совмещающая подземную газификацию угля нижних пластов угля в свите удароопасных газообильных пластов с извлечением угольного метана одновременно решает целый ряд задач.

• Разгрузка рабочих пластов и снижение их удароопасности за счет выгорания защитного пласта.

• Повышение эффективности дегазации рабочих пластов за счет разгрузки.

• Повышение интенсивности десорбции метана на рабочих пластах за счет кондукционной и частично конвекционной передачи тепла через междупластье.

• Снижение прочности и удароопасности угля на рабочих пластах за счет пропускания через пласт продуктов горения (CO и особенно CO_2).

• Дегазация углесодержащих пластов и пропластков, находящихся в междупластьи за счет их частичного выгорания в процессе газификации или ускоренной дегазации при сильном нагреве.

• Повышение теплотворной способности продуктов газификации за счет разбавления их метаном, получаемым при дегазации верхних пластов.

• Снижение выброса метана, имеющего больший парниковый эффект, чем углекислый газ.

Одно из основных возражений против использования подземной газификации (кстати говоря, аналогичное возражениям против добычи сланцевого газа и сланцевой нефти) состоит в возможности отравления грунтовых вод, водоемов и мест водозабора. При данной технологии этот риск снижается, так как газификация происходит на большой глубине, а основная масса воды из зоны горения откачивается шахтными системами дегазации и водоотлива, что позволяет произвести ее очистку.

Как показал опыт подземной газификации [7-9], технология наиболее эффективна на тех угольных пластах, которые удовлетворяют следующим условиям:

• пласт лежит на глубине от 30 до 800 м;

• пласт имеет значительную мощность, желательно не менее 5 м;

• зольность угля не превышает 45 %;

• участок пласта, подлежащий газификации, не имеет выраженных разрывных нарушений;

• высокая проницаемость пласта (≥ 0,1-0,5 мД).

Результаты исследований и их обсуждение. В рассматриваемом случае заведомо не выполнено второе условие, ибо мощные пласты рентабельнее отрабатывать по шахтной технологии, а в качестве защитных газифицируемых пластов предлагается использовать пласт относительно малой мощности (от 0,5-0,7 до 1,5-2 м). Также в ряде случаев может стать проблематичным и выполнение первого условия, так как нижний пласт свиты может залегать на больших глубинах, до 1 км и более. Особо сложно выполнить последнее условие, так как в условиях высоких вертикальных и горизонтальных напряжений глубокозалегающие удароопасные пласты имеют плотную структуру.

Поэтому становится особенно важным рациональный выбор участка, с которого начинается процесс газификации. Этот участок должен находиться в тектонически разгруженной зоне, обладать повышенной трещиноватостью, также желательны пониженная обводненность и повышенное содержание метана. Иными словами, газификация должна начинаться с участков, наиболее благоприятных для проведения дегазации при иной технологии отработки свиты.

Поиск тектонически разгруженных зон производится с помощью геодинамического районирования. Технология геодинамического районирования в первую очередь включает реконструкцию геолого-структурной модели массива в пределах горного отвода и окружающей его зоны, построенную на основании морфоструктурного анализа топографических карт и речной сети, а также с помощью формальных и неформальных методик дешифрирования космофотоснимков, на которых положение разломов выделяется наличием спрямленных участков рельефа и речной сети, полос (дуг), контрастных в цветовом отношении и и т.д. Следующим этапом является согласование рисунков разломной сети, выстроенной различными методами, и получение блочной структуры, разделяющей изучаемый участок на блоки, контрастные в гипсометрическом отношении, в отношении плотности речной сети, направлений трещиноватости и др.

После построения блоковой структуры производится реконструкция напряженного состояния изучаемого участка с помощью различных программ численного моделирования НДС. Наибольшее распространение получили метод конечных элементов (FEM), метод конечных разностей (FDM), метод граничных элементов или граничных интегральных уравнений (BEM или ГИУ) и метод отдельных элементов (DEM).

На рис.1 показано применение метода ГИУ (программа BLOCKS2D [6]) для оценки напряженного состояния. Для моделирования картины распределения напряжений блоковой структуры рассматривалось плоское сечение, параллельное земной поверхности со следующим соотношением главных напряжений: $(\sigma_x/\rho gh) : (\sigma_z/\rho gh) = 2{,}0 : 1{,}2$ (σ_x – близширотное, σ_z – близмеридиональное направления). На рис.1 приведены результаты расчета напряжений σ_x и σ_z в пределах выделенной системы блоков,

DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

вызванных наличием активных участков разломов (зеленым цветом выделен блок, ограничивающий площадь Талдинского участка).

Наиболее разгруженные зоны, на которых может быть начат процесс газификации, находятся вблизи пересечений разломов или зон их концентрации, что соответствует накопленной статистике о метанообильности угольных месторождений.

Вариативность вариантов построения блоков структуры и ненадежность оценок характеристик приразломных зон, используемых в расчетах, не позволяют использовать данные геодинамического районирования без дополнительного контроля. Таким контрольным методом является газоопробывание образцов угля, полученных при бурении разведочных скважин. Из-за существенных различий коллекторских свойств угля экспериментальные оценки метаноносности даже на малых участках колеблются в широких пределах. В качестве примера приведем оценки для участка «Шурапский» Кедровско-Крохалевского каменноугольного месторождения. По данным разведочного бурения метаноносность пласта Кемеровский колеблется от 2,2 до 22,7 м^3/т, пласта Волковский – от 9,4 до 35,4 м^3/т, пласта Подволковский – от 15,3 до 27,5 м^3/т. Сопоставление результатов математического моделирования со статистическим анализом данных бурения дает возможность наиболее надежным образом выделить зоны пониженных напряжений и повышенной метаноносности, подходящие для стартовых участков газификации.

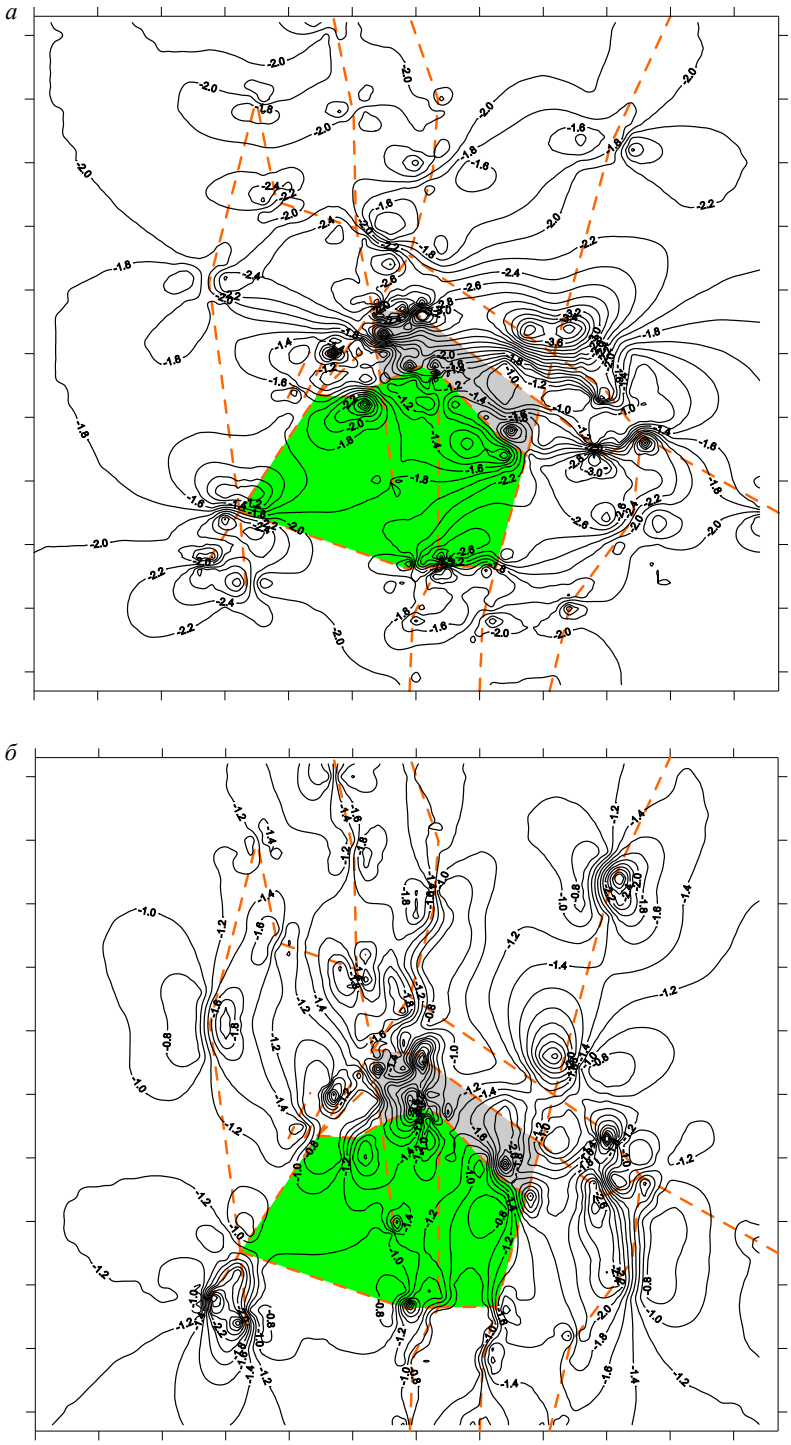


Рис.1. Прогнозная карта напряженного состояния σ_x (*а*) и σ_z (*б*) блочного массива горных пород Талдинской площади Кузбасса

Вторым этапом после выбора участка является бурение скважин, при данной технологии необходимы скважины трех типов (назначений) – дутьевые, газоотводящие, пробуренные в газифицируемый пласт, а также дегазационные, пробуренные в дегазируемый рабочий пласт (рис.2). В дальнейшем по мере продвижения процесса роль скважин меняется, поэтому каждая скважина на разных этапах выступает как дутьевая, дегазационная и газоотводящая. Как показал опыт подземной газификации, наиболее эффективно использование скважин сравнительно большого диаметра из-за необходимости создания соответствующей пропускной способности труб для подачи дутья и вывода газа. Для прицельного бурения скважин буровые станки предварительно оснащают приборами контроля, гироскопическими инклинометрами.

Третьим этапом является создание газопроницаемых каналов между дутьевыми и газоотводящими скважинами для подготовки подземного газогенератора, которое осуществляется несколькими методами:

DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

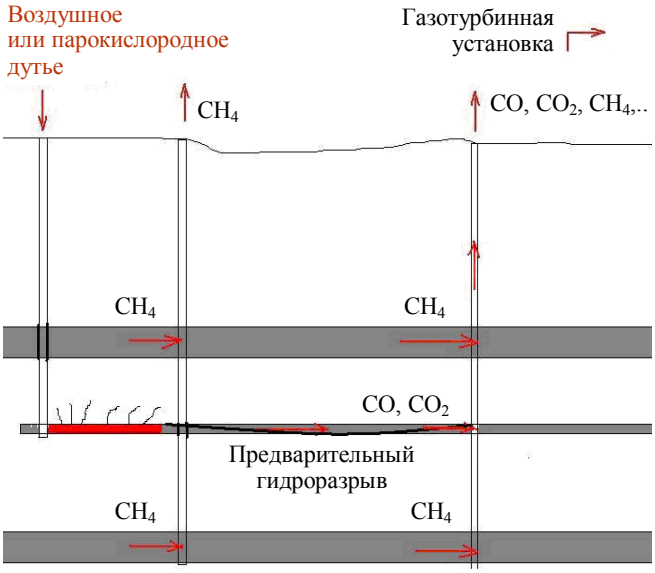


Рис.2. Дегазация с помощью подземной газификации одного из нижних маломощных пластов в свите

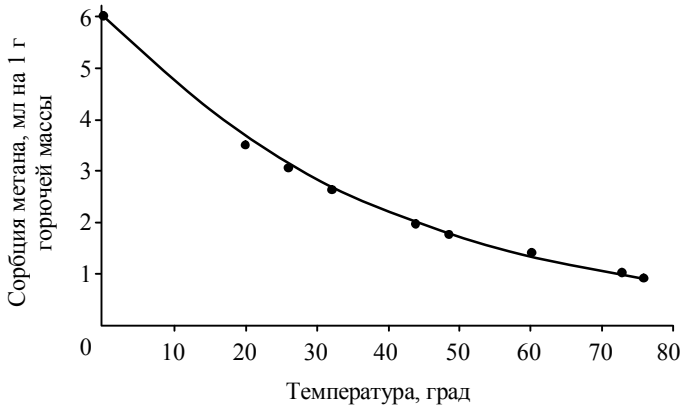


Рис.3. Зависимость сорбционной способности угля от температуры

– огневой фильтрационной сбойкой скважин;

– гидравлическим разрывом угольного пласта жидкостью или газом с последующей огневой проработкой щели, созданной в пласте (рис.2);

– бурением и последующей огневой проработкой наклонных и горизонтальных огневых каналов.

Применение того или иного метода определяется, прежде всего, конкретными горно-геологическими условиями и уточняется в процессе проектирования. При высоких водопритоках в зоны газификации существенно снижается температура в зоне влияния очага горения угля. Практический опыт показывает, что подземный генератор эффективен при водопритоках до 0,6 м^3 воды на 1 т газифицированного угля. Поэтому при повышенной обводненности газифицируемого пласта и(или) использовании гидроразрыва необходимо осушение участка газификации. Удаление воды из зоны розжига достигается непрерывным нагнетанием дутья при давлении, превышающем пластовое давление подземных вод.

Важным элементом разрабатываемой технологии является прогрев междупластья и рабочих пластов для повышения эффективности дегазации. Для предварительной оценки влияния нагрева на десорбцию метана можно использовать экспериментальный график, полученный И.Л.Эттингером [12] для углей Карагандинского бассейна (рис.3) и эмпирическую формулу Г.Д.Лидина:

$$x_p = 65{,}5 \Big/ \left[V^{0{,}146} (a/P + b) \exp \frac{0{,}02t}{0{,}993 + 0{,}007P} (1 + 0{,}31W) \right],$$

где x_p – сорбционная метаноемкость угля, м^3/т; V – выход летучих веществ на горючую массу, %; P – давление, атм; W – влажность, %; a и b – коэффициенты, зависящие от степени метаморфизма. Важно отметить, что зависимость сорбционной метаноемкости угля от температуры t является весьма общей и близкой для различных горно-геологических условий, причем влияние температуры более существенно, чем влияние давления (глубины залегания).

Для обеспечения максимальной передачи тепла необходимо, с одной стороны, иметь как можно более высокую температуру горения. С другой стороны, высокая скорость горения и откачки продуктов газификации приводит к снижению количества тепла, передаваемого вмещающим породам. С третьей стороны, при малой мощности междупластья существует опасность поджечь мощный рабочий пласт. Исходя из этого, предлагаются три варианта технологии подземной газификации.

1. При малой мощности междупластья (до 30-35 m, где m – мощность газифицируемого пласта) рекомендуется использовать воздушное дутье, дающее менее интенсивное горение. Также воздушное дутье может быть рекомендовано при малой глубине залегания газифицируемого пласта. В этом случае будут относительно низкие потери тепла и эффективное образование каналов газификации в пласте.

2. При больших мощностях междупластья риск поджога рабочего пласта становится несущественным, более важным условием становится его эффективный прогрев. В этом случае оптимальным является парокислородное дутье, обеспечивающее более высокие температуры горения (до 800-1000 °С). В то же время интенсивность горения должна поддерживаться на минимальном уровне, обеспечивающем устойчивое протекание процесса.

DOI 10.18454/PMI.2016.4.545

3. При большой мощности междупластья прямой прогрев рабочего пласта с помощью теплопередачи становится медленным и малоэффективным. В этом случае получаемый газ может быть использован для дополнительного теплового воздействия на образовавшийся газовый коллектор через дегазационные скважины. С целью прогрева мощного пласта и интенсификации процесса дегазации периодически на одной или нескольких скважинах осуществляется переключение вывода продуктов горения с прямой подачи на газотурбинную установку на пропускание через пласт (рис.4). При этом продукты горения CO и особенно CO_2 способствуют снижению прочности угля и ускорению процесса десорбции метана [4].

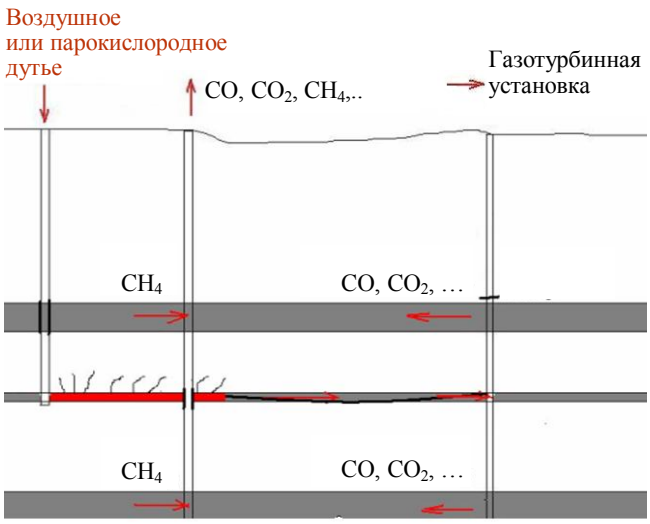


Рис.4. Периодическая интенсификация дегазации с помощью пропускания продуктов горения через пласт

При проведении газификации возможно снижение интенсивности процесса горения, прежде всего в зонах геологических нарушений, в том числе малоамплитудных разрывных и пликативных нарушений, пережимов, утонений, изменений кривизны пласта.

Предварительный прогноз местоположения таких участков осуществляется с геодинамического районирования и математического моделирования НДС массива с учетом данных разведочного бурения. Например (см. рис.1, 2) зона повышенных напряжений в широтном направлении ($\sigma_x/\rho gh > 2{,}0$) наблюдаются в северо-западной части блока, ограничивающем площадь Талдинского участка. Зоны повышенных напряжений в меридиональном направлении ($\sigma_z/\rho gh > 1{,}2$) расположены в углах блока, ограничивающего площадь Талдинского участка, а в центральной части блока наблюдается разгруженная зона. В целом результаты расчетов показывают, что наиболее нагруженным оказался блок (выделен на рис.1 серым цветом) над северной частью Талдинского участка, на это указывает и сейсмическая активность данного участка [5].

В этих зонах возможна интенсификация газификации с помощью обратного процесса – подачи части извлекаемого метана в очаг горения. Кроме того, для поддержания стабильности и управляемости процесса газификации авторами разработаны и испытаны в лабораторных и натурных условиях (ПГУ на Ангренской станции) технологические приемы, основанные на привнесении в зоны вероятного затухания жидких реагентов и продавливании их в угленосную толщу.

Контроль за контурами и объемами газификации осуществляется тремя способами:

- по объему газообразного продукта;
- по результатам наблюдений за деформацией поверхности;
- на основе отслеживания положения огневого забоя с применением электромагнитной съемки по методикам, разработанных авторами.

Состав получаемого газа и его теплотворная способность существенно зависят от применяемого дутья и свойств угля. В случае применения для нагнетания в газифицируемый угольный пласт воздушного дутья получается низкокалорийный газ с теплотворной способностью порядка 4-5 МДж/м^3. Данный горючий газ пригоден для успешного использования в газотурбинных установках, электроэнергия от которых может быть использована для производства работ по бурению дегазационных скважин, работы компрессоров и насосов. В случае применения в технологии газификации угля парокислородного дутья получается среднекалорийный газ с теплотворной способностью до 10-13 МДж/м^3. Совмещение процесса газификации с процессом дегазации рабочих пластов позволит получить среднекалорийный газ при воздушном дутье и высококалорийный (от 20 МДж/м^3 и выше) – при парокислородном дутье.

Получаемый при подземной газификации энергетический газ для производства тепло- и электроэнергии также содержит ценное химическое сырье: смолу, фенол, гипосульфит, серу и т.д. Поэтому экономически целесообразно использовать химическое сырье из продуктов газификации, извлекаемых из конденсата, образующегося в процессе очистки и охлаждения газа, в том числе аммиака, фенолов, а также смол, которые могут быть выделены в виде товарной продукции. Содержание химических компонентов при подземной газификации на 1 м^3 получаемого газа, г/м^3: газовый конденсат – 140-150; аммиак – 2,0-2,5; бензольные углеводороды – 1,0-2,0; смола – 0,3-0,6; пиридиновые основания – 0,5-0,7; сероводород – 0,3; нафталин – 0,1-0,9; ацетилен – 0,003-0,1; синильная кислота – 0,007.

Утилизация смолы в зависимости от экономических условий может проводиться в двух направлениях: общий осадок (механические примеси и тяжелые смолы – «фусы») с углем сжигается в котельных; общий осадок используется в производстве асфальта для дорожного строительства.

Опыт очистки получаемого газа показывает, что степень очистки конденсата от аммиака составляет около 98 % в виде аммиачной 25-процентной воды. После очистки конденсата от аммиака из сточных вод выделяют фенолы в виде фенолита натрия. Обесфеноленный конденсат выводится на биохимическую очистку, при этом степень извлечения фенола составляет около 90 % [7, 9].

Заключение. Разрабатываемая технология даст возможность отработки промышленных запасов каменного угля удароопасных газоносных свит и обеспечит комплексное использование энергетических и химических ресурсов углеметановых месторождений. Благодаря предлагаемой технологии возможна двухэтапная технология отработки углеметановых месторождений.

На первом этапе углеметановое месторождение выступает как газовое месторождение и разрабатывается без проходки горных выработок, причем газ имеет два источника – извлеченный метан (включая связанный – абсорбированный и адсорбированный) и продукты неполного сгорания маломощных пластов и пропластков в свите. Этот же этап является подготовкой к ведению второго этапа – глубокая дегазация и разгрузка угольных пластов, резко снижающие риски взрывов метанов, выбросов и горных ударов, должны и повысить производительность и безопасность механированной добычи угля.

На втором этапе производится добыча угля длинными столбами с учетом проведенных ранее дегазации и разгрузки, а также сведений о геодинамическом строении углепородного массива, полученных при осуществлении работ на первом этапе.

Для свит большой мощности возможно разделение свиты на несколько секций по высоте и чередование работ первого и второго этапов отработки.

Таким образом, предложенный метод позволяет получать без ведения горных работ газообразное топливо из свиты угольных пластов, суммарно таким образом можно получить до 15-20 % энергии, содержащейся в угольной свите. При этом первый этап не только не ведет к разрушению основных пластов, а, наоборот, подготавливает их к отработке (разгрузка, дегазация), обеспечивая снижение удароопасности и метановой опасности при отработке на втором этапе пластов свиты традиционными методами.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.с. 1112128 СССР. Способ разработки газоносных угольных месторождений / И.М.Петухов, В.Н.Казак, Е.Г.Гончаров и др. Опубл. 07.09.1984. Бюл. № 33.

2. А.с. 949201 СССР. Способ разгрузки и дегазации массива горных пород / В.П.Кузнецов, Е.В.Гончаров. Опубл. 07.08.1982. Бюл. № 29.

3. *Гончаров Е.В.* Возможность применения подземной газификации для извлечения запасов угля из защитных пластов // Уголь Украины. 1990. № 2. С.20-21.

4. *Джигрин А.В.* Комбинированный способ отбойки угля скважинными зарядами с предварительным ослаблением угольного массива диоксидом углерода / А.В.Джигрин, Н.Ф.Ткаченко // Разрушение взрывом и необратимые деформации горных пород. М.: Изд-во ИГД им. Скочинского, 1997. С.110-117.

5. *Екимов А.И.* Особенности проявлений тектонической и сейсмической активности в Кузбассе / А.И.Екимов, С.В.Цирель // Записки Горного института. 2010. Т.188. С.79-81.

6. *Зубков В.В.* Программа расчета напряженного состояния системы упругих блоков, взаимодействующих на общих границах (BLOCKS2D) / В.В.Зубков, А.М.Линьков; РосАПО. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 960014 от 10.01. 1996.

7. *Крейнин Е.В.* Проблемы подземной газификации углей / Е.В.Крейнин, А.Ю.Зоря // Химия твердого топлива. 2009. № 4. С.22-26.

8. *Лазаренко С.Н.* Новый этап развития подземной газификации угля в России и в мире / С.Н.Лазаренко, П.В.Кравцов // ГИАБ. 2007. № 6. С.304-310.

9. *Лазаренко С.Н.* Применение модифицированной технологии подземной газификации угля для разработки высокогазоносных угольных месторождении / С.Н.Лазаренко, С.К.Тризно, П.В.Кравцов // ГИАБ. 2010. № 2. С.354-357.

10. Патент № 2122122 РФ. Способ разработки газоносных угольных пластов / В.К.Капралов, А.А.Кузнецов. Опубл. 01.04.1999. Бюл. № 7.

11. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах / Европейская экономическая комиссия. Партнерство «Метан − на рынки». Серия публикаций ЕЭК по энергетике. № 31. ООН, Нью-Йорк, Женева, 2010. 107 с.

12. *Эттингер И.Л.* Газоемкость ископаемых углей. М.: Недра, 1966. 224 с.

13. Coalbed Methane Extraction: Detailed Study Report. United States Environmental Protection Agency. December 2010. P.91.

14. *Rice D.* Coal bed Methane an untapped energy resource an environment concern. U.S. Geological Survey, Energy Resource Surveys Program. USGS Fact Sheet FS-019-97, 1992. P.19-97.

***Авторы*: А.Н.Шабаров,** *д-р техн. наук*, *проректор* (*директор*) *Научного центра геомеханики и проблем горного производства, post@spmi.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*), **С.В.Цирель,** *д-р техн. наук*, *главный научный сотрудник*, *tsirel58@mail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*), **Е.В.Гончаров,** *старший научный сотрудник*, *goncharovbox@mail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*), **В.В.Зубков,** *д-р техн. наук*, *главный научный сотрудник*, *vvzubkov@yahoo.com* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*).

Статья принята к публикации 15.06.2016.