



**Г. Л. МАЙДУКОВ,**  
канд. техн. наук

Главная предпосылка обеспечения устойчивого социально-экономического развития земной цивилизации – рациональное использование невозобновляемых природных ресурсов. В связи с этим государственное регулирование потребления природных ресурсов как инструмент управления природопользованием в большинстве стран мира приобретает огромное значение, о чем свидетельствует ряд международных соглашений, принятых в рамках ООН. Для Украины таким инструментом может быть не только диверсификация угольной промышленности, но и сокращение эксплуатационных потерь энергоресурсов угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий путем вовлечения в хозяйственный оборот попутных ресурсов угольных месторождений. Поэтому рассмотрение вопросов, связанных с промышленной утилизацией природных запасов шахтного метана, – наиболее востребованного углеводородного топлива в Украине – крайне актуально и имеет важное экономическое значение для обеспечения энергетической независимости Украины.

**Генезис шахтного метана.** Метан – один из наиболее рас-

УДК 622.33:533.94:330.15

## Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины

Описан генезис шахтного метана угольных месторождений, распределение его запасов по степени метаморфизма углей, газоносности пластов и вмещающих пород. Приведены данные о технологии промышленной утилизации метана и рассмотрены инновационные возможности его конверсии в синтетическое топливо.

**Ключевые слова:** метан, шахта, газоносность пластов, газонасыщенность пород, угольные месторождения, дегазация, промышленная утилизация.

**Контактная информация:** donugi@mail.ru

пространенных горючих газов в земной мантии. Он образуется в результате глубинных процессов и через разломы в земной коре выделяется в Мировой океан. В отличие от него метан угольных месторождений как углеводородное ископаемое образуется в процессе метаморфизма растительных и животных останков. Он заключен в порах угля и вмещающих пород преимущественно в твердом состоянии. Большинство пор не сообщаются между собой и принимают форму изолированных одна от другой микропустот, наполненных метаном. Вследствие этого без нарушения сплошности углепородного массива, которая сопровождается нарушением сорбционного равновесия, извлечь метан из недр в газообразном состоянии невозможно.

Степень пиролиза шахтного метана обусловлена давлением вышележащих палеозойских осадков и коррелирована с выходом летучих веществ. Поэтому метаморфизм углей, в частности донецких, зависит от давления вышележащих пород палеозойских осадков, что позволяет определить по выходу летучих веществ их приблизительную мощность, обусловившую степень метаморфизма углей марок от Д до Т (рис. 1) [1]. Выход летучих веществ – не характерный показатель для антрацитов (9–2 %), однако степень их метаморфизма можно определить по удельному весу органической массы, последовательно возрастающей от 1,4 до 1,6 кг/см<sup>3</sup> по мере увеличения вышележащей толщи палеозоя.

Соотношение основных компонентов природных газов (метана, азота и диоксида углерода) в угольных месторождениях Донбасса изменяется с глубиной и условно распределено на четыре зоны [2]:

*азотно-углекислых газов* – CO<sub>2</sub> составляет более 20 %, N<sub>2</sub> – до 80 %, метан отсутствует. Выделение CO<sub>2</sub> достигает 15 м<sup>3</sup>/т. Шахты негазовые;

*азотных газов* – N<sub>2</sub> более 80 %, CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> (вместе взятые) – менее 20 %. Газообильность по CO<sub>2</sub> – до 4 м<sup>3</sup>/т, по CH<sub>4</sub> – 5–10 м<sup>3</sup>/т. Шахты I и II категорий по газу;

*азотно-метановую* – CH<sub>4</sub> составляет 20–80 %, остальное – N<sub>2</sub>, в малом объеме CO<sub>2</sub>. Количество метана – до 10–15 м<sup>3</sup>/т. Шахты III категории;

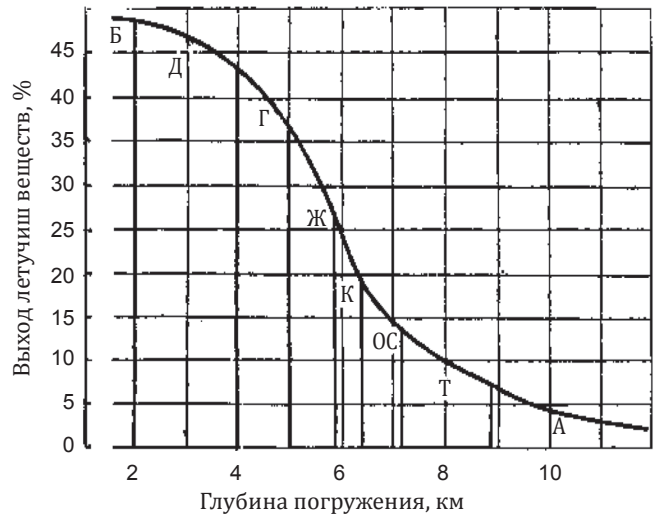
метановую –  $\text{CH}_4$  более 80 %, метанообильность свыше 10–15  $\text{м}^3/\text{т}$ . Шахты III категории или сверхкатегорные по газу.

На генетические связи между степенью метаморфизма угля (выход летучих веществ) и газоёмкостью участков месторождения указывают и другие признаки. Например, жидкие углеводороды распространены в отложениях карбона с углями низкой и средней стадии углефикации (марки Д, Г, Ж и переходные к коксовым углям). В отложениях карбона с углями марок К, ОС и Т углеводороды единичны, в антрацитах и полуантрацитах не обнаружены [3].

В местах скопления жидких углеводородов в обрабатываемых горных отводах шахт сосредоточивается газовый конденсат, близкий по компонентному составу к газоконденсатным месторождениям. Большие объёмы и значительный дебит газоконденсата наблюдается, например, на шахте «Комсомолец» (Донбасс), что в работе [4] обусловлено активными газопродуцирующими свойствами углей средней степени метаморфизма (марки Ж и К).

**Ресурсный потенциал метана угольных месторождений.** Мировые ресурсы угольного метана оцениваются в 260 трлн  $\text{м}^3$  и сосредоточены в основном в месторождениях КНР, Российской Федерации, США, Австралии, Польши, Германии, Великобритании и Украины.

Информация о газовых ресурсах угленосной толщи Донбасса достаточно обширна [5–9], хотя достоверных данных о запасах метана в недрах Украины нет, поскольку расчет произведен по плотности ресурса и оконтуренной площади месторождений. Кроме того, разведочное бурение в ряде случаев проводилось не на полную глубину. По данным Государственного комитета Украины по геологии и использованию недр, ресурсы шахтного метана, рассчитанные по шахтным полям и участкам, подлежащим дегазации, т. е. тех, которые выделяют более 10  $\text{м}^3/\text{ч}$  метана на 1 т горной массы, в 1988 г. составляли 1083 млрд  $\text{м}^3$  (в рабочих угольных пластах – 562 млрд  $\text{м}^3$ , в нерабочих – 521 млрд  $\text{м}^3$ ). С учетом газа, содержащегося во вмещающих породах и скоплениях, общие запасы шахтного метана в Донбассе оценивались в 1,3 трлн  $\text{м}^3$ , из них может быть извлечено 850 млрд  $\text{м}^3$ . Приведенные данные наиболее пессимистичны, так как, по мнению некоторых геологов, они получены



**Рис. 1.** Зависимость метаморфизма углей от мощности вышележащих пород палеозойских осадков.

при разведочных работах на уголь, которые выполнялись до глубины 1200 м и лишь по некоторым районам Донбасса – до 1800 м, т. е. в них не учтены запасы во вмещающих породах. По оптимистическим прогнозам, при выполнении специальных разведочных работ на газ до глубин 5000–5500 м установленные запасы шахтного метана могут быть значительно больше [10].

Общие ресурсы шахтного метана в угленосной толще Донецкой области на глубинах от 500 до 1800 м оценивают в 12 трлн  $\text{м}^3$ . К наиболее газоносным относят пласты, содержащие от 8 до 40  $\text{м}^3$  метана на 1 т сухой беззольной массы.

Почти вся толща горных пород угленосной части Донбасса насыщена шахтным метаном – побочным продуктом метаморфизации органического вещества в уголь. Количество содержащегося в породах и угле метана увеличивается при возрастании степени метаморфизации угля от марки Д до тощих углей и антрацитов. При переходе углей от тощих к антрацитам шахтный метан практически исчезает и замещается генерацией углекислого газа. Поэтому площади Донбасса, сложенные углями марок от Д до Т, считают потенциально газоносными, а шахты, извлекающие эти угли, – газоопасными. Исключение составляют отдельные площади, где из-за геологического строения территории скорость дегазации содержащей толщи превышает генерацию шахтного метана (Селидовский район Донбасса) [8].

В угленосной толще шахтный метан содержится в различных фазах. В органическом веществе (угольные пласты любой мощности, породы, содержащие углистое вещество, мелкие линзы угля) он находится в химически связанном, сорбированном состоянии, что затрудняет его выделение в окружающую среду. Газ, выделившийся из углистого вещества, распределяется в породах горного массива в свободном состоянии, заполняя поры горных пород как проницаемых (песчаники, особенно высокопористые крупнозернистые), так и слабопроницаемых (аргиллиты, сланцы песчаные, алевролиты, сланцы глинистые). Кроме того, шахтный метан может накапливаться в трещиноватых зонах дробления тектонических нарушений любой мощности, в ловушках разных типов, образуя мелкие газовые месторождения.

Площадь углегазонасной зоны Донбасса составляет около 6,7 тыс. км<sup>2</sup>. Продуктивные угленосные отложения залегают преимущественно ниже зоны метанового выветривания (с глубин 150–200 м) и определяются по началу выделения шахтного метана в горные выработки в количестве свыше 2 м<sup>3</sup>/т.

**Газоносность угольных пластов.** Различают газоносность *абсолютную* – дебит газа в единицу времени и *относительную* – количество газа, выделившееся за определенное время, соотнесенное с количеством ископаемого, добытого за тот же период. Газоносность обусловлена выходом газа главным образом из обнаженных выработками поверхностей разрабатываемого пласта и боковых пород, из отби-

того от массива угля и породы, а также выделением газа из выработанных пространств, куда газ поступает из обрушающихся пород и подрабатываемых пластов и пропластков. Шахты, где выделяется метан, в зависимости от объема метана на 1 т среднесуточной добычи подразделяют на пять категорий [11]: I – до 5 м<sup>3</sup>, II – от 5 до 10 м<sup>3</sup>, III – от 10 до 15 м<sup>3</sup>; сверхкатегорные – 15 м<sup>3</sup> и более – шахты, опасные по суфлярным выделениям; опасные по внезапным выбросам – шахты, разрабатывающие пласты, опасные по внезапным выбросам угля, газа и породы.

Содержание метана в пластах угля изменяется в пределах от 5 до 30–40 м<sup>3</sup>/т, что постоянно осложняет разработку угольных месторождений и требует дегазации, эффективность которой в большинстве случаев не превышает 13–17 % [8].

**Газонасыщенность вмещающих пород.** На территории Донецкой области в целом выделено шесть угленосных районов, где начальные потенциальные объемы свободных скоплений газа оцениваются в 250 млрд м<sup>3</sup> на глубинах от 700 до 1800 м.

Газоносность песчаников подтверждается интенсивными газодинамическими явлениями и наблюдениями за газообильностью скважин и горных выработок шахт. Залежи метана в основном можно считать многопластовыми (от двух до восьми продуктивных горизонтов, перспективных на извлечение шахтного метана). Площадь поверхности газоносных залежей от 3 до 30 км<sup>2</sup>, запасы 0,1–1,5 млрд м<sup>3</sup>, дебиты дегазационных

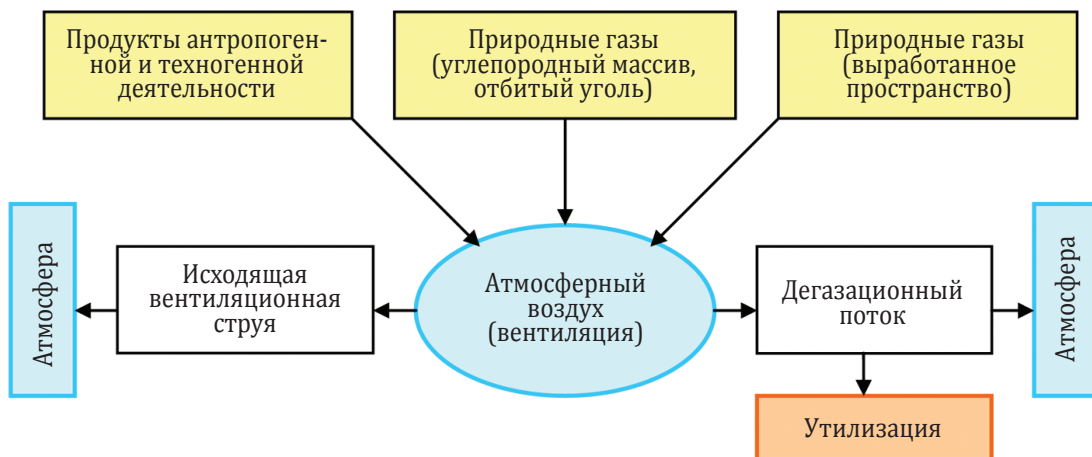


Рис. 2. Принципиальная схема формирования исходящих газовоздушных потоков.

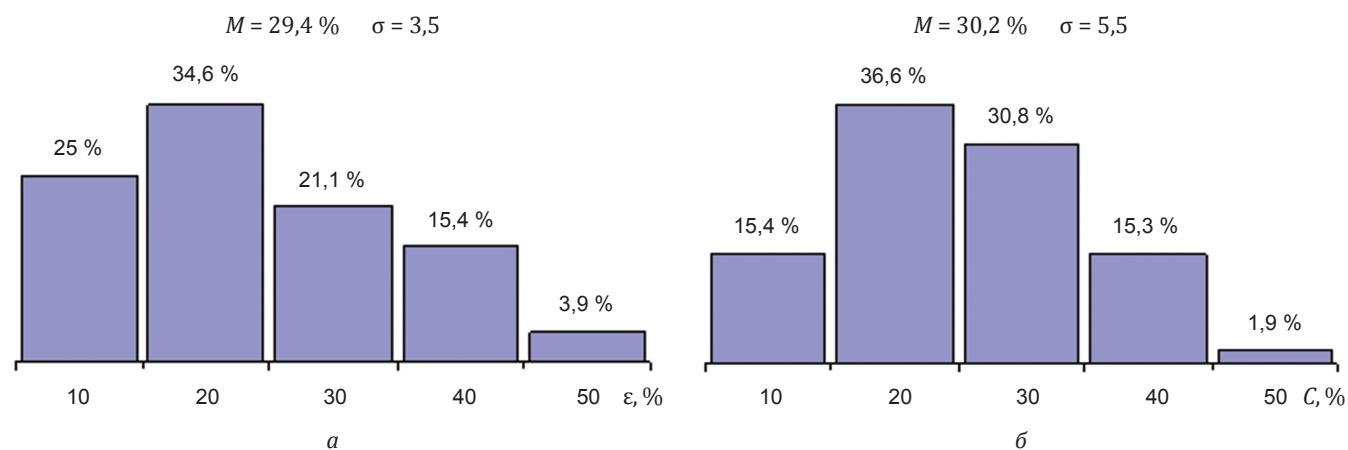
скважин от 1 до 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Песчаники, сосредоточенные в зоне распространения малометаморфизованных углей (до марки Ж), имеют высокую пористость (до 12–15 %), газопроницаемость и, соответственно, газоотдачу. С повышением степени метаморфизма углей пористость песчаников резко снижается (до 3–5 % на углях марки К), что требует массивированного разрушения углепородного массива для активизации метановыделения. Это происходит в процессе добычи угля. По такому принципу выполняются дегазация и извлечение метана на поле шахты им. А. Ф. Засядько, когда дегазационные скважины бурятся перед фронтом горных работ и готовятся к приему шахтного метана заблаговременно до подработки и разрушения массива.

Перспективна для добычи вся полоса угленосных отложений, относящаяся к Красноармейскому и Южно-Донбасскому угленосным районам, а также площади Донецко-Макеевского угленосного района, где прогнозные ресурсы метана в коллекторах составляют 78,4 млрд м<sup>3</sup>. Максимальная газонасыщенность песчаников в угленосной толще прогнозируется на глубинах от 1150 до 1500 м в Центральном, от 1250 до 1650 м в Донецко-Макеевском и от 1700 до 2050 м в Красноармейском угленосных районах, т. е. на глубинах, где разведочное бурение не проводилось. Газовые ресурсы данного типа составляют не менее 10–15 % общих запасов шахтного метана Донецкой области. Промышленное значение запасы газа могут иметь в благоприятных структурно-тектонических условиях и на техногенных объектах. Газоносность алевролитов изменяется от 0,15 до 1,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,

аргиллитов – от 0,34 до 1,48 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и обусловлена главным образом наличием углистого вещества и детрита, а также развитием трещинно-поровых и трещинных коллекторов [9].

**Утилизация шахтного метана дегазационных установок.** При разработке угленосных отложений формируются исходящие газозадушные потоки, образующиеся в процессе разбавления выделившегося газа атмосферным воздухом и метанозадушной смесью, отсасываемой из выработанного пространства и пробуренных скважин в углепородном массиве (рис. 2). При высокой метанообильности угольных месторождений основным способом обеспечения безопасности добычи угля является дегазация. Поэтому (независимо от других возможностей использования метанозадушной смеси) главным условием остается извлечение газа из углепородного массива и выработанного пространства, его локализация и отвод на поверхность либо в исходящую струю.

В Донбассе каптирование шахтного метана из угольных пластов и вмещающих их пород проводится более 50 лет. Однако полностью разгрузить пласты от шахтного метана через скважины, пробуренные из горных выработок, не удастся. Большую часть метана (до 90 %) выбрасывают вентиляционные установки шахт в виде малоцентрированной (в среднем около 0,7 %) газозадушной смеси. Выбросы такого количества угольного метана по своему энергетическому потенциалу эквивалентны выработке 9–10 млрд кВт·ч электроэнергии в год, что превышает расход электроэнергии всеми угледобывающими предприятиями Украины [12].



**Рис. 3.** Гистограммы распределений частоты наблюдений в выборках: а – эффективность дегазации  $\epsilon$  метана; б – концентрация  $C$  метана в дегазационных трубопроводах.

Таблица 1

Шахта	Добыча, тыс. т/сут	Выбросы метана, млн м <sup>3</sup> /год	Капиро- вано, млн м <sup>3</sup> /год	Эффектив- ность дегазации, %	Относительная метано- обильность, м <sup>3</sup> /т
«Глубокая»	1,92	28,0	8,0	22,2	77,5
«Южнодонбасская» № 3	4,91	46,2	10,5	18,5	47,5
Им. В. М. Бажанова	3,55	26,0	19,4	42,7	52,6
«Холодная балка»	2,34	15,7	8,1	34,2	41,9
Им. С. М. Кирова	2,74	15,5	12,8	45,4	42,6
«Добропольская»	5,57	8,1	8,7	51,6	12,4
«Алмазная»	2,15	12,7	5,4	29,9	34,8
«Ждановская»	3,21	14,9	16,9	53,1	40,9
Им. А. Г. Стаханова	4,93	22,0	8,0	26,7	25,1
Им. А. Ф. Засядько	14,09	38,0	83,0	68,6	35,4
«Красноармейская-Западная» № 1 (ныне «Шахтоуправление «Покровское»)	25,22	136,0	21,0	13,4	25,7
«Краснолиманская»	10,97	41,0	11,0	21,2	19,6
«Комсомолец Донбасса»	10,83	73,0	14,0	16,1	33,1
Им. 17-го партсъезда	0,81	5,3	5,7	51,8	232,1
«Молодогвардейская»	3,75	14,6	5,3	26,6	25,2
Им. Н. П. Баракова	3,22	14,8	7,1	32,5	27,9
«Суходольская-Восточная»	–	6,7	21,7	76,3	60,5

По расчетам организации «Партнерство в энергетической и экологической реформе», произведенным по методологии Международной группы экспертов по вопросам изменения климата International Panel Climate Change, общая масса эмиссии из шахт Донбасса за период с 1990 по 2001 г. составила 17 990,5 Гг. Дегазационными установками каптировано 15 % и утилизировано 4,2 % общего объема шахтного метана. Основная причина недостаточной эффективности его использования в том, что применяемые способы дегазации не обеспечивают главного требования источников потребления – стабильную и высокую концентрацию метана в газовоздушной смеси. Поэтому в настоящее время только 22–25 % каптированного газа утилизируется, а около 400 млн м<sup>3</sup> выбрасывается в атмосферу [12].

По данным работы [13], в 1991–2004 гг. на шахтах Донбасса, оборудованных дегазационными установками, средняя эффективность дегазации составила 20,5 % при средней относительной метанообильности 41,2 м<sup>3</sup>/т. В 2004 г. дебит и концентрация метана в каптируемой дегазационными установками газовоздушной смеси отвечали требованиям

только на 17 шахтах. Но и на этих шахтах при средневзвешенной метанообильности 33,4 м<sup>3</sup>/т средняя эффективность дегазации составила лишь 37,1 % [12].

Результаты статистического анализа показателей дегазации разрабатываемых угольных пластов и выработанных пространств шахт в виде гистограмм распределения частоты наблюдений представлены на рис. 3 [13]. Распределение имеет правостороннюю асимметрию относительно средних значений ( $M[\varepsilon] = 29,4 \%$ ,  $M[C] = 30,2 \%$ ), что свидетельствует о преобладании в выборках низких значений  $\varepsilon$  и  $C$ .

Из приведенных данных видно, что на 59,6 % выемочных участков эффективность дегазации  $\varepsilon$  не превышает 30 %, а концентрация метана  $C$  в газовоздушной смеси только в 17,2 % случаев превышает 40 %, необходимых для обеспечения устойчивой работы когенерационных установок, предусмотренной регламентом. Низкая эффективность дегазационных систем (наряду с ранее указанными природными факторами) может быть обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием дегазационных систем (негерметичность уплотнений устьев буровых скважин и

## АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА

Таблица 2

Месторождение	Метан CH <sub>4</sub>	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub>	Низшая теплота сгорания, МДж/кг
Донецкий угольный бассейн	87,2	7,6	3,1	0,8	0,5	39,84
Шебелинское	92,5	2,78	0,65	0,56	3,51	36,15
Дашавское	97,8	0,50	0,20	0,10	1,46	35,64

соединений трубопроводов, небольшая глубина бурения и т. д.).

Средняя концентрация метана в дегазационном трубопроводе осталась той же, что была в 1995–1998 гг., т. е. 25,3 %. Эффективность извлечения снизилась с 19,4 до 17 %. Уровень утилизации шахтного метана не возрос. В то же время, как видно из табл. 1, на шахтах с высокой суточной нагрузкой, обеспечивающих около 60 % добычи угля в Украине, эффективность дегазации в среднем составила 37,1%, что выше средней по Донбассу (30,2 %) только на 7,1 % [12].

Результаты комплексной оценки эффективности использования когенерационных установок в ФРГ на действующих шахтах и на отработанных запасах угля приведены в статье В. А. Безпflugа и К. Бакхауса [14]. Авторы установили, что высокие капитальные (1 млн евро в год на 1 МВт) и эксплуатационные (более 200 тыс. евро в год на 1 МВт) затраты, нестабильный дебит и концентрация метана в газовой смеси дегазационных установок, значительные потери рабочего времени контейнерных теплоэлектростанций (41–46 %) даже в благоприятных экономических условиях (государственные преференции, эмиссионные проекты, установленные Рамочным соглашением к Киотскому протоколу) не позволяют окупить издержки производства. Поэтому, по мнению авторов публикации, которые призна-

ны наиболее авторитетными специалистами по данной проблематике, «... нужно быть большим оптимистом, чтобы рассчитывать на прибыль от утилизации шахтного метана через ТЭС» [14, с. 94]. Следует, однако, признать, что этот вывод основан на неограниченной доступности европейских государств к традиционным источникам энергии и сложившейся индустриальной инфраструктуре современной теплоэнергетики, основанной на концентрации производства. Игнорировать эти факторы не следует. В качестве доказательства напомним историю развития газовой промышленности, начало которой в Российской империи еще в 1816 г. заложили осветительный газ (термолампы). В 1958 г. из сланца и каменного угля в СССР производили свыше 400 млрд м<sup>3</sup> генераторного газа и на транспорте работало 250 тыс. газогенераторных установок, что обеспечивало потребности экономики.

В настоящее время газогенераторная техника значительно усовершенствована и в ряде случаев представлена модульными передвижными контейнерными станциями, в которых в комплексе с паровоздушным дутьем используются все виды органических материалов. Из 1 кг угля продуцируется 3,5–4 кг безбалластного синтез-газа с теплотворной способностью 6,5 МДж/кг [15].

Таким образом, использование газовой смеси шахтных дегазационных установок в каче-

Таблица 3

Коллектор	УкрНИИгаз		Укрруглегеология	
	млрд м <sup>3</sup>	%	млрд м <sup>3</sup>	%
Углеродный массив	25 358	100	11 860	100
В том числе:				
угольные пласты мощностью более 0,3 м	1164	4,6	1460	12,3
угольные пропластки мощностью менее 0,3 м	3374	13,3	-	-
вещающие породы	20 820	82,1	9740	82,1
в водорастворенном состоянии	-	-	460	3,9
свободный газ в песчаниках и геологических «ловушках»	-	-	200	1,7

Таблица 4

Загрязняющее вещество	Бурый уголь	Каменный уголь	Мазут	Природный газ	Торф
CO <sub>2</sub>	3200–3300	2600–2700	2200–2500 (тяжелый) 1900–2100 (легкий)	1600–1700	21–25
CO	14–55	14–55	3–3,5	3–7,5	14–55
NO <sub>2</sub>	4–6	2,5–7,5	1,8–5	1,3–4,5	До 30
SO <sub>2</sub>	5–25	1,5–8	15–40	1,4–4,4	1,4–4,4
Твердые частицы	70–100	60–80	–	До 0,1	До 80

стве дополнительного источника газогенерации технически и экономически целесообразно как для обеспечения устойчивого режима питания, так и для повышения продуктивности контейнерных теплоэлектростанций почти вдвое.

Опыт промышленной разработки угольных месторождений в США показал, что основная часть метана извлекается из месторождений, где добыча угля не производится и не предусматривается. Разрабатываемые залежи состоят из трех-пяти сближенных пластов вместе со спутниками общей мощностью 10–15 м. Опережающая дегазация угольных отложений осуществляется до начала горных работ в ненарушенном массиве через скважины, пробуренные с поверхности, предварительная дегазация – через вертикальные дегазационные скважины в зону обрушения (на подработку) либо через горизонтальные скважины, пробуренные по углю из подземных выработок. Продуктивность и продолжительность жизнедеятельности скважин колеблется в широких пределах, минимальный дебит метана из скважин, пробуренных по углю, максимальный из зон обрушения. Из полей действующих шахт добывают 5–6 % общего объема газа. Донецкий угольный бассейн по геологическим условиям близок к бассейнам Блэк-Уоррор (США).

Промысловая технология извлечения газа используется в Австралии, Китае, Канаде, Великой Британии, Российской Федерации, Казахстане.

Прямое перенесение технологий извлечения шахтного метана из угленосной толщи, разработанных в США, проблематично из-за разных горно-геологических условий залегания угленосных пород и их физических показателей, влияющих на извлекаемость метана из массива.

Шахтный метан по потребительским качествам не отличается от других природных горю-

чих газов. В сопоставлении, например, с природным газом Шебелинского и Дашавского угольных месторождений Украины (табл. 2) шахтный метан – кондиционное топливо [10].

Прогнозные запасы метана в Украине составляют 451 млрд м<sup>3</sup> [16]. Распределение запасов в отдельных горнопромышленных районах Донбасса по результатам исследований УкрНИИгаза и Укруглегеологии приведено в табл. 3 [7].

В Донецко-Макеевском промышленном районе (семь шахт) теплотворная способность метана составляет 36,67 МДж/кг – на 3,8 % выше, чем этот показатель природного газа Уренгойского угольного месторождения [17].

Преимущество шахтного метана перед другими видами органического топлива, как и природного газа, – минимальное образование загрязняющих веществ, что обеспечивает сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу. Удельные выбросы массы (кг/т у. т.) основных компонентов отходящих газов при сжигании органического топлива приведены в табл. 4.

**Заключение.** Утилизация шахтного метана осуществляется различными путями: сжиганием в топочных устройствах, двигателях внутреннего сгорания, когенерационных установках, а также в качестве дополнительного ресурса для магистральных трубопроводов.

Наряду со штатными средствами сжигания и переработки концентрированного угольного метана существуют технологии использования низкоконцентрированного угольного метана. В частности, теплоэнергетические когенерационные модули, которые способны потреблять обедненные метановоздушные смеси с колебаниями дебита и низкой концентрацией метана и вырабатывать при этом не только тепловую, но и электрическую энергию. Поскольку основная масса шахтных выбросов в атмосферу имеет

### ЛИТЕРАТУРА

низкую и поэтому взрывоопасную для топливных агрегатов концентрацию метана, то вопрос его применения может быть разрешен также с использованием каталитического окисления с последующей утилизацией теплоты отходящих газов. Перспективной представляется технология извлечения метана из низкоконцентрированных газоздушных выбросов вентиляционных систем угольных шахт с помощью низкотемпературной адсорбции, при которой образование хладагента происходит вследствие кристаллизационных процессов. При этом появляется возможность решить и такую важную для отрасли проблему глубоких шахт, как улучшение в них температурного режима. Весьма перспективная область для угольного метана – нанокерамика (электрохимические источники тока нового поколения).

Промышленная разработка угольных месторождений, заблаговременная и предварительная дегазация ненарушенного угольного массива существенно снижают его вредное влияние на окружающую природную среду, поскольку при его сжигании удельное количество загрязняющих веществ (килограммов на 1 т у. т.) значительно ниже, чем у других видов органического топлива. При сжигании угольного метана выбросов CO<sub>2</sub> образуется на 50 % меньше, чем при сжигании угля, и на 25 % меньше, чем при сжигании тяжелого нефтяного топлива, а выбросы пыли не образуются. Что касается выпадения кислотных дождей, фотохимического загрязнения, вызывающего разрушение озонового слоя, сжигание метана происходит с образованием очень малого количества парниковых газов.

Заметим, что утилизация шахтного метана – это лишь часть проблемы угледобывающих предприятий. Угольная промышленность нуждается в коренной перестройке на новой инновационной доктрине, ориентированной на безотходное производство как основу предотвращения невынужденных потерь сырьевого потенциала угольных месторождений и снижения нагрузки на окружающую природную среду.

В условиях дефицита собственных запасов природного газа в недрах и зависимости государства от импортных поставок топлива метан угольных месторождений приобретает особое значение в формировании национального топливно-энергетического баланса.

1. *Геолого-углехимическая карта Донецкого бассейна.* – М.: Углетехиздат, 1954. – Вып. 8. – 430 с.
2. *Горное дело: энцикл. справ.* – М.: Углетехиздат, 1957. – Т. 2. – 645 с.
3. *Касьянов В. В.* Состав и тип жидких углеводородов в Донбассе / В. В. Касьянов, А. С. Твердовидов, Х. Ф. Джамалова, М. В. Лакоба // *Уголь Украины.* – № 10. – 1999. – С. 50–51.
4. *Криштопа О. А.* Перспективы мировой добычи метана угольных пластов как источник первичной энергии / О. А. Криштопа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.kaktus.chita.ru](http://www.kaktus.chita.ru)
5. *Алейников Д. В.* Газовые ресурсы угленосной толщи Донбасса / Д. В. Алейников, Ю. А. Кононов, Г. Ю. Валукоис // *Уголь Украины.* – 1999. – № 1. – С. 41.
6. *Орлов А. В.* Природные и техногенные залежи угольных месторождений северо-восточного Донбасса / А. В. Орлов, Н. С. Бурлуцкий // *Уголь Украины.* – 2004. – № 3. – С. 34–35.
7. *Жикаляк Н. В.* Природные энергоносители и экономика Украины: состояние, проблемы, перспективы / Н. В. Жикаляк, А. М. Назаренко, А. В. Михелис // *Уголь Украины.* – 2000. – № 8. – С. 14–19.
8. *Авдеева А. М.* О скоплениях (залежах) свободных газов в угленосных отложениях юго-западного Донбасса / А. М. Авдеева, А. Н. Зося // *Уголь Украины.* – 2004. – № 11. – С. 28–32.
9. *Метан вугільних родовищ України. Інвентаризація викидів метану з вугільних підприємств України за період 1990–2001 рр.: пер. з англ.* / Д. Р. Тріплет [та ін.]. – К., 2002. – 28 с.
10. *Карп И. Н.* Метан угольных пластов / И. Н. Карп // *Экология и ресурсосбережение.* – 2005. – № 1. – С. 5–9.
11. *Горная энциклопедия: в 5 т.* – М.: Советская энциклопедия, 1984. – Т. 1. – С. 493.
12. *Майдукова С. С.* Трансформування механізмів управління мінерально-енергетичними ресурсами вугільної промисловості: дис. ... канд. екон. наук: 08.00.06 / Майдукова Світлана Сергіївна. – Донецьк, 2013. – 212 с.
13. *Провести* отраслевой мониторинг газовых систем угольных шахт и подготовить предложения по повышению эффективности извлечения метана: отчет о НИР (заключ.), ДонУГИ. – ДР 0198 У 0054, инв. № 6/16529. – Донецк, 1998. – 42 с.
14. *Безпфлюг В. А.* Оценка эффективности ТЭС на шахтном газе / В. А. Безпфлюг, К. Баххаус // *Глюкауф.* – 2007. – № 3. – С. 93–96.
15. *Комплекс* получения синтез-газа способом газификации твердого топлива мощностью 25 МВт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.niichivm.mash.ru/catalog/gaz.php>
16. *Камышан В. В.* Метан угольных месторождений Украины – альтернатива природному газу / В. В. Камышан, В. В. Конарев // *Геолог України.* – 2009. – № 3. – С. 133–135.
17. *Игашев В. Г.* Формирование скоплений токсичных горючих газов в приповерхностном слое земли над отработанными пластами угля / В. Г. Игашев, В. А. Потова // *Безопасность труда в угольной пром-сти.* – № 11. – 1994. – С. 47–49.