

Ч. 1. — 713 с; Ч. 2. — 774 с.

8. Саранчук, В.И. Исследование кинетики низкотемпературного окисления длиннопламенных углей Донбасса /В.И. Саранчук, Л.В. Пашенко // ХТТ, 1989. — № 1. с.

9. Кузяра, С.В. Прогноз и предупреждение самовозгорания угля в пластах и взрывов в шахтах / С.В. Кузяра, И.Д. Дроздник, Ю.С. Кафтан, Ю.Б. Должанская. //Уголь Украины, 2005. — № 11. — С. 32–34.

10. Греков, С.П. Теплообменные процессы при самонагревании углей в зонах геологических нарушений / С.П. Греков, П.С. Пашковский, И.Н. Зинченко //Вестник Херсонского нац. техн. ун-та. — Вып. 35 (2). — Херсон: ХНТУ, 2009. — С. 172–180.

11. Плюснина, И.И. Инфракрасные спектры минералов /И.И. Плюснина // М.: Изд. МГУ, 1976. — 175 с.

12. Накамото, К. ИК-спектры и спектры КР неорганических и координационных соединений /К. Накамото. — М.: Мир, 1991. — 536 с.

13. Андруз, Дж., Бримблекумб П., Джикелз Т., Лисс П. Введение в химию окружающей среды /Дж. Андруз, П. Бримблекумб, Т. Джикелз, П. Лисс. — М.: Мир, 1999. — 271 с.

14. Глебовская, Е.А. Применение инфракрасной спектроскопии в нефтяной геохимии /Е.А. Глебовская. — Л.: Недра. 1971. — 140 с.

15. Кухаренко, Т.А. Окисленные в пластах бурые и каменные угли /Т.А. Кухаренко. — М.: Недра, 1972. — 214 с.

16. Черепанова, Е.С. О парамагнетизме пнтрографических компонентов каменного угля /Е.С. Черепанова, Л.С. Любченко, А.Ф. Луковников //ХТТ, 1979. — № 5. — С. 17–21.

17. Штах, Э. Петрология углей /Э. Штах, М.-Т. Маковски, Г.Тейлор. — М.: Мир, 1978. — 554 с.

18. Майборода, А.А. Газогенерирующее рассеянное органическое вещество и его распределение в угленосных формациях Донбасса /А.А. Майборода, В.А. Анциферов //Наукові праці УкрНДМІ НАН України, 2007. — № 1. — С.21–38.

19. Журавлев, В.П. Изменение фильтрационных свойств пласта по его сечению /В.В. Журавлев. //Вопросы борьбы с газом, пылью и подземными пожарами в горной промышленности. — М.: Недра, 1964. — № 16. — С. 3–5.

20. Эттингер, И.Л. Распределение метана в порках ископаемых углей /И.Л. Эттингер, Н.В. Шульман. — М.: Наука, 1975. — 262 с.

21. Франк-Каменецкий, Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике /Д.А. Франк-Каменецкий. — М.: Наука, 1987. — 502 с.

22. Шульга, В.Ф. Ископаемые знаки выделения газа в угленосных отложениях Львовско- Волынского бассейна /В.Ф. Шульга, А.Е. Лукин, Б.И. Лелик //Литология и полезные ископаемые, 2000. — № 5. — С. 554–560.

УДК 622.324.5.004.82:622.481.24.012.2

вед. инж. Д.Н. Пимоненко
(ИГТМ НАН Украины)

УТИЛИЗАЦИЯ КАПТИРУЕМОГО МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В ШАХТНЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

У статті розглядається питання утилізації метану вугільних пластів у шахтних котельних установках з метою забезпечення його переробки у теплову та електричну енергію на базі когенераційних технологій, що дозволить вирішити ряд економічних, екологічних та соціальних проблем вуглевидобувних підприємств.

UTILIZATION CAPPING METHANE OF COAL SEAMS IN MINE BOILER ROOMS INSTALLATIONS

In article is considered question utilization methane of coal seams in mine boiler rooms installations with the purpose maintenance of his processing in thermal and electric energy on base cogenerations technologies, that will allow to decide many economic, ecological and social problems of the coal-mining enterprises.

Общей мировой тенденцией на рубеже XX и XXI века является рост цен на тепловую и электрическую энергию, обусловленный ростом спроса и энергопотребления на производстве и в быту. Дефицит традиционных видов

топлива приводит к необходимости использования других энергетических ресурсов, к числу которых относится метан угольных пластов, признанный одним из наиболее перспективных нетрадиционных источников топливно-энергетического сырья. Ресурсы метана в коллекторах карбоновой толщи Донбасса оцениваются различными источниками от 12 до 25 трлн. м³. По результатам опробования на метан при геологоразведочных работах общие ресурсы в породах и угольных пластах составляют 22,2 трлн. м³, промышленные – 11,6 трлн. м³, в том числе пригодные для извлечения 3 – 3,7 трлн. м³ [1].

Объемы добычи угля и каптируемого метана в результате деятельности шахт ПО «Донецкуголь» за десятилетний период с 1985 – 1994 г. приведены в таблице 1 [2].

В 1997 г. В Донбассе при объеме добычи угля до 70 млн. т, на шахтах извлечено 2428 млн. м³ метана и только 207 млн. м³ утилизировано, а остальные 92 % выброшены в атмосферу, что свидетельствует о явной недооценке этого вида топлива [3]. Очевидно, что наиболее актуальная задача на сегодняшний день – расширение объемов использования метана путем прямого его сжигания для нужд шахт или других возможных потребителей. Реальными в настоящее время являются следующие технологии использования шахтных метановоздушных смесей (МВС):

– сжигание МВС в газовых турбинах, газомоторных и газодизельных установках с целью получения электрической и тепловой энергии;

– совместное сжигание в топках котлов разнородных видов топлива (МВС (основное топливо) – МВС (окислитель), жидкое топливо – МВС, твердое топливо – МВС). Область применения перечисленных вариантов определяется как запасами того или иного топлива, так и объемом потребляемых тепловой и электрической энергий.

Таблица 1 – Объемы добычи угля и каптируемого метана шахтами ПО «Донецкуголь».

Год	Добыча угля	Всего извлечено метана		В том числе							
				Системами вентиляции шахт		Системами подземной дегазации		Скважинами с поверхности		Утилизировано метана	
				Млн. тонн	Млн. м ³	%	Млн. м ³	%	Млн. м ³	%	Млн. м ³
1985	21,38	591	100	545	92,3	42	7,0	4	0,7	19,6	3,3
1986	21,54	553	100	455	82,2	91	16,5	7	1,3	36,0	6,5
1987	21,03	545	100	440	80,8	100	18,3	5	0,9	46,0	8,4
1988	20,73	530	100	414	78,1	108	20,3	8	1,5	54,0	10,2
1989	20,21	532	100	415	78,1	109	20,4	8	1,5	50,0	9,4
1990	18,73	480	100	351	75,2	110	22,9	9	1,9	53,0	11,0
1991	14,38	367	100	288	78,5	69	18,8	10	2,7	30,3	8,3
1992	14,96	349	100	251	74,8	78	21,8	10	3,4	32,4	9,3
1993	13,09	317	100	227	73,1	75	23,7	10	3,2	31,2	9,8
1994	11,26	329	100	243	74	74	22,2	12	3,8	35,3	13,3
Итого:	177,3	4593	100	3649	79,6	854	18,6	83	1,8	387,8	8,4

Необходимые и достаточные условия перевода котельных установок на отопление метаном следующие [4]:

- дебит каптируемого метана не менее $5 \text{ м}^3/\text{мин}$;
- объемная доля метана в отводимой газовой смеси на выходе из вакуум-насосной установки не менее 25 %;
- возможность транспортировки газа к потребителю за счет мощности вакуум-насосной станции.

В связи с тем, что шахтные котельные уже оснащены действующими котельными установками наиболее целесообразным, с точки зрения минимизации капитальных затрат на оборудование, представляется использование их энергогенерирующего потенциала путем турбинизации, т.е. установки в котельной или рядом с ней собственных турбогенераторов, тип которых выбирается в зависимости от местных условий. Реализация этой концепции целесообразна почти на всех шахтах Украины, обеспечивая в рамках шахтного энергетического комплекса переработку метана в тепловую и электрическую энергии на базе когенерационных технологий. Утилизация каптируемого метана позволит решить многие экономические, экологические и социальные проблемы, что обуславливает актуальность исследований в этом направлении.

Следует отметить, что большинство котельных угольных шахт вырабатывают сухой насыщенный пар с давлением 1,3 МПа и температурой 191 °С. Применительно к этим параметрам промышленностью серийно выпускаются турбогенераторы различных модификаций как с турбинами с противодавлением, так и с конденсационными, обеспечивающих прием пара от котлов с давлением на входе в турбину от 0,7 до 1,4 МПа. Однако, в связи с тем, что действующие шахтные котельные, преимущественно, оборудованы котлами, изготовленными в 60 – 80 годах прошлого столетия, отработавшими нормативный срок эксплуатации и из-за физического износа функционирующими при пониженном рабочем давлении и температуре, эффективное их использование, совместно с вышеупомянутыми паровыми турбинами, не всегда представляется возможным.

С целью продления срока службы выработавших ресурс паровых котлов и дальнейшего их использовании в когенерационных энергокомплексах для выработки тепловой и электрической энергии, предлагается перевод котлоагрегатов с парового в водогрейный режим работы (после проведения всесторонней технической экспертизы и оценке возможности их использования в качестве водогрейных). Выполненный анализ [5, 6] показал предпочтительность использования для тепловых потребителей шахт горячей воды. Основными преимуществами воды как теплоносителя являются [7]:

- возможность передачи ее на большие расстояния при небольших потерях теплового потенциала;
- трубопроводы при подаче воды имеют меньший диаметр, а, следовательно, стоимость теплотрассы уменьшается;

- меньшие потери подготовленной воды в замкнутом первичном контуре теплоснабжения;
- отсутствие баков сбора конденсата и конденсатных насосов, а, следовательно, меньшие требования к рельефу промплощадки;
- отсутствие подпора конденсата, который является основной причиной замораживания калорифера.

Выше было отмечено, что шахтные котельные укомплектованы преимущественно котлами типа ДКВ/ДКВР, введенными в эксплуатацию более 30 лет назад и выработавших свой ресурс, что приводит к необходимости вывода их из эксплуатации или же к работе при пониженном значении рабочего давления. По условиям надежности работы котлов давление снижается до 0,6 – 0,8 МПа, а реально при эксплуатации на многих котлах поддерживается давление 0,1 – 0,3 МПа. Работа паровых котлов в таких режимах отрицательно сказывается на условиях циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование и увеличивается вероятность пережога труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 0,1 до 0,3 МПа из-за низкой температуры насыщения необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, т.к. там может наблюдаться парообразование, что недопустимо по условиям надежной работы. Все это приводит к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает 80 – 82%, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70 – 75% [8]. Предлагаемое переоборудование позволит обеспечить оптимальные условия работы паровых котлов, даже выработавших ресурс, еще на длительный период эксплуатации. Несмотря на то, что переоборудование чаще всего бывает вынужденным мероприятием, тем не менее, при правильном подходе к решению поставленной задачи, переведенные в водогрейный режим паровые котлы в эксплуатации не уступают специализированным водогрейным.

На практике применяется несколько схем перевода котлов в водогрейный режим с различными конструктивными решениями по их реализации. К примеру, рассмотрим перечень мероприятий при реконструкции котельного агрегата с переводом его циркуляционной схемы на прямоточный режим. Необходимо изменить схему циркуляции воды, с естественной на принудительную с прямоточным движением сетевой воды через агрегат. Поверхности нагрева котельных агрегатов практически не изменяются ни по величине, ни по месту их размещения. Остаются неизменными: газовоздушный тракт, тракт топливоподачи и шлакоудаления (при наличии). В любых компоновках необходимо обеспечить следующую последовательность подачи сетевой воды: насос – экономайзер – нижние коллекторы экранов – экранные трубы – конвективные пучки котла. При реконструкции паровых котлов с целью перевода котлоагрегатов на водогрейный режим необходимо обратить внимание на обеспечение функционирования деаэрационных установок, поскольку обычно существующие установки оборудованы деаэраторами атмосферного типа, для работы которых требуется пар. Проектных решений

может быть несколько: оставить в котельной один из котлов для работы в паровом режиме, переоборудовать один из котлов в паро-водогрейный, с возможностью получения одновременно горячей воды и пара, заменить существующие деаэраторы атмосферного типа на вакуумные деаэраторы, работающие на перегретой воде [9].

Эксплуатация котлов, после перевода в их в водогрейный режим, возможна с сохранением установленных горелочных устройств, однако представляется целесообразной их замена с установкой специальных горелок (подовых, щелевых и др.) пригодных для сжигания шахтного метана, поступающего из дегазационных и вентиляционных установок, либо по каналу воздушного дутья, либо по каналу основного топлива в зависимости от концентрации метана в МВС. Это позволит существенно сократить объемы потребления природного газа и угля, используемых в качестве топлива на многих шахтных котельных, в комплексе с мерами по оптимизации процесса горения топлива обеспечит снижение выбросов вредных веществ, позволяя угледобывающим предприятиям улучшить финансовое положение за счет продажи квот от уменьшения вредных выбросов согласно Киотскому соглашению. При использовании в котлоагрегатах в качестве топлива МВС должны быть предусмотрены меры безопасности, исключающие возможность проникновения пламени в шахту. Горелки, работающие на шахтном метане, должны обеспечивать заданную мощность теплогенерирующих агрегатов при соблюдении безопасности его эксплуатации. В отличие от горелок, работающих на природном газе, автоматика и газоснабжение горелки МВС должны выполнять следующие дополнительные функции [10]:

- блокировку розжига и горения при понижении концентрации метана в МВС перед горелкой ниже 25 %;

- предотвращение распространения пламени в топливоподводящий (газовоздушный) тракт;

- регулирование подачи МВС в горелку при изменении состава смеси.

Перевод паровых котельных агрегатов на водогрейный режим приводит к изменению условий работы и обслуживания котельной установки. Наряду с вышеперечисленными мероприятиями, связанными с переоборудованием котла для его эксплуатации в водогрейном режиме, ведутся работы, относящиеся к оборудованию котельной установки [9]:

- 1) демонтаж или использование для иных нужд питательных насосов;

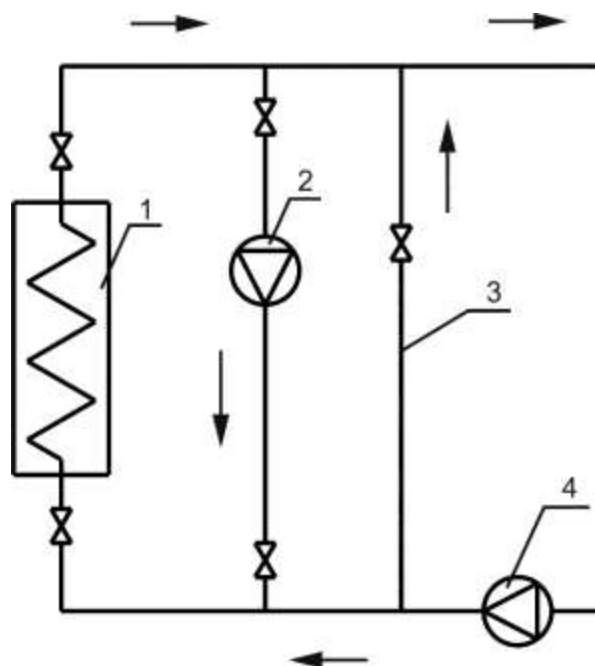
- 2) демонтаж части питательных трубопроводов и арматуры;

- 3) замена паровых предохранительных клапанов на водяные;

- 4) монтаж системы трубопроводов для удаления воздуха из верхних точек водяного тракта котлоагрегата;

- 5) переоборудование схемы движения воды через экономайзер с последовательной компоновки труб на параллельную, часто называемую теплофикационной;

б) дополнение циркуляционной схемы котельной системой рециркуляции горячей воды для поддержания постоянного значения температуры воды на входе в котельный агрегат (рис. 1);



1 – водогрейный котел; 2 – насос рециркуляционной воды; 3 – перемычка (байпас);
4 – насос сетевой воды.

Рис. 1 – Схема рециркуляции воды в котельной

7) выбор наиболее простой, но в то же время эффективной схемы переоборудования деаэрационной установки с учетом всех технических, эксплуатационных и экономических факторов;

8) оборудование котлоагрегата автоматическими приборами безопасности, обращая особое внимание на контроль работы сетевых циркуляционных, подпиточных и рециркуляционных насосов, от которых зависит надежность эксплуатации.

В ряде случаев для шахтных котельных (если в котельной установлено несколько паровых котлов не слишком большой производительности) используют один или два котла для покрытия потребности в паре для технологических нужд и в качестве генератора пара для деаэрационной установки, остальные котлы переводят с парового на водогрейный режим. В зимнее время водогрейные котлы снабжают тепловой энергией caloriferные установки, осуществляют отопление шахтных помещений и горячее водоснабжение (ГВС), в летнее время обеспечивается ГВС. При наличии котлов повышенной производительности котельный агрегат может быть реконструирован частично так, что паровой котел становится пароводогрейным. В этом случае несколько контуров котельного агрегата генерируют горячую воду, а другие работают в паровом режиме.

Следует учитывать, что вышеперечисленные основные мероприятия при переоборудовании паровых котлов в водогрейные не исчерпывают всего перечня работ по реконструкции. В зависимости от вида используемого топлива, тепловой схемы котельной, климатических условий и т.д. может возникнуть потребность в дополнительных разработках. Все работы по переоборудованию могут быть выполнены силами ремонтных бригад или ремонтных предприятий, без привлечения специализированных предприятий.

На основании вышеизложенного сделаны следующие выводы:

1. Утилизация метана, извлекаемого из угольных пластов, в шахтных котельных установках, совместно с применением когенерационных технологий способствует повышению экономической эффективности угледобывающих предприятий, обеспечивает снижение выбросов метана в атмосферу, а также уменьшение выбросов вредных веществ (угарного газа, окислов азота и др.) при переводе котельных на сжигание МВС вместо угольного топлива.

2. Реконструкция паровых котлов в водогрейные повышает экономичность установки за счет снижения затрат топлива и электроэнергии на собственные нужды, так как отпадает необходимость в насосах (питательных, подпиточных и химводоочистных), бойлерной установке, требующей дополнительных эксплуатационных затрат, упрощается схема химической водоподготовки ввиду того, что требования к сетевой воде ниже, чем к питательной, улучшаются условия работы технического персонала, обслуживающего котлы.

3. За счет повышения КПД и теплопроизводительности котельных агрегатов обеспечивается уменьшение потребления топливно-энергетических ресурсов, а упрощение их эксплуатации приводит к уменьшению затрат и экономии материальных ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айруни, А.Г. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / Айруни, А.Г., Галазов Р.А., Сергеев И.В. и др. – М.: Наука, 1990. – 216 с.
2. Конарев В.В. Опыт Донбасса по дегазации угольных месторождений // Сокращение эмиссии метана: Доклады II Международной конференции 18-23 июня 200 г. – Новосибирск: Издательство Сибирского отделения Российской академии наук, 2000 – С.379 – 382.
3. Акулов М.О., Храпкін С.Г., Овчаренко В.О., Задара Г.З., Конарев В.В. Метан вугільних родовищ України.// Мінеральні ресурси України. – 1998. – №4. – С.19 – 20.
4. Забурдяев В.С., Гершун О.С., Бродский В.Ш. Каптаж и использование шахтного метана // Безопасность труда в промышленности. – 1992. – №6. – С.23 – 27.
5. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Учебник для ВУЗов. 5-е изд., перераб. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
6. Шемаханов, М.М. Отопление шахтных стволов. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по горному делу, 1960. – 204 с.
7. Булат, А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис. – Киев: Наукова думка, 2006. – 176 с.
8. Васильев, А.В. Новая схема перевода паровых котлов типа ДКВР в водогрейный режим работы [Текст] / А.В. Васильев, Г.В. Антропов, Ю.И.Акимов // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 11(27). – С. 25 – 28.
9. Глущенко, Л.Ф. Перевод промышленно-отопительных котлов с парового на водогрейный режим [Текст] / Л.Ф. Глущенко, Д.С. Шевцов, Б.В. Кунцевич. – Киев: Будівельник, 1982. – 56 с.
10. Пат. 2360183 Российская Федерация, F23D 14/72, F23N 5/24. Автоматическая блочная горелка для сжигания топлива в виде газозооной смеси, горелочная головка и способ управления работой блочной горелки / А.М. Карасевич, Е.А. Пацков, А.А. Фалин, Н.М. Сторонский, А.В. Дробязко. – № 2007144459/06; Заявл. 03.12.2007; Опубл. 27.06.2009. – Бюл. №17.

Член-кор. НАН України, проф. М.І. Павлюк,
доктор геол. наук І.М. Наумко,
канд. геол.-мін. наук Є.С. Бартошинська,
канд. геол.-мін. наук М.М. Матрофайло
(ІГГК НАН України)

ОСНОВНІ ПРИЧИНИ ДЕГАЗАЦІЇ ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВІВ ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ

Рассматривается влияние сингенетических внутриформационных и эпигенетических размывов угленосной формации на дегазацию угольных пластов Львовско-Волинского бассейна. Изучение размывов угленосной толщи, как одного из важнейших морфологических показателей, дает возможность аргументированно определять, в частности, степень дегазации угольных пластов и в целом угленосных отложений.

PRINCIPAL CAUSES OF DEGASSING OF COAL ROCK MASSIFS OF THE LVIV-VOLYN BASIN

Syngenetic intraformational and epigenetic washouts of the coal-bearing formations are considered that have an influence on degassing of coal seams of the Lviv-Volyn Basin. Studies of washouts of the coal-bearing thickness as one of the most important morphological indicator enable us to determine reasonably a degree of degassing of coal seams and coal-bearing deposits in particular.

Складність і багатогранність поліфаціальних ситуацій формування вугленосних відкладів, зумовлених мобільністю території осадоконагромадження, визначає й проблеми генезису і концентрації газів у вуглепородних масивах кам'яновугільних басейнів, яким присвячено чимало наукових праць, але дотепер вони ще остаточно не вирішені. При вивченні газоносності вугільних покладів нерідко не враховується низка вагомих чинників, які зумовлюють сучасний вміст газів у вугільних пластах, зокрема, таких як сингенетичні і, особливо, епігенетичні регіональні розмиви, під впливом яких істотно може змінюватися газонасиченість вугільних пластів за рахунок дегазаційних процесів.

У Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні газонасиченість вугільних пластів вивчалася багатьма дослідниками. У підсумку виявлено закономірності газоносності вугільних пластів, встановлені особливості сучасної газоносності вугільних покладів на площі басейну. Визначені залежності газонасиченості від структурної будови басейну, речовинного складу і метаморфізму вугілля, а відтак, його газотвірного і сорбційного потенціалу, хімічного складу газу, зокрема генезису основного компоненту вугільних газів – метану, механічного стану вугільної маси [1–8].

Висновки цих досліджень є доволі неоднозначними. Однією з причин таких розбіжностей могли бути сингенетичні і епігенетичні розмиви вугільних пластів, які значною мірою впливають на якісні характеристики вугілля, що зумовлює ступінь газоносності вугільних пластів, та їхню дегазацію.