

# Утилизация шахтного метана в газотурбинных установках для производства электрической энергии и теплоты

**Р.З. Тумашев**, канд. техн. наук, доцент<sup>1</sup>

**Н.Л. Щёголев**, канд. техн. наук, доцент<sup>1</sup>

**Д.М. Кулаков**, инженер-конструктор<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана

<sup>2</sup> ООО "СП "Альстом Пауэр Унитурбо", г. Москва

e-mail: Kulakov.dm.m@gmail.com

## Ключевые слова:

шахтный метан,  
утилизация,  
газотурбинная установка с измененной  
последовательностью процессов,  
численные исследования,  
коэффициент полезного действия,  
экология.

*Добыча каменного угля сопровождается выделением шахтного метана, выбросы которого в составе метано-воздушной смеси могут привести к взрыву, а также оказать негативное влияние на состояние окружающей среды. Современный подход предполагает использование метано-воздушной смеси в тепловых котельных установках или установках для выработки электрической энергии. Для выработки тепловой и электрической энергии целесообразно утилизировать шахтный метан в когенерационных газотурбинных установках с измененной последовательностью процессов. Термогазодинамические расчеты газотурбинных установок в широком диапазоне изменения начальных параметров показали, что для установок небольшой мощности целесообразно принимать степень повышения давления 2,8, температуру перед турбиной 1173 К, перед газоохладителем — 303 К, степень регенерации — 0,8. При этих параметрах электрический коэффициент полезного действия установки составляет 25–26%, а с учетом вырабатываемой теплоты — 63–64%. У газотурбинной установки с измененной последовательностью процессов капитальные и эксплуатационные затраты меньше, чем у газотурбинной установки традиционной схемы. Использование в газотурбинных установках дорового энергоресурса в виде метано-воздушной смеси повышает рентабельность добычи угля и улучшает экологическую обстановку в регионе.*

## 1. Введение

Добыча каменного угля из угольных пластов подземным способом связана с обеспечением безопасности ведения работ из-за выделения шахтного метана (ШМ), т.е. газа, который в результате процесса формирования угленосных отложений находится в тесной связи с углем, образуя твердый углеметановый раствор. Эмиссия (или освобождение) ШМ возникает при добыче из-за нарушения термодинамического состояния равновесия в системе «газ–уголь».

В состав газов угольных месторождений входят метан и другие продукты метаморфизма угля — тяжелые гомологи метана, водород  $H_2$ , сероводород

$H_2S$ , а также газы воздушного происхождения (диоксид углерода  $CO_2$ , азот  $N_2$  и инертные газы), которые в процессе газового выветривания проникают в угольный пласт [1]. Компонентный состав шахтного газа определяется газовой зональностью угольного пласта (табл. 1).

Для снижения выбросов метана в горные выработки применяют дегазацию — технологический процесс по сбору и изолированному от горных выработок выводу ШМ на поверхность. Система дегазации требует сооружения подземной дегазационной системы и наземных технических устройств. Характеристики метано-воздушной смеси (МВС), откачиваемой из уголь-

Состав газов метановой зоны угольных месторождений [2]

Бассейн	Содержание, % об.				
	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	гомологи метана
Донецкий	80,0–99,5	0–9,0	0,5–18,0	0–11,0	0–2,5
Кузнецкий	80,0–99,5	0,4–5,5	0–18,0	0–18,4	0–12,5
Карагандинский	70–99,3	0,0–1,0	0–10,0	0–10,0	0–0,1
Норильский	70–99,0	0,1–0	0,1–24,0	0–14,0	присутствуют

ного пласта с помощью вакуум-насосных станций (ВНС), существенно зависят от схемы дегазации. При откачке через горизонтальные и наклонные подземные скважины концентрация CH<sub>4</sub> невысокая и находится в диапазоне 15–55% по причине подсоса воздуха от действующих выработок, а в случае применения вертикальных дегазационных скважин концентрация метана составляет 80–98%.

Параметры МВС, извлеченной на земную поверхность системой дегазации, определяются многими факторами: составом ШМ в угольном пласте, технологической схемой дегазации, влиянием горных работ и т.д. Получение даже двумерной модели, описывающей закономерности движения МВС по угольному пласту, является трудоемкой научной задачей, поэтому на практике расчетные значения параметров МВС всегда корректируются измерениями.

Важным элементом в схеме утилизации ШМ является блок газоподготовки, который обеспечивает контролирование и регулирование параметров топливной смеси во времени. На этом этапе из МВС улавливаются твердые примеси и капельная влага, осуществляется контролирование концентрации метана для обеспечения безопасности, регулируется давление на выходе из вакуумных насосов и сброс избытков газа на свечу. Следует отметить, что утилизация МВС с содержанием метана ниже 25% запрещена. В соответствии с рекомендациями и положениями РД-15-09-2006 «Методические рекомендации о порядке дегазации в угольных шахтах» [3] разработана принципиальная схема газоподготовки МВС на основе жидкостно-кольцевого насоса для энергетической станции на базе газотурбинных установок (рис. 1).

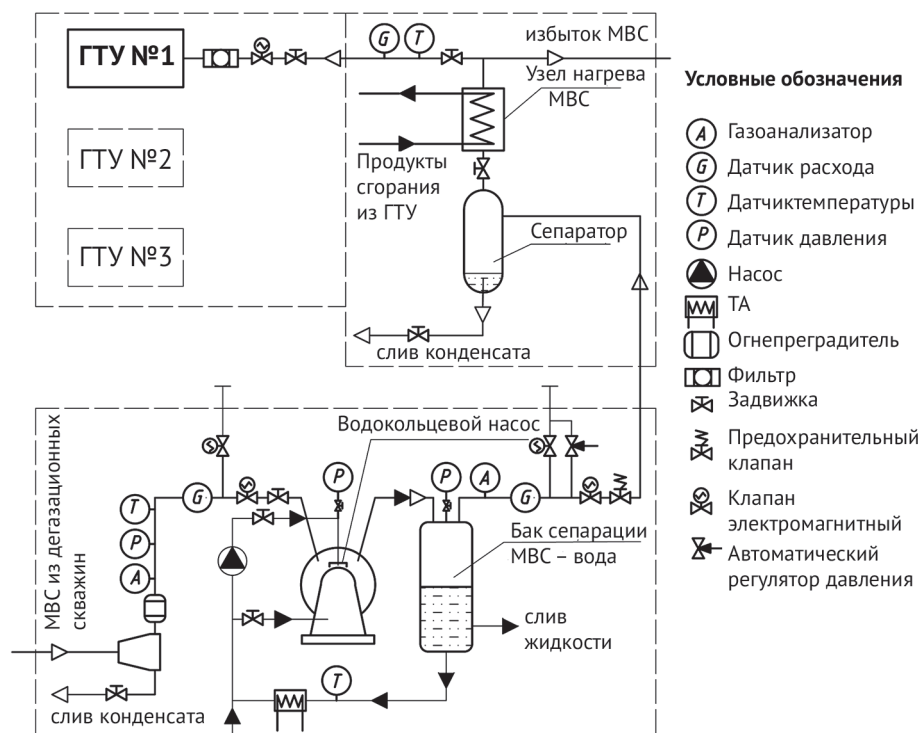


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема дегазационной установки с сепаратором капельной влаги

До недавнего времени извлечение из угольных пластов ШМ осуществлялось лишь для обеспечения безопасности горных работ и большая часть его выбрасывалась в атмосферу. Например, в 1990 г. при добыче угля в целом было утилизировано в качестве источника энергии только 4,2% общих выбросов метана, или 1,3 млрд м<sup>3</sup> [4]. Однако неуклонно возрастающий спрос на первичные энергоносители и мировая практика по ужесточению норм выбросов подталкивают угледобывающую промышленность к освоению новых технологий дегазации и рациональному использованию энергоресурса — метана угольных пластов.

Неконтролируемые выбросы ШМ в атмосферу оказывают очень негативное влияние на состояние окружающей среды, поскольку 1 т метана по своему участию в создании парникового эффекта эквивалентна 21 т диоксида углерода. В связи с этим международным сообществом принято решение увеличивать привлекательность эмиссионных проектов, целью которых является утилизация ШМ, в рамках выполнения ст. 6 Киотского протокола за счет их дополнительного финансирования [5].

Для угольной промышленности России, которая обладает значительными запасами каменного угля и разрабатывает наиболее метаноносные в мире угольные пласты, существует большой потенциал для утилизации ШМ (рис. 2). Так, ресурсы ШМ в России оцениваются в 72–79 трлн м<sup>3</sup>, что сопоставимо с ресурсами природного газа, а выбросы его в атмосферу ежегодно составляют около 2 млрд м<sup>3</sup> [4, 6]. С другой стороны, во многих угледобывающих центрах России вследствие высокой концентрации промышленности техногенная нагрузка на окружающую среду приводит к серьезным экологическим проблемам. Так, для Кузбасса, который одновремен-

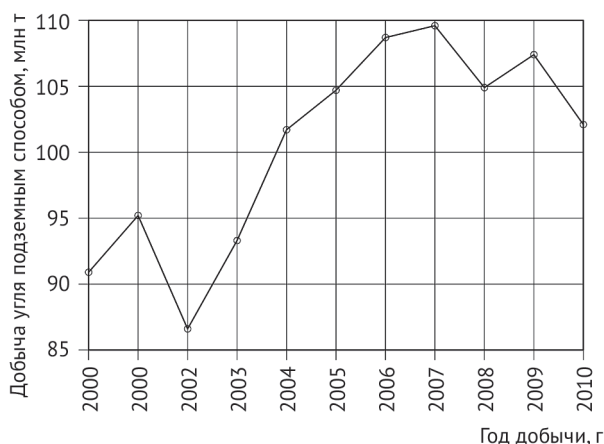


Рис. 2. Добыча угля подземным способом в РФ [7]

но является наиболее привлекательным регионом с точки зрения ресурсов ШМ (13 трлн м<sup>3</sup>) и регионом, крайне нуждающимся в улучшении экологической обстановки, утилизация ШМ станет рациональным шагом.

В мировой практике к настоящему времени наиболее распространенной и вместе с тем наиболее простой технологией использования ШМ является сжигание их в факеле. Современный подход, позволяющий значительно снизить выбросы парниковых газов в атмосферу и рационально использовать даровой энергоресурс, подразумевает использование шахтного метана в тепловых котельных установках или установках для выработки электричества.

## 2. Применение газотурбинной установки с измененной последовательностью процессов для утилизации ШМ

Шахтный метан можно использовать в качестве топлива в когенерационных газотурбинных установках (КГТУ) для выработки электрической и тепловой энергии. В результате анализа условий утилизации шахтного метана была выбрана схема газотурбинной установки (ГТУ) с измененной последовательностью процессов, которая позволяет исключить применение топливного дожимного компрессора с приводом, характерного для традиционной ГТУ [8, 9, 10, 11].

Для ГТУ традиционной регенеративной схемы (рис. 3, а) топливная смесь при подаче в камеру сгорания должна иметь давление, несколько превышающее давление воздуха после компрессора. Так как МВС на выходе из ВНС имеет незначительное избыточное давление, в технологическую схему необходимо включить дожимной компрессор, который ухудшает технико-экономические характеристики утилизационной установки. В ГТУ обращенной схемы (рис. 3, б) нет необходимости в дожимном компрессоре. Рассмотрим принцип действия такой установки.

В ГТУ с измененной последовательностью процессов воздух после регенератора, подогретый выходящими из турбины газами до температуры  $T_p$ , и топливная смесь с температурой  $T_0$  направляются в камеру сгорания. После расширения в турбине продукты сгорания с температурой  $T_T$  последовательно охлаждаются в регенераторе и холодильнике до температуры  $T_x$ . Затем давление газов повышается в компрессоре и с температурой  $T_K$  они выбрасываются в атмосферу.

Рассмотренные регенеративные циклы ГТУ в  $TS$  диаграмме представлены на рис. 4, где видно термо-

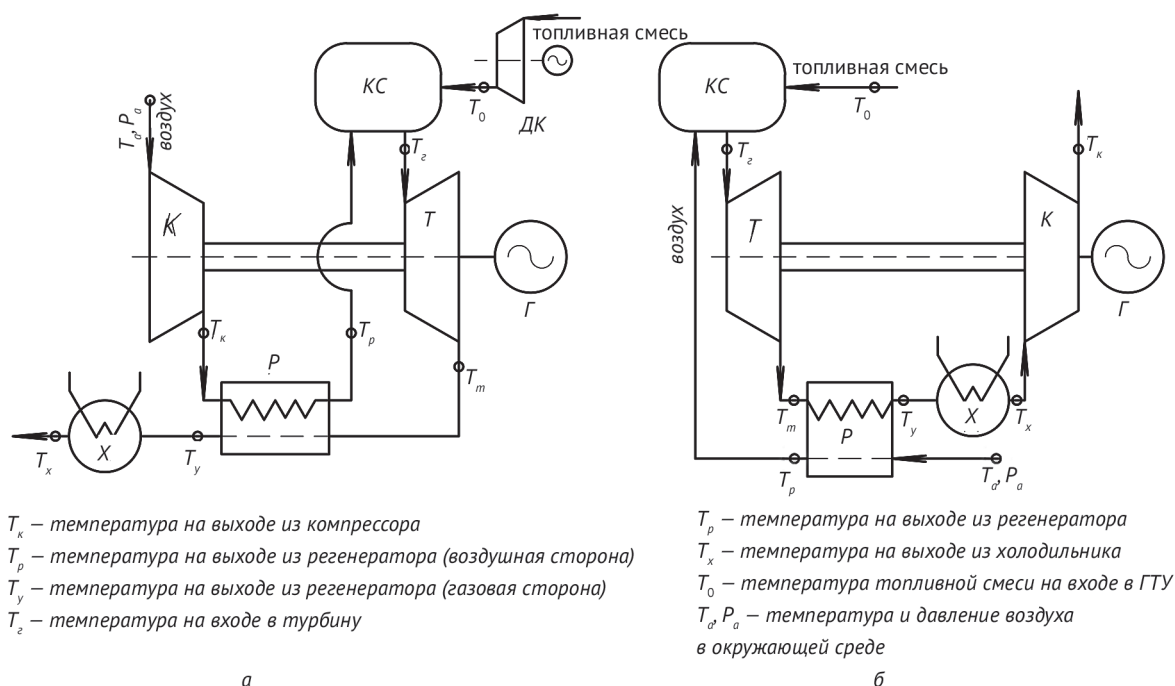


Рис. 3. Принципиальные схемы ГТУ с регенерацией  
 а) Схема традиционной регенеративной ГТУ; б) Схема регенеративной ГТУ с измененной последовательностью процессов; К – компрессор; Т – турбина, Р – регенератор; Х – холодильник (воздухоохладитель); ДК – дожимной компрессор; Г – генератор

динамическое преимущество прямого цикла за счет использования теплоты, выделившейся в результате сжатия в компрессоре. Однако на входе в камеру сгорания, т.е. после прохождения регенератора, разница температур  $T_p$  первого и второго циклов уменьшается.

Как было сказано выше, концентрация метана в утилизируемых МВС варьирует в широких преде-

лах (25–95%). Это зависит в первую очередь от типа системы дегазации. Однако даже на одном участке добычи со временем параметры смеси не остаются постоянными. Для дальнейших расчетов принимается МВС следующего состава:  $CH_4 = 60\%$ ,  $H_2 = 1,4\%$ ,  $CO_2 = 3,5\%$ ,  $N_2 = 29\%$ ,  $O_2 = 6\%$ . Мощность установки задается условно на уровне 50 кВт и в дальнейшем расчете это не влияет на значения удельных параметров. В целом сочетание небольшой мощности ГТУ (50–200 кВт) и возможности компоновки установок в единый кластер позволяют энергоцентру эффективно приспосабливаться к переменному расходу МВС.

### 3. Результаты численных исследований

С целью оптимизации основных параметров ГТУ – степень повышения давления в компрессоре  $\pi_K$ , температура на входе в компрессор  $T_K$  и в турбину  $T_T$ , степень регенерации  $\sigma$  – проведены параметрические исследования термодинамического цикла с измененной последовательностью процессов. Результаты представлены графически на рис. 5 и 6.

Из графических зависимостей на рис. 5а для различных температур  $T_T = 1023, 1073, 1123, 1173$  К видно, что в диапазоне чисел  $\pi_K = 2–2,8$  происходит существенный прирост электрического КПД цикла от  $\eta_E = 17–19\%$  до значений  $\eta_E = 22–25\%$  соответствен-

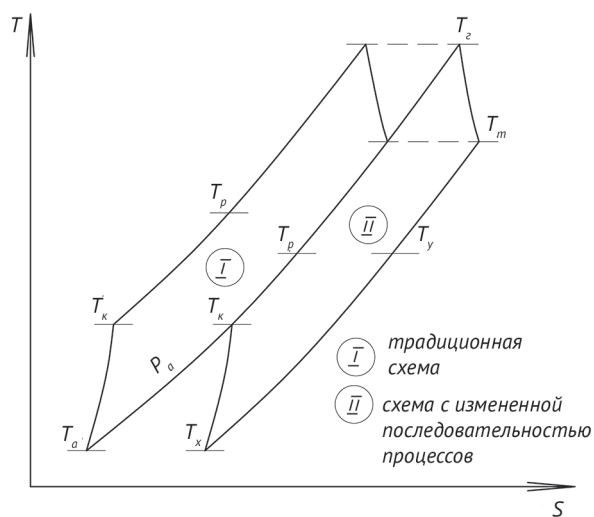
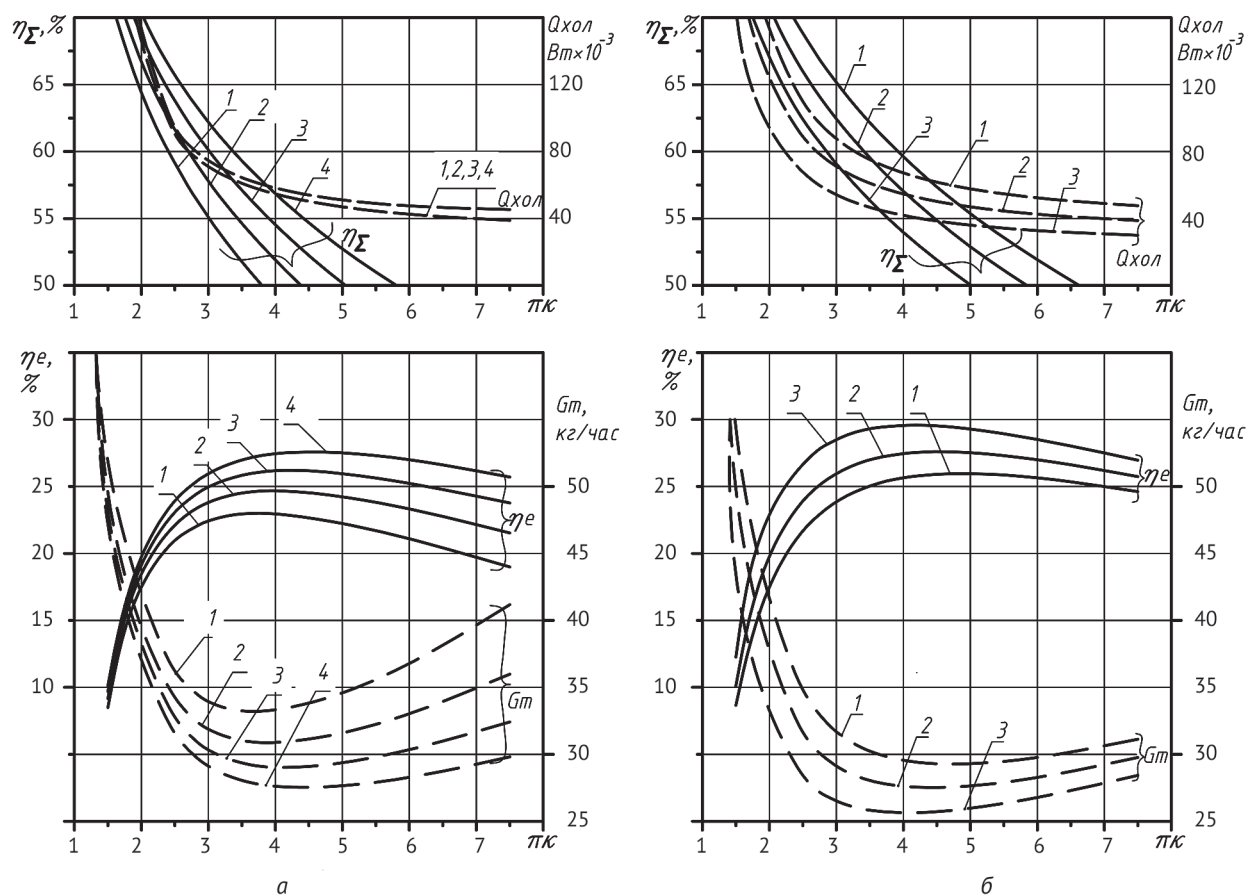


Рис. 4. Регенеративные циклы в  $TS$



**Рис. 5.** Зависимость  $\eta_e$ ,  $G_t$ ,  $Q_{хол}$  ГТУ измененной очередностью процессов мощностью  $N = 50$  кВт ( $T_{хол} = 303$  К) от степени повышения давления в компрессоре  $\pi_k$   
 а) При  $\sigma = 0,8$  для температуры продуктов сгорания перед турбиной: 1)  $T_t = 1023$  К; 2)  $T_t = 1073$  К; 3)  $T_t = 1123$  К; 4)  $T_t = 1173$  К;  
 б) При  $T_t = 1173$  К для степени регенерации: 1)  $\sigma = 0,75$ ; 2)  $\sigma = 0,8$ ; 3)  $\sigma = 0,85$

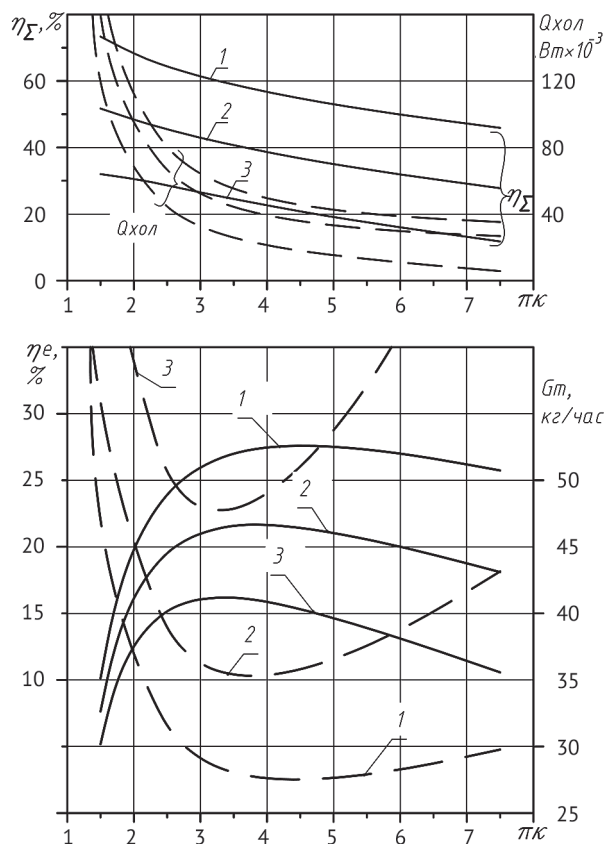
но. Одновременно с этим за счет резкого снижения тепловой мощности холодильника  $Q_{хол}$  снижается суммарный КПД установки  $\eta_{\Sigma}$ . Дальнейшее увеличение давления в компрессоре до значений  $\pi_k = 3,5-4,5$  увеличивает максимальные значения КПД до  $\eta_e = 23-27\%$  и устанавливает минимальные значения расхода топлива  $G_t$  для заданной электрической мощности ГТУ. При этом происходит дальнейшее уменьшение плотности продуктов сгорания, проходящих через регенератор и холодильник, и связанное с этим увеличение размеров теплообменных аппаратов (ТА). Таким образом, при проектировании ГТУ степень повышения давления в компрессоре  $\pi_k$  может быть принята ниже оптимальных значений для достижения более высоких коэффициентов теплоотдачи в ТА и уменьшения размеров проточной части.

На рис. 5б представлены зависимости параметров ГТУ от степени регенерации для трех значений  $\sigma - 0,75, 0,8, 0,85$ . Согласно результатам расче-

та в диапазоне изменения  $\pi_k = 2,5-3$  электрический КПД увеличивается в среднем на 2% с возрастанием  $\sigma$  и, например, для  $\pi_k = 2,8$  значение электрического КПД равно 23,1%, 25,3 и 28% соответственно. С увеличением степени регенерации тепловая мощность и суммарный КПД уменьшаются. На выбор степени регенерации  $\sigma$  помимо эффективности влияют массогабаритные характеристики теплообменных аппаратов утилизационных установок, в соответствии с которыми  $\sigma$  принята равной 0,8.

Температура на входе в турбину  $T_t$  заметно влияет на КПД установки  $\eta_e$  и в диапазоне  $\pi_k = 2,5-3$  увеличение ее на каждые 50 градусов дает прирост  $\eta_e$  в среднем на 1,5% (рис. 5а). Температура  $T_t$  принята равной 1173 К, при которой сопловые лопатки турбины выполняются неохлаждаемыми и могут быть изготовлены из распространенных сплавов, обеспечивающих высокий ресурс деталей.

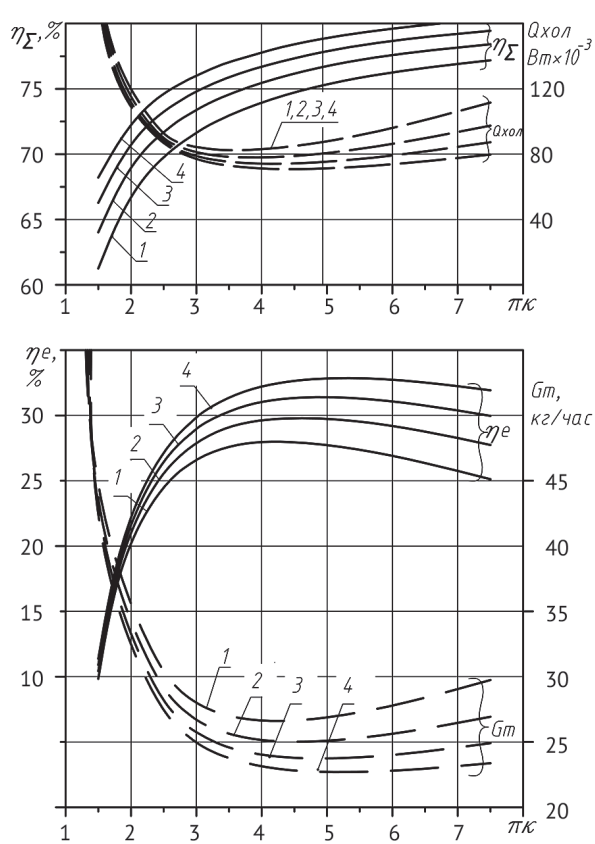
Следующим параметром для оптимизации является температура продуктов сгорания на входе в



**Рис. 6.** Зависимость  $\eta_e$ ,  $G_m$ ,  $Q_{\text{хол}}$  ГТУ измененной очередностью процессов мощностью  $N = 50$  кВт ( $\sigma = 0,8$ ,  $T_r = 1173$  К) от степени повышения давления в компрессоре  $\pi_k$  для температуры продуктов сгорания перед компрессором:  
1)  $T_{\text{хол}} = 303$  К; 2)  $T_{\text{хол}} = 353$  К; 3)  $T_{\text{хол}} = 403$  К

компрессор  $T_x$ . Повышение температуры  $T_x$  ведет к значительному снижению электрического КПД установки (рис. 6) из-за увеличения удельной работы сжатия в компрессоре, а также к снижению тепловых потоков через холодильник и его габаритов. С учетом этих обстоятельств температура  $T_x$  принята равной 303 К, при которой установка имеет тепловую мощность  $Q_{\text{хол}} = 60$  Вт и суммарный КПД  $\eta_{\Sigma} = 63\%$ .

На основании технико-экономических требований последовательно выбраны основные параметры утилизационной ГТУ: степень повышения давления компрессора  $\pi_k = 2,8$ , температура перед турбиной  $T_r = 1173$  К, степень регенерации  $\sigma = 0,8$ , температура перед компрессором  $T_x = 303$  К. Однако, согласно [8, 9] для лопаточных машин малой мощности необходимо также проверить влияние фактора масштаба на их эффективность. Для выбранной частоты вращения вала ГТУ  $n = 35000$  об./мин и наружного диаметра центробежного компрессора  $D_{2K} = 220$  мм



**Рис. 7.** Зависимость  $\eta_e$ ,  $G_m$ ,  $Q_{\text{хол}}$  ГТУ традиционного цикла мощностью  $N = 50$  кВт ( $\sigma = 0,8$ ,  $T_r = 373$  К) от степени повышения давления в компрессоре  $\pi_k$  для температуры продуктов сгорания перед турбиной:  
1)  $T_r = 1023$  К; 2)  $T_r = 1073$  К; 3)  $T_r = 1123$  К; 4)  $T_r = 1173$  К

и центробежной турбины  $D_{1T} = 250$  мм соответственно влияние масштабного фактора на КПД компрессора и турбины отсутствует. Таким образом, вследствие увеличения приведенного расхода рабочего тела в цикле с обратной очередностью влияние фактора масштаба не сказывается и компрессор имеет КПД  $\eta_k = 82,8\%$ , турбина  $\eta_T = 88,2\%$ , а установка электрический КПД  $\eta_e = 25,3\%$ .

Для проведения сравнительного анализа с ГТУ традиционного цикла выполнена серия расчетов для тех же значений  $T_r = 1023, 1073, 1123, 1173$  К (рис. 7). Степень регенерации принята такой же, как и в случае схемы с обратной очередностью процессов ( $\sigma = 0,8$ ). Оптимальные числа  $\pi_k$ , при которых достигается максимальная эффективность установки, находятся в диапазоне  $\pi_k = 4-6$ . Выбрана степень повышения давления в компрессоре  $\pi_k = 4$ , при которой на основании термодинамического расчета установка имеет электрический КПД  $\eta_e = 31,7\%$ , суммарный КПД  $\eta_{\Sigma} = 75\%$  без учета затрат мощно-

сти на привод топливного компрессора и масштабного фактора.

Из-за меньшего объемного расхода рабочего тела через лопаточные машины примерно в  $\pi_K$  раз по отношению к ГТУ с измененной очередностью оптимальная частота вращения вала будет выше. При частоте вращения вала турбокомпрессора  $n = 80000$  об./мин центробежный компрессор имеет внешний диаметр колеса  $D_{2K} = 110$  мм, поправку на КПД из-за влияния масштабного фактора  $K_K = 0,985$ . Для центробежной турбины: наружный диаметр колеса  $D_{1T} = 138$  мм, поправка  $K_T = 0,978$ . Таким образом, с учетом приведенных поправок получаем следующие значения эффективности узлов и всей ГТУ традиционного цикла: КПД компрессора  $\eta_K = 80,6\%$ , турбины  $\eta_T = 86,7\%$ , электрический КПД  $\eta_e = 30,4\%$ .

Как было сказано выше, недостаток ГТУ традиционной схемы — это затраты энергии на сжатие и подачу топливного газа в КС. Для принятой мощности установки, состава МВС и степени повышения давления в компрессоре мощность, затрачиваемая на привод дожимного компрессора, оценивается примерно в 5% мощности ГТУ, что приводит к дальнейшему снижению КПД ГТУ до значений  $\eta_e = 25\text{--}26\%$ .

#### 4. Выводы

Утилизация ШМ в энергетическом центре на базе нескольких ГТУ малой мощности с измененной по-

следовательностью процессов является эффективным инструментом, прежде всего, решения экологических проблем, сложившихся в регионах угольной добычи. В связи с переменным во времени расходом МВС на электростанции целесообразно использовать несколько установок, что позволяет им работать на оптимальных нагрузках, а избыток МВС сжигать в факеле. Вырабатываемая электрическая и тепловая энергия при использовании дарового энергоресурса позволяет угольным предприятиям повысить рентабельность добычи угля.

Изменение последовательности процессов цикла в утилизационной ГТУ дает возможность исключить дожимной компрессор из технологической схемы подачи топлива и тем самым повысить привлекательность таких инновационных проектов со сниженными капитальными и эксплуатационными затратами.

Рациональные значения основных параметров ГТУ мощностью около 50 кВт с обратной очередностью процессов составляет примерно  $\pi_K = 2,8$ ,  $T_T = 1173$  К,  $\sigma = 0,8$ ,  $T_X = 303$  К, при которых установка имеет электрический КПД  $\eta_e = 25\text{--}26\%$  и суммарный КПД с учетом вырабатываемой теплоты  $\eta_\Sigma = 63\text{--}64\%$ .

С уменьшением единичной мощности электрический КПД установки возрастает по сравнению с ГТУ традиционной схемы из-за влияния фактора масштаба на эффективность узлов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов. М.: Издательство Академии горных наук, 2000.
2. Рогозина Е.А. Состав, зональность и масштабы генерации газов при катагенезе органического вещества гумусовых углей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т.3. № 3.
3. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт (РД-15-09-2006). Серия 05. Выпуск 14. М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2007.
4. Белошицкий М.В., Троицкий А.А. Использование шахтного метана в качестве энергоносителя // Турбины и дизели. 2006. № 6. С. 2–9.
5. Дурнин М.К. Киотский протокол — источник финансирования обеспечения безопасности горных работ // Уголь. 2007. № 02. С. 58–60.
6. Шилов А.А., Храмова А.М. Утилизация и использование шахтного метана для получения тепла и электроэнергии // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2008. № 04. С.85–89.
7. Таразанов И. Итоги работы угольной промышленности за январь-июнь 2011 года // Уголь. 2011. № 09. С. 25–37.
8. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. ГТУ малой мощности на топливных газах низкого давления с измененной очередностью процессов термодинамического цикла // Труды Международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2003», Обнинск, 2003. С. 340–343.
9. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. Усовершенствование ГТУ малой мощности при использовании топливных газов низкого давления // Труды Международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2004», Москва, 2004. С. 113–116.
10. Тумашев Р.З., Бодров Н.Г. Когенерационная газотурбинная установка на попутных нефтяных газах с высоким содержанием тяжелых углеводородов // Вестник МГТУ им. Н.Э.Баумана. 2012. № 7. С. 155–165.
11. Тумашев Р.З., Моляков В.Д., Лаврентьев Ю.Л. Повышение эффективности компрессорных станций магистральных газопроводов // Вестник МГТУ им. Н.Э.Баумана. 2014. № 1. С. 68–79.

## REFERENCES

1. Malyshev Yu.N., Troubetzkoy K.N., Ayruni A.T, Fundamentally Applied Methods for Solving the Problem of Coal Bed Methane. *Izdatel'stvo Akademii Gornih Nauk = Publishing House of the Academy of Mining Sciences*, 2000. 509 p.
2. Rogozina E.A., Composition, Zoning and Extent of Regeneration Rases at Catagen Organic Matter of Yumic Coals. *Vserossiyskiy Neftyanoy Nauchno-Issledovatel'skiy Geologicheskii Institut, Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = All-Russia Petroleum Research Geological Institute, Petroleum Geology. Theory and Practice*. 2008, I. 3. 20 p.
3. Methodical Recommendations on the Procedure for the Degassing of Coal Mines (RD-15-09-2006). Series 05. Issue 14. *Otkritoe Aktsionernoe Obshchestvo "Nauchno-Tekhnicheskii Tsentr po bezopastnosti v Promishlennosti" = Open Joint Stock Company "Scientific and Technical Center of Industrial Safety"*, 2007. 256 p.
4. Beloshitsky M.V., Troitsky A.A. The Use of Coal Mine Methane as an Energy Source. *Turbini I Dizeli = Turbines and Diesel Engines*. 2006, I. 6, pp. 2-9.
5. Durnin M.K. The Kyoto Protocol — a Source of Financing Mine Working Safety. *Ugol' = Coal*. 2007, I. 02, pp. 58-60.
6. Shilov A.A., Hramtsova A.M. Utilization and Use of Coal Mine Methane to Produce Heat and Power. *Gorniy Informatsionno-Analiticheskii Byulleten' = Mountain Information-Analytical Bulletin*, 2008, I. 04, pp. 85-89.
7. Tarazanov I. Results of the Coal Industry in January-June 2011. *Ugol' = Coal*, 2011, I 09, pp. 25-37.
8. Osipov M.I., Tumashev R.Z., Molyakov V.D., Low Power Gas Turbine Plants Using Fuel Gas of Low Pressure with an Altered Sequence of the Thermodynamic Cycle Processes. *Trudi Mezhdunarodnoy Nauchno-Prakticheskoy Konferentsii "Malaya Energetika — 2003" = Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Small Energetics - 2003"*, Obninsk, 2003, pp. 340-343.
9. Osipov M.I., Tumashev R.Z., Molyakov V.D., Improvement of Low Power Gas Turbine Plants Using Low Pressure Fuel Gases. *Trudi Mezhdunarodnoy Nauchno-Prakticheskoy Konferentsii "Malaya Energetika -2004" = Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Small Energetics — 2004"*, Moscow, 2004, pp. 113-116.
10. Tumashev R.Z., Bodrov N.G., Cogeneration Gas Turbine on Associated Petroleum Gas with a High Content of Heavier Hydrocarbons. *Vestnik MGTU im. N.E. Baumana = Bauman MSTU Herald*, 2012, I. 7, pp. 155-165.
11. Tumashev R.Z., Molyakov V.D., Lavrentiev Yu.L., Improving the Efficiency of the Compressor-Practical Conference "Small Energetics — 2004", Moscow, 2004, pp. 113-116.

---

## Coal Mine Methane Utilization in Gas Turbine Units for Electricity and Heat Production

**R.Z. Tumachev**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Bauman Moscow State Technical University

**N.L. Shegolev**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Bauman Moscow State Technical University

**D.M. Kulakov**, Design Engineer, Specialist, Limited Liability Company «Joint Venture "ALSTOM Power Uniturbo"»

*Coal mining is accompanied by the release of coal mine methane. Its emissions into the atmosphere within methane-air mixture have a negative impact on the ecological situation. The modern approach involves the use of methane-air-mixture for heat boilers or units to generate electricity. For the generation of heat and electrical energy the coal mine methane could be used in cogeneration gas turbine plants with an altered sequence of processes. Thermo – and gas dynamics studies were conducted in a wide range of parameters of gas turbine plants. For small power plants recommended are: 2.8 compression ratio, turbine inlet – 1173 K, gas cooler inlet temperature – 303 K, 0.8 regeneration ratio. In this case the electrical efficiency of gas turbine plant is 25–26% and even 63–64% if produced heat is counted. Cogeneration gas turbine plant with an altered sequence of process has smaller capital and operating costs compared to traditional gas turbine unit. The use of methane-air mixture as fuel in such gas turbine units increases the profitability of coal mining and improves the ecological situation in the region.*

**Keywords:** coal mine methane, utilization, gas turbine unit with altered sequence of processes, numerical researches, efficiency, ecology.