

УДК 620.97

## Энерготехнологическая установка утилизации осадков сточных вод

*Назаревич К. И., студент*

*Россия, 105005, г. Москва, МГТУ им. Н.Э. Баумана,  
кафедра «Газотурбинные и нетрадиционные энергоустановки»*

*Научный руководитель: Тумашев Р.З., к.т.н., доцент*

*Россия, 105005, г. Москва, МГТУ им. Н.Э. Баумана,  
кафедра «Газотурбинные и нетрадиционные энергоустановки»  
[turbosh@power.bmstu.com](mailto:turbosh@power.bmstu.com)*

### ВВЕДЕНИЕ

Строительство и эксплуатация городских очистных предприятий требуют значительных материальных затрат, снижение которых возможно за счет выбора оптимальных технологических решений. Применение энерготехнологических установок, работающих на технологии получения биогаза методом анаэробного сбраживания, позволяет повысить энергоэффективность и энергонезависимость станции очистки в целом. Получаемый биогаз используется в когенерационном газотурбинном модуле для получения электрической и тепловой энергии. Генерируемая электроэнергия и вырабатываемое тепло используются на собственные нужды станций очистки сточных вод, что позволяет снизить эксплуатационные затраты. Применение технологии анаэробного сбраживания, результатом которой является получение высококачественных минеральных удобрений, позволяет обеспечить безопасную утилизацию осадков сточных вод.

В данной работе рассматривается возможность применения энерготехнологических установок утилизации осадков сточных вод, принципиальная схема этих установок и оптимальные параметры когенерационного газотурбинного модуля.

### ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Согласно реестру наилучших доступных технологий (НДТ) по очистке городских сточных вод [1], наибольшее распространение получила технология НДТ-3, представленная на рис. 1.

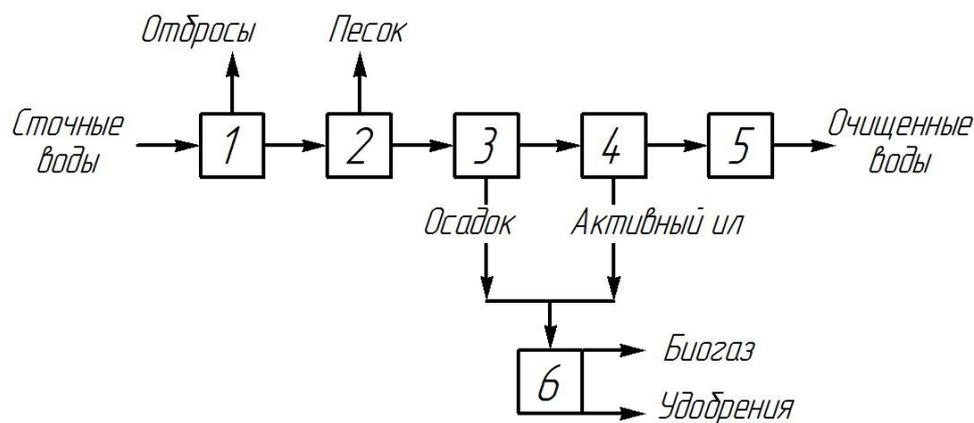


Рис. 1. Технологическая схема канализационных очистных сооружений глубокой очистки сточных вод с удалением биогенных элементов:

1 – механические решетки; 2 – песколовки; 3 – первичные отстойники; 4 – аэротенки и вторичные отстойники; 5 – цех обеззараживания излучением ультрафиолетового спектра; 6 – цех обезвреживания осадка.

Основными этапами очистки сточных вод являются механическая очистка, биологическая очистка и обеззараживание. Поступая на станцию очистки, сточные воды проходят через механические решетки 1, где извлекаются крупные загрязнения органического и минерального происхождения. Затем сточные воды поступают в песколовки 2, где путем осаждения происходит отделение мелких тяжелых минеральных частиц, после чего сточные воды направляются в первичный отстойник 3, где завершается процесс механической очистки. Следующим этапом является биологическая очистка с удалением биогенных элементов в аэротенках и вторичных отстойниках 4. Затем сточные воды поступают в цех обеззараживания излучением ультрафиолетового спектра 5, после происходит сброс очищенных сточных вод в водоем. Избыток активного ила и первичный осадок направляется в цех обезвреживания 6.

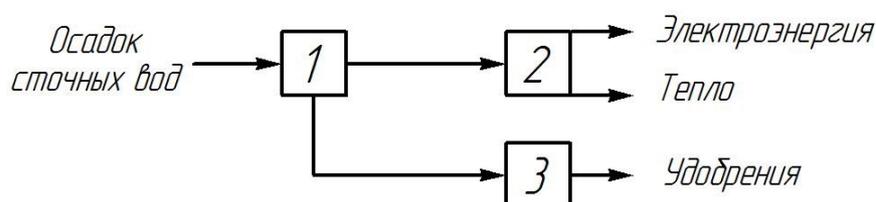


Рис. 2. Принципиальная схема обезвреживания осадков сточных вод с утилизацией получаемого биогаза:

1 – модуль анаэробного сбраживания; 2 – когенерационный газотурбинный модуль; 3 – система подготовки удобрений.

В состав цеха обезвреживания 6, представленного на рис.2, входят модуль анаэробного сбраживания 1, когенерационный газотурбинный модуль 2 и система подготовки удобрений 3. В модуле 1 загружаемый субстрат подвергается сбраживанию. Применение термофильного режима сбраживания при температуре 53 °С по сравнению с мезофильным режимом (33 °С) позволяет уменьшить время сбраживания до необходимого минимума, зависящего от состава, объема и других параметров субстрата совместно с обеззараживанием осадка от патогенных элементов.

## **РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АНАЭРОБНОГО СБРАЖИВАНИЯ ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ ОЧИСКИ СТОЧНЫХ ВОД**

В процессе очистки сточных вод, как технологического процесса, побочным продуктом являются осадок первичных отстойников и избыточный ил. Сегодня наибольшее распространение получили две технологии: депонирование с дальнейшим захоронением на полигонах, как наиболее простой и дешевый способ, и анаэробное сбраживание. Исходные данные расчета применимости технологии анаэробного сбраживания осадка сточных вод представлены в табл.1 и выбраны согласно рекомендациям в [1,2,3].

*Таблица 1*

Исходные данные расчета применимости технологии анаэробного сбраживания

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
1	2
Норма среднесуточного водоотведения на одного жителя [4], (л/сут)	300
Средняя влажность субстрата, загружаемого в метантенк, (%)	96,2
Суточная доза нагрузки на метантенк, (%)	18,2
Продолжительность сбраживания, (сут)	5,5
Состав сточных вод:	
- взвешенные вещества, (мг/л)	225
- БПК 5,(мг/л)	200
Коэффициент распада беззольного вещества, (%)	43,5
Температура протекания реакции анаэробного сбраживания, (°С)	50...55
Минимальная температура окружающей среды, (°С)	- 20
Температура поступающего субстрата, (°С)	15
Теплота сгорания биогаза, (МДж/м <sup>3</sup> )	25,06

В рамках анализа применимости технологии анаэробного сбраживания выбраны три условных города, с населением 100, 200 и 400 тысяч человек соответственно. Рассчитан приток сточных вод и дебит газа при нормальных условиях сбраживания. Проведен расчет энергетического баланса модуля анаэробного сбраживания. Результаты расчета энергетического баланса приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета применимости технологии анаэробного сбраживания

Параметр	Значение			
	1	2	3	4
Население, (тыс. чел)	100	200	400	
Общий средний расход сточных вод:				
- суточный, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)	40,5	81	162	
- часовой,(м <sup>3</sup> /ч)	1687	3375	6750	
Общий расход смеси загружаемой в метантенк, (м <sup>3</sup> /сут)	328,4	656,7	1313	
Необходимый объем метантенков, (м <sup>3</sup> )	1804	3608	7214	
Выход газа на 1 (м <sup>3</sup> ) загружаемого осадка, (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	12			
Дебит биогаза:				
- суточный, (м <sup>3</sup> /сут)	3941	7880	15756	
- часовой, (м <sup>3</sup> /ч)	164,2	328,4	656,5	
Габариты метантенков:				
- радиус, (м)	5	5	6	
- высота, (м)	12	12	14	
- количество, (шт.)	2	4	5	
Количество теплоты, необходимое для нагрева субстрата до температуры сбраживания, (МДж/ч)	2206	4411	8820	
Количество теплоты, теряемое от резервуара в окружающую среду, (МДж/ч)	59	119	207	
Количество энергии, затрачиваемое на перемешивание, (МДж/ч)	339	678	1424	
Энергия, получаемая при прямом сжигании биогаза, вырабатываемого за час (МДж/ч)	4073	8145	16287	
Количество энергии, затрачиваемое на получение биогаза, (МДж/ч)	2604	5207	10451	
Количество вырабатываемой полезной энергии, (МДж/ч)	1469	2938	5836	
Количество минеральных удобрений, не менее (тыс. т/год)	27	54	106	

Как видно из данных табл. 2, применение технологии анаэробного сбраживания осадков сточных вод целесообразно, потому что энергия, затрачиваемая на протекание реакций сбраживания, меньше энергии выделяющейся при прямом сжигании, получаемого биогаза. Использование технологии анаэробного сбраживания для очистных сооружений городов с населением от 100 до 400 тысяч человек может обеспечить электроэнергией от 120 до 500 (кВт/ч). Применение технологии анаэробного сбраживания в условиях жаркого климата позволяет снизить затраты подводимой энергии для обеспечения нормальных условий протеканий реакций. Дополнительный положительный эффект заключается в повышении экологической эффективности очистных предприятий, обусловленный получением высококачественных минеральных удобрений сельскохозяйственного назначения в размере от 27 до 106 (тыс. т/год).

### ОПИСАНИЕ СХЕМЫ КОГЕНЕРАЦИОННОГО МОДУЛЯ

Главным элементом энерготехнологической установки является когенерационный газотурбинный модуль, преобразовывающий энергию, выделяющуюся при сжигании биогаза, в электричество и тепло. На рис. 3. представлена его принципиальная схема.

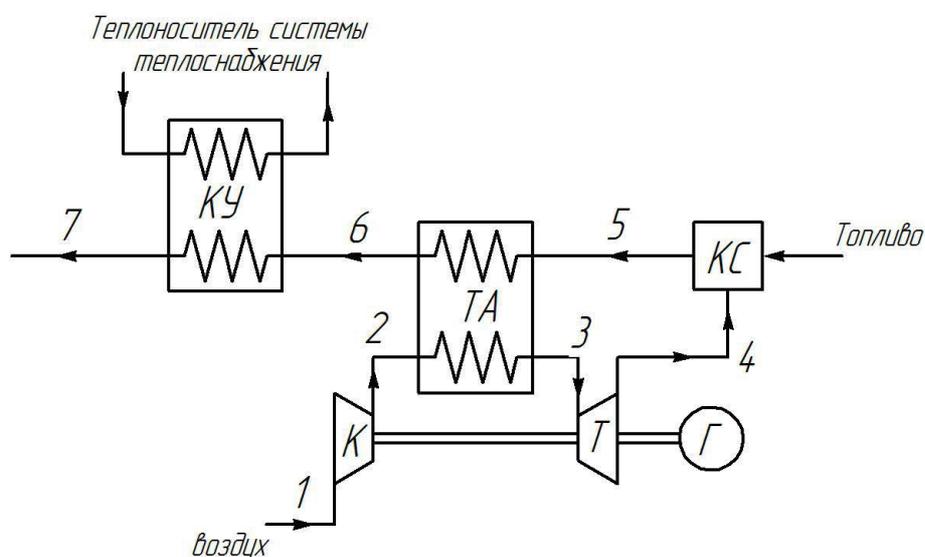


Рис. 3. Принципиальная схема когенерационного газотурбинного модуля (ГТУ) открытого цикла:

К – компрессор; Т – турбина; ТА – теплообменный аппарат; Г – генератор; КС - камера сгорания; КУ – котел-утилизатор.

Когенерационный газотурбинный модуль работает следующим образом: воздух из атмосферы поступает в компрессор К, в котором воздух сжимается и направляется в

теплообменный аппарат ТА, где происходит его нагрев до рабочей температуры. Затем нагретый воздух поступает в турбину Т. После расширения в которой, воздух попадает в камеру сгорания КС. Вращение турбины Т передается генератору Г, который преобразует механическую энергию в электрическую. Продукты сгорания после камеры сгорания КС направляются в теплообменный аппарат ТА, где происходит нагрев рабочего тела (воздуха). Затем охлажденные продукты сгорания поступают в котел-утилизатор (КУ), где происходит нагрев теплоносителя, используемого в системах теплоснабжения производственных объектов.

В качестве топлива в камере сгорания используется биогаз с содержанием  $\text{CH}_4$  – 70%,  $\text{CO}_2$  – 29%,  $\text{N}_2$  – 1% и теплотой сгорания 24,7 (МДж/кг), поступающей в камеру сгорания из газгольдера, пройдя предварительную сероочистку. Для запуска технологического процесса сбраживания и обеспечения его тепловой энергией, а также в качестве резервного топлива, предусмотрена подача газа с городской газораспределительной станции.

Применение такой схемы когенерационного газотурбинного модуля позволяет увеличить срок службы турбины (более 100 000 часов) за счет снижения эрозионного воздействия продуктов сгорания, так как в качестве рабочего используется воздух. Внешняя камера сгорания позволяет использовать различные топлива, в том числе топлива с высоким содержанием серы и ее примесей. Однако, для увеличения срока службы теплообменного аппарата целесообразно применение методов сероочистки и других методов подготовки топлив.

На рис. 4. представлен термодинамический цикл когенерационного газотурбинного модуля открытого цикла в координатах Т – S.

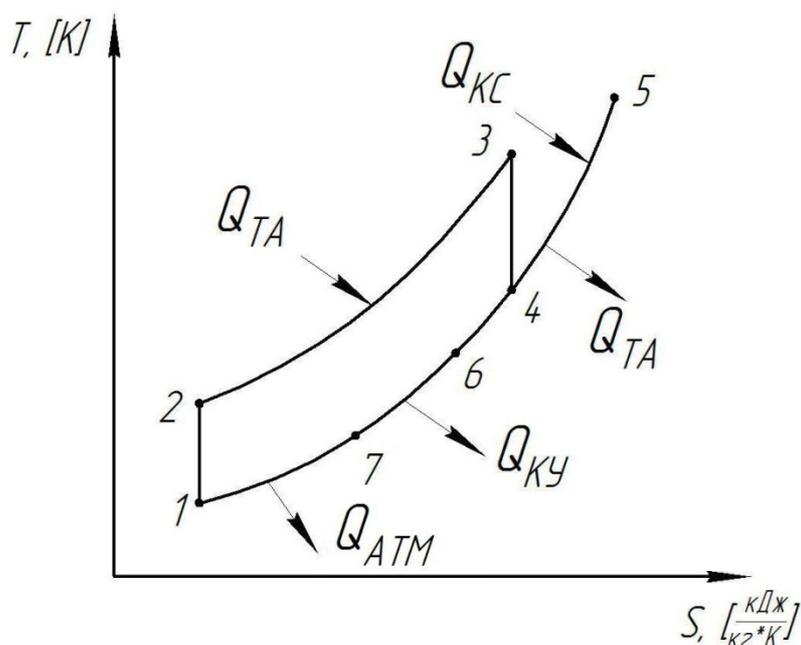


Рис. 4. Термодинамический цикл когенерационного газотурбинного модуля открытого цикла в координатах Т – S:

1 - 2 – изоэнтروпический процесс сжатия рабочего тела в компрессоре К; 2 - 3 – изобарный процесс нагрева рабочего тела в теплообменном аппарате ТА; 3 - 4 – изоэнтروпический процесс расширения рабочего тела в турбине Т; 4 - 5 – изобарный процесс нагрева рабочего тела в камере сгорания КС и теплота  $Q_{КС}$ , получаемая в процессе совершения реакций горения; 5 - 6 – изобарное охлаждение продуктов сгорания в теплообменном аппарате ТА и передача теплоты  $Q_{ТА}$  используемой в процессе 2 - 3; 6 - 7 – изобарное охлаждение продуктов сгорания в котле-утилизаторе КУ и отбор теплоты  $Q_{КУ}$ , используемой на нагрев теплоносителя системы теплоснабжения; 7 - 1 – процесс отвода теплоты  $Q_{АТМ}$  в окружающую среду.

Следует обратить внимание, что существует сложность создания теплообменного аппарата ТА, обусловленная предельной температурой, которую могут выдержать конструкционные материалы, на входе в теплообменный аппарат после камеры сгорания [5, 6]. Существует возможность разделения теплообменного аппарата на высокотемпературную и низкотемпературную зоны, что позволяет повысить температуру продуктов сгорания на входе в теплообменный аппарат, за счет применения разных материалов поверхностей теплообмена и снизить стоимость теплообменного аппарата [5]. В работе [6] описана возможность применения керамических конструкционных материалов. Однако существующие керамические теплообменные аппараты обладают

высокой стоимостью и недостаточным ресурсом работы. Применение таких теплообменных аппаратов станет возможным в будущем при развитии использования керамических конструкционных материалов в технике.

## РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ЦИКЛА КОГЕНЕТАЦИОННОГО ГАЗОТУРБИННОГО МОДУЛЯ

В табл. 3. представлены исходные данные расчета термодинамического цикла когенерационного газотурбинного модуля открытого цикла. Согласно рассчитанному дебиту биогаза, принимаем электрическую мощность модуля равной 200 (кВт).

*Таблица 3*

Исходные данные расчета термодинамического цикла когенерационного модуля

Параметр	Значение
1	2
Электрическая мощность когенерационного модуля, (кВт)	200
Полиетропический КПД	
- компрессор (центробежный)	0,85
- турбина (центростремительная)	0,87
Коэффициент полноты горения	0,985
КПД электрогенератора с редуктором	0,96
Степень регенерации	0,9
Коэффициент полного давления	
- в регенераторе (воздушный тракт / газовый тракт)	( 0,97 / 0,96)
- в котле-утилизаторе (газовый тракт)	0,97
- на входе/ выходе из установки	( 0,99 / 0,995)
- камеры сгорания	0,97
Относительный расход сжатого воздуха через уплотнения	0,005
Температура уходящих в атмосферу газов, (К)	373
Параметры окружающей среды:	
- температура, (К)	288
- давление, (МПа)	0,1013
Температура на выходе из камеры сгорания, (К)	1073, 1273
Степень повышения давления	3 ... 6

Зависимость удельного расхода топлива  $C_e$  и расхода воздуха  $G_{\text{возд}}$  от степени повышения давления в компрессоре для температур 1073 (К) и 1273 (К) перед теплообменным аппаратом изображены на рис. 5. На рис. 6. изображены зависимости эффективного КПД и общего КПД от степени повышения давления в компрессоре для температур 1073 (К) и 1273 (К) перед теплообменным аппаратом.

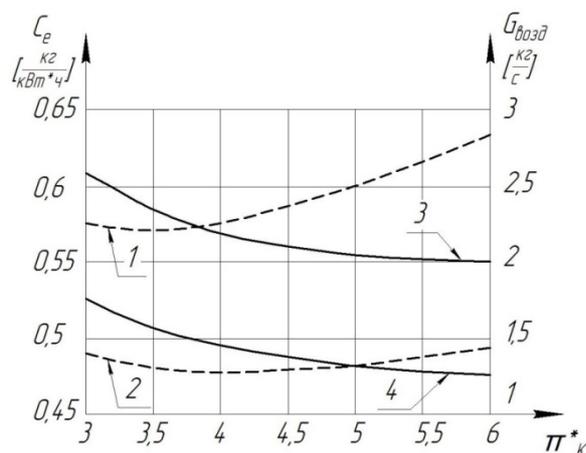


Рис. 5. Зависимость удельного расхода топлива  $C_e$  и расхода воздуха  $G_{\text{возд}}$  от степени повышения давления в компрессоре ГТУ:

- 1 –  $C_e$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1073 (К); 2 –  $C_e$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1273 (К);
- 3 –  $G_{\text{возд}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1073 (К); 4 –  $G_{\text{возд}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1273 (К)

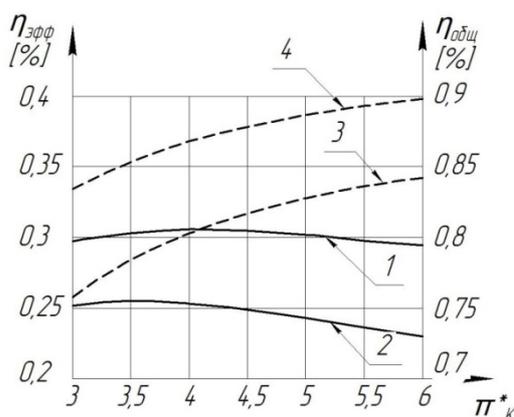


Рис. 6. Зависимость эффективного КПД ГТУ  $\eta_{\text{эфф}}$  и общего КПД когенерационного газотурбинного модуля  $\eta_{\text{общ}}$  от степени повышения давления в компрессоре ГТУ:

- 1 –  $\eta_{\text{эфф}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1073 (К); 2 –  $\eta_{\text{эфф}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1273 (К); 3 –  $\eta_{\text{общ}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1073 (К); 4 –  $\eta_{\text{общ}}$  при температуре перед теплообменным аппаратом 1273 (К)

Результаты расчета параметров ГТУ когенерационного газотурбинного модуля для оптимальных параметров для температур 1073 (К) и 1273 (К) перед теплообменным аппаратом приведены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета термодинамического цикла ГТУ когенерационного модуля

Параметр	Значение	
	2	3
1	2	3
Степень повышения давления	3,5	4
Относительный расход топлива	0,014	0,019
Часовой расход топлива, (м <sup>3</sup> /ч)	117,4	98,1
Коэффициент избытка воздуха	8,86	6,59
Удельный расход топлива, (кг/ кВт·ч)	0,57	0,48
Расход воздуха, (кг/с)	2,3	1,5
Тепловая мощность:		
- теплообменного аппарата, (кВт·ч)	1456	1180
- котла-утилизатора, (кВт·ч)	381	326
Степень повышения давления	3,5	4
Температура:		
- на выходе из компрессора, (К)	436,8	456,2
- на входе в турбину, (К)	1009,4	1191,3
- на входе в камеру сгорания, (К)	791,7	912,7
- на выходе из камеры сгорания, (К)	1073	1273
- на выходе из теплообменного аппарата, (К)	523,3	577,3
Эффективный КПД ГТУ, (%)	25,5	30,5
Электрический КПД ГТУ когенерационного модуля, (%)	24,5	29,3
Общий КПД когенерационного модуля, (%)	78,4	86,7

Согласно данным табл. 4., с ростом температуры перед теплообменным аппаратом когенерационного газотурбинного модуля. Значение температуры 1273 (К) перед теплообменным аппаратом выбрано максимальным для обеспечения возможности использования конструкционных материалов без значительного увеличения стоимости теплообменного аппарата. Как видно из рис. 5. и рис. 6., оптимальная степень повышения давления в компрессоре ГТУ равная 4 при температуре продуктов сгорания 1273 (К) перед теплообменным аппаратом 1273 (К), что позволяет достичь высоких значений эффективного КПД на уровне 30 %. При выбранной степени повышения давления, удельный расход топлива составит 0,48 (кг/ кВт·ч) при расходе воздуха 1,5 (кг/с).

Высокое значение эффективного КПД когенерационного газотурбинного модуля обусловлено высокой температурой подаваемого воздуха в камеру сгорания. Электрический КПД когенерационного газотурбинного модуля, с учетом выбранных параметров, будет равен 29,3 %. Общий КПД когенерационного газотурбинного модуля при выбранных оптимальных параметрах составит 86,7 %.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Предлагаемая энерготехнологическая установка утилизации осадка сточных вод является эффективным решением снижения эксплуатационных затрат станций очистки сточных вод и позволяет обеспечить безопасную утилизацию этих осадков. В состав установки входят модуль анаэробного сбраживания, когенерационный модуль и модуль подготовки удобрений. Использование технологии анаэробного сбраживания позволяет получать биогаз и производить обезвреживание осадков. Когенерационный газотурбинный модуль, используя в качестве топлива полученный биогаз, вырабатывает электроэнергию и тепло с электрическим КПД не менее 29 % и общего КПД когенерационного модуля - 85 %.

Преимущества предложенной схемы когенерационного газотурбинного модуля:

- 1) Увеличенный срок службы турбины (более 100 000 часов).
- 2) Минимальные требования к подготовке топлив.
- 3) Снижение выбросов парниковых газов за счет использования продуктов анаэробного сбраживания.

Применение таких энерготехнологических установок для станций очистки сточных вод населенных пунктов от 100 до 400 тысяч человек позволяет вырабатывать мощность от 120 до 500 кВт и может быть рекомендовано к внедрению в качестве технологического решения при реконструкции городских очистных сооружений сточных вод.

### **Список литературы**

1. Шеломков А.С., Шеломков С.А. Руководство по проектированию очистных сооружений городских сточных вод и близких к ним по составу сточных вод промышленных предприятий / под ред. Пупырева Е.И. М.: МосводоканалНИИПроект, 2014, 408 с.
2. Лапинская М.П., Зуева Л.И., Балаескуль Н.М., Куликова Л.В. Очистка сточных вод (примеры расчетов): учебное пособие для вузов по специальности «Водоснабжение и канализация». М.: Высшая школа, 1983. 255 с.
3. Яковлев С.В., Воронов Ю.В. Водоотведение и очистка сточных вод: учебник для вузов. М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2006. 704 с.
4. СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения. Введ. 1986-01-01. М.: Издательство стандартов, 1986. 39 с.

5. Elmegaard B., Henriksen U.B., Qvale E.B. Thermodynamic Analysis of Supplementary-Fired Gas Turbine Cycles. *International Journal of Thermodynamics*. Vol. 6. No. 2. 2003. P. 85-92.
6. Абросимов К.А. Когенерационная газотурбинная установка в составе малой модульной биогазовой станции // Молодежный научно-технический вестник. МГТУ им. Н.Э.Баумана. Электрон. журн. 2014. № 5. Режим доступа: <http://sntbul.bmstu.ru/doc/710883.html> (дата обращения 14.01.2015)
7. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. ГТУ малой мощности на топливных газах низкого давления с измененной очередностью процессов термодинамического цикла // Междунар. научно-практическая конф. «Малая энергетика — 2003» (Обнинск, 12-13 ноября 2003 года). Обнинск. 2003. С. 340–343.
8. Осипов М.И., Тумашев Р.З., Моляков В.Д. Усовершенствование ГТУ малой мощности на топливных газах низкого давления // Труды Междунар. науч.-практич. конф. «Малая энергетика-2004» (Москва, 12 - 13 октября 2004 года). Москва. 2004. С. 113–116.