

УДК 665.7.032.5

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ НА АНГРЕНСКОЙ ТЭС

**Кавкатбеков Муроджон Мамитбекович** - докторант (PhD),

ORCID: 0009-0002-2249-9925, E-mail: [Mr.muroid\\_93@mail.ru](mailto:Mr.muroid_93@mail.ru)

**Бабаходжаев Рахимжан Пачеханович** - доктор технических наук, профессор,

E-mail: [rachimjan@mail.ru](mailto:rachimjan@mail.ru)

Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова,  
г. Ташкент, Узбекистан

***Аннотация.** Главной целью внедрения установок газификации является уменьшение вредных атмосферных выбросов при прямом сжигании угля, а также увеличение срока службы технологического оборудования. Актуальность работы заключается в технико-экономическом обосновании внедрения установки слоевой газификации Ангреновского бурого угля, а также возможности использования полученного генераторного газа в качестве топлива для подсветки на котлах типа ТП-230-2 «Ангреновской ТЭС». В статье теоретически рассчитаны капитальные и эксплуатационные затраты предлагаемой установки.*

*В работе в качестве сырья использовался Ангреновский бурый уголь марки БОМСШ Б-2. Экспериментально были получены значения генераторного газа, результаты которого сопоставлены с значениями подземного газа АО «Yerostigaz».*

*На основании расчета технико-экономических показателей слоевого газогенератора для котла типа ТП-230-2 Ангреновской ТЭС, получены данные по общим инвестиционным затратам, годовой выгоде, экономии годовых эксплуатационных затрат на ремонт котельного оборудования, сроку окупаемости, снижению выбросов в атмосферу.*

*Качественные показатели генераторного газа позволяют использовать его в качестве альтернативного топлива газа ПГУ АО «Yerostigaz». Исходя из определенных показателей эффективности, можно сказать, что инвестиционный проект является экономически целесообразным и финансово состоятельным.*

***Ключевые слова:** бурый уголь, слоевая газификация, экономическая эффективность, производственные издержки, атмосферные выбросы.*

UDC 665.7.032.5

## TECHNICAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION OF THE APPLICATION OF COAL GASIFICATION INSTALLATION AT ANGREN TPP

**Kavkatbekov, Murodjon Mamitbekovich**- Doctoral student (PhD),

ORCID: 0009-0002-2249-9925, E-mail: [Mr.muroid\\_93@mail.ru](mailto:Mr.muroid_93@mail.ru)

**Babakhodjaev, Rakhimjan Pachekhanovich** - Doctor of Technical Sciences, professor,

E-mail: [rachimjan@mail.ru](mailto:rachimjan@mail.ru)

Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent city, Uzbekistan.

***Abstract.** The main goal of introducing gasification plants is to reduce harmful atmospheric emissions from direct combustion of coal, as well as to increase the service life of process equipment. The relevance of the work lies in the feasibility study of the implementation of a layered gasification installation for Angren brown coal, as well as the possibility of using the resulting generator gas as fuel for illumination in boilers of the TP-230-2 type at the Angren Thermal Power Plant. The article*

*theoretically calculates the capital and operating costs of the proposed installation. The capital and operating costs of the proposed installation are theoretically calculated.*

*Angren brown coal of the BOMSSH B-2 grade was used as a raw material. The values of producer gas were experimentally obtained, the results of which were compared with the values of underground gas of Yerostigaz JSC.*

*Based on the calculation of the technical and economic indicators of a layered gas generator for a boiler of the TII-230-2 type at the Angren TPP, data on total investment costs, annual benefits, savings in annual operating costs for the repair of boiler equipment, payback period, and reduction of emissions into the atmosphere were obtained.*

*The quality indicators of the generator gas allow it to be used as an alternative fuel for gas from the (UCG) plant of Yerostigaz JSC. The payback period of the project is 3 years, which classifies it as an average payback period. Based on certain performance indicators, we can say that the investment project is economically feasible and financially sound.*

**Key words:** brown coal, layered gasification, economic efficiency, production costs, atmospheric emissions.

UO‘K 665.7.032.5

## ANGREN IESDA KO‘MIRNI GAZIFIKATSIYALASH QURILMASINI QO‘LLASHNING TEXNIK-IQTISODIY ASOSLARI

**Kavkatbekov Murodjon Mamitbekovich**– doktorant (PhD),  
ORCID: 0009-0002-2249-9925, E-mail: [Mr.murod\\_93@mail.ru](mailto:Mr.murod_93@mail.ru)

**Babaxodjayev Raximjan Pachexanovich** – texnika fanlari doktori, professor  
E-mail: [rachimjan@mail.ru](mailto:rachimjan@mail.ru)

Islom Karimov nomidagi Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent sh., O‘zbekiston

**Annotatsiya.** *Gazifikatsiyalash qurilmalarini joriy etishdan asosiy maqsad ko‘mirni to‘g‘ridan to‘g‘ri yoqish natijasida hosil bo‘ladigan zararli chiqindilarni kamaytirish, shuningdek, texnologik uskunalarning xizmat muddatini oshirishdan iborat. Ishning dolzarbligi Angren qo‘ng‘ir ko‘miri uchun qatlamli gazifikatsiyalash jarayonini amalga oshirishning samaradorligini texnik-iqtisodiy asoslash, shuningdek, hosil bo‘lgan generator gazidan Angren issiqlik elektr stansiyasi dagi TII-230-2 turidagi qozonlarda yoqish uchun yoqilg‘i sifatida foydalanish imkoniyatini baholashdan iborat. Taklif etilayotgan qurilmaning kapital va ekspluatatsion xarajatlari nazariy jihatdan hisoblab chiqilgan.*

*Xomashyo sifatida BOMSSH B-2 markali Angren qo‘ng‘ir ko‘miri ishlatilgan. Eksperimental ravishda generator gazning qiymatlari aniqlandi va uning natijalari «Yerostigaz» AJ dan olinadigan yer osti gazining qiymatlari bilan taqqoslandi.*

*Angren IESdagi TII -230-2 turdagi qozon uchun qatlamli gaz generatorining texnik-iqtisodiy ko‘rsatkichlarini hisoblash asosida umumiy investitsiya xarajatlari, yillik foyda, qozonni ta‘mirlash uchun yillik ekspluatatsiya xarajatlarini tejash, o‘zini oqlash muddati va atmosfera chiqindilarni kamaytirish to‘g‘risidagi ma‘lumotlar olindi.*

*Generator gazining sifat ko‘rsatkichlari uni «Yerostigaz» AJ gazining muqobil yoqilg‘isi sifatida ishlatishga imkon beradi. Muayyan samaradorlik ko‘rsatkichlariga asoslanib, investitsiya loyihasini iqtisodiy jihatdan maqsadga muvofiq va moliyaviy jihatdan mustahkam deb aytishimiz mumkin.*

**Kalit so‘zlar:** *qo‘ng‘ir ko‘mir, qatlamli gazifikatsiyalash, iqtisodiy samaradorlik, ishlab chiqarish harajatlari, atmosfera tashlamalari.*

## Введение

Рациональное использование технического потенциала, уменьшение антропогенного воздействия промышленных предприятий на окружающую среду являются ключевыми экономическими показателями [1-3]. На Ангренской ТЭС эксплуатируются двухбарабанные паровые котлы типа ТП-230-2 на блоках котельных №№1-3. Котлы рассчитаны на сжигание бурого угля Ангренского месторождения, а также мазута и газа подземной газификации. Газ подземной газификации угля (ПГУ) используется для подсветки сжигаемого угля. Проектная теплотворная способность газа ПГУ составляет 1180 ккал/нм<sup>3</sup>, а фактическая 840 ккал/ нм<sup>3</sup>.

Увеличение доли использования генераторного газа с большим выходом тепла на действующем котельном оборудовании, позволит улучшить нормативные показатели по надежности, экономичности, экологии.

## Методы и материалы

В работе в качестве сырья использовался Ангренский бурый уголь марки БОМСШ Б-2 (табл. 1) [4].

**Таблица 1**  
**Характеристика рабочей массы Ангренского бурого угля марки Б2**

Влажность W <sup>p</sup> , %	Зольность A <sup>p</sup> , %	Углерод C <sup>r</sup> , %	Сера Sp <sup>p</sup> + So <sup>p</sup> , %	Водород H <sup>p</sup> , %	Кислород O <sup>p</sup> , %	Азот N <sup>p</sup> , %	Низшая теплота сгорания Q <sub>n<sup>p</sup></sub> , ккал/кг
39	13,4	36,2	1,3	1,9	7,8	0,4	2 940

Экспериментально были получены значения генераторного газа [5], результаты которого приведены и сопоставлены с значениями подземного газа АО «Yerostigaz» табл. 2.

**Таблица 2**  
**Сопоставление качественных показателей генераторного газа**

Генераторный газ	CO, %	CO <sub>2</sub> , %	CH <sub>4</sub> , %	H <sub>2</sub> , %	O <sub>2</sub> , %	N <sub>2</sub> , %	Удельный выход газа, нм <sup>3</sup> /кг	Низшая теплотворная способность генераторного газа, Q <sub>n</sub> , ккал/нм <sup>3</sup>
АО «Yerostigaz»	2-12	18-28	1,5-10	12-35	до 1	40 - 60	2,3	800
Эксп-ая установка	25- 28	6-8	1,5-2	11,5- 13	до 0,5	48,5 -55,5	3,0 - 3,5	950 - 1000

На основании результатов приведенными в табл. 2, произведен расчет газогенераторной установки, предназначенной для получения газа из угля Ангренского месторождения (табл. 3).

**Таблица 3**  
**Технические характеристики газогенераторной установки**

№	Показатель	Значение
1	Расход угля, кг/час	до 100
2	Выход газа, нм <sup>3</sup> /час	300 – 350
3	Калорийность газа, ккал/кг	950 - 1000
4	Химический КПД, %	60
5	Размер кусков топлива, мм	10-30
6	Расход воздуха на горение, нм <sup>3</sup> /час	400 - 500
7	Потребляемая электрическая мощность, кВт	5
8	Габаритные размеры газогенератора, мм	3 880 x 950 x 950
9	Вес металлоконструкций, кг	1500

По рассчитанным данным газогенераторной установки составлена принципиальная схема подключения основного и вспомогательного оборудования газогенераторной установки к котлу типа ТП-230-2 (рис.3).

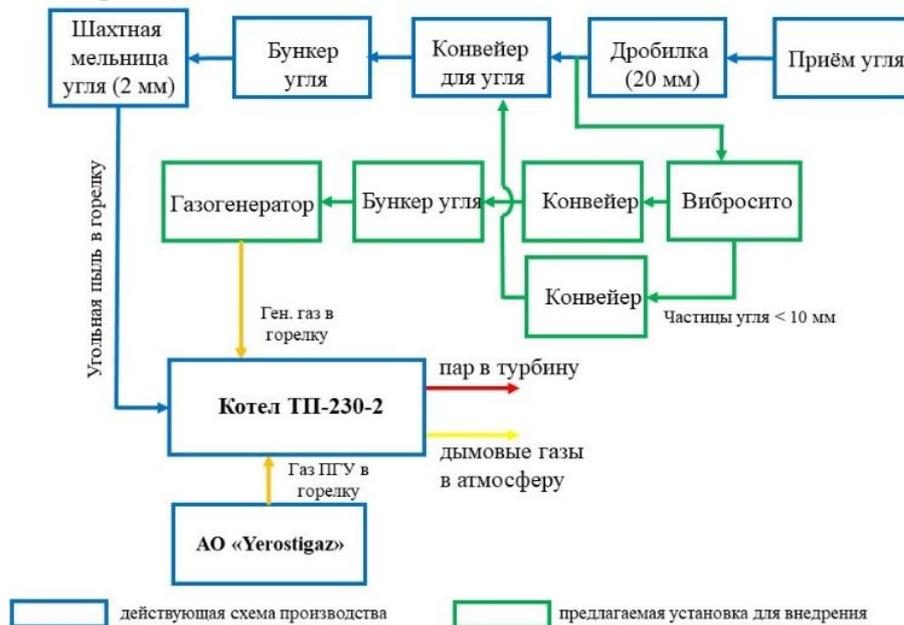


Рис. 3. Принципиальная схема работы котельного оборудования на Ангренской ТЭС

### Результаты

*Расчет экономического эффекта.* В качестве основных показателей, используемых для расчета экономической эффективности, принимаются [6]:

- чистый доход;
- срок окупаемости.

Полные капиталовложения состоят из:

- транспортных затрат, 5 % от стоимости оборудования;
- затрат на монтаж оборудования, 30 % от стоимости оборудования;
- затрат на пуско-наладочные работы, 10 % от стоимости оборудования.

Данные по составу и стоимости основного и вспомогательного оборудования газогенераторной установки принимаем равным 310 000 000 сум.

Затраты на транспортировку, сум

$$K_T = 0,05 \cdot K_1, \quad (1)$$

где,  $K_1$  – итоговая стоимость оборудования;

Затраты на монтажные работы оборудования, сум

$$K_M = 0,3 \cdot K_1. \quad (2)$$

Затраты на пуско-наладочные работы, сум

$$K_{П-Н} = 0,1 \cdot K_1. \quad (3)$$

Итого, полные капиталовложения:

$$K = K_1 + K_T + K_M + K_{П-Н}. \quad (4)$$

Годовой отпуск тепловой энергии при использовании генераторного газа составит:

$$Q_{\text{выр}} = V_T \cdot Q_H^p \cdot \eta_{\text{брутто}}, \quad (5)$$

где,  $V_T = 2,56 \cdot 10^6$   $\text{нм}^3/\text{год}$  – годовой расход генераторного газа;

$Q_H^p = 1000$  ккал/кг, низшая теплота сгорания генераторного газа;

В соответствии категории технологического оборудования расчетный срок службы газогенератора принимаем  $T_{\text{ПИ}} = 12$  лет.

Определим годовую норму амортизации:

$$H_a \approx \frac{100}{T_{\text{ПИ}}} = \frac{100}{12} = 8,3 \text{ [\%]}. \quad (6)$$

Таким образом, норма амортизации составит 8,3 %.

Произведем расчет издержек газогенератора.

Топливные издержки:

$$I_T = B_T \cdot C_{\text{ТУТ}}, \quad (7)$$

где,  $C_{\text{ТУТ}}$  – стоимость 1 т угля [7].

Издержки на амортизацию:

$$I_a = K \cdot H_a. \quad (8)$$

Издержки на ремонт:

$$I_p = 0,4 \cdot I_a. \quad (9)$$

Издержки на заработную плату:

$$I_{\text{ЗП}} = 1,543 \cdot 10^8 \text{ [сум/год]}. \quad (10)$$

Издержки на отчисления от заработной платы:

$$I_{\text{отч. ЗП}} = 0,12 \cdot I_{\text{ЗП}} \quad (11)$$

Затраты на электроэнергию:

$$I_{\text{ЭЭ}} = C_{\text{Э}} \cdot N_{\text{Э}}, \quad (12)$$

где,  $C_{\text{ЭЭ}} = 900 \text{ сум/кВт} \cdot \text{час}$  – стоимость электроэнергии;

$N_{\text{Э}} = 40 \text{ 000 кВт} \cdot \text{час/год}$  – годовое суммарное потребление электроэнергии основного и вспомогательного оборудования газогенераторной установки.

Прочие издержки:

$$I_{\text{пр}} \approx 0,15 \cdot (I_a + I_p). \quad (13)$$

Суммарные издержки:

$$\sum I = I_a + I_{\text{ЗП}} + I_p + I_T + I_{\text{ЭЭ}} + I_{\text{отч. ЗП}} + I_{\text{пр}}. \quad (14)$$

Себестоимость тепловой энергии при использовании генераторного газа:

$$C_{\text{ТЭ}}^{\text{газ}} = \frac{\sum I}{\text{Э}_{\text{выр}}}. \quad (15)$$

Годовой доход от получаемой тепловой энергии при использовании генераторного газа.

$$C_{\text{ГВ}} = (C_{\text{ТЭ}}^{\text{уголь}} - C_{\text{ТЭ}}^{\text{газ}}) \cdot h. \quad (16)$$

Окупаемость газогенераторной установки:

$$T_0 = \frac{I}{C_{\text{ГВ}}} = \frac{4,519 \cdot 10^8}{1,513 \cdot 10^8} = 3 \text{ [года]}. \quad (17)$$

*Расчет ремонтного фонда для котла ТП-230-2 после внедрения газогенераторной установки.* Годовой ремонтный фонд за 2023 год для оборудования котла ТП-230-2 №1 очереди составил  $C_{\text{И}}^{\text{р}} = 489 \text{ 423 120 сум}$ .

Абразивный износ, образуемый за счет летучей золы, выводит из строя металл внутри топки. Поэтому основные материальные затраты по ремонту приходятся на внутренний металл топки (экранная система, водоподводящие трубы, нижние коллекторы экранной системы, пароперепускные трубы, коллектор пароперегревателя и другие).

На данный момент на котлах ТП-230-2 №№1-3 очередей сжигается уголь в количестве 30 т/час [8]. Следовательно, годовой расход угля составит:

$$B_{\text{уголь}}^{\text{год}} = B_{\text{уголь}}^{\text{час}} \cdot 8000 = 30 \cdot 8000 = 240 \text{ 000 [т/год]}.$$

Учитывая производственную мощность газогенератора, уменьшается прямое сжигание угля в топке котла ТП-230-2 на 800 т/год. Отношение угля используемого для газификации к общему объему сжигаемого угля на котлах ТП-230-2 №№1-3 очередей, позволит определить степень уменьшения абразивного износа металлоконструкций, т.е.:

Степень уменьшения абразивного износа:

$$K_{\text{абр.и}} = \frac{B_{\text{ген}}^{\text{год}}}{B_{\text{уголь}}^{\text{год}}} = \frac{800}{240 \text{ 000}} = 0,0033. \quad (18)$$

Таблица 4

Общие экономические показатели газогенераторной установки

Параметр	Значение
Общие годовые издержки, сум/год	451 900 000
Финансовая прибыль, сум/год	151 272 000
Годовая генерация тепла, Гкал/год	2,07
Себестоимость тепла, сум/Гкал:	218 309
Срок окупаемости, лет	3

*Экологические показатели.* На Ангренской ТЭС в состав дымовых газов входит: летучая зола, оксида углерода (CO), сернистый ангидрид (SO<sub>2</sub>), а также оксиды азота (NO<sub>2</sub>).

*Расчёт выбросов летучей золы.* Массовый выброс летучей золы при сжигании угля и генераторного газа с использованием пылеуловителя [9], т/год.

$$M_{зл} = B_T \cdot \frac{A^p}{(100 - \Gamma_{ун})} \cdot \alpha_{ун} \cdot (1 - \eta_з), \quad (19)$$

где,  $B_T = 800$  т/год – годовой расход топлива;

$A^p = 26\%$  – рабочая зольность угля;  $A^p = 1,6\%$  – рабочая зольность газа

$\Gamma_{ун} = 2\%$  – содержание горючих в уносе;

$\alpha_{ун} = 0,85$  – доля золы в уносе;

$\eta_з = 0,869$  – эффективность очистки пылеуловителя [10, 11].

Годовая плата за выброс летучей золы при сжигании угля и генераторного газа для котлов №№1-3 очередей [12]:

$$y_{атм} = \frac{M_{зл} \cdot \Pi_{МРЗ} \cdot \eta_{зл}^{bc}}{K_{зл}}, \quad (20)$$

где,  $\Pi_{МРЗ} = 330\,000$  сум – минимальная базовая расчетная величина, установленная в Республике Узбекистан;

$\eta_{зл}^{bc} = 0,0228$  – базовая ставка для золы летучей;

$K_{зл} = 6$  – коэффициент кратности при превышении (снижении), при истекшем сроке их действия или в случае аварии.

*Расчёт выбросов оксидов углерода.* Массовый выброс оксидов углерода определяется по формуле, т/год

$$M_{CO} = 0,001 \cdot B_T \cdot K_{CO} \cdot \left(1 - \frac{q_{мех}}{100}\right), \quad (21)$$

$$K_{CO} = (q_{хим} \cdot R \cdot Q_H^p) / 1,013, \quad (22)$$

где,  $K_{CO}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива твердого или жидкого, г/кг или газообразного, г/м<sup>3</sup>;

$q_{мех} = 1,2\%$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива в котле;

$q_{хим} = 2,4\%$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

$R$  – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания оксида углерода. Для твердого топлива  $R = 1$ , для газа  $R = 0,5$ , для мазута  $R = 0,65$ ;

$Q_H^p = 12,343$  МДж/кг – низшая теплота сгорания угля;

При сжигании генераторного газа, образованием оксидов углерода пренебрегают.

*Расчёт выбросов сернистого ангидрида.* Массовый выброс сернистого ангидрида определяется по формуле, т/год

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (23)$$

где,  $S^p = 1,3$  – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\eta'_{SO_2} = 0,5$  – доля сернистого ангидрида, которая связывается летучей золой топлива;

$\eta''_{SO_2} = 0,03$  – доля сернистого ангидрида, улавливаемая в золоуловителе

для мокрых золоуловителей.

Расчёт выбросов оксидов азота. Массовый выброс оксидов азота определяется по формуле, т/год

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_H^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (24)$$

где,  $Q_H^p = 12,343$  для угля и  $Q_H^p = 4,184$  для генераторного газа – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$K_{NO_2}^{уголь} = 0,18$ ,  $K_{NO_2}^{газ} = 0,09$  – параметр, характеризующий количество оксидов азота на 1 ГДж теплоты, кг/ГДж;

$\beta = 0,5$  – коэффициент, учитывающий степень снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений.

Годовая плата за выброс оксидов углерода при сжигании угля и генераторного газа на котлах №№1-3 очередей:

$$y_{NO_2}^{атм} = M_{NO_2} \cdot П_{МРЗ} \cdot \eta_{NO_2}^{бс} : K_{NO_2}. \quad (25)$$

Сумма количества выбросов вредных веществ:

$$M^{атм} = M_{зл} + M_{CO} + M_{SO_2} + M_{NO_2}. \quad (26)$$

Общая плата за выброс всех вредных веществ в атмосферу.

$$y^{атм} = y_{зл}^{атм} + y_{CO}^{атм} + y_{SO_2}^{атм} + y_{NO_2}^{атм}. \quad (27)$$

В таблице приведены итог расчетов по количеству и платы за вредные выбросы при сжигании угля 800 т/год.

**Таблица 5**

**Сопоставление выбросов при сжигании угля и генераторного газа**

Выбросы	Уголь		Генераторный газ	
	Выбросы, т/год	Плата за выбросы, сум/год	Выбросы, т/год	Плата за выбросы, сум/год
Летучая зола	23,63	29 636	6,03	7 566
CO	23,1	7 612	-	-
SO <sub>2</sub>	10,1	16 165	16,14	25 832
NO <sub>2</sub>	0,89	3 251	0,63	2 298
Итого	57,7	56 664	22,8	33 696

По табл. 5 видно, что при сжигании генераторного газа с расходом  $B=320$  нм<sup>3</sup>/час (416 кг/час или 3328 т/год) можно сократить вредные атмосферные выбросы до  $\Delta M^{атм} = 34,9$  т/год (45 370 нм<sup>3</sup>/год) или сохранить тепловую энергию уходящих газов  $Q_{ух.газы} = m \cdot I_r = 45 370 \cdot 271 = 12 295 270$  ккал/год, что эквивалентно экономии 1 756 кг условного топлива или 1535 м<sup>3</sup> (1 383 217 сум) природного газа. В случае увеличения масштаба использования генераторного газа до  $B=32 000$  нм<sup>3</sup>/час (41 600 кг/час), годовая экономия природного газа при эксплуатации одного газогенератора составит  $\Delta \mathcal{E}_{пр.газ} = 153 500$  м<sup>3</sup> или 138 321 700 сум.

**Выводы**

На основании расчета технико-экономических показателей слоевого газогенератора с расходом угля 100 кг/час для котла типа ТП-230-2 Ангренской ТЭС, получены следующие данные:

- ✓ инвестиционные затраты – 451 900 000 сум;
- ✓ годовая выгода – 151 272 000 сум;
- ✓ экономия годовых эксплуатационных затрат на ремонт котельного оборудования – 0,0033 %;
- ✓ итоговая годовая выгода материальных средств – 152 887 709 сум;

✓ годовая экономия природного газа до 1 535 м<sup>3</sup>, за счет уменьшения объема выбросов в атмосферу;

Качественные показатели генераторного газа позволяют использовать его в качестве альтернативного топлива газа ПГУ АО «Yerostigaz».

Срок окупаемости проекта составляет 3 года, что относит его к средне окупаемым.

Исходя из вышеуказанных показателей эффективности, можно сказать, что инвестиционный проект является экономически целесообразным и финансово состоятельным.

### Литература

- [1] Постановление Президента Республики Узбекистан, от 13.06.2017 г. № ПП-3054 «О программе дальнейшего развития и модернизации угольной промышленности на 2017 — 2021 годы».
- [2] Постановление Президента Республики Узбекистан, от 04.10.2019 г. № ПП-4477 «Об утверждении стратегии по переходу Республики Узбекистан на «зеленую» экономику на период 2019 — 2030 годов».
- [3] Постановление Президента Республики Узбекистан, от 25.12.2018 г. № ПП-4077 «О мерах по ускорению процесса модернизации производственных мощностей, технического и технологического перевооружения отраслей промышленности».
- [4] *Kavkatbekov M.M., Babakhodjayev R.P., Eshkuvatov L.M.* Prospects for the use of layered gasifiers using Angren brown coal. *Innovations in Technology and Science Education Journal*. Vol. 2, Issue 15, p. 308-319.
- [5] *Кавкатбеков М.М., Бабаходжаев Р.П.* Исследования процесса газификации высокосолевого ангреновского бурого угля на экспериментальной установке. Сборник публикаций международной научной конференции «Современные проблемы и решения в развитии информационных технологий и отраслей экономики областей нанотехнологий и фотоэнергетики. 25-26 октября 2023 г., стр. 49-52.
- [6] *Кириллов, В.В.* Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.
- [7] Договор № 1821 на поставку угля в 2023 году от 28.12.2022 г.
- [8] Ведомость основных параметров технического оборудования котлоагрегата ст. №3, тип ТП-230-2. АО «Ангренская ТЭС»,—Ангрен. сентябрь 2023 г.
- [9] Инструкция по проведению инвентаризации источников загрязнения и нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для предприятий Республики Узбекистан. Утверждена приказом Председателя Государственного комитета по охране природы от 15 декабря 2005 года № 105.
- [10] Заключение по результатам испытаний золоулавливающих установок типа ТП-230-2 ст. №1 АО «Ангренская ТЭС»,—Ташкент. 2015.
- [11] Заключение по результатам испытаний золоулавливающих установок типа ТП-230-2 ст. №№2 и 3 АО «Ангренская ТЭС»,—Ташкент. 2015.
- [12] Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан № 820 от 11 октября 2018 г. О мерах по дальнейшему совершенствованию экономических механизмов обеспечения охраны природы.