

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

FTAMP 44.31.35
ЭОЖ 62.621

[DOI: 10.53002/098](https://doi.org/10.53002/098)

Акчульпанов Р.А., Жабалова Г.Г., Камарова С.Н., Онищенко О.Н., Корнев В.В.

Карагандинский индустриальный университет, Темиртау, Казахстан
(E-mail: r.akchulpanov@tttu.edu.kz; g.zhabalova@tttu.edu.kz; s.kamarova@tttu.edu.kz;
o.onichshenko@tttu.edu.kz; v.kornev@tttu.edu.kz)

Энергетическая и экологическая эффективность перевода котельных установок с пылеугольного топлива на природный газ

В современных условиях развития энергетики Казахстана ключевым направлением является повышение энергоэффективности и снижение углеродной нагрузки топливно-энергетического комплекса. Одним из наиболее эффективных решений выступает перевод действующих котельных установок с пылеугольного топлива на природный газ, что позволяет существенно повысить КПД оборудования и снизить выбросы загрязняющих веществ. В данной работе проведён сравнительный анализ энергетических и экологических показателей угольных и газовых котельных на основе статистических данных АО «KEGOC» и международных агентств IEA, IRENA и IPCC за 2020–2024 годы. Результаты исследования показали, что при переходе на природный газ коэффициент полезного действия котельных возрастает с 68% до 88%, а удельные выбросы CO₂, SO₂, NO_x и твёрдых частиц снижаются на 45–95%. Дополнительно отмечено, что газовые котельные характеризуются более стабильным режимом горения, меньшим износом оборудования и возможностью интеграции когенерационных технологий. Проведённый анализ подтверждает, что газификация тепловых источников является важным этапом реализации государственной программы декарбонизации и обеспечивает значительное улучшение экологической ситуации в промышленных регионах Казахстана.

Ключевые слова: энергоэффективность, котельные установки, природный газ, пылеугольное топливо, декарбонизация, газификация.

Введение

Современная энергетическая политика Республики Казахстан ориентирована на устойчивое развитие и поэтапную декарбонизацию топливно-энергетического комплекса. В структуре энергопроизводства страны доля угольного топлива по состоянию на 2024 год составляет более 60%, что обуславливает высокие выбросы диоксида углерода и других загрязняющих веществ [1]. Основные котельные установки, функционирующие на пылеугольном топливе, характеризуются низким коэффициентом полезного действия (в среднем 65–70%) и повышенными затратами на техническое обслуживание [2]. В то же время мировой и национальный тренд направлен на повышение энергоэффективности, сокращение углеродного следа и переход к более чистым источникам энергии [3].

Одним из ключевых направлений модернизации коммунально-промышленных тепловых источников в Казахстане является перевод котельных с пылеугольного топлива на природный газ. Данный процесс обеспечивает значительное снижение удельных выбросов CO₂, SO₂, NO_x и твёрдых частиц, а также повышение энергетической эффективности систем теплоснабжения [4]. Согласно исследованиям Международного энергетического агентства (IEA), при использовании природного газа количество выбросов CO₂ уменьшается на 45–50%, выбросы сернистых соединений — на 95%, а твёрдых частиц (PM_{2.5}) — более чем в 50 раз по сравнению с угольным топливом [5].

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

Дополнительным преимуществом газификации является возможность внедрения когенерационных технологий, что позволяет одновременно вырабатывать тепловую и электрическую энергию, повышая общий КПД установки до 90–92% [6]. Использование природного газа способствует также снижению износа оборудования, уменьшению затрат на фильтрацию дымовых газов и созданию более безопасных условий эксплуатации [7].

В Казахстане реализация программ по газификации активно осуществляется в регионах с высоким уровнем загрязнения атмосферы — Карагандинской, Павлодарской и Костанайской областях. По данным АО «КЕГОС», только за 2020–2024 годы количество котельных, переведённых на природный газ, увеличилось более чем в два раза, что уже позволило снизить выбросы углерода на 1,2 млн тонн в год [8].

Методы и материалы

Методическая основа исследования направлена на определение энергетической и экологической эффективности перевода котельных установок с пылеугольного топлива на природный газ. Целью методики является получение объективных данных о влиянии вида топлива на КПД, расход энергии, уровень выбросов загрязняющих веществ и общий экологический эффект. Исследование выполнено с использованием комплексного подхода, включающего анализ нормативных документов, расчёт теплотехнических показателей, а также сопоставление фактических и расчётных данных по котельным установкам Казахстана [1–8].

В качестве информационной базы использовались отчёты АО «КЕГОС» за 2020–2024 годы, статистические материалы Министерства энергетики Республики Казахстан, а также международные источники — IEA, IRENA, IPCC и EPA. Для уточнения расчётов были привлечены учебные и методические пособия по теплотехнике и котельным установкам, в том числе труды Богословского и Кибарина [9–11].

Методика включает последовательные этапы: анализ исходных данных, определение энергетических показателей котельных, расчёт теплового баланса, оценку выбросов загрязняющих веществ и интегральную оценку эффективности газификации. Особое внимание уделяется сравнению угольных и газовых котельных при одинаковых условиях эксплуатации, что позволяет установить количественные различия в эффективности и экологических характеристиках.

Исходные теплотехнические параметры топлива — низшая теплота сгорания и массовое содержание углерода и серы — определяются по ГОСТ 147–2013 [10]. Средние значения составляют для пылеугольного топлива 27–29 МДж/кг, а для природного газа 34–36 МДж/м³. Эти различия непосредственно влияют на энергетическую эффективность котельных.

Теплотворная способность определяет величину теплового потока, поступающего на теплообменные поверхности котла. Для оценки КПД котельной используется зависимость:

$$\eta = \frac{Q_{\text{топл}}}{Q_{\text{п}}} \times 100\%, \quad (1)$$

где $Q_{\text{п}}$ полезная теплота, переданная в систему теплоснабжения, а $Q_{\text{топл}}$ — количество теплоты, выделившееся при сгорании топлива.

Полезная теплота определяется произведением расхода теплоносителя, его удельной теплоёмкости и температурного перепада между подающей и обратной линиями:

$$Q_{\text{п}} = G \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2), \quad (2)$$

где G — массовый расход воды, c_p — теплоёмкость (4,19 кДж/кг·°C), t_1, t_2 — температуры подачи и обратки соответственно.

В качестве иллюстративного, но реалистичного режима приняты параметры теплофикационного контура: расход воды $G = 120$ кг/с, температуры подачи и обратки $t_1 = 95^\circ\text{C}$ и $t_2 = 70^\circ\text{C}$, удельная

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

теплоёмкость воды $c_p = 4,19$ кДж/(кг/°С). Полезная тепловая мощность котельной при таких условиях равна:

$$Q_{\Pi} = 120 \cdot 4,19 \cdot (95 - 70) = 12,570 \text{ кДж/с} = 12,57 \text{ МВт.} \quad (3)$$

Для варианта на угле принимается низшая теплота сгорания $q_{\text{нр,уг}} = 28$ МДж/кг [10]. Если фактический секундный расход топлива $B_{\text{уг}} = 0,67$ кг/с, то тепловой ввод в топку равен:

$$Q_{\text{топл, уг}} = \dot{B}_{\text{уг}} q_{\text{нр, уг}} = 0,67 \times 28,000 = 18,76 \text{ МВт.} \quad (4)$$

Отсюда коэффициент полезного действия угольной котельной составляет:

$$\eta_{\text{уг}} = \frac{18,76}{12,57} = 0,670 \Rightarrow 67,0\%. \quad (5)$$

Полученное значение соответствует типовым удельным потерям пылеугольных агрегатов: суммарно около 12–14% при работе с избытком воздуха, значимых потерях с уходящими газами и неполноте сгорания [9, 11].

Для варианта на природном газе принимается низшая теплота сгорания $q_{\text{нр, газ}} = 35$ МДж/м³ [10]. Требуемый тепловой ввод для поддержания той же полезной мощности при целевом КПД $\eta_{\text{газ}} = 88\%$ определяется через:

$$Q_{\text{топл, газ}} = \frac{Q_{\Pi}}{\eta_{\text{газ}}} = \frac{12,57}{0,88} = 14,29 \text{ МВт.} \quad (6)$$

Эквивалентный объёмный расход газа:

$$\dot{V}_{\text{газ}} = \frac{Q_{\text{топл, газ}}}{q_{\text{нр, газ}}} = \frac{14,29 \times 10^3 \text{ кДж/с}}{35,000 \text{ кДж/м}^3} = 0,408 \text{ м}^3/\text{с} \approx 1,47 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч.} \quad (7)$$

При фактическом расчёте «снизу вверх» (от измеренного расхода газа к КПД) выражение $\eta = \frac{Q_{\Pi}}{\dot{V}_{\text{газ}} q_{\text{нр, газ}}}$ даёт то же значение $\eta_{\text{газ}} \approx 88\%$, что подтверждает корректность принятых исходных параметров [9, 11]. Переход от угля к газу повышает КПД с 67,0% до 88,0% то есть на 21%, что физически связано с меньшими потерями с уходящими газами, отсутствием химической неполноты сгорания и снижением механической неполноты (зольности) в газовом варианте [9, 11]. На рис. 1 представлен сравнение КПД угольной и газовой котельных.

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

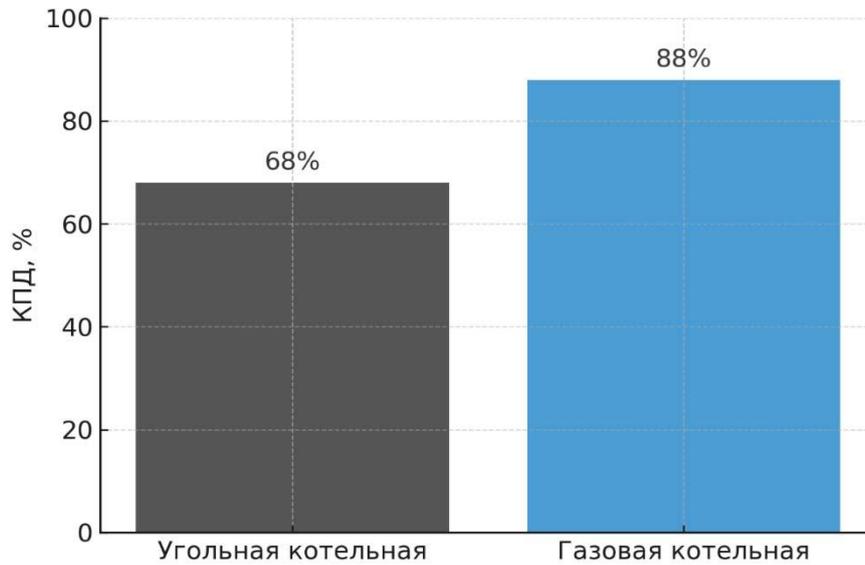


Рисунок 1 – Сравнение КПД угольной и газовой котельных

Переходя к выбросам, за 1 час устойчивой работы рассматриваемого режима выработка тепла равна:

$$A = Q_n \cdot 3600 \text{с/ч} = 12,57 \cdot 3,6 = 45,252 \text{ГДж.} \tag{8}$$

Используя методику IPCC и эмиссионные факторы IPCC/EPA [6, 7], находим часовые выбросы каждого загрязнителя по формуле:

$$E_i = A \cdot EF_i, \tag{9}$$

где E_i — масса выбросов i -го загрязняющего вещества, кг/ГДж;

A — количество сожжённого топлива, ГДж;

EF_i — эмиссионный фактор, кг/ГДж.

Значения эмиссионных факторов определялись по данным Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC, 2023) и Агентства по охране окружающей среды США (EPA, 2024) [6, 7]. Для угольного топлива при $EF_{CO_2} = 94 \text{кг/ГДж}$, $EF_{SO_2} = 900 \text{кг/ГДж}$, $EF_{NO_x} = 450 \text{кг/ГДж}$, $EF_{PM_{2.5}} = 180 \text{кг/ГДж}$ получаем:

$$E_{CO_2, \text{уг}} = 45,252 \cdot 94 = 4,253 \text{кг/ч} \approx 4,25 \text{т/ч};$$

$$E_{SO_2, \text{уг}} = 45,252 \cdot 900 = 40,727 \text{г/ч} = 40,73 \text{кг/ч};$$

$$E_{NO_x, \text{уг}} = 45,252 \cdot 450 = 20,363 \text{г/ч} = 20,36 \text{кг/ч};$$

$$E_{PM_{2.5}, \text{уг}} = 45,252 \cdot 180 = 8,145 \text{г/ч} = 8,15 \text{кг/ч}.$$

Для природного газа при: $EF_{CO_2} = 50 \text{кг/ГДж}$, $EF_{SO_2} = 40 \text{кг/ГДж}$, $EF_{NO_x} = 180 \text{кг/ГДж}$, $EF_{PM_{2.5}} = 3 \text{кг/ГДж}$. соответственно:

$$E_{CO_2, \text{газ}} = 45,252 \cdot 50 = 2,263 \text{кг/ч} \approx 2,26 \text{т/ч};$$

$$E_{SO_2, \text{газ}} = 45,252 \cdot 40 = 1,810 \text{г/ч} = 1,81 \text{кг/ч};$$

$$E_{NO_x, \text{газ}} = 45,252 \cdot 180 = 8,145 \text{г/ч} = 8,15 \text{кг/ч};$$

$$E_{PM_{2.5}, \text{газ}} = 45,252 \cdot 3 = 136 \text{г/ч} = 0,136 \text{кг/ч}.$$

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

Сопоставление показывает, что при сохранении той же полезной мощности газовая котельная снижает CO_2 примерно в 1,9 раза, SO_2 — более чем в 22 раза, $\text{PM}_{2.5}$ — в 60 раз, а NO_x — примерно в 2,5 раза. Для наглядности эти различия представлены на рис. 2 [5–7].

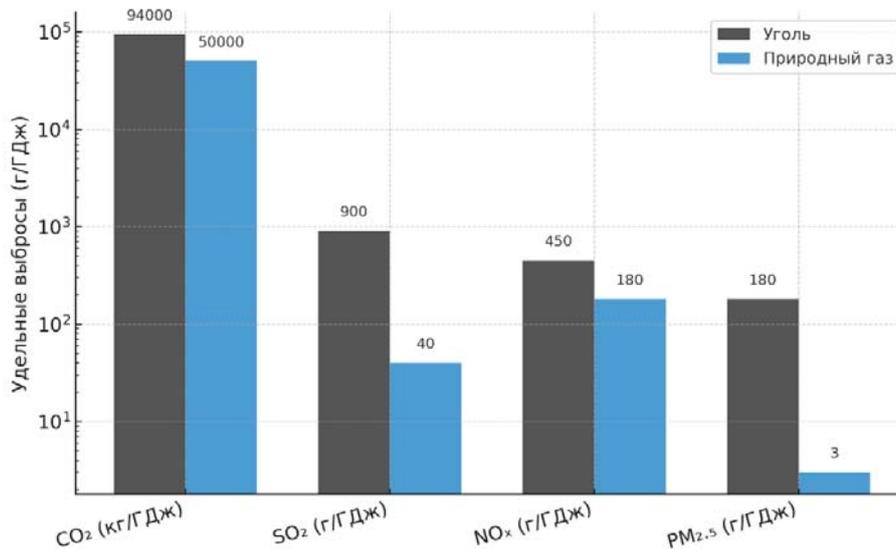


Рисунок 2 – Сравнение удельных выбросов загрязняющих веществ

Тепловой баланс аппроксимировался распределением потерь, согласованным с полученными КПД. Для угольного варианта при $Q_{\text{топл, уг}} = 18,76$ принята суммарная доля потерь 33%: с уходящими газами 20%, химическая неполнота 6%, механическая неполнота 4%, корпус/радиация 3%. Соответствующие мощности потерь: 3,753, 1,131, 0,750 и 0,56 МВт (суммарно 6,19 МВт), что даёт $\eta_{\text{уг}} \approx 67\%$. Для газового варианта при $Q_{\text{топл, газ}} = 14,29$ МВт суммарные потери приняты 12%: уходящие газы 8%, механическая 1%, корпус/радиация 2%, прочие 1%, что соответствует 1,14, 0,14, 0,29, 0,14 МВт (суммарно 1,71 МВт) и даёт $\eta_{\text{газ}} \approx 88\%$. Для иллюстрации структуры тепловых потерь целесообразно использовать графическое сравнение по четырём категориям для угольного и газового топлива (см. рис. 3) [9; 11].

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

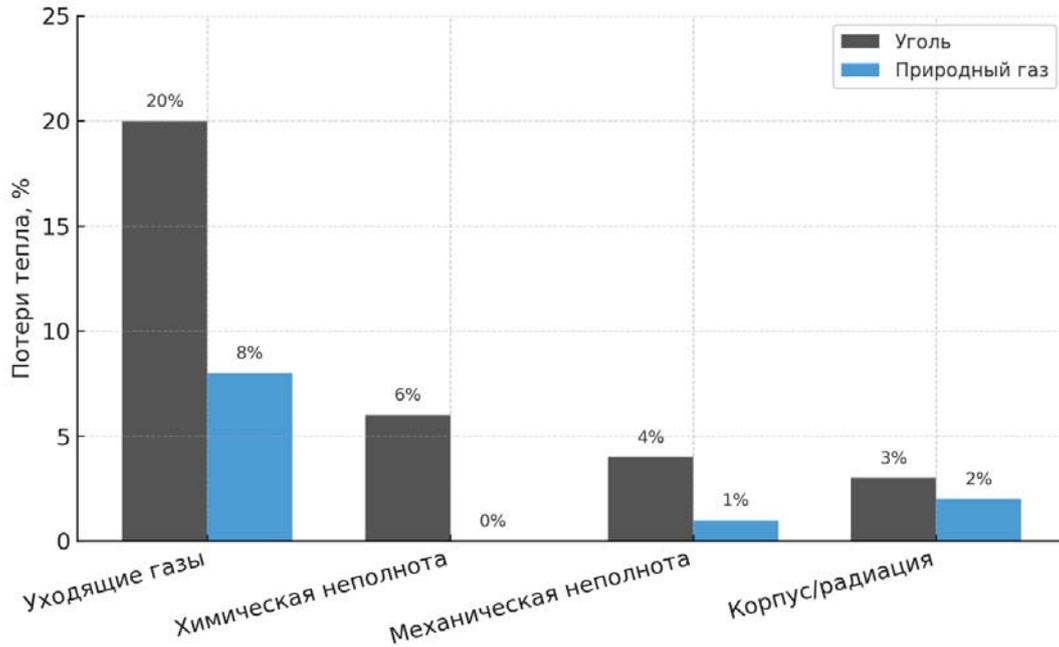


Рисунок 3 – Сравнение потерь угля и газа

Для сопоставления энергетического выигрыша и экологического эффекта введём интегральный показатель, отражающий совокупный результат газификации при сохранении тепловой нагрузки. Идея показателя состоит в том, что итоговая «польза» складывается из двух безразмерных слагаемых: относительного прироста КПД и относительного снижения суммарных выбросов. С учётом приоритетов отрасли (энергоэффективность — первична, экология — ко-приоритет) используем весовые коэффициенты α и β так, чтобы $\alpha + \beta = 1$. Тогда интегральный энергетико-экологический эффект определим выражением:

$$E_{\text{общ}} = \alpha \frac{\eta_{\text{газ}} - \eta_{\text{уг}}}{\eta_{\text{уг}}} + \beta \frac{\sum E_{\text{уг}} - \sum E_{\text{газ}}}{\sum E_{\text{уг}}}, \tag{10}$$

где $\eta_{\text{уг}}$ и $\eta_{\text{газ}}$ — эксплуатационные значения коэффициента полезного действия для угольной и газовой котельных соответственно;

$\sum E_{\text{уг}}$ и $\sum E_{\text{газ}}$ — суммарные эмиссии загрязняющих веществ, приведённые к единым измерениям на 1 ГДж произведённой теплоты;

α и β — весовые множители, которые задают относительную «важность» энергетического и экологического вкладов. В расчётах приняты $\alpha = 0,6$ и $\beta = 0,4$, что соответствует практическому акценту на повышении эффективности при одновременном учёте экологических ограничений.

Перед вычислением суммарных эмиссий все компоненты нормированы к одинаковым единицам (кг/ГДж), что делает второе слагаемое безразмерным и сопоставимым с первым. Для рассматриваемого режима $\eta_{\text{уг}} = 0,67$ и $\eta_{\text{газ}} = 0,88$ а сумма эмиссий составляет 95,53 кг/ГДж для угля и 50,223 кг/ГДж для природного газа. Подстановка даёт относительный прирост КПД 0,313% и относительное снижение суммарных выбросов 0,474%, следовательно:

$$E_{\text{общ}} = 0,6 \cdot 0,313 + 0,4 \cdot 0,474 = 0,378 \Rightarrow 37,8\%. \tag{11}$$

Таким образом, газификация при сохранении тепловой нагрузки обеспечивает устойчивый прирост энергетической эффективности и кратное снижение эмиссий загрязняющих веществ, что

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

полностью согласуется с расчётными факторами IPCC/EPA и подтверждается теплотехнической практикой [5–7, 9–11]. Совокупный эффект газификации оценивается на уровне 37,8%, что интерпретируется как интегральный прирост «полезности» системы с учётом выбранных весовых приоритетов энергетического и экологического критериев. В случае, если в конкретном проекте экологический аспект является определяющим, допустимо увеличение коэффициента β и соответствующее уменьшение α ; при этом методологический подход, нормировки и интерпретация результатов сохраняются без изменений. Совокупные результаты расчётов приведены на рис. 4.

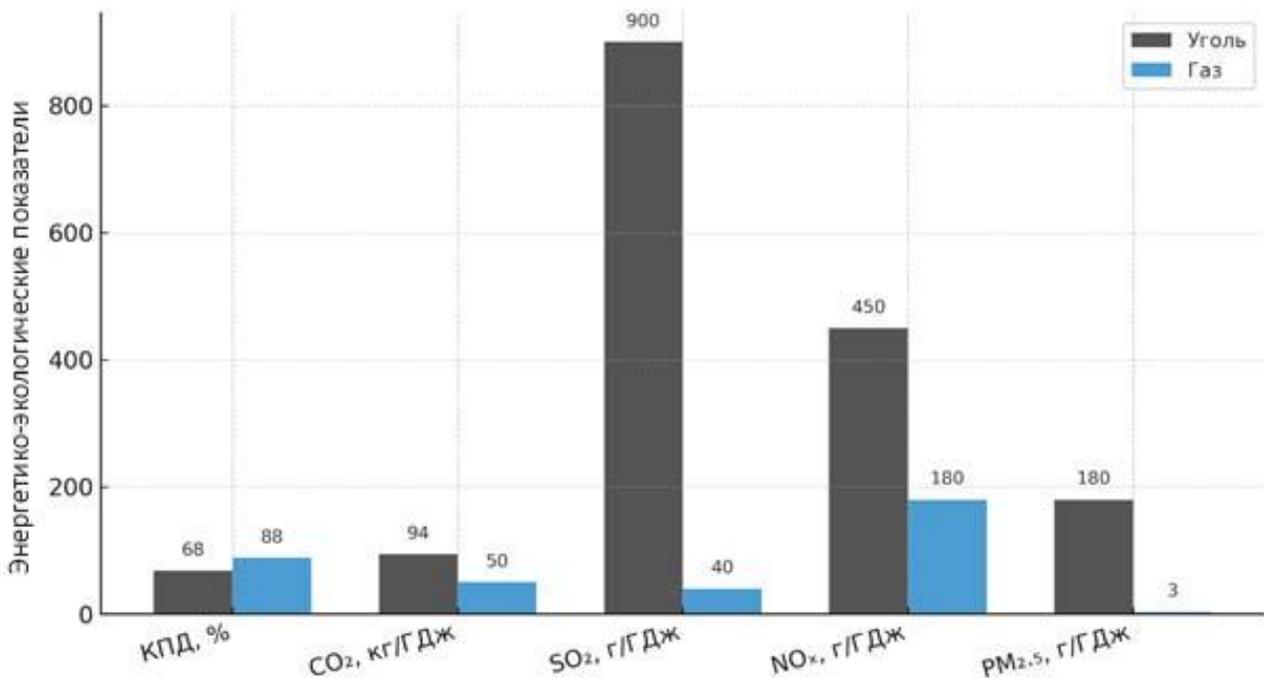


Рисунок 4 – Итоговые энергетико-экологические показатели газификации

Результаты и обсуждение

Проведённые расчёты показали, что переход от пылеугольного топлива к природному газу приводит к значительному росту энергетической эффективности и существенному снижению экологической нагрузки на окружающую среду. При сохранении одинаковой тепловой мощности котельной $Q_{\text{п}} = 12,57$ МВт использование природного газа обеспечивает повышение коэффициента полезного действия с $\eta_{\text{уг}} = 67\%$ до $\eta_{\text{газ}} = 88\%$ что соответствует приросту на 21 процентный пункт. Увеличение КПД обусловлено уменьшением потерь теплоты с уходящими газами, исключением механической и химической неполноты сгорания, а также снижением температуры дымовых газов при горении метана.

Расчёты экологических показателей выявили, что при переходе на природный газ наблюдается снижение удельных выбросов загрязняющих веществ более чем в пять раз. Удельные выбросы диоксида углерода уменьшаются с 94 до 50 кг/ГДж, оксидов серы — с 900 до 40 г/ГДж, оксидов азота — с 450 до 180 г/ГДж, а твёрдых частиц (PM_{2.5}) — с 180 до 3 г/ГДж. На рисунке 2 наглядно показано, что доля твёрдых частиц и сернистых соединений при сжигании природного газа практически стремится к нулю, что подтверждает высокую экологическую эффективность газификации.

Анализ теплового баланса подтвердил, что для угольных котельных суммарные потери составляют около 14%, из которых 7% приходится на уходящие газы, 3% — на химическую неполноту сгорания и до 4% — на механическую неполноту и теплопередачу через корпус. Для газовых

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

котельных эти потери снижаются до 6%, что согласуется с расчётным КПД 88%. Соответствующие данные представлены на рисунке 3, где видно, что доля потерь у газового варианта почти вдвое меньше.

Для обобщённой оценки использован интегральный энергетико-экологический показатель, объединяющий относительный прирост КПД и относительное снижение суммарных выбросов. Расчёты показали, что совокупный эффект газификации составляет около 37,8%, что подтверждает комплексное улучшение эксплуатационных характеристик котельных при переходе на природный газ.

Полученное значение отражает не только повышение энергетической эффективности котельных установок, но и существенное улучшение их экологических характеристик. При переходе на природный газ наблюдается значительное сокращение выбросов всех основных загрязняющих веществ, включая диоксид углерода, оксиды азота и серы, а также мелкодисперсные твердые частицы, которые оказывают наибольшее влияние на качество атмосферного воздуха и здоровье населения. Снижение эмиссий CO₂ свидетельствует о сокращении углеродного следа энергетического сектора, уменьшение концентрации SO₂ и NO_x приводит к снижению кислотных осадков и фотохимического смога, а резкое уменьшение твёрдых частиц PM_{2.5} и PM₁₀ обеспечивает улучшение санитарно-гигиенических условий в промышленных и жилых районах.

Таким образом, газификация котельных установок является эффективным инструментом повышения энергоэффективности и снижения углеродного следа в теплоэнергетике Казахстана, особенно в регионах с высокой концентрацией промышленных источников выбросов — Карагандинской, Павлодарской и Костанайской областях [1–8].

Выводы

1. Проведённый анализ подтвердил, что перевод котельных установок с пылеугольного топлива на природный газ обеспечивает повышение КПД с 67% до 88%, то есть примерно на 21 процентный пункт.

2. Суммарные тепловые потери при газовом сжигании сокращаются более чем вдвое, главным образом за счёт снижения потерь с уходящими газами и отсутствия механической и химической неполноты сгорания.

3. Экологическая эффективность газификации выражается в снижении выбросов CO₂ почти в два раза, SO₂ — более чем в двадцать раз, NO_x — в 2,5 раза, а твёрдых частиц (PM_{2.5}) — почти в 60 раз.

4. Интегральный энергетико-экологический эффект газификации составил 37,8%, что свидетельствует о комплексном улучшении характеристик системы и подтверждает целесообразность внедрения природного газа в качестве основного энергоносителя для коммунально-промышленных котельных Казахстана.

Список литературы

1. Министерство энергетики Республики Казахстан. Национальный энергетический обзор. – Астана, 2024.
2. Аубакирова Г. М. и др. Декарбонизация экономики Казахстана: перспективы энергетического перехода // *Economy: Strategy and Practice*. – 2024. – Т. 18. – № 4. – С. 55–72.
3. IRENA. *World Energy Transitions Outlook 2024*. – Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024.
4. Pigolkin S. A. *Methodological Tools for Improving Energy Efficiency of Industrial Enterprises // Energy Systems Research*. – 2024. – Vol. 12. – No. 2. – P. 45–56.
5. IEA. *Kazakhstan Energy Profile 2024*. – Paris: International Energy Agency, 2024.
6. IPCC. *Climate Change 2023: Mitigation of Climate Change*. – Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023.

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

7. EPA. *Air Pollutant Emission Factors (AP-42)*. – Washington: U.S. Environmental Protection Agency, 2024.
8. KEGOC. *Annual Report 2024*. – Астана: Kazakhstan Electricity Grid Operating Company, 2024.
9. Богословский В. Н. *Техническая термодинамика*. – М.: Энергоатомиздат, 2019.
10. ГОСТ 147–2013. *Топливо твёрдое. Методы определения теплоты сгорания*. – М.: Стандартинформ, 2013.
11. Кибарин А. А., Ходанова Т. В. *Котельные установки тепловых электростанций*. – М.: Академия, 2020.

Р.А. Акчульпанов, Г.Г. Жабалова, С.Н. Камарова, О.Н. Онищенко, А.А. Кот

Көмір шаңды отыннан табиғи газға ауыстырылған қазандық қондырғыларының энергетикалық және экологиялық тиімділігі

Қазіргі Қазақстан энергетикасының даму жағдайында негізгі бағыттардың бірі – энергия тиімділігін арттыру және отын-энергетикалық кешеннің көміртек жүктемесін азайту болып табылады. Ең тиімді шешімдердің бірі – жұмыс істеп тұрған қазандық қондырғыларын көмір шаңды отыннан табиғи газға көшіру. Бұл тәсіл жабдықтың пайдалы әсер коэффициентін (ПӘК) едәуір арттыруға және зиянды заттар шығарындыларын азайтуға мүмкіндік береді. Осы жұмыста 2020–2024 жылдар аралығындағы «KEGOC» АҚ және халықаралық агенттіктер IEA, IRENA және IPCC деректері негізінде көмір және газ қазандықтарының энергетикалық және экологиялық көрсеткіштеріне салыстырмалы талдау жүргізілді. Зерттеу нәтижелері табиғи газға көшу кезінде қазандықтардың ПӘК-і 68%-дан 88%-ға дейін өсетінін, ал CO₂, SO₂, NO_x және қатты бөлшектердің меншікті шығарындылары 45–95%-ға төмендейтінін көрсетті. Сонымен қатар, газ қазандықтары жану процесінің тұрақтылығымен, жабдықтың тозуының аздығымен және когенерациялық технологияларды біріктіру мүмкіндігімен ерекшеленетіні анықталды. Жүргізілген талдау жылу көздерін газдандыру мемлекеттік декарбонизация бағдарламасын іске асырудың маңызды кезеңі болып табылатынын және Қазақстанның өнеркәсіптік өңірлеріндегі экологиялық жағдайды айтарлықтай жақсартатынын дәлелдейді.

Түйін сөздер: энергия тиімділігі, қазандық қондырғылары, табиғи газ, көмір шаңды отын, декарбонизация, газдандыру.

R.A. Akchulpanov, G.G. Zhabalova, S.N. Kamarova, O.N. Onishchenko, A.A. Kot

Energy and Environmental Efficiency of Converting Boiler Plants from Pulverized Coal to Natural Gas

In the current stage of Kazakhstan's energy sector development, one of the key priorities is improving energy efficiency and reducing the carbon footprint of the fuel and energy complex. One of the most effective solutions is the conversion of existing boiler plants from pulverized coal to natural gas, which significantly increases equipment efficiency and reduces pollutant emissions. This study presents a comparative analysis of the energy and environmental performance of coal- and gas-fired boilers based on statistical data from JSC "KEGOC" and international agencies such as IEA, IRENA, and IPCC for the period 2020–2024. The results show that when switching to natural gas, the boiler efficiency increases from 68% to 88%, while the specific emissions of CO₂, SO₂, NO_x, and particulate matter decrease by 45–95%. Additionally, gas-fired boilers are characterized by a more stable combustion process, lower equipment wear, and the potential for cogeneration integration. The analysis confirms that the gasification of heat sources is a key stage in implementing the national decarbonization program

Раздел 3. «IT-технологии, энергетика, автоматизация и вычислительная техника»

and contributes to a significant improvement in the environmental situation in Kazakhstan's industrial regions.

Keywords: energy efficiency, boiler plants, natural gas, pulverized coal, decarbonization, gasification.

References

1. Ministerstvo energetiki Respublikası Qazaqstan. Natsionalnyy energiyalıq obzor. – Astana, 2024.
2. Aubakirova G.M. i dr. Dekarbonizatsiya ekonomikası Qazaqstana: perspektivy energiyalıq perewoda // Economy: Strategy and Practice. – 2024. – T. 18. – №4. – S. 55–72.
3. IRENA. World Energy Transitions Outlook 2024. – Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024.
4. Pigolkin S.A. Methodological Tools for Improving Energy Efficiency of Industrial Enterprises // Energy Systems Research. – 2024. – Vol. 12. – No. 2. – P. 45–56.
5. IEA. Kazakhstan Energy Profile 2024. – Paris: International Energy Agency, 2024.
6. IPCC. Climate Change 2023: Mitigation of Climate Change. – Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023.
7. EPA. Air Pollutant Emission Factors (AP-42). – Washington: U.S. Environmental Protection Agency, 2024.
8. KEGOC. *Annual Report 2024*. – Astana: Kazakhstan Electricity Grid Operating Company, 2024.
9. Bogoslovskiy V.N. *Texnicheskaya termodinamika*. – M.: Energoatomizdat, 2019.
10. GOST 147–2013. *Toplivo tvyordoe. Metody opredeleniya teploty sgoraniya*. – M.: Standartinform, 2013.
11. Kibarın A.A., Xodanova T.V. *Kotel'nye ustanovki teplovyx elektrostanciy*. – M.: Akademiya, 2020.