



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ФАКЕЛЬНОГО ГАЗА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

*Магистрант 1-го курса: Жураев Бекзод Шерози угли*

*Научный руководитель: PhD, доцент И. Хамроева*

*Банковско-финансовая академия Республики Узбекистан*

Нефтегазовая промышленность является одним из важнейших элементов энергетической системы Республики Узбекистан. При отсутствии инфраструктуры для транспортировки, переработки или повторного использования попутного нефтяного газа часть его направляется на факельные установки, что приводит к потере ценного углеводородного ресурса и негативно сказывается на экологической обстановке. Всемирный банк рассматривает использование попутного газа для производства электроэнергии непосредственно на месте добычи как одно из ключевых направлений в рамках инициативы Zero Routine Flaring by 2030 [1]. По данным Global Gas Flaring Tracker, мировое факельное сжигание в 2024–2025 гг. составило 151–167 млрд м<sup>3</sup>, при этом для Узбекистана в 2025 г. отмечена тенденция снижения факельной интенсивности, что не отменяет актуальности дальнейшей рационализации использования углеводородных ресурсов [2].

Целью исследования является разработка расчётной модели энергетической системы преобразования факельного газа в электроэнергию и оценка её энергетической, экологической и экономической эффективности применительно к условиям нефтегазовых месторождений Республики Узбекистан.



Предлагаемая структура системы включает последовательные блоки: сбор факельного газа → сепарацию и очистку → компримирование → газопоршневую установку → электрогенератор → распределительную сеть нефтегазового объекта. Такая схема позволяет преобразовать химическую энергию газа сначала в механическую, а затем в электрическую энергию, а при наличии соответствующего оборудования — дополнительно утилизировать теплоту выхлопных газов, переходя к когенерационному режиму.

Электрическая мощность установки определяется выражением:

$$P_{\text{э}} = V_{\text{г}} \cdot H_{\text{и}} \cdot \eta_{\text{э}} \quad (1)$$

где  $V_{\text{г}}$  — расход газа, м<sup>3</sup>/ч;  $H_{\text{и}}$  — низшая теплота сгорания, кВт·ч/м<sup>3</sup>;  $\eta_{\text{э}}$  — электрический КПД газопоршневой установки. Годовая выработка электроэнергии рассчитывается как:

$$E_{\text{год}} = P_{\text{э}} \cdot T \cdot K_{\text{и}} \quad (2)$$

где  $T$  — продолжительность работы установки, ч/год;  $K_{\text{и}}$  — коэффициент использования установленной мощности.

Для расчётного сценария приняты следующие исходные параметры: расход газа  $V_{\text{г}} = 1000$  м<sup>3</sup>/ч; низшая теплота сгорания  $H_{\text{и}} = 10$  кВт·ч/м<sup>3</sup>; электрический КПД  $\eta_{\text{э}} = 0,40$ ; коэффициент использования мощности  $K_{\text{и}} = 0,80$ ; продолжительность работы  $T = 8760$  ч/год; коэффициент утилизации газа 0,90; ориентировочная стоимость установки  $C_0 = 1,5$  млн долл. США.

Расчёт показывает, что при указанных параметрах электрическая мощность установки составляет  $P_{\text{э}} \approx 4,0$  МВт, а годовая выработка электроэнергии —  $E_{\text{год}} \approx 28,03$  ГВт·ч/год. При коэффициенте утилизации 90 % в энергетическую установку ежегодно направляется около 7,884 млн





м<sup>3</sup> газа, что соответствует удельной выработке около 3,56 кВт·ч на 1 м<sup>3</sup> использованного газа.

Экономическая оценка выполнена исходя из условной стоимости замещаемой электроэнергии 0,07 долл./кВт·ч. Валовая годовая экономия составляет около 1,962 млн долл., а с учётом эксплуатационных расходов (25 % от капитальных затрат) чистый экономический эффект оценивается в 1,587 млн долл./год. Простой срок окупаемости проекта в рамках принятого сценария составляет приблизительно 0,95 года. Следует подчеркнуть, что данные значения носят сценарный характер и при практическом проектировании должны уточняться на основании фактических параметров конкретного месторождения.

Экологический эффект связан с переводом газа из режима бесконтрольного факельного сжигания в режим управляемого сжигания в двигателе внутреннего сгорания, что повышает управляемость процесса и снижает потери, связанные с неполным сгоранием и утечками углеводородов, хотя и не исключает полностью образование CO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> [3].

Таким образом, предложенная модель показывает, что утилизация факельного газа для производства электроэнергии непосредственно на нефтегазовом объекте позволяет одновременно снизить потери топливного ресурса, обеспечить собственные энергетические потребности предприятия и повысить экологическую эффективность производства. Подход особенно актуален для удалённых месторождений Республики Узбекистан со стабильным потоком попутного газа и ограниченным доступом к централизованной энергетической инфраструктуре. Дальнейшее развитие модели предполагает учёт сезонных колебаний расхода и состава газа, а также переход к когенерационным решениям.



## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. World Bank. (2026). Global Gas Flaring Tracker. Washington, DC: World Bank Group.
2. World Bank. (2025). Global Gas Flaring Tracker Report 2025. Washington, DC: World Bank Group.
3. World Bank. (2026). Zero Routine Flaring by 2030: Frequently Asked Questions. Washington, DC: World Bank Group.
4. Ghorbani, B., et al. (2020). Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios. Energy, 204, 117940.