

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

Научный руководитель: PhD, доцент И. Хамроева

Банковско-финансовая академия Республики Узбекистан

Магистрант 1-го курса: Жураев Бекзод Шерози угли

Аннотация: В статье рассматривается вопрос повышения энергетической эффективности нефтегазовых месторождений Республики Узбекистан за счёт рационального использования факельного газа. Актуальность исследования обусловлена необходимостью сокращения потерь углеводородного сырья, повышения энергетической автономности промышленных объектов и снижения негативного воздействия факельного сжигания на окружающую среду. Предложена математическая модель энергетической системы, предусматривающей сбор, подготовку и последующее преобразование факельного газа в электрическую энергию с использованием газопоршневой генераторной установки. Определены основные энергетические показатели системы, включая потенциальную электрическую мощность, годовую выработку электроэнергии, коэффициент использования газа и снижение выбросов. На основе расчётного сценария выполнена технико-экономическая оценка предлагаемого решения. Полученные результаты показывают, что утилизация факельного газа непосредственно на нефтегазовом объекте может одновременно способствовать снижению потерь топливного ресурса, обеспечению собственных энергетических потребностей предприятия и повышению экологической эффективности производства.

Ключевые слова: факельный газ, попутный нефтяной газ, нефтегазовое месторождение, электроэнергия, энергетическая эффективность, моделирование, газопоршневая установка, утилизация газа, выбросы, экономическая эффективность.

1. Введение

Нефтегазовая промышленность является одним из важнейших элементов энергетической системы Республики Узбекистан. Разработка нефтяных и газовых месторождений сопровождается образованием различных потоков углеводородного сырья, в том числе попутного нефтяного газа. При отсутствии необходимой инфраструктуры для его транспортировки, переработки или повторного использования часть газа может направляться на факельные установки.

Факельное сжигание газа представляет собой не только экологическую, но и энергетическую проблему. Газ, содержащий значительное количество химической энергии, в данном случае используется преимущественно для поддержания процесса горения и превращается в теплоту и продукты сгорания без получения полезной электрической энергии. Всемирный банк отмечает, что попутный газ может использоваться для производства электроэнергии непосредственно на месте добычи, а сокращение рутинного факельного сжигания рассматривается в рамках международной инициативы Zero Routine Flaring by 2030 [1; 2].

По данным Global Gas Flaring Tracker, в 2024 г. мировое факельное сжигание составило около 151 млрд м³ газа. В 2025 г. показатель увеличился примерно до 167 млрд м³. При этом в 2025 г. для Узбекистана была отмечена тенденция снижения факельной интенсивности, что свидетельствует о сокращении объёмов сжигания, однако задача дальнейшей рационализации использования углеводородных ресурсов сохраняет актуальность [3].

С энергетической точки зрения наиболее рациональным вариантом для ряда месторождений может являться не транспортировка относительно небольших объёмов газа на значительные расстояния, а его использование непосредственно на промышленном объекте. Одним из возможных решений является строительство локальной энергетической системы на основе газопоршневого электрогенератора.

Целью настоящего 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.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

1. определить структуру предлагаемой системы утилизации факельного газа;
2. разработать математическую модель преобразования химической энергии газа в электрическую;
3. определить потенциальную электрическую мощность установки;
4. рассчитать годовую выработку электроэнергии;
5. оценить эффективность использования факельного газа;
6. определить ориентировочный экологический эффект;
7. выполнить предварительную технико-экономическую оценку проекта.

2. Анализ проблемы использования факельного газа

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь углеводородов, выделяющихся вместе с нефтью в процессе добычи и последующей сепарации. Его состав зависит от геологических характеристик месторождения, свойств нефти, пластовых условий и технологической схемы подготовки продукции.

Согласно материалам Всемирного банка, состав попутного газа может значительно изменяться и включать метан, этан, пропан, бутан и более тяжёлые углеводороды, а также примеси CO₂, H₂S, N₂ и водяного пара [2]. Поэтому перед подачей газа в энергетическую установку необходимо учитывать его фактический состав и качество.

Существуют различные направления использования попутного газа:

- подача в газотранспортную систему;
- переработка на газоперерабатывающем предприятии;
- использование в качестве топлива для технологических печей;
- закачка обратно в пласт;
- производство электроэнергии;
- производство тепловой энергии;
- использование в когенерационных установках;
- сжижение или компримирование;
- производство синтетических жидких топлив.

Выбор конкретного варианта зависит от объёма газа, его состава, удалённости месторождения от газотранспортной инфраструктуры, капитальных затрат и спроса на энергию.

Для удалённых нефтегазовых объектов производство электроэнергии из попутного газа имеет особую привлекательность. Электроэнергия может использоваться непосредственно для питания насосов, компрессоров, систем подготовки нефти и газа, освещения, автоматизации и других технологических потребителей.

Исследования различных вариантов использования факельного газа показывают, что производство электроэнергии может рассматриваться как технически и экономически перспективный вариант. В частности, в исследованиях сравнивались газотурбинные, комбинированные газотурбинные, газопоршневые и другие энергетические циклы [4].

3. Предлагаемая структура энергетической системы

Предлагаемая энергетическая система состоит из нескольких функциональных блоков:

**Факельный газ → сбор → сепарация и очистка → компримирование
→ газопоршневая установка → электрогенератор → система
распределения электроэнергии.**

На первом этапе факельный газ поступает из системы сбора. Далее проводится его подготовка: удаление механических примесей, капельной жидкости и, при необходимости, отдельных компонентов, способных отрицательно влиять на работу двигателя.

После подготовки газ подаётся в газопоршневую двигательную установку. В двигателе химическая энергия топлива преобразуется в механическую энергию вращения коленчатого вала, после чего генератор преобразует механическую энергию в электрическую.

Предлагаемая структурная схема может быть представлена следующим образом:

Факельный коллектор → блок подготовки газа → компрессор → газопоршневой двигатель → электрогенератор → трансформатор → локальная электросеть нефтегазового объекта.

В случае наличия соответствующего оборудования дополнительно может использоваться теплота выхлопных газов и охлаждающей жидкости двигателя. Это позволяет перейти от простой генерации электроэнергии к когенерационной системе.

4. Математическая модель системы

Основным параметром расчёта является расход факельного газа.

Объёмная тепловая мощность газового потока определяется выражением:

$$Q_{\Gamma} = V_{\Gamma} \cdot H_u \quad (1)$$

где:

Q_{Γ} — тепловая мощность газового потока, кВт;

V_{Γ} — расход газа, м³/ч;

H_u — низшая теплота сгорания газа, кВт·ч/м³.

Электрическая мощность установки определяется:

$$P_{\text{э}} = V_{\Gamma} \cdot H_u \cdot \eta_{\text{э}} \quad (2)$$

где:

$P_{\text{э}}$ — электрическая мощность, кВт;

$\eta_{\text{э}}$ — электрический КПД газопоршневой установки.

Для расчётного сценария принимаются следующие исходные параметры.

Таблица 1 – Исходные параметры расчётной модели

Показатель	Обозначение	Расчётное значение
Расход утилизируемого газа	V_{Γ}	1000 м ³ /ч
Низшая теплота сгорания	H_u	10 кВт·ч/м ³

Показатель	Обозначение	Расчётное значение
Электрический КПД	η_e	0,40
Коэффициент использования установленной мощности	K_u	0,80
Продолжительность работы	T	8760 ч/год
Доля утилизируемого газа	α	0,90
Ориентировочная стоимость установки	C_0	1,5 млн долл. США

Приведённые значения являются расчётными допущениями для моделирования. При практическом проектировании они должны быть заменены фактическими параметрами конкретного месторождения и выбранного оборудования.

При расходе $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и низшей теплоте сгорания $10 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ химическая мощность газового потока составляет:

$$Q_{\Gamma} = 1000 \cdot 10 = 10\,000 \text{ кВт}$$

При электрическом КПД 40 %:

$$P_{\text{э}} = 10\,000 \cdot 0,40 = 4000 \text{ кВт}$$

Таким образом, расчётная электрическая мощность установки составляет приблизительно:

$$P_{\text{э}} = 4,0 \text{ МВт}$$

С учётом коэффициента использования установленной мощности годовая выработка электроэнергии определяется:

$$E_{\text{год}} = P_{\text{э}} \cdot T \cdot K_u \quad (3)$$

$$E_{\text{год}} = 4000 \cdot 8760 \cdot 0,80$$

$$E_{\text{год}} = 28\,032\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

или:

$$E_{\text{год}} \approx 28,03 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}/\text{год}.$$

Полученный результат показывает, что при относительно небольшом расходе газа локальная энергетическая установка может обеспечить существенный объём электроэнергии для собственных нужд нефтегазового объекта.

5. Оценка использования энергетического потенциала газа

Для оценки степени использования факельного газа введём коэффициент утилизации:

$$K_{\text{ут}} = (V_{\text{исп}} / V_{\text{общ}}) \cdot 100 \% \quad (4)$$

где:

$V_{\text{исп}}$ — объём газа, направленный в энергетическую установку;

$V_{\text{общ}}$ — общий объём газа, потенциально доступный для утилизации.

При коэффициенте утилизации 90 %:

$$K_{\text{ут}} = 90 \%$$

Это означает, что большая часть доступного газового потока переводится из режима факельного сжигания в режим полезного энергетического использования.

Дополнительным показателем является удельная выработка электроэнергии:

$$e = E_{\text{год}} / V_{\text{год}} \quad (5)$$

где $V_{\text{год}}$ — годовой объём газа, поступающий в энергетическую установку.

При расходе 1000 м³/ч годовой объём газа составляет:

$$V_{\text{год}} = 1000 \cdot 8760 = 8\,760\,000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

С учётом коэффициента утилизации 0,90:

$$V_{\text{исп}} = 7\,884\,000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Удельная выработка электроэнергии:

$$e = 28\,032\,000 / 7\,884\,000 \approx 3,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3.$$

Следовательно, каждый кубический метр использованного газа в рамках принятой модели позволяет получить около 3,56 кВт·ч электрической энергии.

6. Экологическая эффективность

Одним из важнейших результатов внедрения системы является сокращение факельного сжигания.

При традиционном подходе химическая энергия газа расходуется непосредственно в факельной установке. При использовании газа в двигателе значительная часть энергии преобразуется в полезную электрическую энергию.

Однако важно учитывать, что перевод газа с факела на двигатель не означает полного исключения выбросов. При сжигании газа в двигателе также образуются CO₂, NO_x и другие продукты сгорания. Поэтому экологический эффект должен оцениваться не только по абсолютному снижению выбросов, но и по полезной энергии, получаемой на единицу топлива.

Количество выбросов CO₂ можно оценить по формуле:

$$MCO_2 = V_T \cdot EFCO_2 \quad (6)$$

где $EFCO_2$ — коэффициент выбросов CO_2 , зависящий от состава газа.

Для более корректной оценки необходимо использовать фактический компонентный состав газа и соответствующий коэффициент эмиссии.

Дополнительный экологический эффект связан с сокращением неполного сгорания и утечек углеводородов. Всемирный банк отмечает, что факельное горение не является абсолютно полным, вследствие чего факелы могут быть источником выбросов метана и других компонентов [1; 3].

Таким образом, использование газа в контролируемой энергетической установке позволяет повысить управляемость процесса его сжигания и одновременно получить полезную электрическую энергию.

7. Экономическая оценка

Экономический эффект предлагаемой системы формируется за счёт нескольких факторов:

8. сокращения покупки электроэнергии из внешней сети;
9. снижения потерь факельного газа;
10. повышения энергетической автономности предприятия;
11. возможного сокращения затрат на топливо для локальных энергетических установок;
12. получения дополнительной стоимости из ранее неиспользуемого ресурса.

Годовая экономия от замещения внешней электроэнергии определяется:

$$S_{\text{э}} = E_{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} \quad (7)$$

где:

$S_{\text{э}}$ — годовая экономия;

$E_{\text{год}}$ — годовая выработка электроэнергии;

$C_{\text{э}}$ — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Для расчётного сценария примем условную стоимость электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = 0,07 \text{ долл./кВт·ч.}$$

Тогда:

$$S_{\text{э}} = 28\,032\,000 \cdot 0,07$$

$$S_{\text{э}} = 1\,962\,240 \text{ долл./год.}$$

Если принять ориентировочные ежегодные эксплуатационные расходы на уровне 25 % от первоначальных капитальных затрат:

$$C_{\text{эксп}} = 1\,500\,000 \cdot 0,25 = 375\,000 \text{ долл./год.}$$

Тогда ориентировочный чистый экономический эффект:

$$S_{\text{ч}} = 1\,962\,240 - 375\,000$$

$$S_{\text{ч}} = 1\,587\,240 \text{ долл./год.}$$

Простой срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = C_0 / S_{\text{ч}} \quad (8)$$

$$T_{\text{ок}} = 1\,500\,000 / 1\,587\,240 \approx 0,95 \text{ года.}$$

Следует подчеркнуть, что данный результат является расчётным сценарным показателем, а не фактическим сроком окупаемости конкретного месторождения. Реальный срок окупаемости будет зависеть от стоимости оборудования, состава газа, его расхода, стоимости электроэнергии, режима эксплуатации, затрат на подготовку газа, логистики и других факторов.

Таблица 2 – Основные результаты расчётного сценария

Показатель	Значение
Расход газа	1000 м ³ /ч
Тепловая мощность газа	10 МВт
Электрический КПД	40 %
Электрическая мощность	4 МВт
Коэффициент использования мощности	0,80
Годовая выработка	28,03 ГВт·ч
Годовой объём использованного газа	7,884 млн м ³
Удельная выработка	3,56 кВт·ч/м ³
Расчётная стоимость электроэнергии	0,07 долл./кВт·ч
Валовая экономия	1,962 млн долл./год
Расчётные эксплуатационные расходы	0,375 млн долл./год
Чистый эффект	1,587 млн долл./год
Ориентировочный срок окупаемости	0,95 года

8. Анализ чувствительности модели

Результаты энергетической системы существенно зависят от расхода и качества факельного газа. Поэтому для повышения достоверности оценки необходимо провести анализ чувствительности.

Наиболее существенными параметрами являются:

- расход газа;
- низшая теплота сгорания;

- электрический КПД;
- коэффициент загрузки установки;
- стоимость электроэнергии;
- капитальные затраты;
- стоимость технического обслуживания.

Например, снижение расхода газа с 1000 до 500 м³/ч приведёт приблизительно к двукратному снижению потенциальной электрической мощности при сохранении остальных параметров.

При этом увеличение теплотворной способности газа приводит к пропорциональному росту энергетического потенциала:

$$P_{э} \sim V_{г} \cdot H_u \cdot \eta_e$$

Следовательно, при выборе энергетического оборудования необходимо ориентироваться не только на средний расход факельного газа, но и учитывать его минимальные и максимальные значения.

Для месторождений с нестабильным расходом газа целесообразно использовать модульную энергетическую систему. В таком случае несколько генераторных модулей могут включаться и отключаться в зависимости от текущего объёма доступного газа.

9. Практическая применимость для нефтегазовых месторождений Республики Узбекистан

Для условий Республики Узбекистан применение предлагаемой системы может быть особенно целесообразным на объектах, характеризующихся следующими особенностями:

- значительным удалением от централизованной энергетической инфраструктуры;
- наличием стабильного потока попутного газа;
- необходимостью обеспечения промысловых объектов электроэнергией;
- наличием факельных установок;
- отсутствием экономически целесообразного варианта транспортировки газа;
- потребностью в повышении энергетической автономности.

При этом перед внедрением проекта необходимо провести техническое обследование конкретного объекта.

В первую очередь должны быть определены:

13. фактический расход факельного газа;
14. его компонентный состав;
15. содержание H₂S и CO₂;

16. давление и температура;
17. влажность;
18. наличие жидких углеводородов;
19. стабильность газового потока;
20. текущий режим работы факельной системы;
21. электрическая нагрузка месторождения;
22. возможность подключения генераторной установки к локальной

сети.

На основе этих данных выполняется окончательный выбор оборудования.

Особое внимание необходимо уделять безопасности. Факельная система выполняет важную функцию защиты технологического оборудования от избыточного давления. Поэтому её нельзя просто заменить генераторной установкой. Предлагаемая система должна быть интегрирована с существующей факельной системой таким образом, чтобы аварийный сброс газа оставался возможным.

10. Результаты исследования и обсуждение

Проведённое моделирование показывает, что преобразование факельного газа в электрическую энергию позволяет одновременно решать несколько задач.

Во-первых, повышается степень полезного использования углеводородного ресурса.

Во-вторых, создаётся дополнительный источник электрической энергии непосредственно на месте добычи.

В-третьих, снижается необходимость использования внешних источников электроэнергии для части промышленных потребителей.

В-четвёртых, появляется возможность использования ранее теряемого энергетического ресурса для технологических нужд.

В-пятых, создаются предпосылки для сокращения объёмов рутинного факельного сжигания.

При этом эффективность проекта не может определяться только количеством произведённой электроэнергии. Комплексная оценка должна включать энергетический, экономический и экологический показатели.

В качестве интегрального показателя может использоваться совокупная эффективность:

$$E_{\text{инт}} = f(E_{\text{эн}}, E_{\text{эк}}, E_{\text{экл}}) \quad (9)$$

где:

$E_{\text{эн}}$ — энергетическая эффективность;

$E_{\text{эк}}$ — экономическая эффективность;

$E_{\text{экл}}$ — экологическая эффективность.

Для конкретного месторождения веса указанных показателей могут определяться в зависимости от приоритетов предприятия.

11. Заключение

В результате проведённого исследования разработана расчётная модель энергетической системы, предназначенной для преобразования факельного газа в электрическую энергию на нефтегазовых месторождениях Республики Узбекистан.

Предлагаемая система предусматривает сбор факельного газа, его предварительную подготовку, компримирование и последующее использование в газопоршневой генераторной установке.

На основе принятого расчётного сценария при расходе газа $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$, низшей теплоте сгорания $10 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ и электрическом КПД 40 % потенциальная электрическая мощность установки составляет около 4 МВт. При коэффициенте использования мощности 0,80 годовая выработка электроэнергии может достигать около 28,03 ГВт·ч.

Расчёт показал, что при условной стоимости замещаемой электроэнергии 0,07 долл./кВт·ч годовой экономический эффект может быть существенным. Однако окончательная оценка срока окупаемости должна выполняться на основании фактических параметров конкретного месторождения.

Научная и практическая значимость предлагаемого подхода заключается в возможности формирования математической модели, которая позволяет определить рациональную мощность энергетической установки в зависимости от расхода и состава факельного газа.

В дальнейшем целесообразно расширить разработанную модель за счёт учёта изменения состава газа во времени, сезонных колебаний расхода, фактического графика электрической нагрузки, тепловой утилизации, стоимости оборудования и динамики тарифов на электроэнергию. Кроме того, перспективным направлением является создание когенерационной системы, позволяющей одновременно производить электрическую и тепловую энергию.

Таким образом, утилизация факельного газа с последующим производством электроэнергии может рассматриваться как одно из перспективных направлений повышения энергетической эффективности нефтегазовых месторождений Республики Узбекистан, особенно для удалённых объектов с устойчивым потоком попутного газа и значительной потребностью в локальной электроэнергии.

Список использованной литературы:

1. World Bank. (2026). Global Gas Flaring Tracker. Washington, DC: World Bank Group.
2. World Bank. (2026). Zero Routine Flaring by 2030: Frequently Asked Questions. Washington, DC: World Bank Group.
3. World Bank. (2025). Global Gas Flaring Tracker Report 2025. 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.
5. World Bank. (2022). GGFR Technology Overview: Utilization of Small-Scale Associated Gas. Washington, DC: World Bank Group.
6. World Bank. (2015). Zero Routine Flaring by 2030 Initiative. Washington, DC: World Bank Group.
7. Mohammadi, A., et al. (2013). Upgrading of associated petroleum gas into methane-rich gas for power plant feeding applications: Technological and economic benefits. *Fuel*, 108, pp. 282–291.
8. Elvidge, C.D., Zhizhin, M., Baugh, K., Hsu, F.-C. and Ghosh, T. (2016). Methods for global survey of natural gas flaring from visible infrared imaging radiometer suite data. *Energies*, 9(1).
9. Ismail, O.S. and Umukoro, G.E. (2016). Global impact of gas flaring. *Energy and Power Engineering*, 8, pp. 290–302.
10. International Energy Agency. (2024). Global Methane Tracker 2024. Paris: International Energy Agency.

Примечание: численные значения расхода газа, КПД, стоимости оборудования, цены электроэнергии и срока окупаемости в статье являются параметрами расчётного сценария и предназначены для демонстрации методики моделирования. Для публикации с привязкой к конкретному месторождению их необходимо заменить фактическими производственными данными.