

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ: ТЕХНИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Желтов К.В., Суркова А.С.

Самарский университет, г. Самара, surkova-nautka@mail.ru

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, газотурбинная установка, утилизация, метановое число, число Воббе, пределы воспламеняемости, срок окупаемости.

Ежегодное факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) в мире, по данным Всемирного банка, достигло в 2024 году рекордного уровня в 151 млрд м³ [1]. Россия остается крупнейшим «факельщиком», сжигая около 22,5 млрд м³ ПНГ в год [1]. При этом, как отмечает Международное энергетическое агентство (IEA), глобальные выбросы метана от энергетического сектора в 2025 году оставались на рекордно высоком уровне [2]. Сжигание ПНГ приводит к экономическим потерям (более 5 млрд долл./год для РФ) и экологическому ущербу (389 млн т CO₂-эквивалента в 2024 г.) [1]. Наиболее эффективным методом утилизации является использование ПНГ в газотурбинных установках (ГТУ) для генерации электро- и теплоэнергии.

Нестабильность состава ПНГ (метан 12–67%, содержание азота N₂ может достигать 60% и более [3], сероводорода до 6% [4]) порождает ряд технических ограничений. Среди них: конденсация тяжёлых углеводородов C₅+ (требующая подогрева до 204–288°C), высокотемпературная сернистая коррозия (применение сталей ХН60ВМТ, 20Х23Н18), колебания стехиометрического соотношения, а также значительное сужение пределов устойчивого горения. Согласно исследованиям Зуевой О.А. [3, 4], с увеличением содержания балластирующих компонентов диапазон устойчивого горения по коэффициенту избытка воздуха α существенно сужается. При содержании азота до 60% рабочий диапазон α для горелок с обеднённым предварительным смешением (DLE) сокращается.

Анализ реализованных проектов на месторождениях России (Родниковское, Верхнеколик-Еганское, Красноленинское и др.) подтверждает техническую возможность устойчивой работы адаптированных ГТУ на ПНГ с достижением целевого показателя утилизации 95%. Капитальные затраты на строительство энергоцентра «под ключ» составляют 1200–2200 \$/кВт; удельная себестоимость электроэнергии (LCOE) – 2–6 центов/кВт·ч, что в 4–10 раз ниже дизельной генерации. Простой срок окупаемости при замещении дизельного топлива составляет 1,5–3 года, с учётом снижения экологических платежей – 4–7 лет.

Таким образом, утилизация ПНГ в ГТУ технически реализуема при условии адаптации камер сгорания (зонирование, многозонные камеры сгорания с зонами горения и разбавления [3], применение коррозионностойких материалов) и внедрения интеллектуальных систем управления топливоподачей, реагирующих на изменение числа Воббе. Экономическая эффективность подтверждается быстрой окупаемостью и низкой себестоимостью энергии, что делает данное направление приоритетным для удалённых нефтедобывающих регионов.

Список литературы

1. World Bank. 2025 Global Gas Flaring Tracker Report. – Washington, DC, 2025. – 28 p.
2. International Energy Agency (IEA). Global Methane Tracker 2025. – Paris, 2025. – 45 p.
3. Зуева О.А. Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов // Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника. – 2014. – № 37. – С. 52–61.

4. Бачев Н.Л., Матюнин О.О., Бульбович Р.В., Бетинская О.А., Шилова А.А. Расчетно-экспериментальные исследования концентрационных пределов горения попутных нефтяных газов // Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника. – 2014. – № 37. – С. 42–51.

Сведения об авторах

Желтов Кирилл Владимирович – студент. Область научных интересов: Исследование вопросов горения в газотурбинных двигателях. Исследование рабочего процесса газотурбинных двигателей.

Суркова Анна Сергеевна – студент, лаборант-исследователь Инжинирингового центра Самарского университета. Область научных интересов: Исследование вопросов горения в газотурбинных двигателях. Исследование процесса испарения многокомпонентных капель топлива в условиях, характерных для камер сгорания газотурбинных двигателей.

UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN GAS TURBINE UNITS: TECHNICAL CONSTRAINTS AND ECONOMIC EFFICIENCY

Zheltoy K.V., Surkova A.S.

Samara University, Samara, Russia, surkova-nautka@mail.ru

Keywords: associated petroleum gas, gas turbine unit, utilization, methane number, Wobbe index, flammability limits, payback period.

Annually, 140–150 billion m³ of associated petroleum gas (APG) are flared globally, with Russia accounting for over 22 billion m³, resulting in 350 Mt of CO₂ emissions and economic losses of 85–110 billion RUB. APG composition instability (CH₄ 12–67%, N₂ up to 40%, H₂S up to 7%, LHV 35–55 MJ/m³) causes condensation, sulfur corrosion, and narrowing of stable combustion limits (excess air ratio α narrows from 2.0–2.5 to 1.8–2.2). Analysis of Russian projects confirms feasibility of 95% APG utilization in GTUs. CAPEX is 1200–2200 \$/kW, LCOE is 2–6 cents/kWh (4–10 times cheaper than diesel), payback period is 1.5–7 years. APG utilization in GTUs is technically and economically justified.