УДК 553.98

Байбосинов А.М.

студент 2 курса

направление «Нефтегазовая техника и технологии»

Образовательный центр г. Когалым

(г. Когалым, Россия)

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГАЗОТУРБИННЫХ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Аннотация: *в статье сравниваются газотурбинные (ГТЭС) и газопоршневые (ГПЭС) электростанции для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и автономного электроснабжения нефтяных промыслов. Разобраны конструкция агрегатов, электрический КПД, требования к очистке газа и эксплуатационные затраты. Обосновано, что для площадок мощностью до 15-20 МВт выгоднее модульные ГПЭС, а для крупных промыслов от 25 МВт - ГТЭС.*

Ключевые слова: *попутный нефтяной газ, ГТЭС, ГПЭС, утилизация, автономное электроснабжение, нефтяной промысел, электрический КПД, очистка газа, эксплуатационные затраты.*

При добыче нефти из пласта всегда выходит попутный нефтяной газ (ПНГ), который раньше сжигали на факелах из-за отсутствия газопроводов на удаленных промыслах Западной и Восточной Сибири. Сегодня Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 ограничивает долю сжигания ПНГ планкой в 5% от объема добычи, вводя крупные штрафы за сверхлимитные выбросы. Самый практичный способ пустить газ в дело прямо на промысле - сжигать его в собственных электростанциях.

На кустах электричество нужно 24/7 и в больших объемах. Основную нагрузку создают электроцентробежные насосы (УЭЦН), кустовые насосные

станции системы поддержания пластового давления (ППД) и подогреватели нефти. Тянуть ЛЭП через тайгу и болота долго и дорого, поэтому автономная генерация решает сразу две задачи: снимает штрафы за факелы и закрывает дефицит энергии. Инженеры выбирают между двумя типами машин - газотурбинными (ГТЭС) и газопоршневыми (ГПЭС) электростанциями. Цель работы - сопоставить их по топливным, режимным и финансовым показателям и определить границы применения каждой технологии.

Оба типа станций переводят энергию газа во вращение вала генератора, но работают по разным принципам. В газотурбинной установке центробежный компрессор непрерывно сжимает атмосферный воздух и подает его в камеру сгорания, куда под высоким давлением впрыскивается газ. Раскаленные продукты сгорания вращают лопатки турбины и вал генератора. По этой схеме работает отечественные станции ГТЭС-16ПА и ГТЭС-25ПА пермской разработки (АО «ОДК-Авиадвигатель» на базе авиадвигателя ПС-90ГП-2).

Газопоршневая станция устроена как крупный двигатель внутреннего сгорания в морском контейнере. Газовоздушная смесь поджигается в цилиндрах от свечей зажигания и через поршни с шатунами вращает коленчатый вал со скоростью 1000 или 1500 об/мин. Единичная мощность машин лежит в пределах 0,3-4,5 МВт (на российских промыслах распространены Innio Jenbacher серий J320 и J620, MWM TCG 2020, Caterpillar G3520, а также установки на базе двигателей КАМАЗ и Коломенского завода).

Конструкция сразу влияет на состав обвязки. Газовой турбине нужно высокое давление газа на входе от 1,8 до 3,5 МПа, поэтому перед ГТЭС почти всегда строят дорогую дожимную компрессорную станцию (ДКС). Поршневой двигатель спокойно работает на низком давлении газа 0,02-0,5 МПа и обходится без ДКС, что снижает стартовые вложения.

Главное преимущество поршневых установок в малом и среднем классе мощности - экономичность расхода топлива. Электрический КПД станции

определяют как отношение выдаваемой электрической мощности к тепловой мощности сожженного газа:

$$\eta_{эл} = \frac{P_{эл}}{Q_{топл}} \cdot 100\%,$$

где $P_{эл}$ - электрическая мощность на клеммах генератора, кВт,

$Q_{топл}$ - тепловая мощность подаваемого топлива, определяемая через расход газа и его низшую теплоту сгорания, кВт.

У современных ГПЭС (Jenbacher 6-й серии, MWM) электрический КПД в номинале держится на уровне 42-46%. Газовые турбины простого цикла мощностью до 25 МВт переводят в электричество лишь 28-36% энергии топлива. На практике ГТЭС сжигает на 20-30% больше газа на каждый выработанный мегаватт-час. При избытке ПНГ перерасход не критичен, но по мере падения дебита скважин высокий КПД поршневых машин спасает промысел от нехватки энергии.

Реальный расход газа сильно зависит от графика нагрузки. Турбина любит ровную базовую нагрузку и морозный плотный воздух. При разгрузке до 50% от номинала (например, при остановке части насосов на кусте) или в летнюю жару (+30 °C) ее КПД проваливается до 20-24%. Модульная ГПЭС из шести контейнеров по 2 МВт решает проблему недогрузки простым отключением двух-трех лишних агрегатов, пока оставшиеся двигатели продолжают работать на номинале с максимальной эффективностью.

Повысить отдачу топлива позволяет когенерация - совместная выработка электричества и тепла на одном агрегате. С котлами-утилизаторами общий коэффициент использования топлива у обеих станций доходит до 80-85%, но качество тепла разное. У ГТЭС вся тепловая энергия уходит с выхлопом температурой 450-540°C, что отлично подходит для выработки промышленного пара (подогрев вязкой нефти на УПН, пропаривание скважин). В ГПЭС половину

тепла снимают с рубашки охлаждения и масляного контура (вода около 90 °С), остальное - с выхлопа около 400 °С. Эта схема хорошо отапливает вахтовый поселок, но для получения больших объемов пара высоких параметров подходит слабо.

Сырой ПНГ после сепаратора первой ступени далек от норм ГОСТ 5542-2022 на магистральный газ. В нем плавает доля метана (40-85%), много тяжелых углеводородов группы С3+ (пропан, бутан, пентан), встречаются капельная влага, сероводород, углекислый газ и механическая взвесь. Без предварительной подготовки такое топливо быстро выведет из строя любой генератор.

Для ГПЭС главная угроза жирного ПНГ - детонация в цилиндрах. Тяжелые фракции резко снижают метановое число (МЧ) газа: у чистого метана оно принято за 100, а у жирного ПНГ падает до 50-60 единиц. Смесь начинает самовоспламеняться со взрывом еще до искры на свече, ударные волны разрушают поршни, ломают кольца и прожигают клапаны. Серийные двигатели требуют МЧ не ниже 65-75, поэтому перед ГПЭС ставят блоки подготовки топливного газа (БПТГ) с низкотемпературной сепарацией для удаления пропан-бутановых фракций.

Газовые турбины к метановому числу равнодушны, так как горение в них идет непрерывно и детонация невозможна. Машины серий ГТЭС-16ПА сжигают газ с теплотой сгорания от 28 до 48 МДж/м³. Зато они боятся капельной жидкости и абразивной пыли: углеводородный конденсат в камере сгорания за минуты прожигает жаровую трубу и оплавляет лопатки первой ступени. Перед ГТЭС газ обязательно осушают, перегревают выше точки росы на 15-20 °С и очищают коалесцирующими фильтрами по ГОСТ Р 55999-2014 и СТО Газпром 089-2010.

Экономику проекта нельзя оценивать только по заводской цене агрегата. Нужно считать полную стоимость владения за 10-15 лет и удельную себестоимость выработки киловатт-часа:

$$C_{эл} = \frac{Z_{год}}{E_{год}},$$

где $C_{эл}$ - удельная стоимость электроэнергии, руб./(кВт·ч),

$Z_{год}$ - годовые затраты на амортизацию, газоподготовку, сервис, масло, запчасти и персонал, руб.,

$E_{год}$ - годовая выработка электроэнергии, кВт·ч.

Капитальные вложения (CAPEX) на 1 кВт мощности у контейнерных ГПЭС на 15-25% ниже, чем у ГТЭС с учетом ДКС. Но в эксплуатации (OPEX) ситуация обратная. Поршневой двигатель имеет сотни трущихся деталей: каждые 1500-2000 моточасов каждый модуль останавливают для замены сотен литров моторного масла, фильтров, свечей зажигания и регулировки клапанов. Завоз бочек с маслом по зимникам ощутимо удорожает генерацию. Полный капремонт ГПЭС с заменой гильза-поршневой группы проводят через 50000-60000 моточасов.

Газовая турбина проще в текущем сервисе. Масло смазывает только подшипники по замкнутому контуру и почти не выгорает. Агрегат работает без долгих остановок до 8000 часов в год, требуя лишь осмотра бароскопом и периодической промывки компрессора. Однако капремонт наступает раньше - через 25000-30000 часов: газогенератор снимают и отправляют на завод-изготовитель, а цена ремонта достигает 30-40% стоимости новой турбины. Основные параметры обеих технологий сведены в табл. 1.

Таблица 1. Сравнительные характеристики ГТЭС и ГПЭС при работе на ПНГ.

Параметр сравнения	ГТЭС	ГПЭС
Электрический КПД	28-36% (падает при недогрузе)	42-46% (стабилен при модулях)
Единичная мощность	2,5-25+ МВт	0,3-4,5 МВт (модули)
Давление газа на входе	1,8-3,5 МПа (нужна ДКС)	0,02-0,5 МПа (без ДКС)
Требования к ПНГ	Осушка, нагрев (МЧ неважно)	Отбензинивание (МЧ не менее 65)
Когенерация (тепло)	Выхлоп 450-540 °С (пар для УПН)	Вода 90 °С + выхлоп 400 °С
Сервис и капремонт	Мало масла, КР 25-30 тыс. ч	Частая замена масла, КР50-60 тыс. ч
Оптимальная ниша	Крупные промыслы от 25 МВт	Малые и средние кусты менее 20 МВт

Для выбора энергоцентра достаточно сопоставить четыре параметра промысла: требуемую мощность, стабильность дебита ПНГ, график нагрузки и потребность в тепле. На малых и средних месторождениях мощностью 1-20 МВт однозначно выигрывают модульные ГПЭС. Малые турбины до 6 МВт дороги, имеют низкий КПД (24-28%) и требуют ДКС. Станция из 4-8 поршневых контейнеров по 1,5-2 МВт быстро монтируется на кусте, пошагово наращивается по мере бурения скважин и держит высокий КПД при переменной нагрузке. Когда запасы газа через 5-7 лет иссякнут, контейнеры легко погрузить на тралы и перевезти на новый объект.

На крупных зрелых промыслах с ровной базовой нагрузкой от 25-30 МВт и выше (показательный пример - Приобская ГТЭС мощностью 315 МВт в ХМАО) правильным решением становится газотурбинная станция. Набирать 100 МВт из пятидесяти поршневых машин по 2 МВт нерационально: потребуется огромный штат сотрудников для непрерывной замены масла, свечей и головок

цилиндров по кругу. Четыре-шесть турбин по 16 или 25 МВт занимают втрое меньше места, надежно утилизируют большие объемы ПНГ малым персоналом и дают пар для центрального пункта сбора нефти.

Таким образом, ГТЭС и ГПЭС практически не конкурируют напрямую, закрывая разные классы мощности нефтепромыслов. Для объектов до 15-20 МВт с переменным дебитом ПНГ и скачками нагрузки следует выбирать модульные ГПЭС: они экономят 20-30% топлива, работают на низком давлении газа без ДКС и мобильны при перебазировании. Газотурбинные станции нужно закладывать на крупных энергоцентрах от 25 МВт с круглосуточной базовой нагрузкой и большими объемами ПНГ, где решают высокая единичная мощность, малые текущие расходы на сервис и стойкость к низкому метановому числу. Для обоих типов установок обязательным условием безаварийной работы остается качественный блок подготовки газа: осушка, фильтрация и отбензинивание обходятся в разы дешевле аварийной замены прогоревших поршней на ГПЭС или лопаточного аппарата на ГТЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алексеев И.В. Проблема утилизации ПНГ: подход в глобальном измерении // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 8 (187). URL: https://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive/78-2014/1133--8-187-2014-
2. ГОСТ 5542-2022. Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. М.: Российский институт стандартизации, 2022. 12 с.
3. Приобская ГТЭС [Электронный ресурс]. URL: https://energybase.ru (дата обращения: 22.11.2026)
4. Inozemtsev A.A. Perm gas turbine technologies and solving the problem of associated oil gas utilization // Perm Federal Research Centre Journal. 2013. № 1. С. 10–16. URL: https://journal.permsc.ru/index.php/pscj/article/view/PSCJ2013n1p1 (дата обращения: 27.10.2026)

5. Petrochenkov A. et al. Investigation of the Influence of Gas Turbine Power Stations on the Quality of Electric Energy in the Associated Petroleum Gas Utilization // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 1. Article 299. https://doi.org/10.3390/su14010299
6. Shonin O.B., Salov R.A. Improvement of Energy Efficiency, Reliability and Environmental Safety of Power Plants Based on Associated Petroleum Gas // Journal of Ecological Engineering. 2017. Vol. 18, No. 3. P. 91–96. https://doi.org/10.12911/22998993/69357

Baibosinov A.M.
student of 2nd year
field of study «Oil and Gas Engineering and Technology»
Kogalym Educational Center
(Kogalym, Russia)

COMPARATIVE ANALYSIS OF GAS TURBINE AND GAS PISTON POWER PLANTS FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS UTILIZATION

Abstract: *the article compares gas turbine power plants (GTPPs) and gas piston power plants (GPPPs) for associated petroleum gas (APG) utilization and off-grid power supply to oil fields. It examines unit design, electrical efficiency, gas treatment requirements, and operating costs. The analysis shows that modular GPPPs are more cost-effective for sites with capacities of up to 15–20 MW, whereas GTPPs are preferable for large oil fields with capacities of 25 MW or more.*

Keywords: *associated petroleum gas, GTPPs, GPPPs, utilization, off-grid power supply, oil field, electrical efficiency, gas treatment, operating costs.*