



## СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ ПНГ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

ЕГОРОВ Иван Сергеевич

Руководитель направления ООО «БПЦ Инжиниринг»

**П**рименение попутного нефтяного газа (ПНГ) для энергообеспечения промыслов многими нефтегазодобывающими компаниями рассматривается в качестве одного из наиболее оправданных способов снижения энергозатрат. Однако добываемый на большинстве месторождений ПНГ, как правило, характеризуется высоким содержанием сероводорода, что накладывает определенные ограничения на выбор генерирующего оборудования. Предлагаемые «БПЦ Инжиниринг» комплектные микротурбинные электростанции и газотурбинные установки (ГТУ) малой мощности способны работать на ПНГ различного компонентного состава, калорийности и без использования специальной системы газоподготовки. Сегодня микротурбинные электростанции эксплуатируются на объектах десятков предприятий нефтегазовой отрасли, включая ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть», ОАО АНК «Башнефть» и др. На текущий момент на нефтепромыслах России и СНГ установлены более 190 микротурбинных установок, способных утилизировать в общей сложности более 85 млн м<sup>3</sup> ПНГ в год. Всего начиная с 2002 года ООО «БПЦ Инжиниринг» реализовано более 250 проектов автономного энергоснабжения общей электрической мощностью около 200 МВт.

Применение микротурбинных электростанций для энергообеспечения промыслов и утилизации попутного нефтяного газа способствует решению задачи повышения доли полезного использования ПНГ и позволяет снизить энергоемкость нефтедобычи и сократить энергозатраты нефтяных компаний за счет использования практически «бросового» топлива, а также за счет простоты и низкой стоимости сервисного обслуживания оборудования. Кроме того, согласно Постановлению Правительства РФ №308 от 16 апреля 2012 года («Об утверждении перечня объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность, для которых не предусмотрено установление классов энергетической эффективности») на газотурбинные установки (ГТУ), в том числе микротурбинные, работающие на ПНГ, распространяется действие налоговых льгот на прибыль предприятия. Дополнительно владельцы ГТУ на три года освобождаются от уплаты налога на имущество.

### КЛЮЧЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ МИКРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Основная техническая особенность изготавливаемых ООО «БПЦ Инжиниринг» микротурбинных электростанций ENEX на базе турбин Capstone заключается в возможности работы без предварительной газоочистки, связанной с изменением компонентного состава, на различных видах топлива, в том числе агрессивных видах газа с любой теплотворной способностью (рис. 1). За счет применения специальных ан-

тикоррозийных материалов в конструкции подвода топлива к форсункам допускается использование в качестве топлива высокосернистого газа (до 4–7% H<sub>2</sub>S). При этом применение агрессивного ПНГ не наносит вреда двигателю вследствие условно низких температур (510–954°C) сгорания топлива.

Для сравнения, газопоршневые установки (ГПУ) могут работать на газе с содержанием сероводорода не более 0,1%. Содержание метана в топливе также должно быть не менее 80%, а при его понижении до 50% происходит резкое снижение КПД газопоршневого двигателя. Эффективность работы микротурбин не зависит от этого показателя. Помимо этого, использование топлива с метановым числом ниже 50–40 приводит к невозможности работы либо к аварийным остановкам ГПУ, от 30 и менее — к преждевременному выходу оборудования из строя. Для решения данной проблемы приходится использовать систему фильтров, сепараторов и циклонов, а также эксплуатировать ГПУ с нагрузкой не более 40–60% от номинальной мощности, что, в свою очередь, ведет к повышению расхода на обслуживание оборудования и его быстрому износу. Микротурбины способны работать на топливе с содержанием метана от 25% без риска повреждения двигателя и каких-либо ограничений по максимальной мощности.

Стоит также отметить, что использование принципа двойного инвертирования вместо механической связи с нагрузкой обеспечивает высокую устойчивость микротурбин к нагрузке (в диапазоне от 0 до 100% от номинальной мощности) и оптимальный расход топлива. У газопоршневых агрегатов устойчивая продолжительная работа достигается при нагрузке от 50 до 75%, что приводит к большему расходу топлива.

### КОНСТРУКЦИЯ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Конструкция микротурбинного двигателя предельно проста и включает всего одну движущуюся деталь — вал ротора, на котором соосно расположены электрический генератор, компрессор и сама турбина. Использование специального воздушного подшипника, за счет которого вал ротора генератора фактически удерживается на воздушной подушке, исключает механическое трение. Данное конструкторское решение позволило отказаться от использования масла и обеспечить рекордную скорость вращения вала до 96 тыс. об/мин. Генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что также исключает необходимость обеспечения жидкостного охлаждения системы.

В ГТУ не используются редукторы или другие механические приводы, что позволяет дополнительно повысить надежность оборудования. Устройство поршне-

**Рис. 1. Электростанции ENEX на базе турбин Capstone**

вого двигателя, напротив, предполагает наличие большого количества движущихся частей, что существенно повышает риск механической поломки. Каждые 500-2000 ч в зависимости от марки двигателя требуется замена масла и масляных фильтров. Раз в год необходимо проводить замену охлаждающей жидкости.

Применение рекуператора (воздуховоздушного теплообменника) в конструкции микротурбинного двигателя обеспечивает высокий для турбогенераторов электрический КПД — до 35%, что сопоставимо с КПД газопоршневых двигателей при эксплуатации в промышленных условиях.

### ОБСЛУЖИВАНИЕ И СЕРВИС МИКРОТУРБИНЫ

Сервисное обслуживание микротурбин осуществляется каждые 8000 моточасов. Первые 2-3 года сервис включает визуальный осмотр, диагностику и замену воздушных фильтров, инжекторов, термопар и свечей зажигания. Продолжительность данных работ составляет около 1,5 ч для каждой турбины. Дополнительные работы, связанные с заменой регламентных запчастей, проводятся через каждые 20 тыс. моточасов, и их выполнение также занимает не более нескольких часов. Через 60 тыс. моточасов производится диагностика и замена горячей части двигателя микротурбины, сопоставимая со «средним» ремонтом газопоршневой установки, который необходимо выполнять каждые 25–30 тыс. часов. Все сервисные работы и капитальный ремонт микротурбины производятся непосредственно на месте эксплуатации без использования специального подъемно-транспортного оборудования.

Регламент обслуживания газопоршневых установок предполагает круглосуточный контроль, проведение регулярных проверок и добавление расходных материалов для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Сервисное обслуживание ГПУ и «средний ремонт» могут длиться несколько дней. Поэтому в составе промышленных энергоцентров рекомендуется держать резервную газопоршневую установку, что также связано с дополнительными капитальными затратами.

Микротурбины не требуют круглосуточного наблюдения, поэтому контроль их работы на объектах осуществляется одним или двумя прошедшими обучение специалистами. Для обслуживания газопоршневых установок, как правило, приходится организовывать круглосуточное дежурство в несколько смен по 1-3 человека и более. Непрерывную работу энергоцентра обычно обеспечивают четыре смены специалистов во главе с начальником смены, который подчиняется главному энергетiku или главному инженеру. Высокие затраты на обслуживающий персонал сказываются и

**Рис. 2. Применение микротурбин на Онбийском нефтяном месторождении ЗАО «ТАТЕХ»****Рис. 3. Микротурбинный энергоцентр УПСВ «Усаево» ОАО «Татнефтеотдача» (НК «Альянс»)**

**Рис. 4. Микротурбинная электростанция на Урмышлинском нефтяном месторождении ОАО «Татойлгас»**



**Рис. 5. Микротурбинный энергоцентр УПСВ «Шигаево» ОАО «Татнефтеотдача» (НК «Альянс»)**



**Рис. 6. Мобильная микротурбинная электростанция на месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**



на себестоимости вырабатываемой энергии в сторону ее увеличения.

#### ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Одной из первых компаний, внедривших микротурбинные установки, стала ОАО «Татнефть». В рамках пилотного проекта в 2007 году на Онбийском месторождении для утилизации ПНГ была установлена сначала одна микротурбина Capstone C30, а затем еще две микротурбинные системы Capstone C800 (рис. 2). На этом объекте ПНГ с 1,56%-ным содержанием сероводорода без специальной газоподготовки поступает в турбины непосредственно с сепаратора после удаления капельной влаги и механических примесей. За счет использования практически бросового сырья — попутного газа — себестоимость электроэнергии на момент реализации проекта составила порядка 1,7 руб./кВт·ч. Ежегодно этот энергоцентр способен утилизировать более 2 млн м<sup>3</sup> попутного газа. По ре-

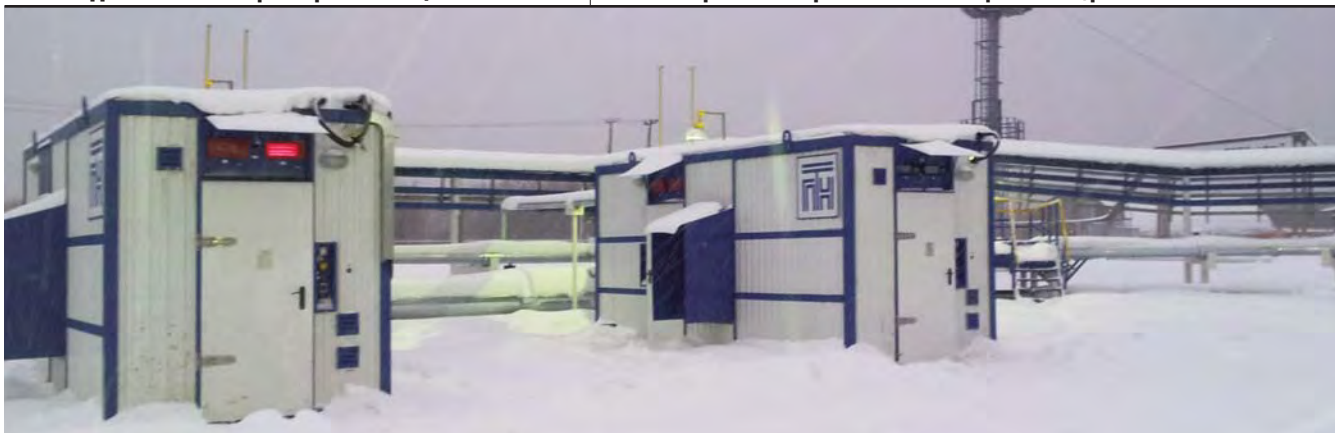
#### ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

**Вопрос:** Иван Сергеевич, не могли бы Вы уточнить максимальное значение КПД микротурбинных установок? Также интересует наличие у вас опыта реализации проектов в области когенерации в условиях нефтепромысла.

**Иван Егоров:** Максимальный КПД, например, установок серии C1000 может достигать 35%. В среднем для наших электростанций это порядка 33%. Это довольно высокий показатель для турбогенераторов, и достигается он за счет использования рекуператора в конструкции микротурбин. Если говорить о когенерации/тригенерации, то здесь КПД может доходить до 80-90%. На каждый киловатт выработанной электроэнергии потребитель может получать от 1,2 до 2 кВт тепла. Однако в нефтегазовой отрасли, в первую очередь, учитывается необходимость утилизации попутного газа и получение дешевой электроэнергии на собственные нужды, а тепло — вторично. Его можно использовать для обогрева бытовых помещений или, как вариант, для подогрева нефти.

**Вопрос:** Теоретически все ясно. Но, повторяюсь, интересуют именно реализованные проекты с когенерацией, где тепло используется для отопления или подготовки нефти.

**И.Е.:** Такие проекты есть. Например, на Баклановском и Мало-Усинском месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в Пермском крае работают микротурбинные электростанции 800 кВт и 1000 кВт соответственно на ПНГ с утилизаторами тепла, которое используется для обогрева и организации горячего водоснабжения административно-бытовых корпусов, расположенных непосредственно на промыслах. Похожий проект на попутном газе в 2008 году реализован на Погромненском месторождении в Оренбургской области.

**Рис. 7. Дожимные компрессорные станции COMPEX 45 на УПСВ «Гарюшки» Гарюшкинского нефтяного м/р**

зультатам внедрения ОАО «Татнефть» продолжило тиражировать микротурбинные решения на других нефтепромыслах (рис. 4).

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» микротурбинные установки эксплуатируются уже на 12 месторождениях (рис. 6). На Шеметинском нефтяном месторождении микротурбины утилизируют ПНГ с содержанием метана и сероводорода 22,14 и 0,66% соответственно. Газ в энергоустановки подается непосредственно с сепаратора. Такое решение позволило предприятию сократить потребление электроэнергии от энергосистемы на 850 тыс. кВт-ч/год, а ежегодная экономия с учетом платежей за сверхлимитные выбросы составила более 2 млн рублей.

Также в настоящее время микротурбинные электростанции ENEX применяются для утилизации ПНГ на удаленных и труднодоступных нефтепромыслах ОАО «ЛУКОЙЛ» и других компаний. В частности, это Крутовское, Касибское и Бортомское месторождения Пермского края, до которых добраться можно только в период навигации, Тимеровское месторождение, расположенное на острове в акватории Камского водохранилища, а также Песчаноозерское месторождение ОАО «Арктикморнефтегазразведка» на острове Колгуев в Баренцевом море, куда можно попасть только вахтовых вертолетом.

#### ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ COMPEX

Опираясь на многолетний опыт реализации проектов для нефтяных компаний, ООО «БПЦ Инжиниринг» была также разработана линейка дожимных компрессоров и дожимных компрессорных станций (ДКС) COMPEX, предназначенных для подготовки, очистки и компримирования различных видов газа, в том числе ПНГ. Оборудование производится на собст-

венном заводе компании в г. Тутаев Ярославской области с учетом индивидуальных требований заказчиков. ДКС COMPEX характеризуются высокой производительностью (в том числе при работе с агрессивными видами газа, газами низкого качества и с содержанием токсических компонентов), надежностью, безопасностью и экологичностью в процессе эксплуатации, низкими эксплуатационными затратами и удобным графиком сервисного обслуживания, совмещенным с регламентом обслуживания микротурбин. На сегодняшний день в России и странах СНГ эксплуатируется более 100 дожимных компрессоров COMPEX. Среди потребителей — крупные нефтяные компании, такие как НК «Альянс», ОАО НК «РуссНефть», ОАО «НК «Роснефть», ЗАО «TATEX», ОАО «РИТЭК» и др. (рис. 3, 5, 7, 8).◆

**Рис. 8. Дожимные компрессорные станции COMPEX 110 на месторождении Сарыбулак (ТОО «Кумколь Транс Сервис»)**