

УДК

Опыт внедрения технологий утилизации ПНГ на основе микротурбин на нефтегазовых объектах: примеры и результаты

Implementation of Microturbine Solutions for Associated Gas Utilization in Oil&Gas: Examples and Results



П.А. Козлов
/БПЦ Инжиниринг/

P.A. Kozlov /BPC Engineering/

Представлен проект утилизации ПНГ в энергоустановках с микротурбинным оборудованием. Показаны преимущества микротурбинных установок, способных работать на неподготовленном попутном газе, перед промышленными газовыми турбинами. Описана конструкция микротурбинного двигателя. Рассказывается о новых дожимных компрессорах COMPEX, отличающихся высокой эффективностью и надежностью при работе со сложными газами, в том числе с высоким содержанием тяжелых углеводородов, водорода и сероводорода. Описан опыт применения микротурбинных установок для утилизации ПНГ.

The article describes a project for associated gas utilization with use of microturbine equipment; advantages of microturbines over gas reciprocating engines in associated gas applications; case experience of microturbines operation in associated gas application; design of a microturbine engine. The article also introduces COMPEX gas boosters – a reliable and efficient solution for handling complex gases including gases with high contents of heavy hydrocarbons, hydrogen and H₂S.

Ключевые слова: утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) в энергоустановках, микротурбинные установки, микротурбинный двигатель, воздушный подшипник, дожимные компрессоры COMPEX, микротурбинный энергоцентр на попутном газе.

Key words: associated gas utilization, power generation, microturbine units, microturbine engine, air bearing, COMPEX gas boosters, associated gas power plant.

Одним из наиболее эффективных путей утилизации попутного нефтяного газа является его использование для выработки электроэнергии и тепла с целью обеспечения собственных нужд нефтегазовых месторождений. Тем не менее еще до недавнего времени при реализации таких проектов существовала проблема подбора оборудования, которое было бы способно работать на столь агрессивном виде топлива. Это касается как самих

генерирующих установок, так и дополнительного оборудования, такого как, например, дожимные компрессоры.

Особенности эксплуатации электростанций на ПНГ

В большинстве российских регионов попутный нефтяной газ характеризуется высоким содержанием сероводорода, что накладывает определенные ограничения на выбор генерирующего обо-

рудования для его утилизации. Традиционные генераторы, такие как промышленные газовые турбины и газопоршневые агрегаты, к сожалению, не всегда отвечают запросам нефтегазового комплекса. Их использование на нефтегазодобывающих объектах часто сопряжено с рядом сложностей, связанных с дорогостоящим сервисным обслуживанием и жесткими требованиями техники к составу топлива. Широкое распространение проекты утилизации ПНГ в энергоустановках получили с появлением на российском рынке микротурбинного оборудования – турбин Capstone и комплектных электростанций ENEX на их основе, которые производятся на заводе БПЦ «Инжиниринг» в Ярославской области.

Одно из главных отличий микротурбинных установок от альтернативных видов генерирующего оборудования (промышленных газовых турбин и газопоршневых агрегатов) состоит в том, что они способны работать на неподготовленном попутном газе с переменным компонентным составом, различной теплотворной способностью и содержанием сероводорода до 4-7 % без использования каких-либо специальных систем газоподготовки, связанных с изменением компонентного состава топлива. При этом полностью исключен риск повреждения двигателя вследствие низкого качества топлива. В то же время газопоршневые установки могут работать на газе с содержанием сероводорода не более 0,1 %.

Содержание метана в топливе для газопоршневых агрегатов должно быть на уровне не менее 80 %. При снижении метанового числа до 50 % происходит резкое снижение КПД газопоршневого двигателя, тогда как эффективность работы микротурбин не зависит от этого показателя. При этом при метановом числе ниже 30 возрастает риск детонации ГПУ, которая сопровождается резким повышением

давления и кратковременным выделением значительного количества тепла, что приводит к преждевременному выходу двигателя из строя. Для решения этой проблемы приходится использовать систему фильтров, сепараторов и циклонов, а также эксплуатировать ГПУ с нагрузкой не более 40-60 % от номинальной мощности, что ведет к повышению расходов на обслуживание оборудования и его быстрому выходу из строя. Микротурбины же работают при содержании метана от 35 % без риска повреждения двигателя и каких-либо ограничений по мощности.

Стоит также отметить, что использование принципа двойного инвертирования вместо механической связи с нагрузкой обеспечивает высокую эластичность микротурбин – они устойчиво работают в диапазоне от 0 до 100 % мощности, обеспечивая оптимальный расход топлива. У газопоршневых агрегатов устойчивая продолжительная работа достигается при нагрузке от 50 до 75 %, что приводит к большому расходу топлива.

Конструкторские решения

Конструкция микротурбинного двигателя предельно проста. Он имеет всего одну движущуюся деталь – вал ротора, на котором соосно расположены электрический генератор, компрессор и сама турбина. Использование инновационной разработки – воздушного

подшипника, за счет которого вал ротора генератора фактически удерживается на воздушной подушке, – исключает механическое трение (рис. 1). Это позволило отказаться от использования масла и обеспечило рекордную скорость вращения вала – до 96 тыс. об/мин. Генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что также исключает необходимость жидкостного охлаждения. В установке не используются редукторы или другие механические приводы, следствием чего является высокая надежность микротурбин.

Устройство поршневого двигателя предполагает большое количество движущихся частей, что существенно повышает риск механической поломки. Каждые 500-2000 часов (в зависимости от марки двигателя) требуется замена масла. Одновременно с маслом меняют масляные фильтры. Раз в год необходимо проводить замену охлаждающей жидкости.

Применение рекуператора (воздухо-воздушного теплообменника) в конструкции микротурбинного двигателя обеспечивает высокий для турбогенераторов электрический КПД – до 35 %, что сравнимо с КПД газопоршневых двигателей (рис. 2).

Обслуживание и сервис

Сервисное обслуживание микротурбин осуществляется каждые 8000 моточасов. Первые

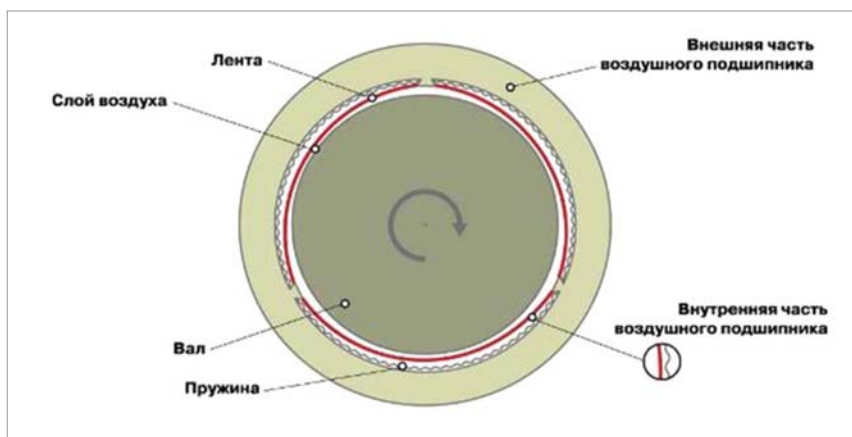


Рис. 1. Воздушный подшипник микротурбины

2-3 года оно включает визуальный осмотр, диагностику и замену воздушных фильтров, инжекторов, термомпар и свечей зажигания. Эти работы занимают около 1,5 часа для каждой турбины. Дополнительные работы, связанные с заменой регламентных запчастей, проводятся через каждые 20 тыс. моточасов, и их проведение также занимает не более нескольких часов. Через 60 тысяч моточасов производится диагностика и замена горячей части двигателя микротурбины, что сравнимо со «средним» ремонтом газопоршневой установки, который необходимо выполнять каждые 25-30 тыс. час. 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. Сервисное обслуживание ГПУ и средний ремонт могут длиться несколько дней, поэтому в состав энергоцентров часто требуется включить дополнительную (резервную) газопоршневую установку, что влечет за собой дополнительные капитальные затраты.

Микротурбины не требуют круглосуточного наблюдения, поэтому контроль за их работой на объектах возлагается на одного-двух прошедших обучение специалистов. Для обслуживания газопоршневых установок, как правило, требуется 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 непосредственно на себестоимости вырабатываемой энергии.

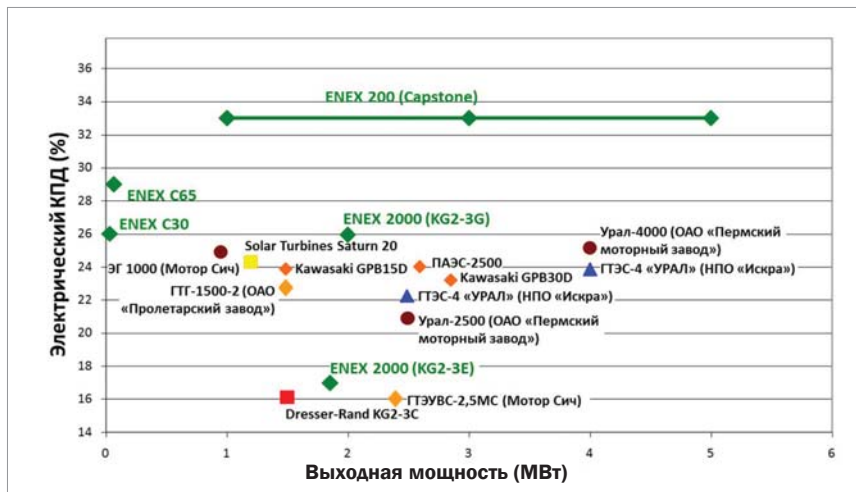


Рис. 2. Сравнение электрического КПД оборудования различных производителей

Использование дополнительного оборудования

В составе энергоцентров, утилизирующих ПНГ, часто используются дожимные компрессоры и дожимные компрессорные станции, от бесперебойной работы которых также зависит устойчивое функционирование всего объекта. Тем не менее представленные на компрессорном рынке решения не всегда способны обеспечить надежную и долговечную работу со сложными агрессивными газами низкого качества, такими как попутный нефтяной газ. Как правило, это либо довольно дорогостоящие зарубежные компрессоры, либо проигрывающие им по технологии, но не уступающие по цене российские установки, либо недорогие, но морально устаревшие отечественные решения. Поэтому появление новых дожимных компрессоров COMPEX (Compressor Expert) собственной торговой марки компании БПЦ Инжиниринг пришлось для нефтяников как нельзя кстати. Данное оборудование производится на собственном заводе БПЦ в городе Тутаеве Ярославской области и спроектировано специально для работы в сложных условиях на объектах нефтегазовой отрасли.

Отличительной особенностью COMPEX является высокая эффективность и надежность при работе

со сложными газами, в том числе с высоким содержанием тяжелых углеводородов, водорода и сероводорода (до 7 %), других токсичных компонентов. Экономичность в процессе эксплуатации и высокие экологические стандарты дожимных компрессоров COMPEX достигаются благодаря применению замкнутого масляного контура с масляным фильтром. За счет этого значительно сокращен расход масла и объем масляной системы, что позволяет существенно снизить затраты на техническое обслуживание. Например, для компрессора COMPEX мощностью 75 кВт объем масляной системы составляет всего 45 л, тогда как у аналогов других производителей – 100-400 л.

Благодаря конструктивным особенностям и малому количеству расходных материалов сервисное обслуживание компрессоров COMPEX проводится практически вдвое реже (через каждые 8000 часов), чем оборудования других марок, что обеспечивает потребителю дополнительное удобство при работе на удаленных и редко обслуживаемых объектах.

На сегодняшний день типовой модельный ряд серийно выпускаемых винтовых компрессоров COMPEX включает линейку оборудования с производительностью от 20 до 60 000 м³/ч с максимальным давлением нагнетания до 60 бар.

Опыт применения

Проекты по утилизации ПНГ с применением микротурбинных установок реализуются в российском нефтегазовом секторе с 2006 г. Они включены в программы по повышению доли полезного использования попутного нефтяного газа как крупнейших корпораций, таких как ОАО «Лукойл», ОАО «Газпром», НГК «ИТЕРА», НК «Альянс», ОАО «Татнефть», ОАО НК «Башнефть», так и целого ряда небольших компаний, среди которых – ЗАО «Печоранефтегаз», ОАО «Богородскнефть», ООО «Сладковско-Заречное», ООО «Недра-К», ООО «РНГК-Саратов» и другие. На сегодняшний день на нефтепромыслах страны установлено более 130 микротурбин, способных ежегодно утилизировать более 56 млн м³ ПНГ в год.

Одним из первых микротурбинных установок стало применять ЗАО «Татех» (ОАО «Татнефть») (рис. 3). С 2007 г. на Онбийском месторождении для утилизации ПНГ в качестве пилотного проекта была установлена микротурбина Capstone C30, а затем, с учетом успешного опыта, – две микротурбинные системы Capstone C800. На этом объекте ПНГ с содержанием сероводорода 1,56 % без специальной газоподготовки поступает в турбины непосредственно с сепаратора после удаления капельной влаги и механических примесей. За счет использования практически бросового сырья – попутного газа – компания достигла низкой себестоимости электроэнергии (не более 1,7 руб. за 1 кВт*ч). Ежегодно этот энергоцентр способен утилизировать более 2 млн куб. м попутного газа, а ОАО «Татнефть» продолжило тиражировать микротурбинные решения на других нефтепромыслах.

Микротурбинные установки широко применяются на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь». На Шеметинском нефтяном месторождении микротурбины утилизуют ПНГ, который содержит всего



Рис. 3. Микротурбинные установки Capstone в ЗАО «Татех»

22,14 % метана и до 0,66 % сероводорода. Газ в энергоустановки подается непосредственно с сепаратора. Такое решение позволило предприятию сократить потребление электроэнергии от энергосистемы на 850 тыс. кВт*ч в год, а ежегодная экономия компании с учетом платежей за сверхлимитные выбросы составила более 2 млн рублей. На сегодняшний день еще на 11 месторождениях компании в Пермском крае установлены микротурбины Capstone.

В настоящее время микротурбинные электростанции утилизируют попутный газ и на удаленных и труднодоступных нефтепромыслах ОАО «Лукойл». Например, Крутовское, Касибское и Бортомское месторождения в Пермском крае, до которых можно добраться только в период навигации, или Тимеровское, расположенное на острове в акватории Камского водохранилища. Следуя запросам рынка и опираясь на многолетние партнерские отношения с Capstone Turbine Corporation, компания БПЦ Инжиниринг в 2010 году построила в Ярославской области завод, на котором производит комплектные электростанции на базе микротурбин под собственной торговой маркой ENEX. Электростанции изготавливаются по технологиям и на основании лицензионного OEM-соглашения с ведущим мировым производителем микротурбинных

установок с учетом индивидуальных особенностей проектов российских заказчиков, климатических условий и региональной нормативной специфики. Для нужд нефтяников на заводе постоянно осуществляются доработка, тестирование и усовершенствование типовых электростанций, в том числе для проектов утилизации ПНГ с высоким содержанием сероводорода и азота, что открывает широкие возможности для повышения энергоэффективности нефтедобычи.

На заводе в Тутаеве БПЦ Инжиниринг производит также сопутствующее оборудование для энергетических проектов в нефтегазовой отрасли, в том числе дожимные компрессоры и дожимные компрессорные станции COMPEX. Большинство из них применяются в области подготовки топливного газа для микротурбинных установок и газовых турбин, утилизирующих попутный нефтяной газ. К примеру, такие проекты реализованы на ряде месторождений ООО «Лукойл-Пермь» в Пермском крае (рис. 4). Так, на Кирилловском, Тулвинском, Полазненском, Шеметинском, Степановском нефтяных месторождениях совместно с микротурбинными электростанциями ДКС COMPEX работают на попутном газе, содержащем до 1,34 % сероводорода. Причем газ поступает в компрессоры и далее в турбины



сразу с сепараторов без использования специальных систем очистки и подготовки, связанной с изменением компонентного состава ПНГ. Широкое распространение эти компрессоры получили и на нефтепромыслах республики Татарстан, попутный газ которых характеризуется высоким содержанием H_2S . Например, на Урмышлинском месторождении ЗАО «Татойлгаз» используется компрессорная станция COMPEX 45 мощностью 45 кВт в составе микротурбинного энергоцентра на попутном газе, имеющем в составе около 4 % сероводорода.

Использование микротурбинных электростанций ENEX совместно с дожимными компрессорами COMPEX в проектах утилизации попутного газа способствует решению задачи повышения доли полезного использования ПНГ и в связи с этим – снижению экологических штрафов. В то же время такие энергоцентры решают и ряд других задач: они способны обеспечить



Рис. 4. Дожимные компрессорные станции COMPEX на месторождении ООО «Лукойл-Пермь»

надежное энергоснабжение небольших потребителей разрозненных нефтепромыслов, удаленных от централизованных сетей или труднодоступных. Кроме того,

использование микротурбинных электростанций способствует снижению энергоемкости нефтедобычи и сокращению энергозатрат нефтяных компаний.