

УДК 62-621.2

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БЕЛОРУССКОМ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ

Кацубо В.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

«Белоруснефть» – вертикально-интегрированная нефтяная компания. Занимает лидирующее положение в топливно-энергетическом комплексе Республики Беларусь. Образована в 1966 г.

В 2006 г. Указом Президента Республики Беларусь создано Государственное производственное объединение «Белоруснефть». В его состав вошли предприятие «Белоруснефть» (нефтегазодобывающий блок), агропромышленное и республиканские дочерние предприятия по нефтепродуктообеспечению. В 2012 г. компания получила официальный статус научной организации.

Основными видами деятельности являются геологоразведка, добыча нефти и газа, переработка и энергетика, нефтяной сервис, наука и инжиниринг, реализация нефтепродуктов через фирменную сеть нефтебаз и АЗС.

Добываемую нефть компания перерабатывает на нефтеперерабатывающих заводах республики (ОАО «Мозырский НПЗ» и ОАО «Нафтан») и отправляет на экспорт, попутный газ – перерабатывает на собственном, единственном в Беларуси газоперерабатывающем заводе.

Нефтепродукты «Белоруснефть» реализует на территории Беларуси и за ее пределами. Сбытовая сеть компании на начало 2018 г. насчитывает более 560 автозаправочных станций.

В состав объединения «Белоруснефть» входят более 40 нефтедобывающих, нефтесервисных, инжиниринговых, проектных, газоперерабатывающих и сбытовых подразделений и предприятий в Беларуси, России, Украине, Венесуэле, Эквадоре, Польше.

В совместных предприятиях за рубежом «Белоруснефть» ведет проекты по добыче нефти, сейсморазведке, нефтяному сервису, инжинирингу.

Белорусский газоперерабатывающий завод введен в эксплуатацию в 1976 г. Основные виды деятельности – это переработка попутного нефтяного газа, переработка привозного сырья (широкой фракции легких углеводородов), производство электрической и тепловой энергии.

Для выработки тепловой и электрической энергии на технологию и собственные нужды в 2006 г. была введена в эксплуатацию ТЭЦ. Реализована технологическая схема с 8-ю агрегатами на базе газопоршневых двигателей JMS620 компании "GE Jenbacher" общей вырабатываемой мощностью 24 МВт электрической и 20,9 МВт тепловой энергии. Вырабатываемая электроэнергия полностью обеспечивает потребность БГПЗ, а также 75% объектов нефтедобычи. Тепловая энергия используется в технологических процессах нагрева керосина и нефти, что снижает потребление газа на печи БГПЗ для

нагрева керосина и печи цеха подготовки и перекачки нефти НГДУ «Речицанефть» для нагрева нефти.

Площадка ТЭЦ примыкает к Белорусскому ГПЗ, что обеспечивает единую систему электроснабжения обоих производств. Связь с энергосистемой осуществляется по двум линиям электропередач 110 кВ.

Вода на ТЭЦ подается из реки Днепр по водоводу и накапливается в резервуаре объемом 300 м³. Используется вода для подпитки тепловой сети. Расчетный расход подпиточной воды 5 м³/ч. Подготовка воды для подпитки системы осуществляется из аппаратов химводоочистки, установленных во вспомогательном корпусе.

Водяной пар используется для обогрева деаэратора, для создания паровых завес при появлении аварийных ситуаций на участке ГКТО, а также для пропарки оборудования и других работ. Обеспечение паром от сети БГПЗ.

Работает ТЭЦ под контролем операторов, которые со щита управления с помощью автоматических систем управления осуществляют требуемое воздействие на оборудование в соответствии с нуждами теплотехнологий БГПЗ и установки подготовки нефти. Основным оборудованием ТЭЦ являются восемь когенерационных модулей, расположенных в машинном зале производственного корпуса. Основу каждого модуля составляют газовые поршневые агрегаты (ГПА) в составе тепловых двигателей внутреннего сгорания (ДВС), электрогенераторов, оборудования обеспечения. Каждый ГПА помещен в отдельный бокс, чем достигается шумоглушение и возможность обеспечения санитарных норм для обслуживающего персонала.

В комплект когенерационного модуля входят газовый поршневой агрегат JMS 620 GS-S.LC фирмы "Jenbacher" (Австрия), входящей в состав концерна "General Electric", газо-керосиновый теплообменник (ГКТО), газо-водяной теплообменник ГВТО (рисунок 1), газоходы, образующие совместно с ГКТО, ГВТО и дымовой трубой тракт выброса продуктов сгорания в атмосферу.



Рисунок 1. Газоводяные теплообменники

В состав агрегата (рисунок 2) входит поршневой двигатель внутреннего сгорания (ДВС), электрический генератор, водяные теплообменники систем охлаждения ДВС: охлаждения масла, охлаждения 1-й ступени рабочей смеси, охлаждения самого двигателя, этиленгликолевый контур охлаждения рабочей смеси 2-й ступени с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, этиленгликолевый контур экстренного охлаждения сетевой воды с градирнями сухого типа, циркуляционным насосом, аппаратура управления и насос сетевой воды, обеспечивающий циркуляцию теплоносителя в части контура, относящейся к теплоутилизационному оборудованию когенерационного модуля, глушитель шума выхлопных газов с системой каталитического дожига окиси углерода.

Нормальная эксплуатация ТЭЦ обеспечивается устойчивой, безаварийной работой вспомогательного и основного технологического оборудования и бесперебойной подачей топливного газа, бесперебойной подачей и отводом теплоносителей (СВ и ВОТ) на установки теплоутилизующие энергию выхлопных дымовых газов, бесперебойным приемом потока электрической энергии, строгим ведением технологического режима в соответствии с технологическим регламентом. Контроль за соблюдением норм технологического режима осуществляется непрерывно в автоматическом режиме и периодически дежурным персоналом, путем сопоставления фактических значений параметров с их регламентированными значениями.

Фактические значения параметров технологического режима контролируются по приборам и средствам автоматизации и вычислительной техники, режимным листам. Для осуществления данного контроля используется информационно-управляющая система контроля за технологическими параметрами (ИУС), созданная на базе микропроцессорной техники, развитой компьютерной сети и программного обеспечения. Программа предусматривает сбор мгновенных значений параметров с технологических установок и их сравнение в реальном времени с регламентными значениями, внесенными в конфигурацию системы.



Рисунок 2. Газопоршневой агрегат

Вспомогательным оборудованием ТЭЦ наиболее высокой степени иерархии, осуществляющим непосредственное обеспечение работы ГПА, являются приточно-вытяжные технологические системы вентиляции (ПВТСВ), имеющие в своем составе системы охлаждения воздуха. Количество ПВТСВ восемь — по одной на каждый когенерационный модуль. Назначение — поддержание в боксе требуемых значений температуры и давления, подача воздуха, требуемого для приготовления рабочей смеси в количестве 13,2 тыс.м³/ч, поддержание кратности воздухообмена, при которой обеспечивается взрывобезопасная концентрация метана в атмосфере бокса при аварийном появлении утечек с общим расходом газа до 70 м³/ч; системы охлаждения рабочей смеси 2-й степени с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, аппаратурой управления. Предназначена каждая из них для поддержания температуры рабочей смеси, приготавливаемой в ДВС, в оптимальном интервале значений для обеспечения должного протекания процессов заполнения ею цилиндров, последующих сжатия и горения. Мощность потока теплоотвода каждой системы охлаждения составляет 226 кВт. Работают под управлением автоматических систем управления ГПА. Комплектная сухая градирня системы установлена на крыше производственного корпуса. Насос циркуляции расположен на трубопроводе этиленгликоля непосредственно в боксе. В боксе расположен и расширительный бак системы.

В зимнее время в период простоя ГПА требуется с помощью трехходового крана рассечь контур для устранения возможности переохлаждения объема теплообменника 2-й степени охлаждения рабочей смеси; системы экстренного охлаждения сетевой воды с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, аппаратурой управления. Предназначена каждая из них для ограничения температуры сетевой воды на входе в теплообменники охлаждения масла не выше 70 °С. Работают под управлением автоматических систем управления ГПА. Мощность каждой системы составляет 1400 кВт в соответствии с мощностью потока теплоты от системы охлаждения ДВС. Таким образом, на входе в модуль температура обратной сетевой воды не может быть большей температуры потока воды на выходе из системы охлаждения ДВС, равной 95 °С.

Комплектная сухая градирня системы установлена на крыше производственного корпуса. В боксе расположены теплообменник экстренного охлаждения на линии обратной сетевой воды и расширительный бак системы. В зимнее время в период простоя ГПА требуется с помощью отсечного клапана рассечь контур для устранения возможности размораживания теплообменника экстренного охлаждения на линии обратной сетевой воды и переохлаждения объема масляного теплообменника и непосредственно масла; системы приема и подачи чистого масла в ДВС, смены отработанного масла и приема отработанного масла из ДВС. Состоит из двух емкостей чистого масла, объемом 5 и 3 м³, емкости объемом 10 м³ для приемки из ДВС отработанного масла, 2-х автономных трубопроводов подачи чистого масла из емкостей к ДВС и трубопровода перекачки отработанного масла из ДВС в емкость. Насосов:

подачи масла из транспортных баков в вышеназванные емкости чистого масла, подачи чистого масла при его смене в ДВС, откачки отработанного масла из ДВС. Кроме того, в состав масляного хозяйства входит устройство аварийного слива масла из всех вышеназванных емкостей в два бака, установленных вне помещения ниже нулевой отметки, что обеспечивает слив масла за счет естественного напора без использования нагнетателей. Трубопроводы чистого и отработанного масла проложены в каналах совместно с обогревающим водяным трубопроводом-спутником.

Литература

1. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок. - М.: Энергия, 1970. – 568 с.
2. Романюк В.Н. Газо-поршневые и газотурбинные двигатели внутреннего сгорания в системах комбинированного производства энергии// Главный энергетик, №8, 2008 г.– с.39–49.