

ГТЭС на Приобском месторождении – крупнейшая в России электростанция на попутном газе

In brief

Gas turbine power station on the site of Priobskoye oil field is the biggest in Russia using casing-head gas as the fuel.

Priobskaya gas turbine power station was commissioned under Rosneft program for casing-head gas utilization. The main task of this program is to reach casing-head gas utilization level up to 95 %. The station was constructed on the site of Priobskoye oil field in 70 km from Khanty-Mansiysk. The station consists of 7 Siemens SGT-800 gas turbine plants operating in simple cycle each rated at 45 MW. All generated electric power is used for the needs of Priobskoye oil field infrastructure. Designed electric output of the station is 315 MW, real output is 252 MW.

А. Л. Сабуров, А. Е. Чубарь – ООО «Сименс»

В. А. Кукаренко, О. К. Иванов – НК «Роснефть»

С. И. Захарченко – ОАО «ДнепрВНИПИэнергопром»

Газотурбинная электростанция построена в ходе реализации программы НК «Роснефть», направленной на достижение уровня утилизации попутного нефтяного газа 95 %. Станция расположена в 70 км от г. Ханты-Мансийска. Первый пусковой комплекс станции введен в работу в марте 2010 г., второй и третий – в конце 2011 г.

ГТЭС не только надежно обеспечивает электроэнергией объекты добычи нефти и газа на месторождении, но и позволила также улучшить экологическую обстановку в регионе.

Наша страна – один из мировых лидеров по добыче нефти. Вместе с тем, практически на любом нефтяном месторождении существуют две проблемы – энергообеспечение и утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ). Поэтому сегодня все ведущие российские нефтяные компании активно развивают энергетические программы с применением газотурбинных и технологий, решая таким образом обе проблемы.

Одним из уникальных проектов энергоэффективности компании «Роснефть» стала Приобская ГТЭС, где впервые применены турбины Siemens SGT-800 единичной мощностью 45 МВт, работающие на попутном нефтяном газе.

Газотурбинная электростанция построена на левобережной части Приобского месторождения, на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Площадка выбрана с учетом

оптимальной выдачи электрической мощности на близлежащие объекты нефтедобычи. Рациональное размещение площадки строительства позволит в перспективе не только расширить ГТЭС, но и увеличить установленную электрическую мощность с переводом станции в парогазовый цикл.

На площадке размещается комплекс зданий и сооружений электростанции с учетом технологических связей, удобства обслуживания и эксплуатации, с соблюдением противопожарных правил и санитарных норм. ГТЭС предназначена для повышения надежности и экономичности электроснабжения потребителей ООО «РН-Юганскнефтегаз» и является базовой станцией Приобского энергоузла присоединенной мощностью около 400 МВт. Электростанция создана на базе семи газотурбинных установок Siemens SGT-800.

Установленная электрическая мощность Приобской ГТЭС составляет 315 МВт, тепловая – 37,2 МВт (32 Гкал/ч). Режим работы – базовый, непрерывный, количество часов использования установленной мощности составляет 7400 ч/год. Потребителям отпускается электроэнергия напряжением 110 кВ, а на собственные нужды ГТЭС – напряжением 10,5 кВ и 0,4 кВ.

На станции установлены четыре водогрейных котла Vitomax 200 (компании Viessmann), предназначенные для получения горячей воды температурой до 120 °С, которая используется в системах отопления, вентиляции, а также для горячего водоснабжения и технологических нужд.

Первый пусковой комплекс, состоящий из трех установок SGT-800 и четырех водогрейных котлов номинальной тепловой мощностью по 9,3 МВт, введен в эксплуатацию в первом квартале 2010 г. Электрическая мощность первой очереди составляет 135 МВт. Второй и третий пусковые комплексы мощностью по 90 МВт (каждый на базе двух газотурбинных установок SGT-800) приняты в эксплуатацию в конце 2011 года.

Основным топливом для газовых турбин и водогрейных котлов является подготовленный попутный нефтяной газ, утилизируемый при нефтедобыче на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз». Доля метана в ПНГ не ниже 77 %. Для ГТЭС построены два источника топливного газа высокого давления: основной – газопровод попутного нефтяного газа давлением 3,0...3,2 МПа, резервный – газопровод природного газа давлением 5,5...6,4 МПа. Газ от обоих источников поступает на расположенный в непосредственной близости к ГТЭС узел сепарации и газораспределительную станцию,

Табл. 1. Максимальные часовые расходы газа на газопотребляющее оборудование

Оборудование	Кол-во	Потребление на единицу оборудования*	Примечание
Газотурбинная установка SGT-800, м³/ч	7	15273	в макс. зимнем режиме (N _{ГТУ} =52 МВт)
Котел водогрейный Vitomax 200, м³/ч	4 (1 резервный)	1052	

* при низшей теплоте сгорания газа 33,5 МДж/м³

где проходит первую ступень очистки от нефтяного конденсата.

Максимально возможный часовой расход газа на ГТЭС составляет 110067 м³/ч (на максимальном зимнем режиме с учетом работы трех водогрейных котлов). Максимальные часовые расходы газа на газопотребляющее оборудование приведены в табл. 1. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии составляет 350 г/кВт·ч.

Пункт подготовки топливного газа служит для очистки, осушки, подогрева и измерения расхода газа. Здесь исходный газ очищается от механических примесей, воды, нефтяного конденсата в соответствии с требованиями ТУ на газовую турбину.

Основным генерирующим оборудованием ГТЭС является промышленная газовая турбина SGT-800 производства Siemens, отличающаяся надежностью, высоким КПД и низким уровнем выбросов, что достигается за счет применения новейших технологий в области турбостроения.

SGT-800 является одновальной турбиной с 15-ступенчатым осевым компрессором, три первые стационарные ступени которого имеют изменяемую геометрию. Для сведения к минимуму утечек воздуха через концевые части

КВОУ
газотурбинных установок

Машинный зал ГТЭС



лопаток, в 4–15 ступенях применяются истираемые сотовые уплотнения.

Ротор компрессора состоит из дисков, сваренных электронно-лучевой сваркой в единый цельный узел. Предусмотрено охлаждение аэродинамической поверхности лопаток рабочего колеса и лопаток направляющего аппарата первой и второй ступени. Для обеспечения прочности и долговечности лопатки первой ступени выполнены из монокристаллического материала.

Температура в камере сгорания достигает 1200 °С. Кольцевая камера сгорания имеет сварную конструкцию из листового металла. Холодная часть газовой турбины соединена с генератором через понижающий редуктор, снижающий скорость вращения турбины с 6600 до 1500 об/мин. Основные характеристики ГТУ по расчетным режимам даны в *табл. 2*.

В энергоблоке применяется генератор переменного тока производства компании АВВ (Швеция). Генератор AMS 1250 A LF – синхронный, 4-полюсный, с бесщеточной системой возбуждения, с сопротивлением в цепи заземления нейтрали. Электрическая мощность генератора – 56,25 МВА, напряжение 11 кВ.

Система охлаждения маслосистемы газовой турбины и генератора – замкнутая, водовоздушная. В состав энергоблока входит двухступенчатое комплексное воздухоочистительное устройство.

ГТУ оснащена всеми необходимыми системами – вентиляции и пожаротушения, маслоснабжения и охлаждения масла, системой подачи и регулирования топлива, промывки компрессора,

обнаружения загазованности, системой управления и др. Оборудование ГТУ поставляется в шумотеплоизолированном контейнере.

Важно отметить, что проект Приобской ГТЭС – это пример успешного взаимодействия завода-изготовителя газовых турбин (Siemens Industrial Turbomachinery AB, Швеция) и подразделения «Нефть и газ» российского отделения фирмы Siemens.

Специалисты ООО «Сименс» спроектировали и поставили внешние вспомогательные системы ГТУ, а также выполнили адаптацию ряда вспомогательных модулей для эксплуатации в условиях низких температур. Так, для обеспечения работоспособности ГТУ был спроектирован и изготовлен внешний топливный блок для фильтрации и подогрева топливного газа, с учетом эксплуатации на попутном нефтяном газе. Увеличенные по сравнению с базовым вариантом размеры блока не позволяли разместить его в машинном зале. Проектной группой ООО «Сименс» для его установки были предусмотрены отдельно стоящие укрытия, оснащенные инженерными системами (отопления, вентиляции, освещения, пожаро- и газообнаружения). Размещение вне машинного зала позволило сохранить категорию самого машинного зала без повышения степени пожаро- и взрывоопасности.

Имея успешный опыт разработки и поставки систем охлаждения ГТУ для условий Крайнего Севера, специалисты ООО «Сименс» применили его и в данном проекте. Чтобы повысить надежность установки водяного промежуточного охлаждения генератора и маслосистемы ГТУ, заказчик выбрал вариант с АВО, работающими по схеме 3х50 %.

При разработке системы, а также ее локальной САУ учтены не только климатические условия эксплуатации, но и ограничения на параметры теплоносителя со стороны теплообменников охлаждения генератора (температура теплоносителя не менее +5 °С) и маслосистемы ГТУ (не выше +40 °С). При компоновке системы охлаждения предусмотрено место под расширение Приобской электростанции. В частности, аппараты охлаждения водно-глицеролевого теплоносителя отнесены от машинного зала, циркуляционные насосы имеют необходимый резерв под увеличение длины магистралей теплоносителя.

Подразделением «Сименс» выполнены также компоновка системы воздухоподготовки, системы вентиляции укрытия ГТУ. Были разработаны и поставлены системы пожарообнаружения/пожаротушения и газообнаружения укрытия ГТУ, при этом четкое взаимодействие со специалистами

АВО системы
охлаждения энергоблока





компании «ДнепрВНИПИэнергопром» позволило быстро выполнить увязку данных систем энергоблока с аналогичными системами машинного зала.

Оборудование вспомогательных систем, разработанное ООО «Сименс», изготавливалось на российских предприятиях, с соблюдением требований компании Siemens. Проектирование вспомогательных систем шло одновременно с изготовлением газотурбинной установки, что обеспечило увязку внешних систем с блоком ГТУ без необходимости контроля, координации и корректировок со стороны заказчика.

Газотурбинные установки со всем вспомогательным оборудованием размещены в машинном зале главного корпуса ГТЭС по пусковым комплексам. Расположение газовых турбин – поперечное, генераторами в сторону ряда Б. Со стороны генераторов предусмотрено свободное пространство для монтажа ротора.

Помещение котельной с расположенными в ней водогрейными котлами, вспомогательным оборудованием, химводоочисткой находится также в главном корпусе. Продукты сгорания газотурбинной установки отводятся в атмосферу через индивидуальные дымовые трубы диаметром 3,5 м и высотой 55 м.

Комплексные воздухоочистительные устройства (КВОУ) газовых турбин размещаются на крыше электротехнических помещений. Для защиты КВОУ газовых турбин от обледенения, а также для подогрева воздуха вентиляции контейнера установлена система антиобледенения и подогрева воздуха ГТУ. На теплообменники, входящие в объем поставки каждой газовой

турбины, насосами подается нагретый в подогревателях антифриз. Теплоносителем для подогревателей является прямая сетевая вода.

Выдача мощности в энергосистему осуществляется по восьми ВЛ-110 кВ (в перспективе – до двенадцати линий). Защита и автоматика линий выполнена на базе терминалов REC-670, RED-670 и REL-670, управление и настройка уставок защит и автоматики производится с АРМ РЗА.

Главная электрическая схема построена по блочному принципу: «генератор – трансформатор» с выключателем в цепи генератора и отпайкой на собственные нужды на участке между генераторным выключателем и блочным трансформатором.

Блочные трансформаторы газотурбинных агрегатов ТРДН 63000/110; 115/10,5 – двухобмоточные, с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Трансформаторы изготовлены на московском предприятии «Электрозавод». Двухсекционное ОРУ-110 кВ имеет двойную систему шин и обходную систему шин. Выключатели 110 кВ – элегазовые, со встроенными трансформаторами тока.

☞ Дымовые трубы первой очереди ГТЭС

☞ Водогрейные котлы Vitomax 200

Табл. 2. Технические характеристики ГТУ SGT-800 по расчетным режимам в станционных условиях

Характеристики	Значение при температуре наружного воздуха			
	-41 °С	-19,4 °С	-8,8 °С	+15 °С
Мощность электрическая, МВт	52,0	50,5	49,0	45,0
Электрический КПД, %	36,6	37,1	37,0	36,7
Температура уходящих газов, °С	517	523	526	538
Расход дымовых газов, кг/с	144	143	139	129
Давление топливного газа, МПа	2,7...2,9 (абс.)			



➤ **Главный щит
управления станции**

Схема электроснабжения собственных нужд включает распределительные устройства 10,5 кВ и 0,4 кВ, два рабочих трансформатора 110/10,5 кВ, подключенных к разным секциям ОРУ-110 кВ, и один резервный – подключен отпайкой к ВЛ-110 кВ с двухсторонним питанием от подстанций энергосистемы. Трансформаторы – двухобмоточные, типа ТДН-16000/110, 115/10,5 кВ. Мощность трансформаторов собственных нужд принята с учетом перспективы расширения ГТЭС.

Управление станцией осуществляет интегрированная АСУ ТП. Она включает локальные САУ газотурбинных агрегатов, САУ вспомогательных систем и системы РЗА главной схемы и схемы электроснабжения собственных нужд. Органы управления расположены на главном щите управления (ГЩУ) станции.

Помещения управления тепломеханическим (БЩУ) и электротехническим (ГЩУ) оборудованием разделены. На БЩУ расположены операторские станции и экраны коллективного пользования, на ГЩУ, кроме операторских станций, – экран коллективного пользования и диспетчерский щит с мнемосхемой электрической части станции и прилегающей к ней сети 220/110 кВ. Делительная автоматика и синхронизация ГТЭС с энергосистемой в послеаварийном режиме выполнены с использованием средств телеавтоматики и цифровых систем передачи данных.

АСУ ТП верхнего уровня обеспечивает контроль состояния технологических процессов и основного оборудования и автоматизированное управление процессами производства электрической и тепловой энергии с соблюдением рациональных режимов технологии. АСУ ТП представляет собой совокупность программно-

технических средств и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих:

- технологические защиты и сигнализацию;
- регулирование технологических параметров;
- дистанционное управление исполнительными механизмами;
- архивирование информации о протекании технологических процессов;
- учет потребления основных энергоносителей;
- оперативное отображение и документирование технологических процессов.

АСУ ТП станции состоит из двух информационно связанных систем – АСУ ТП Т (управление технологическими процессами тепло-технической части) и АСУ ТП Э (управление электротехнической частью). Автоматизированная система оперативно-диспетчерского контроля и управления станцией является по отношению к ним вышестоящей системой. Комплекс технических средств и автоматизированные рабочие места операторов АСУ ТП Т расположены в ЦТЩ, а операторов АСУ ТП Э – в ГЩУ. Системы имеют между собой интерфейсную связь.

АСУ ТП Т имеет два уровня иерархии управления – нижний и верхний. Нижний уровень состоит из подсистем управления газотурбинными установками, группой котлов, вспомогательным оборудованием, газовым хозяйством, маслохозяйством. Верхний уровень включает подсистему оперативно-диспетчерского управления главного щита управления АСДУ – ГЩУ.

Локальными системами управления оснащаются такие технологические объекты, как аварийный маслосборник, насосные станции, канализационные и очистные сооружения, вентиляционные системы главного корпуса и вспомогательных сооружений. Основные параметры и общий сигнал аварии этих систем выводится на АРМ оператора-технолога в БЩУ.

Главный корпус ГТЭС включает машинный зал, котельную, отделение химводоочистки, отделение электротехнических устройств. Для снижения производственного шума и вибраций выполнена звукоизоляция стен и перекрытий. В местах постоянного пребывания обслуживающего персонала смонтированы шумоглушители на входных и выходных трактах ГТУ, выхлопных трубопроводах. Вибронагруженные агрегаты установлены на упругих амортизаторах, прикрепленных к тяжелым фундаментам для гашения вибрации.

Электротехнический пролет расположен по всей длине главного корпуса на двух этажах. На первом этаже находятся помещения с блоками управления ГТУ, РУСН-0,4 кВ каждой

газовой турбины; трансформаторы собственных нужд (ТСН); токоограничивающие реакторы; общестанционное РУСН-10 кВ. На втором этаже проложены кабельные трассы.

Помещения управления электростанцией расположены в здании ГЩУ – здесь находятся общестанционное РУСН-0,4 кВ; щит собственных нужд 0,4 кВ, аккумуляторные, центральный тепловой щит, серверная комната, релейный щит.

Блочные трансформаторы ТРДН-63000/110 установлены на пристанционном узле, вдоль стены главного корпуса. ТСН располагаются на одной оси с блочными трансформаторами.

Выводы

Проведенный анализ «чувствительности» ГТЭС к изменениям некоторых технических параметров показывает, что проект достаточно устойчив. Что касается экономических показателей электростанции, то они, в первую очередь, зависят от стоимости топливного газа. Окупаемость инвестиций будет достигаться за счет экономического эффекта, получаемого при выработке электроэнергии, поскольку тепловая энергия расходуется только на покрытие собственных нужд станции.

Объем годового отпуска электроэнергии (около 2,2 млрд кВт·ч) определен исходя из располагаемой электрической мощности ГТУ, использующейся для резервирования мощности при плановых и аварийных остановках работающего основного оборудования (реальные условия эксплуатации). При этом удельные капитальные вложения составили 1380 \$/кВт·ч, внутренняя норма доходности для трех пусковых комплексов – 12,6 %, а это больше ставки дисконтирования (10,25 %). Индекс доходности составляет 1,19 (что больше единицы), и это свидетельствует об эффективности проекта при заданных тарифах на электроэнергию. Срок окупаемости объекта с начала эксплуатации составит примерно семь лет, так как на эффективность оборудования влияют условия Крайнего Севера.

Строительство современной газотурбинной электростанции позволило решить две важные задачи: а) обеспечить электроэнергией производственные мощности НК «Роснефть» и других потребителей б) использовать попутный нефтяной газ на месте добычи, значительно улучшив экологическую обстановку в районе Приобского месторождения. Для обеспечения более рентабельной работы ГТЭС в дальнейшем планируется расширение станции с переходом на более экономичный и эффективный парогазовый цикл. **Д**

ПОДПИСКА

на журнал

Турбины и Дизели

РЕКЛАМА

Подписной индекс
в Объединенном каталоге
«Пресса России»:

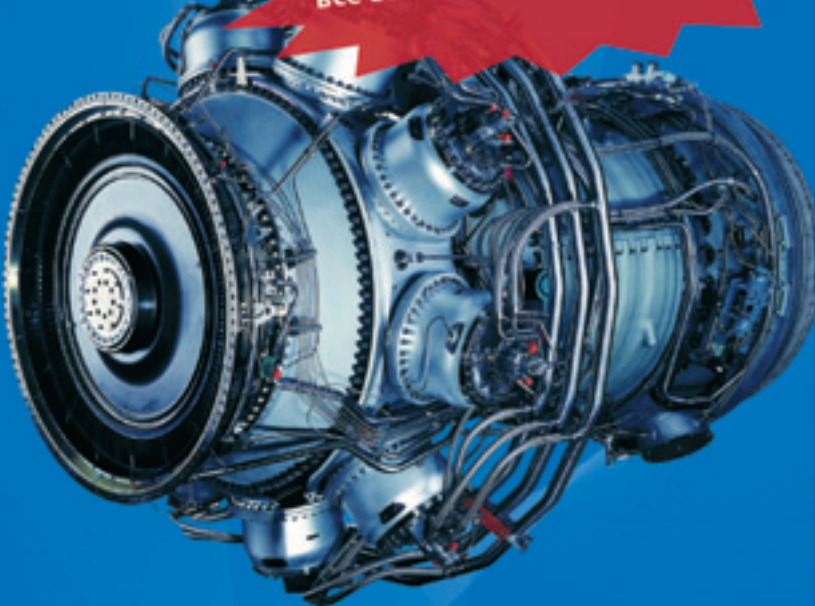
87906

Журнал «Турбины и дизели»

Каталог
энергетического оборудования
«Турбины и дизели»

87907

Ретро-подписка:
все вышедшие номера журнала



Подписка через редакцию с любого номера журнала

Тел.: (4855) 250-571/572; факс 285-997
info@turbine-diesel.ru
www.turbine-diesel.ru

На территории Украины подписка осуществляется через ООО «ПресЦентр»:
Тел./факс: (044) 536-11-75, 536-11-80 E-mail: info@prescentr.kiev.ua