Энергоцентры месторождений — особенности создания и надежной эксплуатации





Рубанов Андрей Витальевич
ведущий специалист Департамента развития ООО «ЭНЕРГАЗ»

Энергоцентры собственных нужд месторождений обеспечивают электричеством и теплом инфраструктурные и производственные объекты нефтегазовых промыслов, повышают энергоэффективность, рентабельность и экологичность добычи углеводородов.

Обеспечение энергетической автономности месторождений — это комплексная задача, которая предполагает разработку и внедрение уникальных инженерных решений, анализ надежности и экологичности, оценку эффективности, экономических и технических рисков, обоснование выбора генерирующего и технологического оборудования, заботу о качестве топливного газа.

ПОЧЕМУ НЕОБХОДИМ ЭНЕРГОЦЕНТР СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Необходимость создания энергоцентра собственных нужд (ЭСН) конкретного месторождения обусловлена основными и сопутствующими причинами. Среди них:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии, критичное для непрерывности технологического процесса или чреватое нарушением технологии;
- штрафы за выбросы в атмосферу попутного нефтяного газа (ПНГ) и прочих продуктов, которые сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции;
- возможность использования дешевого или собственного «бесплатного» газа в качестве топлива для электростанции;
- постоянное ожидание роста тарифов на электроэнергию;
- удаленность месторождения от коммуникаций, что осложняет транспортировку углеродного сырья.

ЭСН КАК ОСНОВА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Энергоцентр работает на энергоэффективность нефтегазодобычи, помогая собственнику решать следующие задачи:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для объектов месторождений;

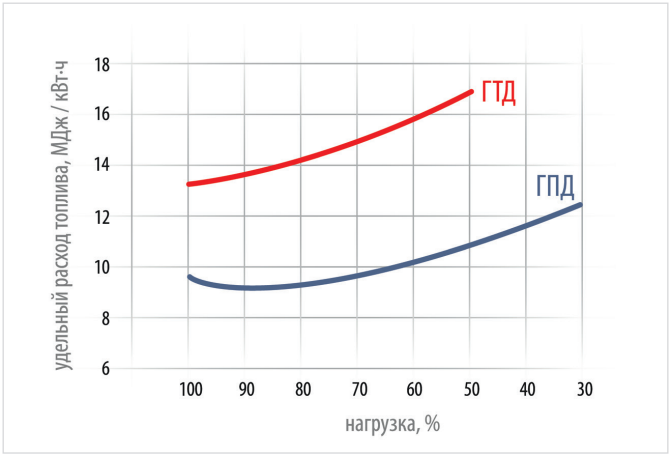


Рис. 1. Удельный расход топлива газопоршневого и газотурбинного двигателей

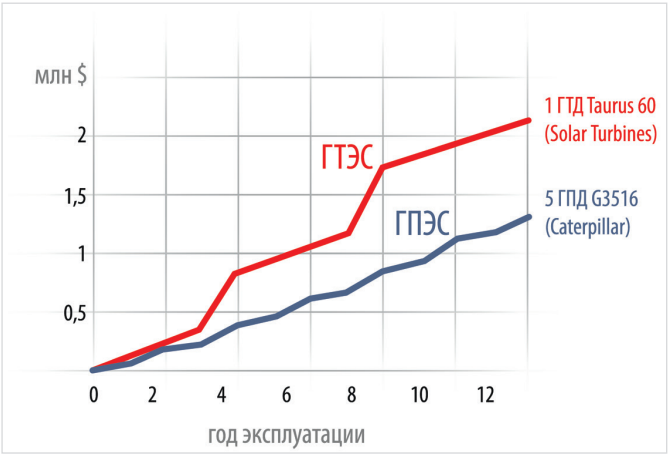


Рис. 2. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

- обеспечение технологических потребностей в горячей воде и паре для закачки в пласты;
- снижение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на энергорынке;
- рост объема рационального применения попутного нефтяного газа.

Однако есть и проблемы, связанные со сложностью строительства энергоцентров на отдаленных промыслах, обеспечением экологичности генерации и отпуском избытка электроэнергии в общую сеть.

ГПЭС ИЛИ ГТЭС?

Самые распространенные приводы генераторов для децентрализованных электростанций — это газопоршневые (ГПД) и газотурбинные двигатели (ГТД). При выборе между ними владельцы будущих ЭСН прежде всего задаются вопросами расхода топлива и эксплуатационных затрат, что связано с достижением выгоды и сроком окупаемости оборудования.

Отметим, что удельный расход топлива на выработанный кВт ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме (рис. 1). Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45 %, а газовых турбин (в простом цикле) — 25...34 %.

Сравнение эксплуатационных затрат на газопоршневую (ГПЭС) и газотурбинную электростанции (ГТЭС) тоже говорит в пользу первых — у ГПЭС они ниже (рис. 2). Резкими скачками на графике ГТЭС отмечены капитальные ремонты турбины. Капремонты ГПЭС требуют значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Казалось бы, выбор очевиден. Но ГПД и ГТД сравниваются по многим критериям, среди которых долговечность, ремонтопригодность, влияние переменной нагрузки, размещение в здании, периодичность и локализация обслуживания, экологичность и др. В российских условиях немаловажную роль в выборе генерирующего оборудования играет и проблема импортозамещения.

Специалисты считают, что применение газовых турбин более выгодно на крупных месторождениях с развернутой инфраструктурой, имеющих значительные (свыше 20 МВт) электрические нагрузки. Учитываются также потребности собственника в тепловой мощности, которые обеспечивают ГТЭС, работающие в когенерационном цикле.

В свою очередь, газопоршневые агрегаты перспективнее для энергоцентров небольших месторождений, а также для временных ЭСН, действующих в начальный период обустройства промыслов.

Экспертные данные свидетельствуют, что энергетическая автономность месторождений по-прежнему востребована — только в 2020 г. в России введено 11 ЭСН (8 газопоршневых и 3 газотурбинных). На 2021 г. запланирован пуск еще 15 электростанций (10 ГПЭС и 5 ГТЭС).

ТОПЛИВО ДЛЯ ЭСН

Наиболее распространенное топливо для ЭСН месторождений — попутный нефтяной газ (фото 1), что обусловлено высокой эффективностью такого способа рациональной утилизации добываемого ПНГ и отсутствием при этом затрат на глубокую переработку «непростого» углеводородного сырья.

Есть энергоцентры, на которых в качестве топлива применяется природный газ (фото 2). Такие ЭСН строятся, например, на месторождениях, где потребность в электрической и тепловой энергии высокая, а собственных запасов ПНГ недостаточно для длительной эксплуатации или полной загруженности турбин. Иногда подобный дефицит восполняется «пробросом» питающей нитки от ближайшего промысла с избыточными объемами попутного газа, но это, скорее, дополняет сложившийся опыт.

Интересны проекты автономных электростанций, применяющих на различных этапах эксплуатации разные виды топлива. Инфраструктура некоторых месторождений, особенно удаленных и труднодоступных, не сразу развита для питания ЭСН попутным газом,



Фото 1. Газопоршневая электростанция Барсуковского месторождения работает на попутном газе



Фото 2. Энергоцентр «Ярега». В качестве топлива здесь используется природный газ



Фото 3. Технологический отсек установки подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения

и временно используется природный газ. Промысел получает необходимые объемы собственной энергии, и по достижении определенного уровня обустройства происходит корректный переход энергоцентра на ПНГ.

Такой путь, к примеру, прошли Ватьеганская ГТЭС и самая северная материковая ГТЭС — Восточно-Мессояхская. При перебоях в подаче или истощении запасов ПНГ действующие ЭСН вновь могут перейти на природный газ, так как инфраструктура для этого подготовлена изначально.

КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Подготовка топливного газа (независимо от его типа) — это обязательный технологический процесс, необходимый для планомерной, эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров.

Отметим, что Группа ЭНЕРГАЗ поставила и ввела в эксплуатацию оборудование газоподготовки для 26 ЭСН (табл. 1), построенных компаниями «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Роснефть» и др. Топливо здесь подготавливается для 111 газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов суммарной мощностью 1 163 МВт (рис. 3).

На месторождениях действуют пункты подготовки топливного газа, дожимные компрессорные станции, многомодульные установки подготовки газа, газорегуляторные станции. Технологические установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают проектные параметры топливного газа для современного генерирующего оборудования ведущих

Табл. 1. Энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН), оснащенные оборудованием газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

Месторождение	Регион	ЭСН	Мощность ЭСН, МВт	Энергоагрегаты (приводы)	Производители энергоагрегатов
Южно-Нюрымское нм	Тюменская область	ГТЭС	8	ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Верх-Тарское нм	Новосибирская область	ГТЭС	10,4	501-KB7	Rolls-Royce
Западно-Чигоринское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Игольско-Таловое нм	Томская область	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Тромъеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Барсуковское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГПЭС	15	C1540 N5C	Cummins
Конитлорское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Верхнеколик-Еганское нгкм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	SGT-A05 KB7	Siemens
Западно-Камынское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Мурьяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	24	НК-16СТ	КМПО
Верхне-Надымское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	24	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Харасавэйское гкм	Ямало-Ненецкий АО	ЭСН	24,4	MWM (V12 и V20) / ПАЭС-2500	Caterpillar / Мотор Сич
Восточно-Перевальное нгм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	28	ГТУ-4П, ГТУ-6П	ОДК-Авиадвигатель
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	36	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Юкъяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	36	НК-16СТ	КМПО
Тевлинско-Русскинское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	48	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ватьёганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	72	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ярегское нтм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	75	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Мессояхское нгкм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	84	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Усинское нм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	100	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Уренгойский лу	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	105	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Южно-Хыльчуюское нгм	Ненецкий АО	ГТЭС	125	SGT-600	Siemens
Талаканское нгкм	Республика Саха (Якутия)	ГТЭС	144	НК-16СТ	КМПО



Рис. 3. Энергоагрегаты в составе ЭСН месторождений, сопряженные с установками «ЭНЕРГАЗ»

российских и зарубежных производителей.

Установки, предназначенные для работы в составе энергоцентров месторождений, проектируются и изготавливаются с учетом условий эксплуатации, состава, качества и характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих энергоагрегатов, технологических задач и особых проектных требований.

Оборудование газоподготовки полностью автоматизировано и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации. Поставляется в контейнерном (моно-, дубль-блоки), внутрицеховом (ангарном) и многомодульном исполнении, в легкосборном укрытии или на открытой раме. Диапазон единичной производительности установок — от 500 до 120 000 м³/ч.

Установки различного назначения могут комбинироваться и объединяться в системы комплексной газоподготовки и топливоснабжения. Такие системы обеспечивают очистку, осушку, подогрев, компримирование (или редуцирование), анализ компонентного состава, технологический или коммерческий учет газа, поступающего на площадку энергоцентра.

Дополнительно осуществляется контроль качества — измерение различных параметров газового топлива, подготовленного и подаваемого в энергоагрегаты: содержание примесей, влажность, температура, плотность, давление, калорийность (теплота сгорания).

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

Барсуковское месторождение в Ямало-Ненецком АО разрабатывает ООО «РН-Пурнефтегаз» (Роснефть). С 2019 г. инфраструктурные и технологические объекты этого промысла получают электричество от автономного энергоцентра, состоящего из 10 газопоршневых агрегатов (ГПА) Cummins C1540 N5C мощностью по 1,5 МВт (фото 1).

Добываемый здесь попутный нефтяной газ перед подачей в ГПА подготавливается установкой подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 3). Данная УПТГ обеспечивает расчетные параметры топлива по температуре (+20...+30 °С), давлению (0,3 МПа), расходу (1 250...5 000 м³/ч) и чистоте (эффективность очистки — 100 % для жидкой фракции и 99,9 % для твердых частиц крупнее 2 мкм).

УПТГ — это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами, узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром, блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами, двухлинейная система редуцирования, модуль подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника.

В технологическую схему установки включена блочно-модульная котельная (БМК) общей полезной тепловой мощностью 0,19 МВт. Интегрированная БМК осуществляет подготовку промежуточного теплоносителя



Фото 4. Газокомпрессорная станция и блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения



Фото 5. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГиК на Восточном Уренгое



Фото 6. Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

для узла подогрева газа и состоит из двух водогрейных котлоагрегатов: основного и резервного (для малого расхода). Помимо основной технологической функции, БМК одновременно обеспечивает собственные нужды УПТГ — вырабатываемое тепло идет и на обогрев ее помещений.

Система комплексной подготовки газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

Собственный энергоцентр ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан на базе ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 152,1 Гкал/ч. ГТУ-ТЭЦ — это 5 энергоблоков, каждый из которых включает газотурбинную установку ГТЭ-25ПА и котел-утилизатор. Сегодня возможности энергоцентра «Уса» позволяют развивать производство на промыслах Денисовского лицензионного участка.

Проектные параметры газового топлива обеспечивает здесь многофункциональная система «ЭНЕРГАЗ» — блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из трех установок (фото 4).

БППГ осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины.

Особенность данного проекта — высокое содержание жидких фракций в ПНГ. Необходимые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые выбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена — каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры: в линию нагнетания интегрированы подогреватель и охладитель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины энергоцентра с температурой на 20 °С выше точки росы.

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГиК на Восточно-Уренгойском лицензионном участке

На Восточно-Уренгойском участке АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) действует установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). В 2020 г. в ее состав интегрирована и выведена на полную проектную мощность установка подготовки топливного газа (УПТГ).

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию, измерение расхода, подогрев, редуцирование газа и снабжает им основные и вспомогательные объекты УКПГиК. Среди них: котельная; факельная установка; узлы входных шлейфов; горелочное устройство для сжигания промстоков; дожимная компрессорная станция низконапорных газов; установки очистки пропан-бутана технического от метанола, низкотемпературной сепарации, регенерации метанола, стабилизации конденсата. Отметим, что для каждого потребителя газ подается с индивидуальными параметрами.

Важная функция УПТГ — снабжение топливом новой газотурбинной электростанции собственных нужд мощностью 105 МВт, построенной на площадке УКПГиК. Эта ГТЭС из семи турбин Titan 130 (Solar) обеспечивает электроэнергией расположенные на Восточном Уренгое объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата.

УПТГ состоит из основного и резервного модулей подготовки топливного газа (МПТГ), которые представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 5). МПТГ-1 гарантирует нужды 100 % потребителей УКПГиК. МПТГ-2 запускается при останове основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и котельную. Производительность модулей — 90 400 и 32 612 нм^3/ч соответственно.

Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

Энергоцентр «Ярега», построенный ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг», это очередной объект собственной генерации в Республике Коми (фото 2). В его составе — три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА (ОДК-Авиадвигатель) суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепла здесь установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Возможности энергоцентра обеспечили растущие потребности в электроэнергии и паре стратегического Ярегского нефтетитанового месторождения, повысили эффективность его разработки и надежность энергоснабжения производственных площадок.

Топливом является природный газ, для его подачи в турбины установлены строгие требования по чистоте (содержание примесей не более 0,1 мг/м^3), температуре (+60…+80 °С), давлению (4,5…5 МПа) и расходу (21 540 нм^3/ч). Соответствующие параметры гарантирует система «ЭНЕРГАЗ» — газодожимная станция из четырех компрессорных установок (КУ) и блочный пункт подготовки газа (фото 6).

Эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования обеспечивает двухуровневая САУ газоснабжения (САУ ГС), интегрированная в АСУ ТП энергоцентра. Первый уровень — локальные системы управления, размещенные в специальных отсеках внутри блок-модулей БППГ и КУ. Второй уровень — шкаф общего управления, АРМ оператора и пульт аварийного останова, находящиеся в диспетчерской энергоцентра. САУ ГС выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи.

Группа ЭНЕРГАЗ наращивает свой вклад в энергетическое обеспечение добычи углеводородов новыми проектами подготовки топливного газа для энергоцентров месторождений.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1

Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energas.ru
www.energas.ru