

О.В. Шершнев, руководитель Отдела реализации проектов, ООО «ЭНЕРГАЗ»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ДКУ ENERPROJECT ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ ГТЭС



Попутный нефтяной газ – единственное полезное ископаемое, получение которого – не цель, а проблема. Давно прошли времена, когда горящий газовый факел выступал символом добычи нефти на освоенном месторождении. В последние годы все острее ставится вопрос утилизации ПНГ, что позволяет наконец-то снять застарелую проблему, а сами факелы погасить. Прежде всего это будет означать серьезное улучшение экологической обстановки в районе нефтедобычи. Одновременно появляются возможности получения реальной пользы и экономической выгоды от использования ценного химического и энергетического сырья.

Если же эмоции перевести в цифры, то объемы добываемого ПНГ в России сегодня превышают 60 млрд куб. м, и примерно четверть этого количества бесполезно сжигается на факелах. Убыток оценивается примерно в 1,3 млрд долл.

Однако долгое время утилизировать ПНГ нефтяным компаниям было просто невыгодно. Государственное регулирование цены приводило к тому, что строительство инфраструктуры по доставке попутного газа потенциальному потребителю было убыточным. Недавняя либерализация цены ПНГ стимулирует создание соответствующего рынка и говорит о практическом появлении новой отрасли по добыче, поставке и переработке попутного газа.

Другим важным стимулом утилизации ПНГ стало многократное повышение платы – фактически штрафа за сверхнормативное его сжигание. А норматив введен жесткий: сжигать можно не более 5% попутного газа. В противном случае компании грозит лишение лицензии на разработку соответствующего месторождения. Следовательно, утилизироваться должно 95% добываемого ПНГ (для сравнения: в США уровень использования ПНГ – 97%).

Сказанное не исчерпывает всех проблем утилизации ПНГ. Специалисты говорят

о возможности налоговых льгот и государственных инвестиций в переработку ПНГ, о доступе к газотранспортной системе для перекачки попутного газа.

В любом случае ясно, что вопросом утилизации ПНГ и государство, и добывающие компании занялись очень серьезно. Выход на 95%-ный уровень его использования планируется уже к концу текущего года.

В числе лидеров в решении этой проблемы – компании «ЛУКойл» и «Сургутнефтегаз». Сегодня здесь нарабатывается уникальный опыт, основанный на индивидуальных инженерных решениях и всестороннем учете особенностей ПНГ на конкретных нефтяных месторождениях.

В основе опыта рационального использования ПНГ лежат современные технологические возможности. Основные пути утилизации известны. Это транспортировка на газоперерабатывающие заводы, для чего требуется создание соответствующей инфраструктуры подготовки и транспорта попутного газа. Это газлифт – обратная закачка для поддержания пластового давления нефти и повышения дебита скважины. Наконец, ПНГ – это эффективное топливо для выработки электроэнергии на месторождениях. Все направления не исключают, а взаимно дополняют друг друга.

Одна из главных проблем, возникающих при использовании ПНГ, – нестабильность его состава, меняющаяся от скважины к скважине. Кроме того, содержание метана по сравнению с природным газом ниже, а тяжелых углеводородов – выше (обычно 20–40%, но может достигать и до 80%).

Вышесказанное означает необходимость соответствующей предварительной подготовки газа, особенно предназначенного для выработки энергии. Это направление развивается на нефтяных месторождениях наиболее активно. К примеру, «ЛУКойл» утилизирует таким образом пятую часть добываемого ПНГ.

Для создания электростанций собственных нужд непосредственно в местах добычи нефти энергомашиностроительные предприятия предлагают широкую линейку газотурбинных агрегатов. При этом от подготовки газа и стабильности параметров топлива напрямую зависят технологические, ресурсные и экономические показатели работы этих агрегатов и электростанции в целом. Поэтому неотъемлемой частью процесса газоподготовки является использование дожимных компрессорных установок (ДКУ).

Компанией «ЭНЕРГАЗ», действующей в составе швейцарской промышленной

группы ENERPROJECT group, накоплен разнообразный опыт эксплуатации ДКУ в сложных климатических условиях на целом ряде газотурбинных электростанций (табл.).

Всего в настоящее время на месторождениях ведущих нефтяных компаний России успешно эксплуатируются более 80 дожимных компрессорных установок ENERPROJECT и постоянно вводятся новые. Например, при эксплуатации нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) важное место занимает работа ГТЭС Талаканского месторождения в Якутии (фото). В ее составе бесперебойно действуют шесть ДКУ ENERPROJECT от компании «ЭНЕРГАЗ». Стабильная подача сухого газа в заданном диапазоне температур и давлений – важнейшее условие безаварийной эксплуатации газотурбинных установок на ГТЭС. Эту непростую задачу решают ДКУ ENERPROJECT. **Необходимое качество газа обеспечивается следующим комплексом инженерных решений.**

На начальном этапе технологической цепочки (рис.) перед компрессором ставится фильтр-скруббер для очистки газа от механических примесей и удаления из него различных жидких фракций. Фильтр-скруббер состоит из нескольких ступеней фильтрации; жидкие фракции удаляются автоматической дренажной системой. Правильно выбранный (соответственно качеству ПНГ конкретного месторождения) фильтр-скруббер дает возможность повысить срок службы и межремонтные интервалы винтового компрессора и маслосистемы.

Таблица. Перечень газотурбинных электростанций на нефтяных месторождениях, эксплуатирующих ДКУ производства ENERPROJECT group

Наименование объекта / месторождения	Тип ДКУ	Кол-во
ГТЭС Конитлорского м/р	EGS-S-250/1100 WA	3
ГТЭС Западно-Камынского м/р	EGS-S-250/1100 WA	3
ГТЭС Мурьявинского м/р	EGS-S-250/1100 WA	3
ГТЭС Юкьявинского м/р	EGS-S-250/1100 WA	3
ГТЭС Северо-Лабатьюганского м/р	EGS-S-250/1100 WA	3
ГТЭС Тромьеганского м/р	EGS-S-150/400 WA	3
ГТЭС Южно-Хыльчуйского м/р	EGS-S-380/1600 WA	4
ГТЭС Западно-Чигоринского м/р	EGS-S-150/400 WA	3
ГТЭС Верхне-Надымского м/р	EGS-S-250/1000 WA	3
ГТЭС Талаканского м/р	EGS-S-250/1200 WA	6
ГТЭС-1 Рогожниковского м/р	EGS-S-250/1200 WA	3
ГТЭС Тевлинско-Русскинского м/р	EGS-S-400/1750WA	3
ГТЭС Рогожниковского м/р (дизель)	EGS-S-180/800 A-PE	1
ГТЭС-2 Рогожниковского м/р	EGS-S-250/1000 A	3
ГТЭС Ватьеганского м/р	EGS-S-400/1750WA	4
ГТЭС ДНС-3 Северо-Лабатьюганского м/р	EGS-S-400/1500WA	5

При компримировании в винтовом маслонаполненном компрессоре газ смешивается с маслом, образуется газомасляная смесь. После компрессора масло сепарируется из газа, для чего предусматривается установка каскада специальных коалесцентных фильтров. Отсепарированное масло возвращается по дренажным трубопроводам в маслосборник, на выходе из ДКУ содержание масла в газе не более 3 ppm (мг/кг). При установке дополнительных фильтров эту величину возможно снизить до 0,5 ppm и менее.

На следующем этапе газ проходит через газовый охладитель, в котором при

охлаждении до допустимой температуры подачи на турбину происходит процесс выпадения конденсата. При этом конденсат удаляется центробежным сепаратором, встроенным в охладитель, через автоматическую дренажную систему компрессорной установки.

В зависимости от состава ПНГ выбираются конструкционные технические и технологические параметры ДКУ. Индивидуальные инженерные решения принимаются в зависимости от конкретных требований и пожеланий заказчика. Например, эффективно эксплуатируются установки, которые снабжены дополнительным оборудованием – газо-



Фото. Дожимная компрессорная станция ГТЭС Талаканского месторождения

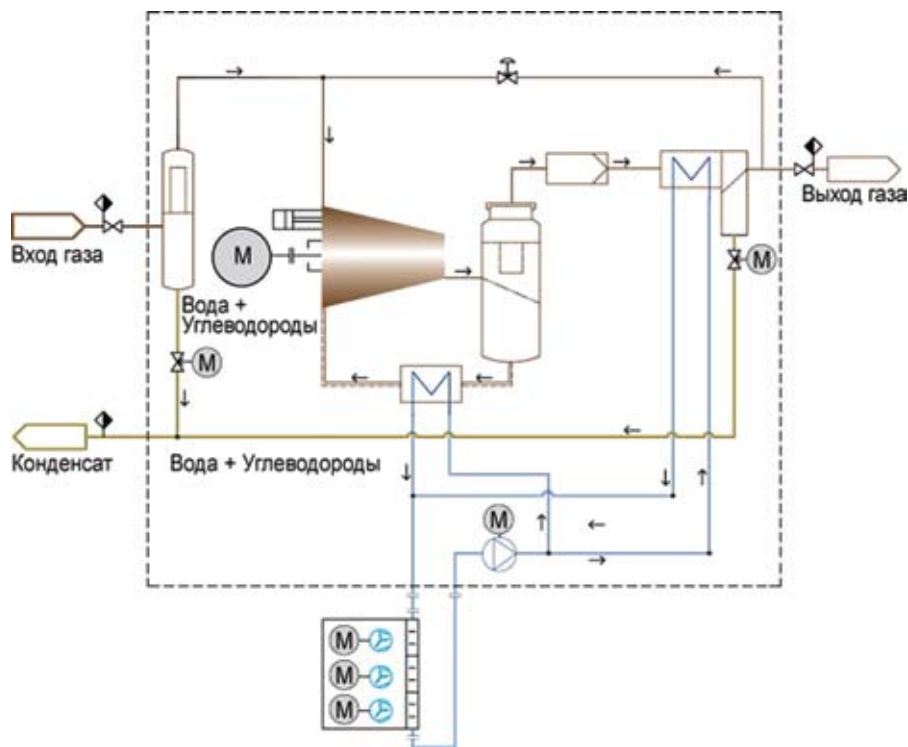


Рис. Функциональная схема компрессорных установок

масляным теплообменником. При этом полностью очищенный газ проходит через газо-масляный теплообменник и нагревается до температуры подачи на газовую турбину. В маслосистеме теплообменника циркулирует уже горячее масло, поэтому дополнительных энергозатрат не требуется.

К числу наиболее важных можно отнести инженерные решения в части регулирования производительности ДКУ. Производительность может регулироваться в диапазоне от 0 до 100% от номинальной. Для этого установки снабжены функцией объемного регулирования золотниковым клапаном компрессора (диапазон регулирования – 15–100%). Данный метод управления производительностью ДКУ имеет целый ряд существенных преимуществ:

- не зависит от изменения давления газа на входе, что позволяет эксплуатировать его в условиях, где заказчик не может гарантировать стабильное давление газа в подводящем трубопроводе;
- имеет высокую скорость реагирования на изменение потребления газа;
- при уменьшении производительности пропорционально уменьшается потребляемая мощность двигателя, обеспечивается понижение потребления электричества на собственные нужды ДКУ;
- данный тип регулирования полностью автоматизирован и наиболее эффек-

тивен с точки зрения стоимости и эксплуатационных затрат по сравнению, к примеру, с таким методом регулирования производительности, как частотное регулирование электродвигателя.

Чтобы иметь возможность регулировать производительность в диапазоне 0–15%, ДКУ оснащаются байпасной линией, позволяющей установке работать в режиме рециркуляции. Это позволяет ДКУ функционировать при нулевом расходе в период наладки оборудования, а также максимально быстро и корректно реагировать, изменяя производительность, на переходных режимах работы ГТУ. Обязательным условием для всех ДКУ является обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали, комплектующих деталей при изготовлении отдельных узлов и комплекса оборудования в целом. Например, сталь для трубопровода и сосудов, находящихся под высоким давлением, тип фильтров-картриджей на входе и выходе ДКУ, марка масла и др.

В заключение зададим вопрос: из каких слагаемых складывается решение по выбору конкретной технологии подготовки ПНГ в качестве топлива для газотурбинных электростанций? В поиске ответа нам не обойтись простым арифметическим действием – сложением тех или иных качеств и технических параметров.

Всякий раз перед выбором такой технологии возникает необходимость тщательного анализа предлагаемых инженерных решений, производственных возможностей, экономической выгоды, экологических последствий.

Значительный опыт и производственная практика компании «ЭНЕРГАЗ» по применению ДКУ ENERPROJECT для утилизации ПНГ многократно подтверждают высокую надежность этих систем газоподготовки в швейцарском исполнении для сурового российского климата.

Такая эксплуатационная надежность синтезируется из следующих наиболее значимых параметров:

- индивидуальные инженерные решения с учетом особенностей ПНГ на конкретных месторождениях;
- обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали, комплектующих деталей в процессе проектирования и производства;
- комплексные заводские испытания ДКУ;
- максимально возможная степень заводской готовности;
- подтвержденные ресурс и ремонтнопригодность в сложных климатических условиях;
- высокий уровень автоматизации, резервирования и эксплуатационной безопасности;
- квалификация инженерного персонала компании-поставщика, качество сервисного обслуживания в гарантийный и послегарантийный период;
- значительный опыт сотрудничества с ведущими производителями газотурбинных агрегатов и оборудования. Безусловное соблюдение этих условий перед своими партнерами и заказчиками – один из основных принципов успешной работы швейцарской промышленной группы ENERPROJECT group и ее представителя в России – компании «ЭНЕРГАЗ».

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, г. Москва,
ул. Б. Почтовая, д. 34, стр. 8
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
e-mail: info@energas.ru
www.energas.ru

ЭНЕРГОМАШ

(Екатеринбург)

УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

ДЛИТЕЛЬНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ
ОБОРУДОВАНИЯ

УНИКАЛЬНЫЕ
КОНСТРУКТОРСКИЕ РЕШЕНИЯ

ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- масляные силовые и преобразовательные трансформаторы
- трансформаторы с экологически чистой негорючей жидкостью
- элегазовые силовые и преобразовательные трансформаторы
- сухие распределительные и преобразовательные трансформаторы с различными типами изоляции: "Транстерм", "Номекс", полимерные пленки
- для эксплуатации в холодном, умеренном и тропическом климате (от - 60 °С до + 55 °С)
 - реакторы масляные и сухие различного назначения



Телефон: (343) 324-54-09 / Факс: (343) 324-59-03

tro_cmc@energomash.ru

ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- элегазовые баковые и колонковые выключатели
- трансформаторы тока и трансформаторы напряжения
 - разъединители трех- и однополюсные
 - заземлители однополюсные
- автоматические быстродействующие выключатели



Телефон: (343) 324-51-23 / Факс: (343) 324-58-02

vva_cmc@energomash.ru

на правах рекламы

ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»
Екатеринбург, ул.Фронтových бригад, 22
www.energomash.ru • www.uetm.ru