

## «ЭНЕРГАЗ»: проблемы низконапорного попутного нефтяного газа решаем комплексно



Встречи с Александром КРАМСКИМ, генеральным директором компании «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа «ЭНЕРГАЗ»), стали традицией. Крамской – интересный собеседник, вдумчивый инженер и умелый организатор, готовый к разговору о применении специальных решений, разработанных инженерами «ЭНЕРГАЗа» для полноценной реализации проектов газоподготовки.

– С момента нашей предыдущей беседы прошло более года. Поэтому первый вопрос: как дела у коллектива «СервисЭНЕРГАЗа» в этот непростой период?

– Организационные особенности и санитарные ограничения, введенные в связи с пандемией, наложили свой отпечаток. Но отмечу главное: сложности пандемии мобилизовали нас. Мы смогли оперативно организовать работу в этих условиях и сконцентрировались на качественном исполнении обязательств перед заказчиками. Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно, под строгим организационным и техническим контролем.

Пандемия испытала нас на профессиональную и человеческую прочность. В этом году мы уже осуществили порядка 250 выездов для проведения монтажных, пусковых, регламентных и ремонтных работ в различные регионы страны и за рубеж. Значительный объем работы

«ЭНЕРГАЗа» связан с проектами подготовки и компримирования попутного нефтяного газа (ПНГ). И особое внимание мы уделяем технологиям работы с низконапорным ПНГ.

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОНАПОРНОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДОСТУПНО

– Какое практическое значение имеют технологии «ЭНЕРГАЗа» в работе с низконапорным ПНГ?

– Низконапорным нефтяники называют попутный газ конечных ступеней сепарации нефти. Его собственное давление не превышает 0,45 МПа, что не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать на головную компрессорную станцию для доставки стороннему потребителю.

Для решения технологической задачи компримирования низконапорного ПНГ в «ЭНЕРГАЗе» внедрен комплексный подход. Месторождения оснащаются малыми компрессорными станциями или компрессорными станциями низких

ступеней сепарации (СКНС), основа которых – газодожимные установки низкого давления.

В ситуациях, когда давление попутного газа близко к вакууму (то есть его значение составляет  $-0,05...0,01$  МПа), на СКНС применяют вакуумные компрессорные установки. Несколько лет назад мы реализовали первый такой проект, когда на Вынгапуровском месторождении ПАО «Газпром нефть» пустили два агрегата (фото 1). Сейчас уже 35 наших вакуумных машин действуют на различных объектах нефтегаза.

Так вот надежная работа подобных компрессорных установок низкого давления обеспечивается специальными инженерными решениями с учетом состава и качества исходного газа, условий эксплуатации, индивидуальных проектных требований.

### СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ УСТРАНЯЮТ ПРОБЛЕМЫ

– Мы подошли к конкретному опыту внедрения решений, уже опробованных «ЭНЕРГАЗом».



Фото 1. Вакуумные компрессорные установки, спроектированные для низконапорного попутного нефтяного газа (0,001 МПа)



Фото 2. Многоступенчатая система сепарации газа, усиленная фильтром-скруббером



Фото 3. Рефрижераторный осушитель попутного нефтяного газа на Западно-Могутлорском месторождении (ПАО «НК «РуссНефть»)



Фото 4. АLEXинское месторождение (ПАО «Сургутнефтегаз»). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает смешанный попутный нефтяной газ из нескольких источников

– Да, с 2007 г. накоплен уникальный опыт, ведь наша группа компаний специализируется и развивается именно на проектах комплексной газоподготовки. Инженеры «ЭНЕРГАЗа» учитывают все особенности компримирования низконапорного ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслонаполненных компрессоров. Скажу об основных факторах, осложняющих этот процесс, и соответствующих инженерных решениях.

Во-первых, необходима доочистка ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации эффективного агрегата и не позволяет достичь на выходе установленных проектных показателей по чистоте.

Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации – газомасляного сепаратора и коалесцирующего фильтра, расположенных на линии нагнетания, – расширяются за счет дополнительной комплектации. На входе в компрессор устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 2). На его первой ступени из газа удаляются твердые частицы, а на второй отделяется жидкая фракция. Скруббер оснащен автоматическим дренажем, специальной емкостью для отвода конденсата и системой сигнализации о загрязнении фильтрующих элементов. Также на выходе из установки мы ставим фильтры тонкой очистки газа.

В рамках реализации некоторых проектов наши машины оснащаются узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. В линию нагнетания интегрируются охладитель и подогреватель, которые образуют промежуточный контур и обеспечивают охлаждение газа, отбой и удаление жидких фракций, подогрев газа. В итоге за счет применения метода рекуперативного теплообмена мы получаем осушенный газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, что исключает выпадение конденсата в ходе транспортировки. В особых случаях вместе с компрессором поставляем в отдельных укрытиях компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа для дополнительной очистки и осушки (фото 3). Во-вторых, при работе компрессорных установок на тяжелом газе процесс компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования.

При этом в масле растворяется большое количество углеводородов, ведущих к перенасыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости и увеличению уровня масла в маслобаке, а это, конечно, приводит к преждевременному износу агрегата. Еще одно негативное следствие – образование конденсата в рабочих ячейках винтового компрессора и, как результат, увеличение потребления мощности на сжатие газа.

В целом, если идет избыточное конденсатообразование, могут происходить гидроудары и разрушение агрегата. Для решения этой проблемы мы также применяем несколько способов.

Еще на стадии проектирования оборудования проводится анализ компонентного состава исходного газа. При помощи специализированного программного обеспечения создается модель поведения газов при определенных условиях температуры и давления



Модель компрессорной установки попутного газа для турбин энергоцентра Усинского месторождения (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)



Фото 5. Арктическое исполнение установок обеспечивает наличие пространства для комфортного сервисного обслуживания



Фото 6. Монтаж компрессора, модернизированного с учетом новых условий эксплуатации

в самом компрессоре. Это дает возможность рассчитать оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые обеспечат возможность осуществления рабочих процессов в газовом контуре компрессорной установки вне зоны конденсатообразования.

Дополнительно мы используем в маслосистемах более вязкие масла марки ESTSYN, имеющие повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами. Каждый раз проводим подбор типа масла исключительно для проектных условий эксплуатации конкретной установки.

В-третьих, при компримировании газа с давлением, близким к вакууму, создается большая разница давлений на входе и выходе из компрессорной установки. Вследствие этого давление сбрасывается не только на факельную систему или сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, то есть происходит так называемая обратная тяга, ведущая к уносу масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

Чтобы избежать этого, мы оснащаем установки входными клапанами – модернизированными, быстродействующими, с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет своевременно отсекаать входной трубопровод от основной магистрали. Срабатывание и закрытие происходит не более чем за три секунды. Если представить, что это все-таки шаровые краны, достигающие DN 300,

то это очень быстрое закрытие. Таким образом, практически исключаем риск обратной тяги.

В-четвертых, и это очень важная проблема, под действием вакуума, когда давление на всасывании установки ниже, чем атмосферное, в систему может подсасываться воздух и, значит, поступать кислород. Естественно, что кислород, смешиваясь с газом, может создавать взрывоопасную смесь. Для обеспечения безопасности технологического процесса компрессорные установки комплектуются системой обнаружения кислорода в компримируемом газе. Здесь мы можем говорить о ноу-хау, разработанном нашей компанией. В данной технологической схеме установлен настолько чувствительный датчик, что отбираемая для него проба предварительно проходит обязательную осушку и очистку, и лишь после основательной подготовки проба газа подается на чувствительный элемент датчика. Если при этом фиксируются предельные значения содержания кислорода, оборудование отключается.

### **НЕСТАБИЛЬНЫЙ СОСТАВ ПОПУТНОГО ГАЗА – МОТИВ К ИНЖЕНЕРНОМУ ТВОРЧЕСТВУ**

*– Инженерные решения, предлагаемые специалистами Группы «ЭНЕРГАЗ», подсказаны условиями эксплуатации на конкретных месторождениях?*

– Именно так. Например, проблема, которой мы занимались очень плотно, – нестабильность состава и характеристик ПНГ. По условиям некоторых проектов установки компримируют смешанный попутный газ, поступающий от разных объектов добывающего комплекса (фото 4). И соответственно, основные его параметры – состав, плотность, влажность, давление, температура точки росы, теплотворная способность – варьируются, причем эти колебания могут наблюдаться даже в течение суток.

Также нестабильны параметры исходного газа, поступающего с одного и того же объекта. Причины могут быть разными, например истощение месторождения, рост обводненности скважин, климатические аномалии и т. д.

Чтобы контролировать вызванные этими факторами изменения, мы дополнительно комплектуем компрессорные установки потоковыми хроматографами для определения состава и теплотворной способности газа. Наши машины оснащаются системами измерения температуры точки росы по воде и углеводородам с устройствами отбора проб. При необходимости включаем в комплектацию замерные устройства расхода компримированного газа. Таким образом, мы получаем возможность своевременно модернизировать оборудование, перенастроить его рабочие параметры, добавить или поменять уставки.

Сталкиваемся и с проблемой условий эксплуатации. Компримирование низконапорного ПНГ зачастую проходит в климатических условиях, когда температура может опускаться до  $-60^{\circ}\text{C}$ , а средняя температура наиболее холодной пятидневки доходит до  $-50^{\circ}\text{C}$ , а это экстремально низкие температуры. Возможны и специфические особенности газа, например высокое содержание сероводорода.

Замечу, что зачастую оборудование работает удаленно, и труднодоступность производственного объекта осложняет техническое обслуживание и контроль за эксплуатацией. Опыт определяет способы решения таких проблем. Так, если говорить о климатических условиях, мы применяем установки внутрицехового исполнения – для размещения в капитальном строении.

Часто используем вариант арктического исполнения компрессорных установок. Агрегаты находятся в собственных укрытиях, оборудованных системами жизнеобеспечения и безопасности. И что важно, в них есть пространство, предусмотренное для обслуживания и ремонта (фото 5).

Нередко мы реализуем индивидуальные, штучные решения – при выявлении конкретной проблемы. Так, в шкатулке нашего опыта внедрение специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве оборудования, усовершенствование маслосистемы, системы управления или самого компрессора (фото 6).

Оснащаем установки системами плавного пуска, основанными на применении специальных силовых ключей-симисторов или встречно-параллельно включенных тиристоров. В итоге решаем две технические задачи: во-первых, нивелируем пиковую токовую нагрузку, а это особо значимо для других потребителей на объекте со слабой по напряжению питающей сети; во-вторых, обеспечиваем комфортный, мягкий запуск главного электродвигателя (привода компрессора), что особенно важно при отрицательных температурах окружающей среды.

В условиях удаленной эксплуатации мы резервируем некоторые элементы и узлы. К примеру, используем



Фото 7. Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья (Варандейское месторождение в Ненецком АО)

сдвоенные фильтры маслосистемы и сдвоенные насосы систем смазки и охлаждения. Таким образом создаем необходимые условия для надежной и безаварийной работы оборудования.

#### ВЫСШЕЕ УДОВЛЕТВОРЕНИЕ НЕСУТ РЕЗУЛЬТАТЫ ТРУДА

**– Спасибо за подробный рассказ. 24 сентября головная компания Группы «ЭНЕРГАЗ» отметила 14-летие. Какие чувства эта дата вызывает у вас и ваших коллег?**

– Прежде всего это удовлетворение результатами труда. Замечу, что с 2007 г. «ЭНЕРГАЗ» поставил уже 315 технологических установок подготовки и компримирования газа.

В электроэнергетике мы обеспечиваем топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью более 6,6 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше технологическое оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Мы наработали уникальный опыт реализации проектов компримирования низконапорного ПНГ. На сегодняшний день в этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от  $-0,2$  до  $0,4$  МПа. Из них 57 машин функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 установок подготавливают ПНГ в каче-

стве топлива для энергоцентров месторождений.

География нашего труда обширна. У нас есть проекты, реализованные в Беларуси, Казахстане, Узбекистане, а в России наше оборудование для подготовки различных типов газа вы встретите буквально повсюду, от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы – Тюменскую область, Республику Саха – Якутия, Крайний Север (фото 7), все и не перечислить.

Так что чувства наши в связи с 14-летием родного коллектива едины: мы все нацелены на то, чтобы качественно вершить инженерное дело, чтобы профессиональная марка Группы «ЭНЕРГАЗ» говорила сама за себя и отвечала самым высоким требованиям наших заказчиков.

*Статья подготовлена пресс-службой Группы компаний «ЭНЕРГАЗ».*

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

000 «ЭНЕРГАЗ»  
105082, РФ, г. Москва,  
ул. Большая Почтовая, д. 55/59, стр. 1  
Тел.: +7 (495) 589-36-61  
Факс: +7 (495) 589-36-60  
E-mail: info@energas.ru  
www.energas.ru