

ПЕРЕДОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Передовые решения для компрессорной станции попутного нефтяного газа на Приобском месторождении

Д.А. Деринский, А.В. Косков – ЗАО «Искра-Энергетика»

С.Е. Здольник, А.В. Богданов, Л.Н. Ким – ООО «РН-Юганскнефтегаз»

В декабре 2008 г. недалеко от Ханты-Мансийска введена в эксплуатацию компрессорная станция КС-1, предназначенная для приема, очистки, компримирования, осушки с последующей транспортировкой на Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс (ГПК) попутного нефтяного газа (ПНГ) Приобского месторождения. Проектный расход газа по входу – 1,84 млрд $\text{нм}^3/\text{год}$. Заказчиком и эксплуатирующей организацией станции выступило ООО «РН-Юганскнефтегаз» ОАО «НК «Роснефть» (Нефтеюганск). Генеральным подрядчиком по проектированию и строительству КС-1 под ключ являлось ЗАО «Искра-Энергетика».

Утилизация ПНГ в качестве сырья для химической промышленности или топлива для выработки электроэнергии и тепла является одной из приоритетных государственных задач как в экологическом, так и в хозяйственном аспекте. Введение в строй КС-1 Приобского месторождения позволяет значительно улучшить показатели использования ПНГ в хозяйственных целях.

Однако при значительном сырьевом потенциале утилизация ПНГ является непростой задачей как в экономическом, так и в технологи-

ческом плане. Требуются большие капитальные затраты на создание сетей сбора, транспорта газа, компрессорных станций, газоперерабатывающих заводов, электростанций. Потребность в тепловой энергии в районах добычи незначительна.

Попутный нефтяной газ на большинстве месторождений нефти поступает с различных ступеней сепарации под давлением от 0,05 до 7 атм. Он содержит загрязняющие вещества в жидком, газообразном, пылевидном состоянии. ПНГ по компонентному составу

имеет высокое содержание тяжелых углеводородов (пропан и выше) – до $500 \text{ г}/\text{м}^3$, которые в основном выпадают в процессе сбора и компримирования в виде конденсата. В таком виде транспортировка попутного нефтяного газа на большие расстояния практически невозможна даже при наличии сетей, а использование в качестве топлива в двигателях или котлах требует подготовки, иначе их ресурс и наработка на отказ значительно падает.

Очистка ПНГ от загрязняющих примесей, фазовые переходы кон-



денсата из газообразного состояния в жидкое и обратно по ходу технологического процесса, появление капельной жидкости в процессе сжатия и осушки газа, согласованная совместная работа технологических линий, стабилизация параметров на выходе КС для обеспечения транспорта на дальнее расстояние – вот неполный перечень инженерных задач, которые пришлось решать в ходе проектирования, строительства, наладки, испытаний и доводки технологического процесса КС-1 Приобского месторождения. Коварство ПНГ состоит в том, что желание сохранить в транспортируемом газе как можно больше ценного химического сырья, целевых компонентов значительно усложняет задачу компримирования, очистки, транспорта такого газа.

Основной показатель КС по объему перекачиваемого газа 1,84 млрд nm^3 по входу станции достигнут. Однако два других основных показателя работы станции по выходу достигнуты не полностью. Давление на выходе и точка росы по воде при стабильных режимах работы оборудования КС-1 составляют не более 57 атм. и не выше -52°C при заданных по ТЗ 63 атм. и -70°C соответственно. Несмотря на это, достигнутые показатели позволяют стабильно осуществлять транспорт газа на ГПК. А накопленный опыт, исследовательские работы, отработанные инженерные приемы позволяют теперь с уверенностью сказать, что технологические задачи аналогичных объектов вполне решаемы.

КС-1 находится на одной площадке с центральным пунктом сбора нефти (ЦПС) на левом берегу Приобского месторождения и состоит из следующих основных технологических систем: трех параллельных технологических линий, системы подготовки ПНГ на входе в технологические линии, цеха учета газа, участка подготовки топливного газа. Система подготовки ПНГ осуществляет прием газа на КС с объектов сепарации нефти, отделение



жидких фракций углеводородов в сепараторах, промывку газа водой в скрубберах от пылевидных загрязнений, химически растворимых в воде веществ, нефтяных включений. В состав системы подготовки входят два параллельно работающих сепаратора, три параллельно работающих скруббера. Утилизированный конденсат собирается и подается насосами на ЦПС. Кроме подготовки газа система должна поддерживать постоянное избыточное давление $3,5 \text{ кг/см}^2$ на входе и необходимый расход для трех параллельно работающих компрессорных линий.

Основные задачи каждой из трех технологических линий – сжатие ПНГ от избыточного давления с $3,5$ до 63 кг/см^2 , осушка газа по воде до -70°C , прокачка до 82 тыс. nm^3 газа в час. Основное оборудование компрессорной линии – газоперекачивающий агрегат ГПА-12ДКС с двухкаскадным газовым компрессором последовательного сжатия с промежуточным охлаждением газа, три адсорбера по осушке газа от влаги, печь для подогрева газа регенерации, два аппарата воздушного охлаждения (АВО) газа, два сепаратора.

Технологическая линия работает следующим образом. ПНГ компримируется в первом каскаде компрессора ГПА с $3,5$ до 18 кг/см^2 избыточ-

ного давления. Далее газ проходит через промежуточный АВО и сепаратор, где температура газа снижается со 130°C до $30-60^\circ\text{C}$. После промежуточного охлаждения и сепарации газ подается в адсорбер с цеолитом марки NA, поглощающим из газа пары воды. Участок осушки состоит из трех адсорберов, один включен в линию компрессора в режиме осушки, один находится в режиме регенерации цеолита, один в режиме остывания после регенерации. Каждый режим длится 8 часов, в течение суток каждый адсорбер проходит через 3 режима. Регенерация водопоглощающих свойств цеолита выполняется газом 2-го каскада компрессора, подогретым в печи регенерации до 300°C . После адсорбера газ сжимается во втором каскаде компрессора с 17 до 63 кг/см^2 избыточного давления, проходит охлаждение в АВО газа второго каскада со 160 до $30-50^\circ\text{C}$ и сепарируется в выходном сепараторе.

Часть сжатого, осушенного газа отбирается на выходе из технологических линий и подается на участок подготовки топливного газа, задача которого – редуцирование газа для ГТУ и системы газовых уплотнений компрессора.

Цех учета газа учитывает перекачиваемый газ на выходе из КС,

поддерживает согласованные режимы нагнетания технологических линий по давлению и расходу с противодалением газотранспортного трубопровода и условиями приема газа на ГПК.

Станция оборудована системами противоаварийной защиты (ПАЗ), контроля загазованности, пожаротушения, антипомпажного регулирования и защиты каждого каскада компрессора. В составе автоматики КС локальные системы автоматизированного управления (САУ) ГТУ, САУ системы гидравлического запуска ГТУ, САУ магнитного подвеса компрессора, автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) компрессорной станции. Проект (в том числе АСУ ТП) и рабочую документацию на строительство КС-1 выполнило ОАО «Гипротюменнефтегаз».

Ядром станции являются три газоперекачивающих агрегата ГПА-12ДКС в полевом исполнении разработки и поставки ОАО НПО «Искра», одного из ведущих предприятий России по разработке и изготовлению газоперекачивающих агрегатов (Пермь). Основные узлы ГПА – это ГТУ-12ПГ1 (производства ОАО «Пермский моторный завод»), газовый компрессор 5ГЦ2-300/4,5-64, мультипликатор SG-410/03. ГТУ поставлена во взрывозащищенном исполнении, оборудована тепло- и шумопоглощающим кожухом, системами всаса, выхлопа, системами жизнеобеспечения.

В ГПА применена гидравлическая система запуска ГТУ. Каждая ГТУ оборудована масляным гидромотором запуска. Масло в гидромотор подает дублированная гидростанция, одна на три ГПА. Номинальная мощность ГТУ 12 МВт, максимальная, при температуре воздуха -10 °С и ниже, 13,2 МВт. Номинальные обороты силовой турбины 6500 об/мин., скольжение оборотов 70–105%. Для обеспечения диапазона рабочих оборотов компрессора от 8600 до 9400 применен одноступенчатый мультипликатор фирмы Maag. ГТУ и мультипликатор являются серийными отработанными в эксплуатации изделиями.

Несерийными изделиями, разработанными и изготовленными для КС-1 по техническому заданию, были ГПА, центробежный газовый компрессор, два каскада которого выполнены в одном корпусе. В каждом каскаде компрессора 4 рабочих колеса, все 8 рабочих колес расположены на одном валу по схеме «спина к спине». Вал компрессора двухопорный, с торцевым упорным подшипником со стороны свободного конца. В качестве подшипников применены электромагнитные подвесы (ЭМП) фирмы S2M, два радиальных и один торцевой. Предельное осевое усилие, удерживаемое торцевым ЭМП, – ±40 000 Н. Компрессор оборудован сухими газовыми уплотнениями (СГУ) фирмы «Джон Крейн – Искра». Компрессор выполнен

в сухом исполнении без применения масла. Такая конфигурация компрессора уникальна и впервые применена в инженерной практике для сжатия и перекачки ПНГ.

Особенности поведения попутного нефтяного газа в технологическом процессе очистки, осушки, сжатия и транспортировки проявили себя сразу при первых испытаниях компрессора в составе технологических линий. Проблемы выразились в нестабильной работе компрессора при загрузке и останове ГПА. Длительная безостановочная работа компрессора в начале опытной эксплуатации была практически невозможна. Пришлось приложить немало усилий инженерным службам генподрядчика и заказчика, разработчику компрессора ЗАО «НИИтурбокомпрессор», генпроектировщику, разработчику ГПА ОАО НПО «Искра» для получения приемлемых показателей стабильной работы технологических линий. Первые запуски ГПА состоялись в октябре 2007 г., а в промышленную эксплуатацию станция сдана в декабре 2008 г.

Сбалансировать газодинамические параметры газа с учетом газожидкостных переходов на входе в компрессорные секции и линию осушки в начале эксплуатации не удавалось. Это приводило к невозможности стабильно провести загрузку компрессора на режим по давлению и расходу и к частым остановам ГПА. При работе



на режиме наблюдался повышенный вибрационный фон ротора компрессора, что в сочетании с «мягким» подшипником ЭМП также приводило к частым остановам ГПА. В дополнение к этим проблемам при останове наблюдался значительный рост величины осевой силы, превышающий 40000 Н.

Для решения вышеперечисленных задач в условиях станции было проведено более 10 расчетно-исследовательских работ и опытных программ испытаний. Особый вклад в изучение причин повышенного вибросостояния и определение источников вибровозмущений внесли специалисты ДАО «Оргэнергогаз» (Москва). После установления причин нестабильной работы технологических линий были решены инженерные задачи по загрузке компрессоров, стабилизации режимной работы технологических линий. В ходе пусконаладочных работ на основании накопленных экспериментальных данных разработан алгоритм аварийного останова ГПА, при котором изменение значений осевой силы находится в допустимом пределе.

В прикладном плане в результате расчетных и исследовательских работ и испытаний были разработаны и внедрены следующие основные мероприятия:

1. Доработана газовая схема обвязки компрессора и разработан специальный алгоритм по снижению результирующей величины

осевых сил, действующих на ротор компрессора во время аварийного останова ГПА;

2. Опытным путем разработана программа автоматической загрузки, выхода в магистраль и перехода из магистрали технологической линии;

3. Аппаратно-программным путем выполнено подавление возбуждающихся подсинхронных частот электромагнитных подшипников компрессора.

Немного о работе сухих газовых уплотнений на попутном нефтяном газе. Эти уплотнения очень требовательны к содержанию жидкости и пыли в составе технологического запирающего газа. Незначительное количество влаги, воды или конденсата в запирающем газе приводит к раскрытию уплотнения, а твердые пылевидные частицы из основного газа, попадающие в раскрытый стык, выводят уплотнение из строя. Попутный нефтяной газ не совсем рационально использовать в качестве технологического запирающего, так как цеолитную пыль размерами менее 5 мкм и жидкие фракции конденсата при фазовых переходах невозможно гарантированно полностью удалить из ПНГ. В ГПА-12ДКС была внедрена многоступенчатая фильтрация технологического запирающего газа, что в значительной степени снизило появление данных явлений в СГУ.

Выводы

Опыт создания КС-1 показал, что при проработке проектных технологических и технических решений по оборудованию для ПНГ необходимо уделять особое внимание:

- подготовке газа на входе в газовый компрессор по исключению капельных «дождевых» забросов;

- при проработке схемы компрессора выбору механической схемы ротора. ЭМП, как «мягкие» подшипники, в силу повышенных требований к стабильности вращения ротора не совсем пригодны для применения в многокаскадных компрессорах с высокой степенью сжатия попутного нефтяного газа;

- подготовке технологического попутного нефтяного газа для сухих газовых уплотнений газового компрессора (при применении таковых);

- подготовке газа на входе в адсорберы для исключения попадания влаги в жидком виде и химически активных веществ, разрушающих цеолиты.

Пренебрежение этими факторами может приводить к выходу из строя дорогостоящего оборудования и авариям. В инженерном плане данные задачи поддаются решению, о чем говорит опыт ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ЗАО «Искра-Энергетика», приобретенный при строительстве и вводе в эксплуатацию КС-1 Приобского месторождения. 

