

Модернизация и замена компрессорного оборудования на газоперерабатывающих комплексах компании ОАО «Сибур»

Д.Р. Бикбулатова, Е.А. Бусарев, В.Д. Родионов, О.Л. Кузьмин
(ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа»)

На основании принятой в 2008 г. Программы увеличения объемов переработки попутного нефтяного газа на предприятиях ОАО «Сибур» были утверждены планы модернизации технологических процессов и работающего оборудования компании. ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» совместно с ОАО «Казанькомпрессормаш» предложили мероприятия по модернизации широко используемых в производствах ОАО «Сибур» компрессорных установок 4ГЦ2-109/18-76. Положительные результаты модернизации технологических линий КЦ-102/1,2 с использованием современных корпусов сжатия 4ГЦ2-184/13,5-76 позволяют сделать вывод, что при небольших затратах и сжатых сроках модернизации оборудования без остановки производства основной технологии возможно достичь значительных результатов.

Ключевые слова: утилизация попутного нефтяного газа, модернизация компрессорного оборудования.

MODERNIZATION AND REPLACEMENT OF COMPRESSOR UNITS OF GASREFINERIES OF OJSC «SIBUR»

D. Bikbulatova, E. Busarev, V. Rodionov, O. Kuzmin

On the basis of Program, adopted in 2008, for the increasing of capacity of the oil gas treatment at JSC «Sibur» facilities, plans for modernization of technological processes of the company and for retrofitting of the equipment being in operation have been approved. JSC «NII-turbocompressor n.a.V.B.Shnepp» together with JSC «Kazancompressormash» have proposed methods for retrofitting of widely used at JSC «Sibur» production facilities 4ГЦ2-109/18-76 compressor plants. Positive results of КЦ-102/1,2 process train modernization using the state-of-the-art 4ГЦ2-184/13,5-76 pressure casings show the Customer that with small expenses and on a tight timetable it is possible to achieve considerable results without any suspension of the main process production.

Keywords: casing-head oil gas recovery, retrofitting of compressor equipment.

В современных разработках ЗАО «НИИтурбокомпрессор» важное место занимают работы, связанные с энергосберегающими технологиями, снижением потерь невозобновляемых энергоресурсов, улучшением экологической обстановки в районах добычи газа и нефти.

В настоящее время нефтяная промышленность занимает первое место по загрязнению окружающей среды (например, в 2007 г. – 3 млн. 706 тыс. т выбросов). Почти все выбросы – результат сжигания попутного нефтяного газа. Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) – одна из наиболее актуальных и острых для нашей страны [1]. Сжигание ПНГ наносит ущерб окружающей среде, способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также экономике страны – ценное химическое сырье и энергетический ресурс просто выбрасываются «на ветер».

С 1 января 2012 г. в соответствии с Постановлением Правительства РФ №7 от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» вводятся новые принципы расчета платы за выбросы вредных веществ, образующихся при сжигании ПНГ. В соответствии с Постановлением №7 осуществляется следующее:

- вводится целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на уровне 5% объема добытого ПНГ;

- плата за выбросы для объемов ПНГ, превышающих целевой показатель, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение;
- вводится повышающий коэффициент 4,5 к ставкам платы за выбросы для объемов, превышающих целевой показатель;
- вводится повышающий коэффициент 6,0 к ставкам платы за выбросы при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках.

Согласно официальной статистике ЦДУ ТЭК, в России в 2010 г. было добыто 65,4 млрд. м³ ПНГ, из которых на факельных установках было сожжено 15,7 млрд. м³, т.е. 24% объема добычи (рис. 1).

По данным Мирового Банка, полученным на основании спутниковых исследований NOAA, объем сжигания ПНГ в России сильно занижен: в 2010 г. он составил 35,2 млрд. м³ (более 26% мирового объема сжигания ПНГ). В 2011 г. уровень сжигания ПНГ составил 16,7 млрд. м³ при добыче 68,4 млрд. м³.

По данным Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 г, нефтяная отрасль должна выйти на уровень утилизации ПНГ 95% в 2014 г. (см. рис. 1).

Основными направлениями использования ПНГ являются переработка и выработка электроэнергии



Рис. 1. Сжигание и использование ПНГ в РФ (источники: Минэнерго России, ЦДУ ТЭК, данные компаний): а – динамика по годам; б – сжигание по компаниям в 2011 г., млрд. м³; в – утилизация по компаниям в 2011 г.

(рис. 2). В условиях ужесточения ответственности за сжигание ПНГ в виде повышения платы за выбросы и внесения требований по утилизации 95% ПНГ в лицензионные соглашения и проектные документы нефтяные компании вынуждены искать новые способы утилизации. В частности, они будут находить новые возможности по партнерству по цепочке создания стоимости, например с ОАО «Сибур», или внедрять технологии закачивания газа в пласт.

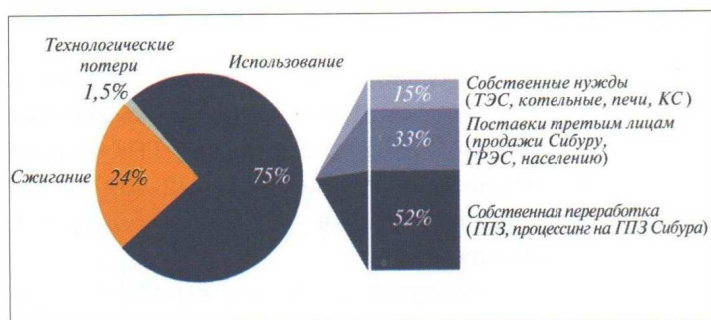


Рис. 2. Структура использования ПНГ ВИНК в 2011 г. (источники: Минприроды России, данные компаний, энергетический центр Сколково)

В 2009 г. плата за выбросы при сжигании ПНГ на факельных установках составила 340 млн. руб., в России всего за негативное воздействие на природу – 19 млрд. руб. Таким образом, доля платы за выбросы при сжигании ПНГ составляла менее 2% общего объема платежей по России и около 8% общего объема платы за выбросы в атмосферный воздух.

Средняя удельная плата за выбросы в 2009 г. составляла около 25 руб./тыс. м³, при этом плата в пределах нормативов – 4,5 руб./тыс. м³, а сверхнормативная – 112,5 руб./тыс. м³. Введение целевого показателя сжигания 5% и повышающего коэффициента 4,5 могут привести к тому, что плата за выбросы при сжигании ПНГ по всей отрасли вырастет в 2012 г. примерно в 50 раз – до 16,7 млрд. руб.

На основании принятой в 2008 г. Программы увеличения объемов переработки попутного нефтяного

газа на предприятиях ОАО «Сибур» были утверждены планы модернизации технологических процессов и работающего оборудования компании.

В 2007 г. было заключено генеральное соглашение с ОАО «Казанькомпрессормаш» о разработке, изготовлении и поставке турбокомпрессорных агрегатов. В рамках реализации данного генерального соглашения в период 2007–2009 гг. ЗАО «НИИтурбокомпрессор» разработало рабочие проекты современных компрессорных агрегатов для компримирования и дальнейшей переработки ПНГ. ОАО «Казанькомпрессормаш» изготовило и поставило эти агрегаты.

К специфическим требованиям, которые необходимо учитывать при создании компрессорных установок для ПНГ, можно отнести [2, 3]:

- непостоянный состав газа по времени выработки месторождения;
- наличие углеводородных фракций, имеющих склонность при определенных повышенных температурах осажаться в проточной части компрессора и в газовых трубопроводах;
- наличие в составе газа опасных компонентов, обуславливающая повышенные требования к компрессорам как в части материального исполнения, так и в части обеспечения безопасной и безлюдной эксплуатации;
- необходимость поставки в ангарном исполнении со всеми системами жизнеобеспечения.

В свете выполнения планов модернизации ЗАО «НИИтурбокомпрессор» совместно с ОАО «Казанькомпрессормаш» предложили мероприятия по модернизации широко используемых в производствах ОАО «Сибур» компрессорных установок 4ГЦ2-109/18-76. Цель модернизации – увеличение объемов переработки газа за счет применения более эффективной проточной части корпуса сжатия и оптимальной загрузки имеющего приводного электродвигателя; применение в новой конструкции компрессора сухих газодинамических уплотнений взамен масляных щелевых уплотнений, которые используются в старой конструкции 4ГЦ2-109/18-76.

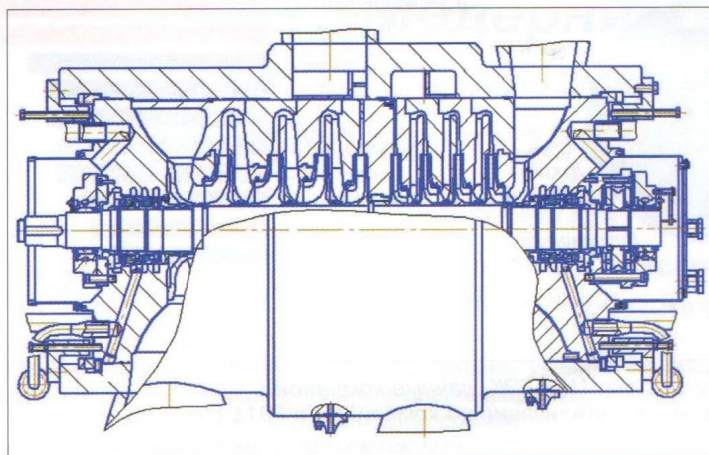


Рис. 3. Разрез корпуса компрессора 4ГЦ2-184/13,5-76

Новый корпус сжатия – 4ГЦ2-184/13,5-76 (рис. 3) – устанавливается на своей опорной раме взамен старого корпуса сжатия на существующий фундамент.

В октябре 2008 г. был заключен договор на поставку двух корпусов сжатия 4ГЦ2-184/13,5-76 для модернизации компрессорных установок КЦ-102/1,2 в ОАО «Губкинский ГПК».

В течение 2009 г. была осуществлена разработка технического задания, рабочей конструкторской документации на новый корпус сжатия, изготовлены два изделия, проведены заводские испытания и оборудование было отгружено заказчику на площадку ОАО «Губкинский ГПК».

С конца 2009 г. и в первом полугодии 2010 г. в ОАО «Губкинском ГПК» осуществлялся поэтапный перемонтаж компрессорного оборудования установок КЦ-102/1,2. В августе 2010 г. были проведены пуско-наладочные работы на первой установке и 8.09.2010 г. был подписан акт положительных опытно-промышленных испытаний и передачи первого компрессора в эксплуатацию. 22.12.2010 г. после успешных испытаний была принята по акту в эксплуатацию установка №2 4ГЦ2-184/13,5-76 (рис. 4).



Рис. 4. Установка 4ГЦ2-184/13,5-76

На этапах монтажных и пусконаладочных работ производилась отладка нового оборудования в модернизированном технологическом цикле производства и был выработан алгоритм автоматического управления работой установок КЦ-102/1,2. За истекший период модернизированные установки зарекомендовали себя только с положительной стороны как в части надежности, так и с экономической точки зрения.

В начале 2012 г. две компрессорные установки 4ГЦ2-184/13,5-76 М1 изготовлены, успешно испытаны и отгружены ОАО «Южно-Балыкский ГПК» также в рамках модернизации установок 4ГЦ2-109/18-76. В настоящее время данные установки находятся в состоянии монтажа.

Сравнение показателей установок КЦ-102/1,2 при работе на сухом отбензиненом газе до и после модернизации приведены в таблице. Как видно, смена корпусов сжатия позволила увеличить расход перерабатываемого ПНГ в среднем на 50%. Проведенная модернизация привела к увеличению объемов производства газового конденсата и снижению энергозатрат на

Компрессор	4ГЦ2-109/18-76 (сентябрь 2010 г.)	4ГЦ2-184/13,5-76 ОАО «Губкинский ГПК» (декабрь 2010 г.)	4ГЦ2-184/13,5-76 ОАО «Южно-Балыкский ГПК» (расчетные параметры)
Производительность при нормальных условиях (20°C; 0,1013 МПа), м³/ч	118 800	155 964	143 828
Производительность по входу, м³/мин	120	199	184
Давление на входе, МПа	1,618	1,159	1,270
Давление на выходе, МПа	6,67	6,67	7,45
Температура газа на входе, °C	40	7,3	19,07
Температура на выходе до АВО, °C	187	109	133
Потребляемая мощность, кВт	10 870	11 230	12 026
Частота вращения ротора компрессора, об/мин	10 363	10 363	10 363
Удельные энергозатраты на перекачку газа, кВт/м³	0,092	0,072	0,084

перекачивание отбензиненного газа в магистральные трубопроводы на 22%.

Применение в конструкции новых корпусов сжатия сухих газодинамических уплотнений (СГУ) позволило достичь следующих преимуществ:

- исключить из работы и демонтировать громоздкое оборудование масляной системы уплотнений (агрегат уплотнений, маслоотводчики, масляные баки уплотнений и системы обвязки трубопроводами), что также привело к снижению энергозатрат вспомогательного оборудования компрессора (исключен маслосос уплотнений с приводом мощностью 30 кВт);
- полностью исключить контакт сжимаемого газа с маслом, подаваемым на смазку подшипников корпусов сжатия, что обусловило увеличение срока службы масла без замены в 2 раза. В качестве буферного газа для СГУ используется рабочий газ, а в качестве барьерного – азот, имеющийся на предприятии;
- снизить затраты на приобретение ЗИП, обслуживание и ремонт, а также сократить сроки ремонта оборудования;
- полностью перейти к автоматизированной подготовке компрессора к пуску, а также к автоматизированному выводу его на рабочий режим эксплуатации.

Положительные результаты модернизации технологических линий КЦ-102/1,2 в ОАО «Губкинский ГПК»

с использованием современных корпусов сжатия 4ГЦ2-184/13,5-76 изготовления ОАО «Казанькомпрессормаш» позволяют ОАО «Сибур» сделать вывод, что при небольших объемах затрат и малых сроках модернизации оборудования можно без остановок производства достичь положительных результатов.

Благодаря удачному сотрудничеству нефтегазодобывающей компании ОАО «Сибур» и ОАО «Казанькомпрессормаш» промышленники и переработчики Сибири получают новое отечественное компрессорное оборудование, которое не уступает, а по надежности и превосходит лучшие зарубежные аналоги. Более глубокая переработка нефти и сбор попутного газа благодаря применению нового компрессорного оборудования позволяют компании «Сибур» более эффективно использовать природные ресурсы, улучшать экологическую ситуацию в Сибирском регионе.

Список литературы

1. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С. Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. Энергетический центр СКОЛКОВО. 2012 (<http://energy.skolkovo.ru/products/65/>).
2. Хисамеев И. Г., Максимов В.А., Баткис Г.С., Гузельбаев Я.З. Проектирование и эксплуатация промышленных центробежных компрессоров/Под общ. ред. В. А. Максимова. Казань: Изд. «ФЭН», 2010.
3. Труды XV Международной научно-технической конференции по компрессорной технике. Т. II. Казань: Изд. «Слово», 2011.

XIII научно – технический семинар



«БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОГО И НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ»

30 сентября- 04 октября 2013 года, г. Одесса, Украина

Организатор семинара:  «ТРИЗ» ЛТД ООО, г. Сумы

при участии  Одесского Припортового завода, г. Южный

Тематика семинара:

- современные технологии, комплектующие, материалы и вспомогательные системы для повышения надежности компрессорного и насосного оборудования,
- диагностика, мониторинг, определение остаточного ресурса,
- энерго- и ресурсосберегающие технологии,
- модернизация оборудования с целью повышения производительности и экономичности,
- усовершенствование системы обслуживания и управления ремонтами,
- деловое общение.

На семинар по традиции приглашаются ведущие специалисты технических служб предприятий химической, газовой и нефтехимической промышленности.

Для предприятий - поставщиков имеется возможность организации выставок и презентаций.

Место проведения семинара: Оздоровительный комплекс «Чабанка», пгт. Черноморское, Коминтерновский район, Одесская обл., Украина

Информационные спонсоры: журнал «Химическая техника» г. Москва; журнал «Компрессорная техника и пневматика» г. Москва; Технический журнал «Мир техники и технологий» г. Харьков, Украина.

Стоимость участия в семинаре – эквивалент 400 ЕВРО за каждого участника.

Приглашаем главных механиков и представителей технических служб, а также заинтересованные компании и фирмы к участию в семинаре

Оргкомитет семинара: «ТРИЗ» ЛТД ООО, Украина, 40020 г. Сумы, ул. Машиностроителей, 1
Тел.: (0542) 700-076, 700-075, факс (0542) 786-801
e-mail: triz@triz.sumy.ua, marketing@triz.sumy.ua, omp@triz.sumy.ua