

Д. Р. Бикбулатова, В. Д. Родионов, О. Л. Кузьмин,  
А. Г. Сафиуллин, И. Г. Хисамеев, Ф. К. Халиуллин

## МОДЕРНИЗАЦИЯ И ЗАМЕНА КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСАХ КОМПАНИИ ОАО «СИБУР»

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

*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 заказчику делать вывод, что при небольших затратах и сжатых сроках модернизации оборудования, без остановки производства основной технологии возможно достичь значительных результатов.*

*Key words:* casing-head oil gas recovery, retrofitting of compressor equipment.

*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 "NIITurbocompressor 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*

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 году она дала 3 миллиона 706 тысяч тонн выбросов. Почти все эти выбросы – результат сжигания попутного нефтяного газа. Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) – одна из наиболее актуальных и острых для нашей страны. Сжигание ПНГ приводит к ущербу окружающей среды, способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также экономике страны – ценное химическое сырье и энергетический ресурс просто выбрасывается на ветер.

С 1 января 2012 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:

– Вводится целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на уровне 5% от 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 году было добыто 65,4 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа (ПНГ), из которых на факельных установках было сожжено 15,7 млрд. м<sup>3</sup> (т.е. 24% от объема добычи).

По данным Мирового Банка, полученным на основании спутниковых исследований NOAA, объем сжигания ПНГ в России сильно занижен, в 2010 году он составил 35,2 млрд. м<sup>3</sup> (более 26% мирового объема сжигания ПНГ).

На рисунке 1 представлена динамика объема сжигания и использования ПНГ в РФ, из которой видно, что в 2011 году уровень сжигания ПНГ составил 16,7 млрд. м<sup>3</sup> при добыче 68,4 млрд. м<sup>3</sup>.

По данным Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период 2020 года, нефтяная отрасль должна выйти на уровень утилизации ПНГ 95% в 2014 г.

На рисунке 2 показаны основные направления использования ПНГ, которые являются переработкой и выработкой электроэнергии. 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 СИБУРОм или внедрять технологии закачки газа в пласт.

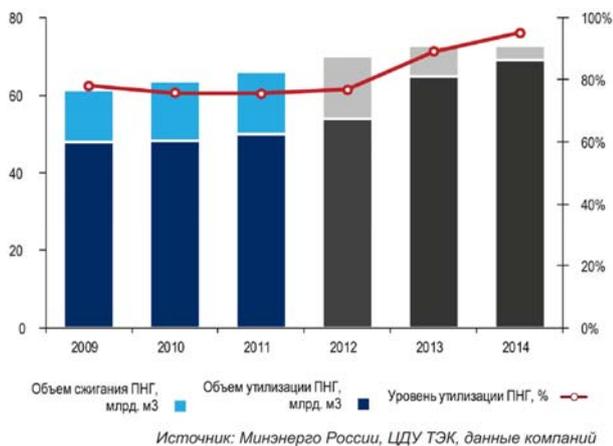


Рис. 1 – Динамика объема сжигания и использования ПНГ в РФ

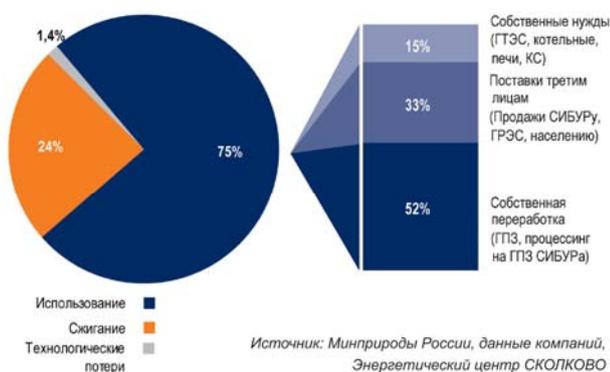


Рис. 2 – Структура использования ПНГ ВИНК в 2011г

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

Средняя удельная плата за выбросы в 2009 году составляла около 25 руб./тыс. м<sup>3</sup>, причем плата в пределах нормативов – 4,5 руб./тыс. м<sup>3</sup>, а сверхнормативная – 112,5 руб./тыс. м<sup>3</sup>. 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 году 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 году было заключено генеральное соглашение о разработке, изготовлении и поставке турбокомпрессорных агрегатов с ОАО «Казанькомпрессормаш».

В рамках реализации вышеуказанного генерального соглашения в период с 2007-2009 г. ЗАО «НИИтурбокомпрессор» разработал рабочие проекты, современных компрессорных агрегатов для компримирования и дальнейшей переработки попутного

нефтяного газа, ОАО «Казанькомпрессормаш» их изготовил и поставил.

К специфическим требованиям, которые необходимо учитывать при создании КУ попутного нефтяного газа, можно отнести:

- непостоянный состав газа по времени выработки месторождения;
- наличие углеводородных фракций, имеющих склонность при определенных повышенных температурах осажаться в проточной части компрессора и газовых трубопроводах;
- наличие в составе газа опасных компонентов обусловила повышенные требования к компрессорам, как в части материального исполнения, так и в части обеспечения безопасной и безлюдной эксплуатации;
- поставка КУ 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, с целью:

- увеличения объемов переработки газа, за счет применения более эффективной проточной части корпуса сжатия и оптимальной загрузки имеющего приводного электродвигателя;
- применения в новой конструкции компрессора сухих газодинамических уплотнений, вместо масляных щелевых уплотнений, которые используются в старой конструкции 4ГЦ2-109/18-76.

Новый корпус сжатия 4ГЦ2-184/13,5-76 (рис. 3) устанавливается на своей опорной раме, вместо старого корпуса сжатия, на существующие фундаменты.

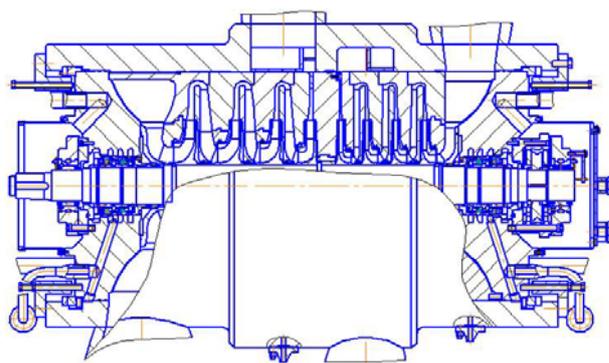


Рис. 3 – Разрез корпуса 4ГЦ2-184/13,5-76

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 на ОАО «Губкинский ГПК».

В течение 2009 г. была осуществлена разработка технического задания, рабочей конструкторской документации на новый корпус сжатия, произведены изготовление двух изделий, заводские испытания и оборудование было отгружено заказчику на площадку ОАО «Губкинский ГПК».

С конца 2009 г. и в первом полугодии 2010 г. на ОАО «Губкинском ГПК» осуществлялся поэтапный ремонт 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.

На этапах монтажа и пуско-наладочных 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 на ОАО «Южно-Балыкский ГПК» также в рамках модернизации установок КЦ-102/1,2. В настоящее время данные установки находятся в состоянии монтажа.

Сравнительная таблица параметров при работе установок КЦ-102/1,2 с компрессорами 4ГЦ2-109/18-76 (до модернизации) и 4ГЦ2-184/13,5-76 (после модернизации) на одинаковые составы газов (сухой отбензиненый газ) и скорости вращения роторов корпуса сжатия (10 363 об/мин) приводится ниже в виде таблицы.

Из приведенной табл. 1 видно, что смена корпусов сжатия позволила увеличить расход перерабатываемого попутного нефтяного газа в среднем на 50%. Проведенная модернизация привела к увеличению объемов производства газового конденсата и снижению энергозатрат перекачки 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 привело также к снижению энергозатрат вспомогательного оборудования компрессора (исключен маслосос уплотнений с приводом мощностью 30 кВт);
- полностью исключить контакт сжимаемого газа с маслом, подаваемого на смазку подшипников корпусов сжатия, что привело к увеличению срока службы масла без замены в 2 раза. В качестве буферного газа для СГУ используется рабочий газ, а в качестве барьерного газа используется азот, имеющийся в технологии предприятия;
- снизить затраты на приобретение ЗИП, обслуживание и ремонт, а также сократить сроки ремонта оборудования;
- полностью перейти к автоматизированной подготовке компрессора к пуску и вывода его на рабочий режим эксплуатации.

**Таблица 1 – Параметры работы установок КЦ-102/1,2**

| Наименование параметров  | 4ГЦ2-109/18-76   | 4ГЦ2-184/13,5-76 ОАО «Губкинский ГПК» | 4ГЦ2-184/13,5-76 ОАО «Южно-Балыкский ГПК» |
|--|------------------|---------------------------------------|---|
|  | сентябрь 2010 г. | декабрь 2010 г.                       | Расчетные параметры                       |
| Производительность при нормальных условиях (20°C и 1,033 кгс/см <sup>2</sup> ), нм <sup>3</sup> /час | 118 800          | 155 964                               | 143 828                                   |
| Производительность по входу, м <sup>3</sup> /мин   | 120              | 199                                   | 184                                       |
| Давление на входе, кгс/см <sup>2</sup> , абс.  | 16,5             | 11,82                                 | 12,95                                     |
| Давление на выходе, кгс/см <sup>2</sup> , абс.   | 68               | 68                                    | 76  |
| Температура газа на входе, °С  | 40               | 7,3                                   | 19,07                                     |
| Температура на выходе, °С до АВО   | 187              | 109                                   | 133                                       |
| Мощность потребляемая, кВт   | 10 870           | 11 230                                | 12 026                                    |
| Частота вращения ротора компрессора, об/мин.   | 10 363           |                                       |   |
| Уд. энергозатраты на перекачку газа, кВт/нм <sup>3</sup>   | 0,092            | 0,072                                 | 0,084                                     |

Положительные результаты модернизации технологических линий КЦ-102/1,2 на ОАО «Губкинский ГПК» с использованием современных корпусов сжатия 4ГЦ2-184/13,5-76 изготовления ОАО «Казанькомпрессормаш» позволяют ОАО «Сибур» делать вывод, что при небольших объемах затрат и малых сроках модернизации оборудования, без остановок производства основной технологии можно достичь значительных результатов.

Благодаря удачному сотрудничеству нефтегазодобывающей компании «Сибур» и ОАО «Казанькомпрессормаш» промышленовики и переработчики Сибири получают новое отечественное компрессорное оборудование, которое не уступает, а по надёжности и превосходит лучшие зарубежные аналоги. Более глубокая переработка нефти и сбор попутного газа, и применение нового компрессорного оборудования позволяет более эффективно использовать природные ресурсы и снижать факторы загрязнения окружающей

среды, позволяет компании «Сибур» улучшать экологическую ситуацию в Сибирском регионе.

### Литература

1. *Хисамеев, И. Г.* Проектирование и эксплуатация промышленных центробежных компрессоров / И. Г. Хисамеев, В. А. Максимов, Г. С. Баткис, Я. З. Гузельбаев; под общ ред. В. А. Максимова. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2010. – С. 600-671.
2. *Хисамеев, И.Г.* Создание винтовых компрессорных установок нового поколения/ И.Г. Хисамеев, М.Г. Абдреев, Ю.А. Паранин, М.Т. Садыков, Р.Р. Якупов//Вестник Казан. технол. ун-та. – 2011. - №17. – С. 110-125.
3. Труды XV Международной научно-технической конференции по компрессорной технике. Том II / ЗАО «НИИ-турбокомпрессор им.В.Б.Шнеппа». – Казань: Изд-во «Слово», 2011. – С. 1-342.
4. *Выгон, Г.* Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012 / Григорий Выгон, Антон Рубцов, Сергей Ежов // Энергетический центр СКОЛКОВО, 2012. С. 1-10.
5. *Максимов, В.А.* Компрессорное и холодильное машиностроение на современном этапе/ В.А. Максимов, А.А. Мифтахов, И.Г. Хисамеев // Вестник Казан. технол. ун-та. – 1998. – № 1. – С. 100-110.

---

© **Д. Р. Бикбулатова** – инж.-конструктор II категории, ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В. Б. Шнеппа», niitk@kazan.ru; **В. Д. Родионов** - гл. спец. ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В. Б. Шнеппа»; **О. Л. Кузьмин** - нач. отд. ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В. Б. Шнеппа»; **А. Г.Сафиуллин** - канд. техн. наук, доц. каф. компрессорных машин и установок КНИТУ; **И. Г. Хисамеев** – д-р техн. наук, проф., зав. каф. холодильной техники и технологии КНИТУ, firsovay@mail.ru; **Ф. К. Халиуллин** - гл. механик-начальник службы единого заказчика, ОАО «СИБУРТюменьГаз», г. Нижневартовск, Haliullin\_FK@tyumen.sibur.ru.