

Опыт применения электромагнитных подшипников в компрессорах попутного нефтяного газа

И.Г. Хисамеев, Я.З. Гузельбаев (ОАО «Казанькомпрессормаш»),

А.И. Архипов, А.В. Андрианов, А.М. Ахметзянов

(ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа»)

Приведены особенности работы компрессоров 5ГЦ2-300/4,5-64 для сжатия попутного нефтяного газа при пусконаладочных работах и вводе в эксплуатацию на компрессорной станции «Приобская».

Ключевые слова: центробежный компрессор, электромагнитные подшипники, сухие газодинамические уплотнения, аварийный останов по причине вибраций.

Experience of magnetic bearings application in casinghead gas compressors

I.G. Hisameev, Ya.Z. Guzelbaev, A.I. Arkhipov, A.V. Andrianov, A.M. Ahmetzyanov

Details of 5ГЦ2-300/4,5-64 casinghead gas compressors' operation during start-up and adjustment work and commissioning at «Priobskaya» compressor station have been presented in the article.

Keywords: the centrifugal compressor, electromagnetic bearings, «dry» gasdynamic seals, emergency stop owing to vibrations.

Развитию центробежного компрессоростроения способствует успешное развитие нефтегазового комплекса: освоение шельфа, разработка новых месторождений нефти и газа, повышение производства сжиженного природного газа, модернизация технологических производств, использующих компрессорную технику и др., а также ужесточение требований в части охраны окружающей среды.

Высокая конкуренция на рынке заставляет компании использовать самые последние технологии на компрессорных станциях (КС) для повышения продуктивности. Они должны действовать с очень высокой эффективностью, работая в любом режиме и в любых погодных условиях. Основным требованием, предъявляемым в настоящее время к компрессорной технике, является возможность центробежных компрессоров работать без смазочного масла с минимальными утечками технологического газа в окружающую среду (вплоть до их полного исключения).

В 2010 г. завершился второй год эксплуатации на Приобском месторождении уникальных в отношении технологии утилизации попутного нефтяного газа [1] центробежных компрессоров 5ГЦ2-300/4,5-64, спроектированных ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» и изготовленных ОАО «Казанькомпрессормаш».

Компрессор представляет собой восьмиступенчатую центробежную машину (рис. 1), состоящую из двух секций с промежуточным охлаждением. Колеса расположены «спина к спине» по четыре ступени в каждой секции. Особенностью данного компрессора является то, что ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» впервые применило в качестве опор магнитные подшипники фирмы S2M (Франция). Также в конструкции компрессора применены сухие газодинамические уплотнения (СГУ) фирмы «Джон Крейн».

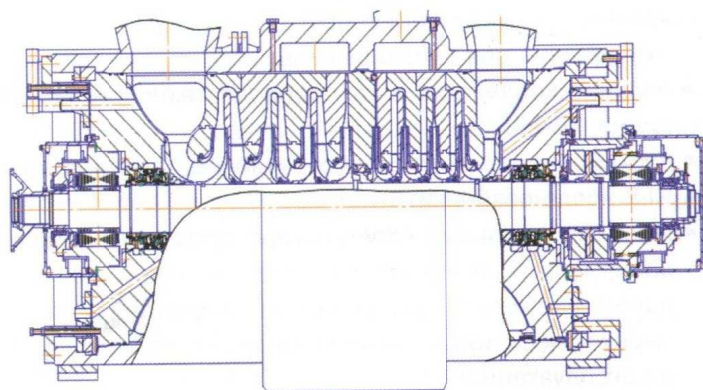


Рис. 1. Компрессор 5ГЦ2-300/4,5-64

Необходимо отметить, что именно предложение ОАО «Казанькомпрессормаш» о возможности сжатия и транспортирования годового объема попутного нефтяного газа двумя работающими «сухими» компрессорами послужило основой для сокращения числа технологических линий на КС-1 «Приобская» с четырех (предполагаемых по тендеру) до трех (две работающих и одна резервная) и позволило существенно снизить затраты на строительство КС.

В период пуска, наладки и первого года эксплуатации на всех трех технологических линиях неоднократно происходили аварийные остановки газоперекачивающих агрегатов (ГПА) по сигналу «Опасный режим магнитного подвеса», чаще всего (75% всех аварийных остановов) по сигналу о повышенном радиальном виброперемещении ротора с приводной стороны компрессора, т.е. со стороны входа газа в первую секцию.

Характерно то, что аварийные остановки происходили при стабильных (без колебаний параметров газа на входе в компрессор) режимах работы ГПА или в

процессе загрузки агрегата (повышение производительности и давления), либо в процессе переключения технологического оборудования подготовки газа (в частности адсорберов). Увеличение виброперемещения происходило спонтанно, имело характер всплесков за очень короткий промежуток времени. То, что аварийные остановки происходили по сигналам от электромагнитных опор, неудивительно, так как электромагнитные подшипники ротора компрессора являются теми доминирующими узлами, которые в первую очередь реагируют на все недочеты в подготовке сжимаемого технологического газа, на все погрешности монтажа как самого компрессора, так и стыкуемых с ним узлов, одновременно являясь превосходным средством диагностики. Наиболее вероятной причиной аварийных остановов является попадание конденсата или капельно-жидкостных фракций на вход в проточную часть компрессора.

Основания для такого вывода:

- наличие конденсата в газопроводе технологической линии ГПА-2;
- частый выход из строя СГУ (наличие загрязнений в СГУ после разборки);
- покрытие обильным слоем нагара, продуктами коксования нефтяных фракций в виде сплошного черного налета наружных и внутренних поверхностей всех четырех колес первой секции сжатия после первого года эксплуатации;
- попадание цеолита из адсорберов в проточную часть компрессора (наличие цеолита в межсекционном газопроводе и эрозионное изнашивание поверхностей проточной части и рабочих колес второй секции сжатия);
- статистические данные фирмы Siemens по причинам отказов на КС (рис. 2 – до 60% от подготовки газа).

Анализ причин отказов электроприводных центробежных компрессорных агрегатов (по данным фирмы Siemens) показывает, что 75–80% отказов связано с неисправностями СГУ и систем их обеспечения и неисправностями подшипников и (или) системы смазки. Причем 80% всех отказов сухих газовых уплотнений вызваны загрязнением.

Очень важно учитывать представленные в работе [2] динамические характеристики центробежного компрессора и сети, проявляющиеся при пуске, останове и изменении (частотой вращения газотурбинной установки и открытием/закрытием регулирующих клапанов и отсечных затворов) режима работы. В этих случаях большую помощь оказывает система управления магнитным подвесом, которая в аналоговой форме выдает величину осевой силы, действующей на ротор компрессора, что позволяет на основе анализа переход-

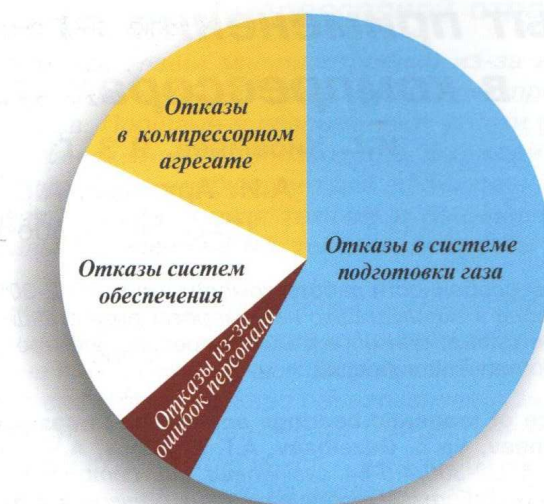


Рис. 2. Причины отказов на КС по данным фирмы Siemens

ных процессов предпринимать меры по изменению алгоритмов управления. В масляных осевых подшипниках такой возможности нет.

В работе [1] сделан преждевременный вывод о том, что электромагнитный подвес (ЭМП) «...не совсем пригоден для применения в многокаскадных компрессорах с высокой степенью сжатия попутного нефтяного газа». Разработчики компрессоров и ЭМП (фирма S2M и ЗАО НТК) не могут согласиться с подобным выводом в силу перечисленных выше причин. Более того, именно применение ЭМП открывает перспективы на пути создания прогрессивной компрессорной техники. А вопросы подготовки газа должны решаться совместно разработчиком компрессорной установки, проектантом КС и заказчиком (потребителем).

Специалисты S2M отмечают, что во время пуска агрегатов наблюдались вибрации ротора на подсинхронной частоте около 30 Гц. Амплитуда этих колебаний возрастала с ростом давления (плотности газа) и позволяла вывести компрессор на рабочий режим до 5,6 МПа. Исходя из своего опыта, специалисты фирмы S2M предположили, что причиной этих аномальных вибраций является наличие конденсата в проточной части компрессора. Действительно, подобные явления на компрессорах с ЭМП бывают вызваны наличием жидкости и конденсата, накапливаемого в проточной части. При этом происходит изменение параметров жесткости и демпфирования системы магнитного подвеса, что дестабилизирует систему (так называемый эффект «дополнительного гидродинамического подшипника»). После внедрения подходящих систем очистки и осушки газа, проблемы с подсинхронной вибрацией разрешились.

Важно отметить, что благодаря эффективной системе управления ЭМП, позволяющей выбирать наиболее оптимальные коэффициенты жесткости и демпфирования и мгновенно реагировать на любые внештатные ситуации, удалось избежать аварийных режимов работы агрегата.

В реальных условиях КС компрессоры 5ГЦ2-300/4,5-64 практически всегда работают в нерасчетных условиях, отличающихся от условий, указанных в техническом задании. В частности, реальные потери давления в технологических линиях между первой и второй секциями компрессора почти на всех режимах эксплуатации превышают в два и более раз значения заданных потерь давления в ТЗ (Δp менее 0,127 МПа). В связи с этим для получения требуемых производительности и конечного давления 6,27 МПа при всех составах газа, от легкого до тяжелого (молекулярный вес от 21 до 26), компрессор должен иметь повышенную частоту вращения ротора и потреблять повышенную мощность по сравнению с проектными значениями. Реальная конструкция привода от газотурбинной установки ГТУ-12 ПГ1 (с номинальной частотой вращения силовой турбины – 6 500 об/мин и максимальной – 6 825 об/мин) с мультипликатором (передаточное отношение 1,38) позволяет получить максимальную частоту вращения ротора компрессора 9 440 об/мин. Диапазон рабочих частот вращения ротора компрессора (по ТЗ при расчетных потерях давления между секциями) составляет 6 400...9 600 об/мин. Из этого следует, что при существующих потерях давления между секциями и ограниченной частоте вращения ротора компрессора обеспечение конечного давления $p_{\text{кон}} = 6,27$ МПа и расчетной производительности проблематично, особенно для легких составов газа.

Тем не менее, для подтверждения соответствия компрессора требованиям технического задания на КС-1 «Приобская» был проведен эксперимент. Для обеспечения расчетных потерь давления на участке технологических линий между нагнетательным патрубком первой секции компрессора и всасывающим патрубком второй секции компрессора была временно исключена из режима работы линия осушки газа. Агрегат ГПА-3 работал в режиме «кольцо». Повышение давления на выходе из компрессора производили прикрытием клапанов байпасных линий первой и второй секций. При потерях давления между секциями $\Delta p = 0,06$ МПа и частоте вращения ротора компрессора 8 924 об/мин было достигнуто конечное давление газа 6,415 МПа. Состав газа – легкий (молекулярный вес – 21). Режим работы компрессора по характеристике – предомпажный, однако виброперемещения ротора на ЭМП не достигли даже предаварийных значений (менее 70 мкм). Проведенные испытания головного образца компрессора показали, что при обеспечении соответствующих техническому заданию условий на входе и между секциями компрессора как сам компрессор, так и ЭМП обеспечивают устойчивую работу с сохранением резерва потребляемой мощности при допустимых виброперемещениях ротора.

Список литературы

1. Деринский Д.А., Косков А.В., Здольник С.Е. и др. Передовые решения для компрессорной станции попутного нефтяного газа на Приобском месторождении // Газотурбинные технологии. 2009. №6 (77).
2. Хуснутдинов И.Ф., Харитонов А.П., Гузельбаев Я.З. и др. Учет динамических свойств центробежного компрессора и сети на осевые усилия, действующие на ротор при пуске и останове // Проектирование и исследование компрессорных машин. 2009. Вып. 6. Казань: ЗАО «НИИтурбокомпрессор».

IX Международная научно-техническая конференция молодых специалистов «Исследование, конструирование и технология изготовления компрессорных машин»

24–25 мая 2012 года в г. Казани на базе ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» состоится

**IX Международная научно-техническая конференция молодых специалистов
«Исследование, конструирование и технология изготовления компрессорных машин»,**
посвященная 55-летию со дня основания ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б.Шнеппа».

Цель конференции: предоставить возможность молодым специалистам обменяться опытом, выступить с докладами и сообщениями о проводимых работах и исследованиях, обсудить вопросы и проблемы компрессоростроения. На конференции будут рассмотрены следующие вопросы: исследование, конструирование и расчет центробежных, осевых, поршневых, винтовых и спиральных компрессоров; динамика, прочность, диагностика; подшипники и уплотнения; системы компрессоров; технология, производство и эксплуатация компрессоров. Приглашаем специалистов в возрасте до 33 лет принять участие в работе конференции (без оплаты организационного взноса).

Заявки на участие, тексты тезисов просим направить в ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б.Шнеппа» до 1 марта 2012 г. (указать число участников, ФИО, должность, контактный телефон).

К началу конференции будет издан Сборник тезисов докладов.

Требования к тезисам

Качественно отпечатанные на компьютере (Word) тексты тезисов, которые должны быть конкретными и содержать новые результаты, просим направить в ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б.Шнеппа» по электронной почте или по почте на CD-диске с обязательным приложением бумажного носителя, подписанного авторами. Объем текста – до 2 стр., допускается включить в текст 1–2 рисунка. Приложите сведения об авторе (ах) и акт экспертизы о возможности их опубликования в открытой печати.

По Вашей заявке будут высланы программа конференции и пригласительный билет.

**Будем рады приветствовать Вас в качестве участников конференции!
Ждем Ваших заявок и тезисов докладов!**



Контактные телефоны:

Тел. (843) 272-30-22 – член Оргкомитета – Колочков Андрей Николаевич
Факс. (843) 272-32-06; E-mail: niitk@kazan.ru, niitk@rambler.ru