

АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Фик А.С., Кунина П.С., Бунякин А.В.

Кубанский государственный технологический университет

Подробная информация об авторах размещена на сайте

«Учёные России» - <http://www.famous-scientists.ru>

Проанализированы основные виды повреждений технологических трубопроводов компрессорных станций. Показано, что основной причиной разрушения являются низкочастотные вибрации, возбуждаемые нестационарными течениями газа в проточной части центробежных нагнетателей, образующих возвратные ударные волны, которые негативно воздействуют на процессы сжатия в остальных агрегатах.

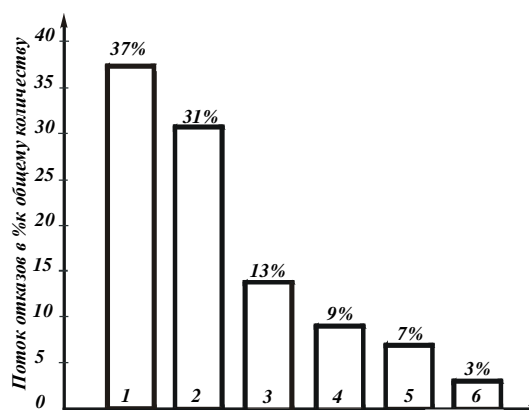
Аварии на компрессорных станциях, кроме экономического ущерба от простоя, потерь газа и немалых затрат на ликвидацию аварий создают значительную угрозу для окружающей среды, особенно в густонаселенных и курортных зонах размещения этих объектов. В этих условиях большое значение приобретают вопросы обеспечения надежности функционирования оборудования компрессорных станций.

На первом этапе изучения причин и последствий возникновения опасных ситуаций необходимо составить гистограмму частот распределения отказов, отнесенных к общей схеме взаимосвязи подсистем, узлов и элементов для всех основных типов оборудования [1]. На рисунке 1 представлена гистограмма распределения дефектов по основным узлам технологического оборудования компрессорных станций, полученная на основании данных ИТЦ «Оргтехдиагностика» и обработки данных эксплуатации по 5 компрессорным станциям ОАО «Кубаньгазпром».

В данном случае наибольший интерес представляет статистика отказов подземных технологических трубопроводов – 37% от общего количества отказов всего комплекса оборудования компрессорных станций. Поэтому, в соответствии с тем же принципом, что и для всего комплекса оборудования и агрегатов КС, необходимо выполнить статистический анализ основных причин отказов технологических трубопроводов (рисунок 2).

Анализируя результаты обработки данных по причинам отказов технологи-

ческих подземных трубопроводов компрессорных станций следует особо акцентировать внимание на том, что наиболее весомой причиной их повреждений является низкочастотная вибрация, которая составляет до 40% от общего количества отказов.



Распределение дефектов по узлам технологического оборудования КС

Рис. 1. Распределение дефектов по узлам технологического оборудования компрессорной станции: 1 – подземные трубопроводы, 2 – пылеуловители, 3 – компрессорные установки (механическая часть, КИПиА, система маслоснабжения), 4 – АВО газа, 5 – запорно-регулирующая арматура, 6 – шлейфы

В работах [2, 3], посвященных анализу надежности и работоспособное; технологических трубопроводов компрессорных станций приводится утверждение, что причинами разрушения трубопроводов является «низкочастотные колебания компрессорных машин» и нестационарные

течения перекачиваемого газа. Что касается нестационарных течений, то это утверждение неоспоримо. Утверждение же авторов упомянутых работ о том, что причинами разрушения трубопроводов являются низкочастотные вибрации, пришедшие от компрессорных агрегатов в корне неверно, так как: во-первых, собственно низкочастотные вибрации компрессорных агрегатов не передаются трубопроводам как фактор воздействия на их техническое состояние, во вторых, низкочастотные вибрации компрессоров возникают по различным причинам и вызываются различными процессами, и далеко не все они инициируют низкочастотные вибрации в трубопроводах. В качестве реального примера (рисунок 3) приведем результаты виброобследования 4-х агрегатов Кушевской ПХГ (газотурбинные установки с авиационным двигателем в качестве привода).

Как видно из приведенных виброграмм наибольший уровень вибрации наблюдается на подшипнике агрегата №1. Если провести подробный амплитудно-частотный анализ этих виброграмм, то на всех нагнетателях можно обнаружить неустойчивые течения газа в виде вращающихся срывов и микропомпажей. Кроме того, были выявлены средне и высокочастотные колебания отводящих трубопроводов в диапазоне от 20 до $60f_{об}$ – это диагностический признак аэродинамической вибрации. Одновременно с этим проводились измерения вибраций в технологических трубопроводах, отводящих сжатый газ в коллектор. Был зафиксирован повышенный уровень вибрации в диапазонах до 200 Гц и на частотах от 5 до 8 кГц (это соответствует $40...60f_{об}$).

После отключения агрегата №1 были сняты виброграммы на агрегатах 1, 2 и 4 в этих же точках (рисунок 4). Анализ этих виброграмм явно показывает стабилизацию течения газового потока в нагнетателях этих трех машин, то есть отсутствие микропомпажей, вращающегося срыва и аэродинамических вибраций трубопроводов. Следует особо отметить, что в случае возникновения значительных низкочастотных вибраций (на частотах в зоне ниже $1f_{об}$) на машине №2 в результате повреждения под-

шипника скольжения никакого увеличения вибраций на других агрегатах не наблюдалось.

Авторы работ [2, 3] утверждают, что другим источником вибраций являются колебания, обусловленные неуравновешенностью сил инерции движущихся частей компрессорных машин, то есть дисбаланс, причем эти колебания распространяются через жесткое соединение трубопровода с компрессором или через фундамент и грунт к опорам трубопровода и они вызывают сильную вибрацию, особенно в условиях резонанса. Это утверждение так же не соответствует действительным процессам, происходящим в нагнетателе.

Во-первых, из всех 5 видов дисбаланса только аэродинамический инициируется неустойчивыми потоками газа и этот процесс имеет низкочастотные составляющие. Другие же, как, например, статический, динамический, дисбаланс моментов и термический вызывают вибрации на опорных частотах (это, как правило, в современных компрессорных установках не менее 130 Гц) в то время как разрушительные низкочастотные вибрации имеющие диапазон от 0 до 30...40 Гц в спектрах этих дисбалансов отсутствуют.

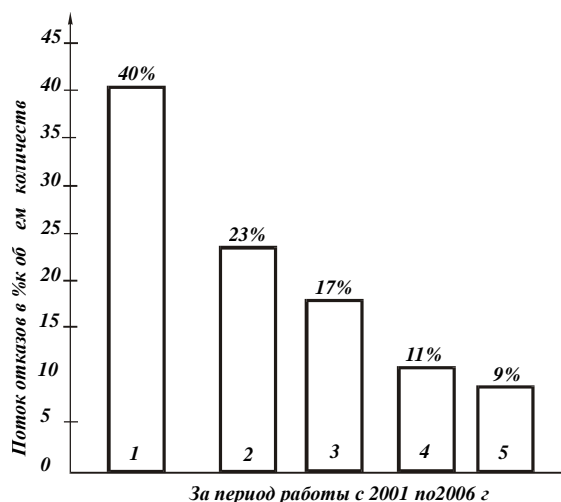


Рис. 2. Статистический анализ основных причин отказов технологических трубопроводов: 1 – повышенный уровень низкочастотной вибрации, 2 – дефекты изготовления, 3 – механические повреждения, 4 – коррозия, 5 – нарушение герметичности соединений и трубопроводов

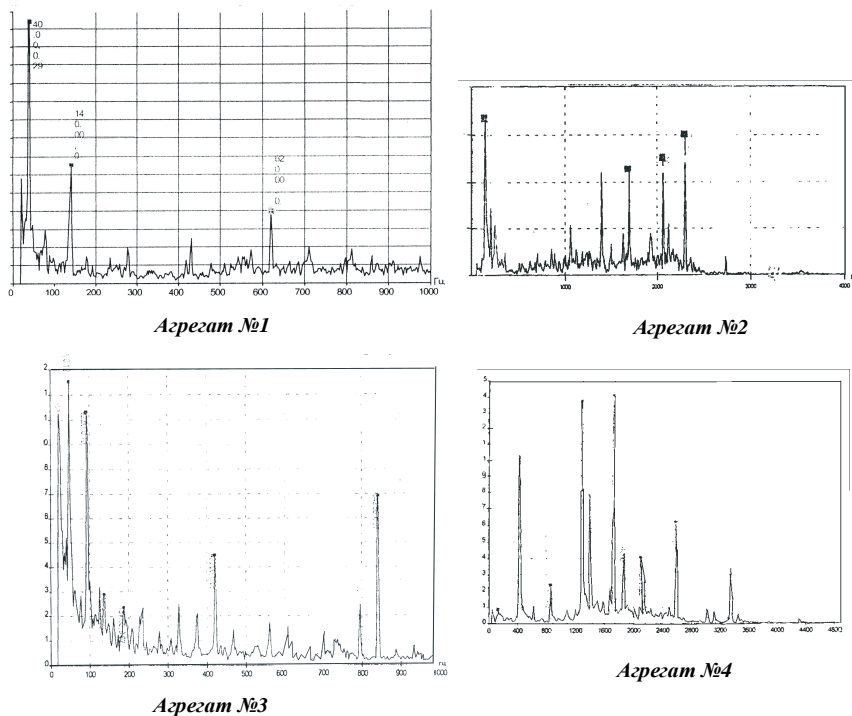


Рис. 3. Записи вибраций на корпусах опорно-упорных подшипников нагнетателей 4-х агрегатов

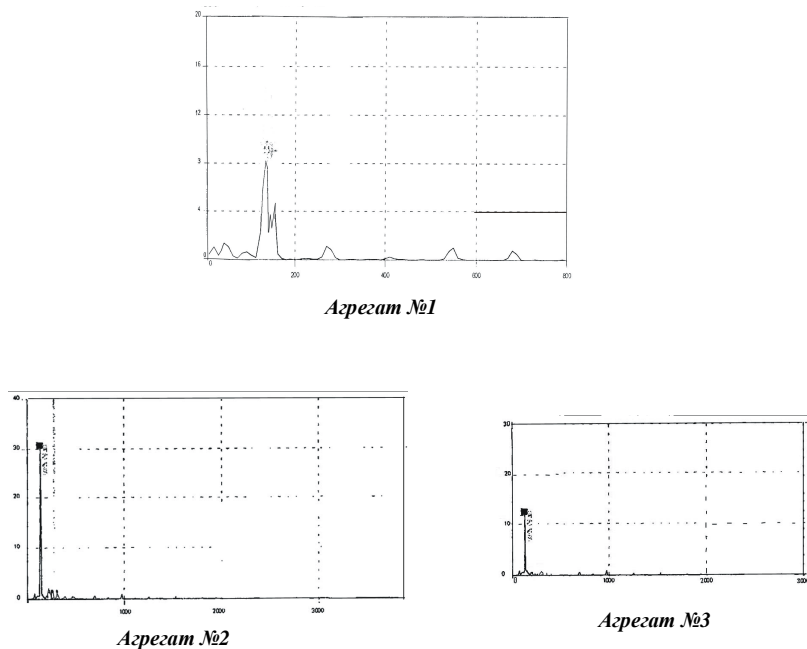


Рис. 4. Записи вибраций на корпусах опорно-упорных подшипников 3-х работающих агрегатов

Во-вторых, если бы эти агрегаты располагались в одном здании, на едином фундаменте, то, действительно, имело бы

место утверждение, что в данном случае наблюдаются, так называемые, «наведенные вибрации». Но эти компрессоры рас-

полагаются в специальных блоках на открытой площадке на расстоянии 20 и более метров друг от друга, поэтому, ни о какой «наведенной» вибрации не может быть и речи. Кроме того, в фундаментах этих компрессорных установок имеются демпфирующие элементы. Отчего же возникают низкочастотные вибрации в технологических трубопроводах при появлении неустойчивого потока газа в нагнетателях компрессоров?

Основной причиной, способствующей появлению динамических процессов в технологических трубопроводах (волнообразных нестационарных течений, подобных гидроудару), являются нестационарные течения газа в проточной части центробежного нагнетателя. Внешними признаками неустойчивого режима являются: резкое падение давления за роторной группой, сопровождающееся обычно хлопком, уменьшение расхода газа, увеличение температуры газа на входе; пульсации таких параметров газового потока в проточной части как: давления, скорости и температуры и, как следствие, увеличение вибрации. В отличие от продольных колебаний, возникающих при помпаже, появление вращающегося срыва нарушает осевую симметрию потока и характеризует потерю устойчивости всего течения потока газа, а не только пограничного слоя. Вращающийся срыв относится к автоколебательному процессу и определяет потерю поперечной устойчивости газового потока. У современных центробежных нагнетателей и осевых компрессоров газотурбинных двигателей частота колебаний при вращающемся срыве, как правило, находится в пределах 30... 80 Гц, тогда как типичная частота помпажных колебаний 2...20 Гц. Поскольку источником колебаний параметров газового потока при помпаже не является какое-либо внешнее периодическое воздействие, возникающие колебания не являются вынужденными, и процесс носит автоколебательный характер. Это и дает весьма интенсивные низкочастотные колебания, а так же значительные модуляции амплитуд вибраций на лопаточных частотах и аэродинамические вибрации трубопроводов.

В работах [2, 3] авторы рассматривают именно эти нестационарные течения как фактор возбуждения волнового процесса в трубопроводе, но говоря только о прямой волне. Авторы настоящей работы утверждают и могут доказать, что в данном случае имеет место возвратная волна, которая, отражаясь от препятствий (запорно-регулирующей арматуры, коллекторной системы и т.д.) весьма интенсивно воздействует на течение газа в нагнетателях компрессоров, работающих параллельно с источником этих колебаний (см. рисунки 3 и 4).

Обобщенная последовательность диагностики течения газа применительно к технологическим подземным трубопроводам компрессорной станции структурно осуществляется следующим образом: определение факторов воздействия на исследуемый объект; системный отбор основных и дополнительных контролируемых параметров; классификация текущих состояний (с выделением аварийных); разработка методики анализа текущего состояния газового потока; создание программного обеспечения; получение диагностической информации; обработка полученной информации; распознавание ситуаций; оценка опасности волнового процесса для диагностируемого объекта; определение действительного технического состояния работающих компрессорных агрегатов; принятие решения о дальнейшей эксплуатации агрегата или проведении регулирования технологического процесса прокачки (изменение давления на входе в нагнетатели, расхода газа). Кроме того, при исследовании динамических явлений, таких как волновые возмущения, дестабилизирующие процессы течения газа по трубопроводам, одной из существенных проблем является именно выяснение того, с какой системой соотносятся полученные результаты. Точно так же сегодня связано с существенными трудностями получение ответа на вопрос о том, на каком именно нагнетателе или участке технологического подземного трубопровода и с какой интенсивностью будет развиваться процесс образования и развития неустойчивых или волновых течений газового потока.

Можно с уверенностью утверждать, что причина многих неудач в управлении системами транспорта углеводородов кроется именно в неверных представлениях методах соотнесения и идентификации полученной информации с реальными объектами и процессами, которые, на сегодняшний день, разработаны недостаточно полно и объективно [3].

При анализе состояния технологических подземных трубопроводов обычно оценивают изменение выходных характеристик, чтобы выделить из возможных состояний наиболее вероятные. Следует, однако, принять во внимание, что в некоторых случаях различные воздействия приводят к одинаковым конечным результатам. Таким образом, характерной чертой диагностического процесса является анализ состояний системы, позволяющий уточнить и локализовать место, как возможной аварии, так и элементов системы, находящихся в аварийном состоянии [2].

На основе уточненных методик анализа и расчета нестационарных режимов перекачки газа, разработанных с учетом эксплуатационных данных, и с помощью соответствующих алгоритмов находят рациональные решения для воздействия на технологические процессы. В этой связи необходимо сказать, что сложность имитации и диагностирования волновых процессов обусловлена следующими особенностями: большой размерностью пространства переменных, влияющих на работоспособность, как элементов, так и всей системы в целом; значительным числом методов имитации процессов и диагностирования, используемых в системе (вследствие довольно значительной протяженности трубопроводов на разных их участках могут использоваться различные методики анализа и расчета процессов течения газа, которые, как показала практика, подчас могут давать совершенно противоречивые результаты); нестационарностью процессов и дрейфом параметров во времени; стохастической природой параметров; значительным уровнем шума (естественных неизбежных помех, обусловленных конструктивными и технологическими факторами); боль-

шим числом контролируемых и регулируемых параметров; многоконтурностью процессов контроля и регулирования; использованием во многих случаях эвристических методов подготовки и принятия решений, не поддающихся формализации (некомпетентность руководства, которая может привести, не только к возникновению опасных режимных течений газа, но и к аварийным ситуациям); влиянием субъективных факторов, обусловленных взаимодействием человека с техникой (низкая квалификация обслуживающего персонала).

Поэтому, для повышения надежности работы диагностических систем и достоверности полученных результатов, на основании которых может быть осуществлено распознавание опасных волновых процессов, а так же регулирование и управление эксплуатационными режимами работы оборудования компрессорных станций, необходима разработка таких методик, которые будут наиболее адекватно отражать свойства и конфигурацию конкретного исследуемого объекта.

Обсуждение результатов анализа, проблемы и выводы

Современное состояние решения задач распознавания и оптимизации режимов работы оборудования компрессорных станций, позволяет сделать вывод о необходимости создания достаточно простых и эффективных методов распознавания опасных и разрушительных динамических процессов, возникающих в подземных технологических трубопроводах вследствие влияния на них неустойчивых течений газа в нагнетателях.

Для решения этих задач необходимо:

1. Представить функционально-топологический анализ технического состояния исследуемой трубопроводной сети на основе типологизации множеств факторов воздействия и взаимосвязей, как сложной технической системы.

2. Проанализировать и выбрать наиболее приемлемый для изучаемого объекта принцип формирования методики анализа и расчета процессов транспорта газа, как средства управления, оптимизации режимов и диагностики.

3. Разработать наиболее простой метод анализа динамических процессов газопередачи при условиях неустойчивости процесса сжатия газа в нагнетателях компрессорных установок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кунина П.С., Павленко П.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с центробежными нагнетателями. Ростов-на-Дону, изд-во РГУ, 2001. – 362с.

2. Бутусов О.Б., Мешалкин В.П. Компьютерное моделирование нестационарных потоков в сложных трубопроводах. М: ФИЗМАТГИЗ, 2005. – 550с.

3. Ганиев Р.Ф., Низамов Х.Н., Дербуков Е.И. Волновая стабилизация и предупреждение аварий на трубопроводах. Изд-во МГТУ им. Баумана.–М.: 1996. – 260с.

ANALYSIS OF DAMAGES OF COMPRESSOR STATION PROCESS PIPELINES

Fick A.S., Kunina P.S., Bunyakin A.V.
Kuban State University of Technology

The principal kinds of damages of compressor station process pipelines of are analyzed. It is shown that the main cause of destruction are the low-frequency vibrations raised by non-stationary currents of gas in a flow part of centrifugal superchargers, forming returnable shock waves which negatively influence the compression processes in other units.