

Моделирование и имитация явления помпажа на линии компримирования природного газа

Ю. А. Кorableв¹, Д. Х. Имаев², Р. И. Смирнов³

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет
«ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)

¹juri.korablev@gmail.com, ²damir.imaev@mail.ru, ³ri.smirnov.spb@gmail.com

Аннотация. Предлагается методика моделирования автоколебательного режима работы (помпажа) компрессорной линии. Описывается техника построения газодинамических характеристик центробежных компрессоров, гипотетически расширенных на область малых расходов. Приводится пример компьютерной имитации явления помпажа на линии компримирования природного газа, когда рабочая точка режима находится в области восходящей ветви газодинамической характеристики. Компьютерная имитация в среде MATLAB/Simulink открывают путь к анализу других причин помпажа и синтезу систем антипомпажного регулирования.

Ключевые слова: помпаж; центробежный компрессор; газодинамическая характеристика; газоперекачивающий агрегат; компримирование; автоколебания; антипомпажное регулирование

I. ВВЕДЕНИЕ

Линия компримирования природного газа представляет основной технологический объект компрессорных станций магистральных газопроводов. Компрессорная линия включает газоперекачивающий агрегат, состоящий из центробежного компрессора с газотурбинным приводом, и сеть, образованную соединительными трубопроводами, кранами, фильтрами очистки газа и аппаратами воздушного охлаждения.

На компрессорной линии возможно возникновение помпажа – опасного автоколебательного режима работы. Помпаж центробежных компрессоров относится к явлениям, которые могут быть объяснены только в рамках нелинейных динамических моделей (например, [1–6], [10, 11]).

Следует отметить, что на русском языке относительно мало публикаций, посвященных компьютерному моделированию управляемых объектов компримирования природного газа и синтезу систем автоматического управления современными методами и инструментальными средствами расчета (например, [7–9]).

Замена проектируемого или реального технологического объекта, а также среды его функционирования математической и компьютерной моделью (цифровой копией) помогает предвидеть возможные проблемы, возникающие при эксплуатации оборудования. Сказанное в полной мере относится и

к созданию цифровой модели линии компримирования природного газа, которая поможет оптимизировать конфигурацию разрабатываемой газоперекачивающей системы, прогнозировать аварийные ситуации и откроет путь к синтезу автоматических систем предотвращения помпажных явлений.

Ограниченные возможности аналитических методов заставляют обращаться к численным методам решения нелинейных дифференциальных уравнений динамики компрессорной линии. Современные инструменты компьютерной имитации и визуализации результатов позволяют «экспериментировать» с различными моделями и режимами функционирования объектов, в том числе имитирующими явления помпажа. При исследовании критических режимов работы важно иметь максимально адекватные динамические модели линии компримирования, что неизбежно увеличивает объем вычислительных экспериментов при построении модели.

II. КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЛИНИИ КОМПРИМирования

Упрощенная технологическая схема компрессорной линии (КЛ) включает: центробежный компрессор, выполняющий функцию сжатия (компримирования) газа, буфер с инерционными и емкостными свойствами газа в сети и дроссельную заслонку, от положения которой зависит проводимость (пневматическое сопротивление) сети (рис. 1).

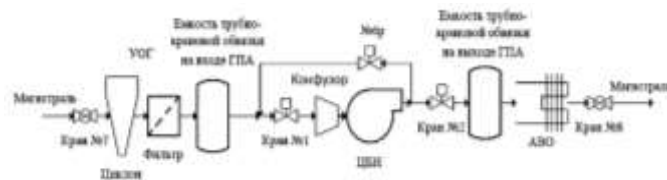


Рис. 1. Технологическая схема линии компримирования

Зависимость давления газа Ψ на выходе центробежного компрессора от частоты вращения ротора N и объемного расхода газа Q

$$\Psi = \Psi(Q, N)$$

называется газодинамической характеристикой (ГДХ).

Динамические свойства сети на выходе компрессора описываются системой дифференциальных уравнений

$$\begin{aligned} C \frac{d\Psi_c}{dt} &= Q - Q_c(\Psi_c) \\ L \frac{dQ}{dt} &= \Psi(Q) - \Psi_c \end{aligned} \quad (1)$$

где: L – акустическая инертность, характеризующая стремление противодействовать изменениям потока газа, C – акустическая гибкость, характеризующая емкостные свойства сети. Активное сопротивление сети имеет вид квадратичной зависимости перепада давления на дросселе Ψ_c от объемного расхода газа Q_c

$$\Psi_c = \frac{1}{\sigma^2} Q_c^2. \quad (2)$$

Так как ГДХ компрессора строится экспериментально и обычно представляется заводом-изготовителем в графической форме, невозможно применение аналитических методов исследования динамики КЛ и затруднено непосредственное численное решение нелинейных уравнений (1), (2). Существует множество способов аппроксимации ГДХ [12].

На рис. 2 представлена компьютерная модель КЛ на языке графического редактора MATLAB/Simulink, где ГДХ компрессора типа 291ГЦ2-385/53-76М аппроксимирована искусственной нейронной сетью [7, 8].

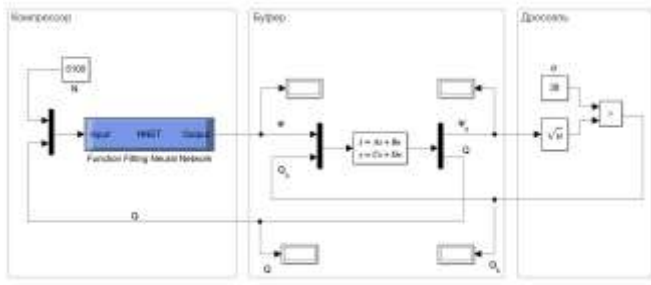


Рис. 2. Компьютерная модель линии компримирования

Компоненты «буфер» и «дроссель» реализуют систему уравнений (1) и характеристику дросселя (2).

III. МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОМПАЖА

Рассмотрим некоторую кривую семейства (напорную линию) ГДХ компрессора $N = \text{const}$. Условием самовозбуждения автоколебаний или, так называемого мягкого помпажа, является выполнение неравенства

$$\frac{d\Psi(Q_0)}{dQ} > \frac{dQ_c(\Psi_0)}{d\Psi_c} \frac{L}{C} \quad (3)$$

в рассматриваемом положении равновесия (Ψ_0, Q_0) [1], [2].

Помпаж возможен на восходящем участке характеристики компрессора, наклон которого удовлетворяет условию (3). Пусть Ψ_l – некоторый отрезок

касательной к ГДХ в точке возрастающей ветви характеристики $\Psi(Q)$, причем, для всех $Q \in [Q_1; Q_2]$ выполняется условие (3). Введем обозначение для наклона касательной к характеристике сети

$$k = \frac{d\Psi_c(Q_0)}{dQ_c}.$$

Тогда уравнение линейного участка Ψ_l можно представить так

$$\Psi_l(Q) = \left(\frac{L}{kC} + \varepsilon \right) Q + \Psi(Q_1); \quad Q \in [Q_1; Q_2]$$

при ограничениях

$$\Psi_l(Q_1) > \Psi_{\min}; \quad \Psi_l(Q_2) < \Psi_{\max},$$

где $\varepsilon > 0$ – любое малое положительное число, а $\Psi_{\min}$ и $\Psi_{\max}$ соответственно нижняя и верхняя граница напорной характеристики компрессора.

Положим $\Psi_1 = \Psi(Q_1)$, тогда Ψ_2 вычисляется так

$$\Psi_2 = \Psi_1 + \left(\frac{L}{kC} + \varepsilon \right) (Q_2 - Q_1).$$

Согласно (2), определим граничные значения проводимости сети σ , при которой система становится динамически неустойчивой

$$\sigma_i = Q_i \sqrt{\Psi_i}; \quad i = \{1, 2\}.$$

Геометрическая интерпретация формирования динамически неустойчивого возрастающего линейного участка характеристики представлена на рис. 3.

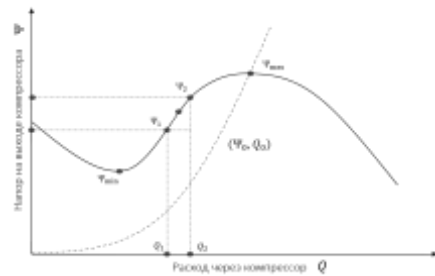


Рис. 3. Конструирование восходящего участка расширенной ГДХ

Отметим, что параметры L и C зависят от геометрической конфигурации трубопроводной сети и в общем случае не являются константами, а их изменение во времени также может привести к помпажу. В представленном докладе подобная ситуация не рассматривается.

IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОМПАЖА ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА

Поскольку ГДХ центробежных компрессоров принято снимать до границы устойчивой работы, для имитации

критических режимов функционирования необходимо искусственно сформировать недостающий восходящий участок характеристики, т. е. искусственно расширить характеристику на область малых расходов.

В качестве исходных данных выберем семейство кривых ГДХ компрессора типа 291ГЦ2-385/53-76М. Для примера рассмотрим кривую, отвечающую частоте вращения $N = 5100$ об/мин (рис. 4).

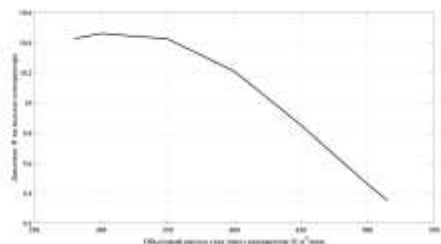


Рис. 4. Кривая, построенная по данным оцифровки графиков

А. Формирование и нейросетевая аппроксимация расширенной ГДХ

Искусственно расширим кривую семейства ГДХ на диапазон низких значений расхода газа. График характеристики, полученный путем совмещения исходного набора с набором данных для расширения, представлен на рис. 5. На восходящем участке расширенной ГДХ сформирован линейный участок, для которого выполняется условие возникновения помпажа.

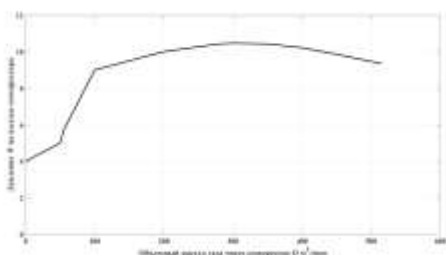


Рис. 5. Кривая семейства расширенной ГДХ

Для создания нейросетевой модели компрессора [1] требуется подготовить обучающий набор данных по предварительно сглаженной расширенной ГДХ. Для этого использована программа MATLAB Curve Fitting Toolbox и метод сплайн-интерполяции (рис. 6).

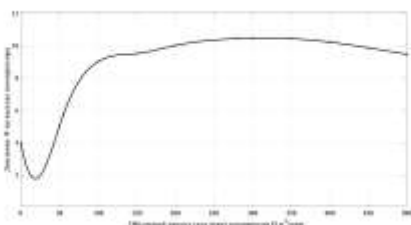


Рис. 6. График сглаженной расширенной ГДХ

В. Компьютерная имитация помпажа

Проведем компьютерную имитацию на компьютерной модели (рис. 1), параметры которой настроены на работу в

режиме помпажа. На рис. 7 изображен график изменения расхода установившемся автоколебательном режиме, который отвечает режиму помпажа КЛ с центробежным компрессором.

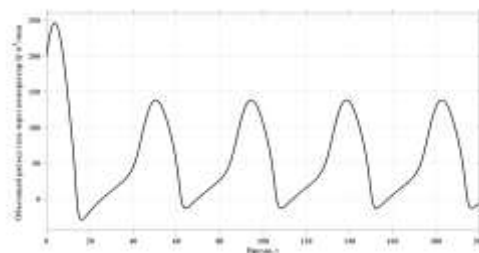


Рис. 7. График изменения объемного расхода газа при помпаже

V. АНТИПОМПАЖНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Для вывода компрессорной линии из состояния помпажа требуется внешнее воздействие.

Функциональным назначением антипомпажного регулятора является удержание рабочей точки компрессора в удалении от границы помпажа с заданным запасом. Распространенный метод антипомпажного регулирования сводится к управлению байпасным антипомпажным клапаном (АПК) с целью изменения проводимости сети.

Помпажный запас непосредственно не измеряется. Необходим вычислитель – виртуальный датчик помпажного запаса (ВДПЗ), который позволяет количественно оценивать расстояние до границы помпажа по измеренным значениям частоты вращения ротора нагнетателя N и объемного расхода перекачиваемого компрессором газа Q .

Компьютерная модель системы автоматического регулирования помпажного запаса представлена на рис. 8. Следящий привод АПК в соответствии с заданием $\mu(t)$ меняет положение антипомпажного клапана $s(t)$, что, в свою очередь, влияет на проводимость сети $\sigma(t)$. Привод АПК моделируется двумя звеньями первого порядка с постоянными времени $T_1 = 0.4$ с и $T_2 = 0.2$ с.

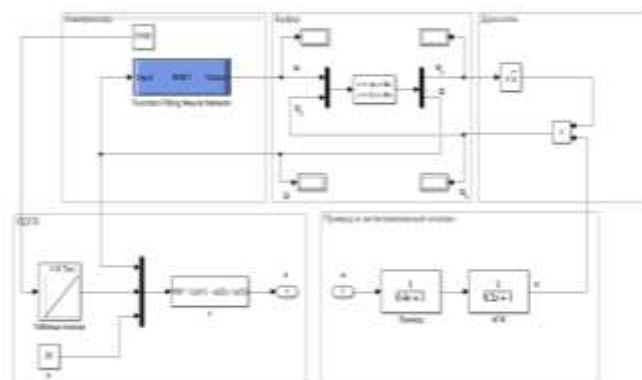


Рис. 8. Линия компримирования как объект управления

Модель компрессорной линии с подключенными измерительным элементом (ВДПЗ) и исполнительным механизмом (АПК с приводом) является основой для применения методов теории управления для синтеза систем антипомпажного регулирования [9].

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе описана методика формирования расширенных газодинамических характеристик центробежного компрессора, базирующихся на оцифровке графиков экспериментально построенных характеристик реального компрессора. Показано, что компьютерная модель линии компримирования позволяет имитировать различные режимы работы компрессорной линии, а также является основой для синтеза и тестирования различных подсистем линии компримирования газа.

Целесообразны дальнейшие исследования и разработки по созданию систем антипомпажного регулирования, оперативного реагирования и предотвращения аварийных ситуаций на линии компримирования газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Боднер В.А. Автоколебания в системе, содержащей компрессор // Инженерный сборник. М.: Изд-во АН СССР, т. VI, 1950. С. 177–184.
[2] Казакевич В.В. Автоколебания (помпаж) в компрессоре. М.: Машиностроение, 1974. 264 с.

[3] Хадиев М.Б., Зиннатуллин Н.Х., Нафиков И.М. Механизм помпажа в центробежных компрессорах // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №8. С. 262–266.
[4] Гузельбаев Я.З. Некоторые особенности динамических свойств центробежных компрессорных установок и сети // Компрессорная техника и пневматика. 2009. №2, С. 8–11.
[5] Helvoirt, van, J. Centrifugal compressor surge: modeling and identification for control // Technische Universiteit Eindhoven. 2007. 12 Sep [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.6100/IR629084> (дата обращения: 27.04.2021).
[6] Gravdahl J.T., Egeland O. A Moore-Greitzer axial compressor model with spool dynamics. January 1998, Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control, vol.5, pp. 4714–4719. DOI:10.1109/CDC.1997.649750
[7] Имаев Д.Х., Квашнин С.В., Шестопалов М.Ю. Моделирование технологического процесса компримирования природного газа как объекта управления. Установившиеся режимы // Изв. СПб ГЭТУ «ЛЭТИ». 2020. № 6. С. 13–22.
[8] Имаев Д.Х., Квашнин С.В., Шестопалов М.Ю. Моделирование технологического процесса компримирования природного газа как объекта управления. Переходные процессы // Изв. СПб ГЭТУ «ЛЭТИ». 2020. № 7. С. 14–22.
[9] Имаев Д.Х., Квашнин С.В., Шестопалов М.Ю. Синтез селективно инвариантных систем управления процессом компримирования природного газа // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2021. № 5. С.11–22.
[10] Shestopalov M.Y., Smirnov R.I. and Imaev D.H. Approximation of the Natural Gas Pumping Compressor Characteristics using a Multi-layer Neural Network // 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus), St. Petersburg, Moscow, Russia, 2021, pp. 1088-1091. DOI: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396438.