

P. D. Osmolovsky, S. A. Romanenko
Saint Petersburg Electrotechnical University

FAULT-TOLERANCE IN CLOSED CIRCUIT TV PROGRAM COMPONENTS

Presents the problem of reducing the time of inaccessibility of a video surveillance system for the protection of high-risk facilities. The analysis and formalization of requirements for the solution. A review of the tools to be used in the solution for high availability of the video surveillance server was conducted. As a result of the review, a comparison was made according to key criteria and the optimal set of technologies for development was determined. A solution to improve fault tolerance through the development of a server high availability solution using a backup node is proposed. For the solution, specific requirements, restrictions and assumptions are identified, under the conditions of which it is necessary to ensure a low failure rate for a high responsibility system that collects, processes and stores video images from high-risk objects. A functional diagram has been developed that shows the composition of the system and the interaction of its elements. Based on the functional interaction, the design of the solution structure and the behavior of its components during the operation of the complex was carried out. As a result, the architecture of a high-availability solution for a video surveillance server to protect high-risk objects was developed and the behavior of its functional components was determined.

High availability manager, fault-tolerance, reliability of operation, database back-up, data restore

УДК 681.5; 622.691.4.053

Д. Х. Имаев, С. В. Квашнин, М. Ю. Шестопалов
Санкт-Петербургский государственный электротехнический
университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина)

Моделирование технологического процесса компримирования природного газа как объекта управления. Установившиеся режимы

Обсуждаются вопросы моделирования управляемого технологического процесса компримирования природного газа в установившихся режимах. Моделирование представляется как последовательное раскрытие неопределенности причинно-следственной топологии, структуры и параметров объекта, среды его функционирования. Характеристики центробежных нагнетателей предложено аппроксимировать искусственными нейронными сетями. На примере параметрической идентификации компьютерной модели компрессорной линии по архивным данным делается вывод о целесообразности сочетания графических и численных методов анализа установившихся режимов компримирования. Близость результатов модельного анализа к архивным данным реального компрессорного цеха магистрального газопровода позволяет заключить, что предлагаемая методология моделирования, идентификации и анализа установившихся режимов компримирования природного газа имеет перспективы дальнейшего развития и практического применения.

Природный газ, компримирование, установившийся режим, центробежный нагнетатель, управление, модель, газодинамическая характеристика, нейронная сеть, компьютерная имитация, идентификация

Автоматическое управление газоперекачивающими агрегатами и компрессорными цехами магистральных газопроводов способно ослаблять нежелательное влияние среды на параметры перекачиваемого газа без необходимости изменения самой технологии компримирования и конструк-

ции агрегатов. Это достигается внешними по отношению к объекту информационно-алгоритмическими средствами, которые сводятся к получению информации о состоянии процесса, принятию решений по оказанию управляющих воздействий и их исполнению относительно малыми по

энергетическим затратам ресурсами. В настоящее время успешно эксплуатируются распределенные системы контроля и автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами (см., например, [1]–[3]). Наиболее полно системы комплексного управления нашли отражение в разработках АО «НПФ „Система-Сервис“», широко внедряемых на компрессорных станциях магистральных газопроводов [2].

Методы и инструментальные средства разработки систем управления и регулирования основаны на математическом описании управляемых объектов и среды их функционирования. Построению моделей технологических процессов компримирования природного газа посвящен ряд публикаций (см., например, [4]–[6]).

В предлагаемой статье представлено видение проблемы моделирования специалистами по автоматизации управления, которое отличается от точки зрения технологов и конструкторов. Методы теории управления оперируют причинно-следственными моделями, которые образованы блоками направленного действия и ориентированными связями между ними. Блокам приписываются операторы преобразования переменных или алгоритмы обработки данных – носители информации. Это следствие информационно-алгоритмического подхода к построению моделей управляемых объектов и систем управления. Модели, используемые для синтеза систем управления, не должны быть такими же точными, как в физико-технических расчетах при проектировании конструкций агрегатов, в задачах оптимизации режимов компримирования, коммерческом учете газа и расчете затрат на перекачку. Это объясняется тем, что системы, реализующие принцип отрицательной обратной связи, способны достигать целей управления и обеспечивать качество процессов в условиях ограниченных вариаций характеристик объектов.

Для построения моделей технологических процессов компримирования природного газа как

объектов управления необходимо комбинировать аналитический и экспериментальный способы. Аналитический способ позволяет обосновать выбор класса и структуры моделей на основе законов газовой динамики, которым подчиняются процессы компримирования газа. Для оценки значений параметров моделей обращаются к процедурам идентификации – экспериментам и обработке данных.

Моделирование и идентификацию компрессорной линии целесообразно проводить в соответствии с предложенными А. А. Вавиловым принципами последовательного раскрытия неопределенности моделей сложных систем управления [7], [8].

Исследования, проводимые в рамках предлагаемой статьи, используют среду научно-технических расчетов MatLab фирмы «The MathWorks, Inc.» и ее инструменты.

Компрессорная линия как объект управления. Технологический процесс компримирования природного газа (ТП КПГ) реализуют компрессорные линии, образованные газоперекачивающими агрегатами и сетью трубопроводов и кранов на их входе и выходе (рис. 1). К сети относятся также узлы очистки газа УОГ и аппараты воздушного охлаждения АВО технологического газа. Газоперекачивающий агрегат ГПА – сложный комплекс, объединяющий центробежный нагнетатель ЦБН с приводом от газотурбинного двигателя ГТД и множество вспомогательных подсистем обеспечения.

Математическое моделирование компрессорной линии, рассматриваемой как объект управления, предваряется системным анализом, в результате чего происходит обособление объекта от среды функционирования, формулируется цель управления, выявляются потенциальные возмущения и возможные управляющие воздействия (рис. 2).

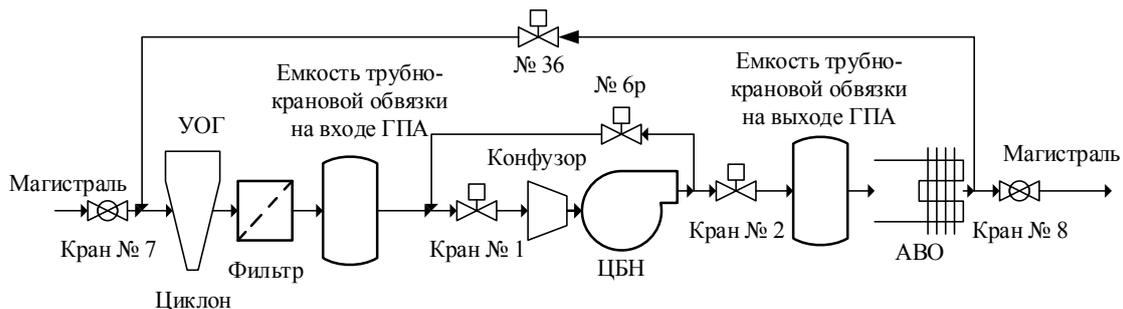


Рис. 1

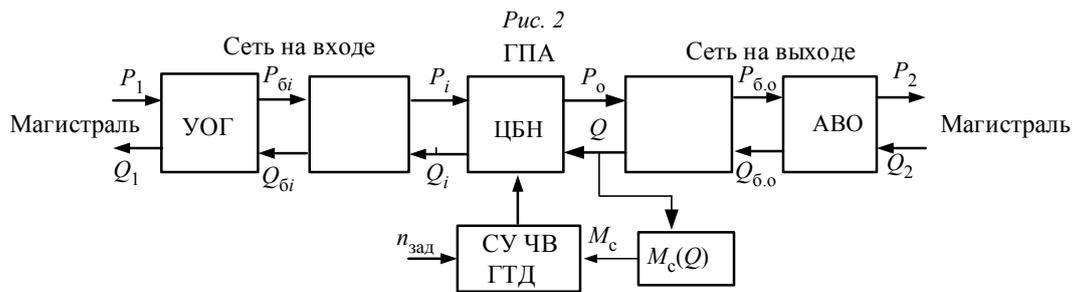
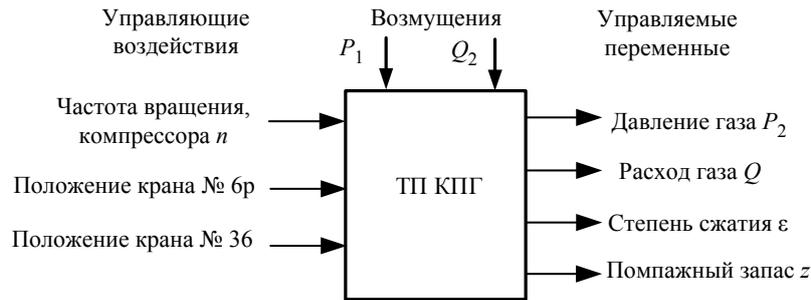


Рис. 3

Управляемыми переменными ТП КПГ являются давление газа P_2 на выходе компрессорной линии (за краном № 8), расход газа через компрессорную линию Q , отношение давлений газа на выходе P_o и входе P_i и ЦБН (степень сжатия $\epsilon = P_o/P_i$), а также помпажный запас компрессора z . Управляющие воздействия на объект – частота вращения ротора нагнетателя n , положения анти-помпажного № 6р и байпасного № 36 кранов. Основные возмущения – давление газа P_i на входе компрессорной линии (перед краном № 7) и расход газа Q_2 на выходе компрессорной линии.

Процедура построения модели сложного объекта использует прием декомпозиции – управляемый объект расчленяется на взаимосвязанные подсистемы – ГПА, сеть на входе и сеть на выходе ЦБН (рис. 3). Подсистемы, в свою очередь, подвергаются дальнейшей декомпозиции, что приводит к моделям иерархической структуры. На рис. 3 сеть на входе ЦБН представлена как последовательное соединение УОГ и объема газа в трубо-крановой обвязке, сеть на выходе – как соединение объема газа и АВО, а ГПА представлен как взаимодействие ЦБН и привода. Переменные P_{6i} , P_{6o} и Q_{6i} , Q_{6o} – давления и объемные расходы буферных объемов газа на входе и выходе нагнетателя, Q – расход газа через нагнетатель, M_c – момент сопротивления на валу силовой турбины, $n_{зад}$ – заданная частота вращения турбины.

В дальнейшем может быть раскрыта структура системы управления частотой вращения (СУ

ЧВ) ГТД и других подсистем, что приводит к моделям иерархической структуры.

В соответствии с принципом последовательного раскрытия неопределенности [8], [9] построение моделей сложных систем управления представляется как процесс повышения ранга неопределенности моделей $R = 0, 1, 2, 3$:

- собственно объекта управления $M_S R$;
- объекта со связями $M_{YSF} = \langle M_{YS}, M_S, M_{SF} \rangle$ со средой на выходе M_{YS} и входе M_{SF} ;
- расширенной системы $M_{RS} = \langle M_Y, M_{YSF}, M_F \rangle$, получаемой дополнением модели M_{YSF} моделью среды M_F и моделью требований M_Y к управляемым переменным.

Модель компрессорной линии нулевого ранга задается перечислением множества подсистем рассматриваемого далее уровня иерархии:

$$M_{S0} = \{ \text{Объем на входе, УОГ, ГПА,} \\ \text{Объем на выходе, АВО} \}.$$

Причинно-следственные связи подсистем задаются множеством упорядоченных индексов переменных входа и выхода подсистем. На языке математики множество подсистем и несимметричное отношение – ориентированный граф. Элементы отношения рассматриваются как переменные (сигналы – носители информации), а элементам базового множества приписываются операторы преобразования переменных. В результате получается модель объекта первого ранга M_{S1} в форме структурной схемы или сигнального графа – это модель на языке теории управ-

ления, принятом для описания систем с раскрытой причинно-следственной *топологией*.

Дальнейшее повышение определенности модели достигается указанием класса и структуры операторов преобразования переменных. Для описания динамики компрессорной линии в работе выбран класс *конечномерных* моделей. Допущение о сосредоточенности параметров принято на том основании, что в качестве переменных входа и выхода подсистем компрессорной линии рассматриваются показания датчиков, размещенных в конкретных точках установок. Так как переменные – давление и расход газа, степень сжатия, частота вращения ротора нагнетателя – есть функции непрерывного времени, операторами оказываются обыкновенные дифференциальные уравнения. Если указать порядки уравнений, то получатся модели второго, *структурного* ранга M_S2 .

Конкретизация коэффициентов уравнений дает полностью определенные модели третьего, *параметрического* ранга M_S3 .

Связи компрессорной линии со средой на входе M_F задаются указанием точек приложения возмущающих и управляющих воздействий. К возмущениям относятся давление на входе компрессорной линии $P_i(t)$, расход $Q_2(t)$ и обобщенная проводимость сети $\sigma(t)$, зависящая от состояния АВО и трубо-крановой обвязки на выходе ЦБН. Управляющим воздействием является заданное значение частоты вращения нагнетателя $n_{зад}$. Степень открытия антипомпажного крана № бр, влияющая на проводимость сети σ (см. рис. 1), также служит управляющим воздействием системы антипомпажного регулирования.

Связи объекта со средой на выходе M_Y – управляемые переменные: расход Q_2 , и давление P_2 ; степень сжатия ϵ ; помпажный запас нагнетателя z .

Модели установившихся режимов компримирования. Модели компрессорной линии для стационарных режимов описывают условия, когда давление технологического газа, частота вращения ротора и производительность нагнетателя не меняются во времени. Установившиеся режимы компримирования определяются статическими характеристиками (СХ) ЦБН и сети, которые связывают значения переменных на значительных интервалах. По моделям статики анализируются установившиеся режимы агрегатов и подбираются оптимальные технологические параметры.

Традиционно [9], [10] компрессор рассматривается как источник напора (давления), зависящего от частоты вращения вала нагнетателя. Напор в зависимости от сопротивления сети определяет расход прокачиваемого газа (рис. 3). Так называемые газодинамические характеристики (ГДХ) нагнетателей $P_0(n, Q)$ и $\epsilon(n, Q)$ экспериментально снимаются заводами-изготовителями и приводятся в справочниках. Строятся ГДХ для приведенных значений газовой постоянной R , фактора сжимаемости Z , показателя адиабаты k в стандартных условиях на входе нагнетателя. На рис. 4 приведен пример ГДХ нагнетателя типа 291ГЦ2-385/53-76М для свойств газа: $Z = 0.91$; $R = 509.05$ Дж/(кг·К); $k = 1.312$ и условий: температура газа на входе в нагнетатель $T_H = 288.15$ К; $n_{ном} = 5100$ об/мин.

Нейросетевая аппроксимация ГДХ упрощает программную реализацию модели нагнетателя. Методика обучения искусственной нейронной сети (ИНС) складывается из следующих этапов:

- 1) подготовка обучающих данных;
- 2) выбор типа и архитектуры ИНС;
- 3) обучение сети;
- 4) анализ сети.

Приведем пример построения нейросетевой модели ЦБН типа 291ГЦ2-385/53-76М с помощью программы MatLab/Neural Network Toolbox.

1. Подготовка обучающих выборок требует предварительной оцифровки ГДХ. Ввод данных входа ИНС в рабочее пространство:

```
n = [1.078 1.078 1.078 1.078 1.078 1.078 1.0
1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 0.922 0.922 0.922 0.922
0.922 0.922 0.843 0.843 0.843 0.843 0.843
0.843 0.765 0.765 0.765 0.765 0.765];
Q = [300 350 400 450 500 550
280 300 350 400 450 500 515
260 300 350 400 450 470
230 250 300 350 400 430 215 250 300 350
390];
I = [n; Q];
Ввод обучающих данных выхода ИНС:
Epsilon = [1.545 1.550 1.543 1.50 1.44 1.365
1.46 1.465 1.46 1.43 1.38 1.325 1.31 1.38 1.38
1.365 1.34 1.28 1.26 1.32 1.32 1.315 1.285
1.245 1.215 1.255 1.254 1.24 1.22 1.17];
```

2. Инструмент обучения ИНС – MatLab/NeuralFitting app вызывается командой `nftool`. Выбирается двухслойная `feedforward`-сеть с семью сигмоидными скрытыми нейронами и линейным выходным нейроном.

3. Для обучения принят алгоритм Levenberg-Marquardt `backpropagation`.

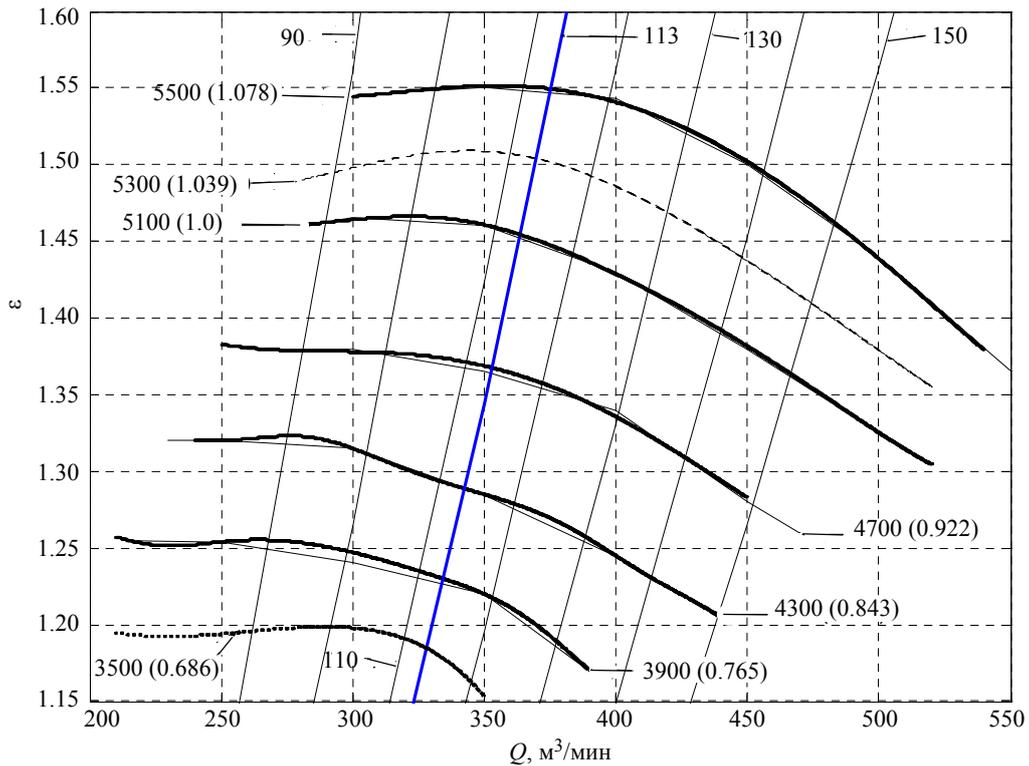


Рис. 4

4. Результаты анализа обученной нейросетевой модели приведены на рис. 4 в виде жирных линий, практически сливающихся с графиками данных ручной оцифровки «альбомной» ГДХ (тонкие линии). Штриховая линия с меткой 5300 (1.039) – результат интерполирующих способностей ИНС; при обучении были учтены данные, отвечающие 5100 и 5500 об/мин. Кривая с меткой 3500 (0.686) – результат экстраполяции (ИНС не обучалась для таких низких частот вращения ротора нагнетателя).

Модель сети для установившихся режимов описывает связь между объемным расходом газа Q и давлением P_o (Q/σ)², где параметр σ имеет смысл проводимости – величины, обратной пневматическому сопротивлению.

Таким образом, установившийся режим компрессорной линии, состоящей из нагнетателя и

сети, упрощенно описывается системой уравнений баланса давлений

$$P_o = \varepsilon P_i = P_o(n, Q); P_o = (Q/\sigma)^2 \quad (1)$$

или степени сжатия газа

$$\varepsilon = \varepsilon(n, Q); \varepsilon = (Q/\sigma)^2 / P_i. \quad (2)$$

Модель компрессорной линии первого, топологического ранга M_51 в форме структурной схемы приведена на рис. 5. Дополнение модели M_51 ГДХ нагнетателя и структурой модели сети в виде квадратичной зависимости падения давления от расхода 2 дает модель второго ранга M_52 . Для получения полностью определенной модели M_53 остается конкретизировать параметр σ – проводимость сети, зависящую от состояния трубокрановой обвязки на выходе ЦБН (в том числе антипомпажного крана № 6р).

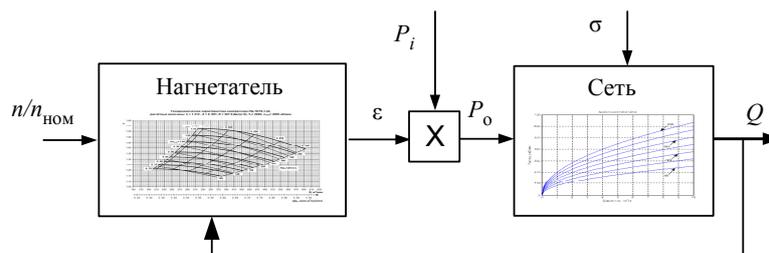


Рис. 5

Анализ установившихся режимов компримирования сводится к определению давления на выходе нагнетателя по значениям частоты вращения ротора нагнетателя n , проводимости сети σ (управляющие и возмущающие воздействия) и давлению на входе нагнетателя P_i (возмущение). Для этого необходимо решить систему уравнений (1) или (2). Нелинейные уравнения, в которые входит графически заданная ГДХ нагнетателя, нельзя решить аналитически – необходимо обращаться к графическим или численным методам.

Графический метод анализа использует совмещенные характеристики нагнетателя и сети, которые следуют из условия баланса напора нагнетателя и падения давления в сети

$$\varepsilon(n, Q) = (Q/\sigma)^2 / P_i .$$

На рис. 4 приведен пример диаграммы совмещения ГДХ нагнетателя типа 291ГЦ2-385/53-76М и СХ сети для $P_i = 7.14$ МПа. По оси абсцисс откладываются значения объемного расхода газа Q , а по оси ординат – степени сжатия ε . Кривые семейства ГДХ (жирные линии) помечены значениями частоты вращения вала нагнетателя $n = 3900, 4300, 4700, 5100, 5500$ и относительной частоты вращения $n/n_{\text{ном}} = 0.765, 0.843, 0.922, 1.0, 1.078$, а кривые, характеризующие сеть, – значениями проводимости $\sigma = 90, 110, 130, 150$. Заметим, что в принятом масштабе графики для значений σ от 90 до 160 выглядят как прямые.

Точка пересечения характеристик компрессора и сети называется рабочей точкой. Пусть $n/n_{\text{ном}} = 4700$ об/мин; давление на входе $P_i = 7.14$ МПа; проводимость сети $\sigma = 113$. На рис. 4 рабочая точка имеет координаты: объемный расход газа $Q = 353.2$ м³/мин; степень сжатия $\varepsilon = 1.367$. Давление на выходе $P_o = \varepsilon P_i = 9.76$ МПа. Другая «рабочая» точка $n/n_{\text{ном}} = 3500/5100 = 0.686$ с координатами: степень сжатия $\varepsilon = 1.185$; расход $Q = 328$ м³/мин.

Численный метод решения системы уравнений (1), (2) основан на компьютерной модели компрессорной линии для установившихся режимов. Структура модели компрессорной линии изображена на рис. 6 на языке графического редактора Simulink. Модель ЦБН 291ГЦ2-385/53-76М представлена блоком, на вход которого подается векторный сигнал с компонентами $n/n_{\text{ном}}$ и Q , а выходом служит степень сжатия ε . Блок масштабирует искусственную нейронную сеть.

Дисплеи на рис. 6 показывают значения переменных выхода компрессорной линии в установившемся режиме $n/n_{\text{ном}} = 4700/5100 = 0.922$; $\sigma = 113$; $P_i = 7.14$ МПа (см. рис. 4): степень сжатия $\varepsilon = 1.358$; $P_o = \varepsilon P_i = 9.696$ МПа; $Q = 351.8$ м³/мин. Поскольку нейросетевая модель для этого режима весьма близка к «альбомной» ГДХ нагнетателя, небольшая разница результатов графических и численных методов объясняется неточным определением координат рабочей точки на совмещенной диаграмме (см. рис. 4).

Численный анализ – компьютерная имитация другого режима $n/n_{\text{ном}} = 3500/5100 = 0.686$; $\sigma = 113$; $P_i = 7.14$ МПа дает: степень сжатия $\varepsilon = 1.244$; $P_o = 8.882$ МПа; расход $Q = 336.7$ м³/мин. Результаты графического метода (см. рис. 4): $\varepsilon = 1.185$; $Q = 328.2$ м³/мин. Значительное расхождение объясняется тем, что нейросетевая модель нагнетателя не обучена для этого режима, а экстраполирует ГДХ.

Целесообразно комбинировать графические и численные методы анализа установившихся режимов компримирования. При необходимости результаты графического метода уточняются с помощью компьютерной модели.

Компьютерная модель позволяет автоматизировать процедуру построения СХ компрессорной линии в целом по каналу управления давлением $P_o(n)$ при фиксированных значениях σ и P_i или по

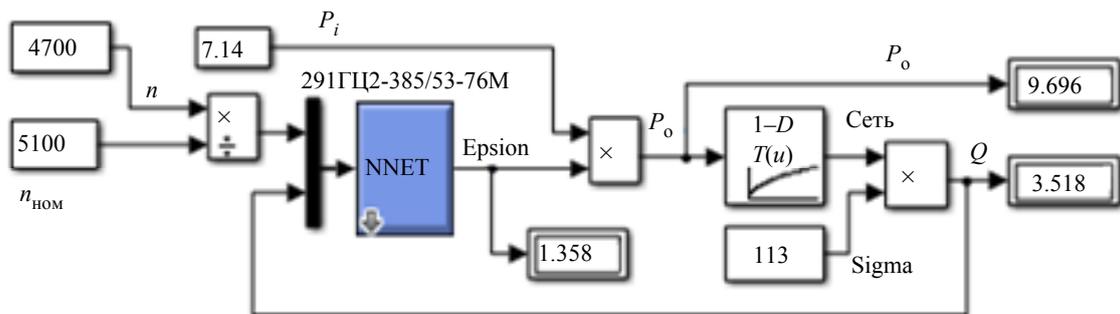
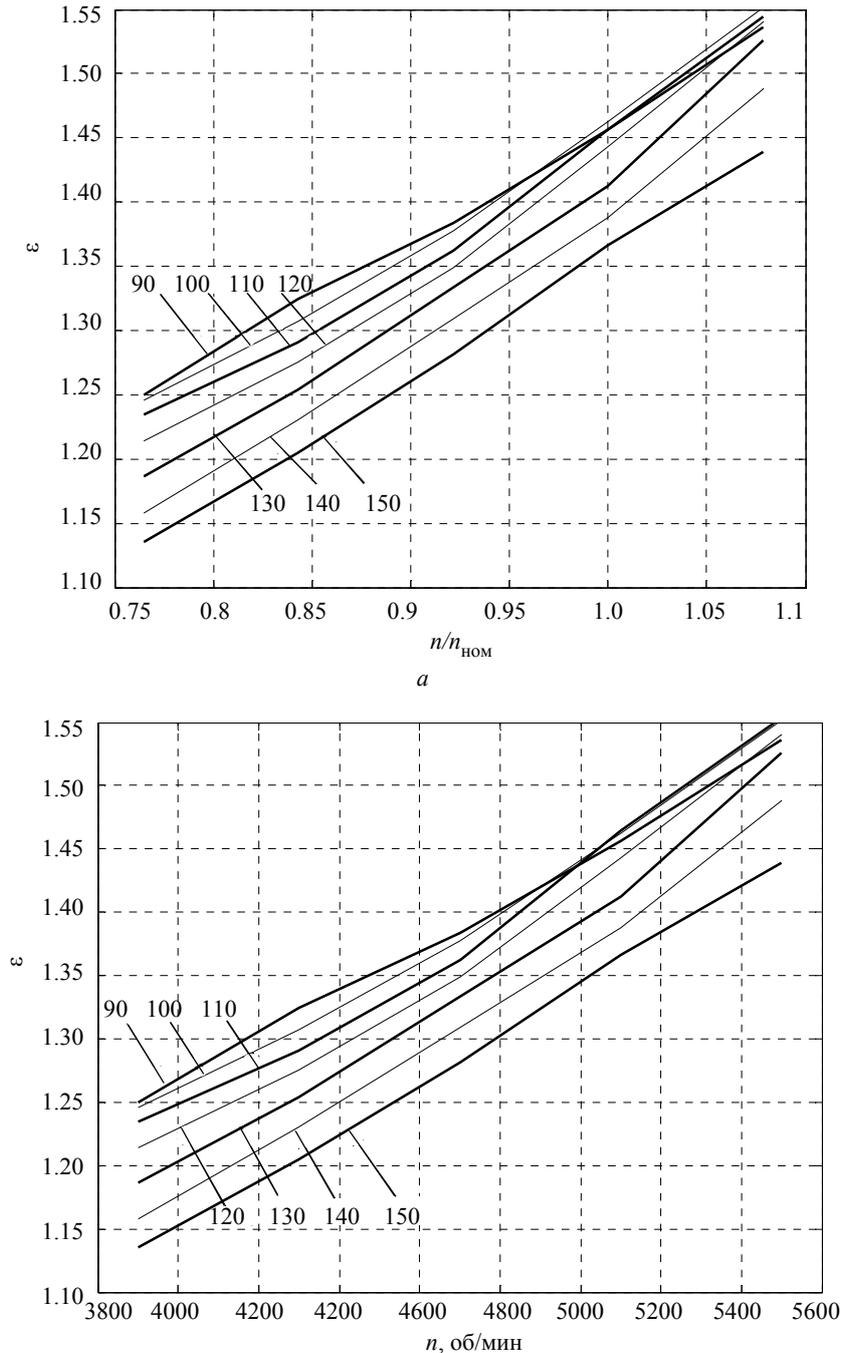


Рис. 6

каналу антипомпажного управления $P_0(\sigma)$ при фиксированных n и P_i . Многократная имитация установившихся режимов дает данные для построения графиков зависимости степени сжатия или давления нагнетателя от частоты вращения ротора нагнетателя и проводимости сети. На рис. 7, а показано семейство графиков зависимости степени сжатия от частоты вращения $\varepsilon(n/n_{\text{НОМ}}, \sigma)$ для разных значений проводимости сети σ при давлении

газа на входе нагнетателя $P_i = 7.14$ МПа. На кривой, помеченной $\sigma = 110$, указана точка с координатами: $n = 4700$ об/мин; $\varepsilon = 1.362$, отвечающая рассмотренному ранее режиму. На рис. 7, б приведен пример семейства графиков $\varepsilon(\sigma, n)$ зависимости степени сжатия от проводимости сети σ для заданного давления на входе нагнетателя $P_i = 7.14$ МПа.

По СХ легко найти численные значения коэффициентов усиления компрессорной линии для ма-



б
Рис. 7

лых отклонений переменных от указанного режима, например ($n_0 = 4700$, $\varepsilon_0 = 1.362$, $\sigma_0 = 110$):

$$k_{\varepsilon n} \cong (\delta\varepsilon/\delta n/n_{\text{НОМ}}) = \\ = (1.456 - 1.362)/(1.0 - 0.92) = 1.175; \\ k_{\varepsilon\sigma} \cong (\delta\varepsilon/\delta\sigma) = \\ = (1.349 - 1.362)/100 = -1.300e - 04.$$

Поскольку СХ компрессорной линии на исследуемых интервалах значений технологических параметров близки к линейным, то приращения переменных при вычислении коэффициентов усиления приняты значительными, а полученные значения будут справедливы не только для малых вариаций от режима.

Можно принять отличную от концепции Боднера–Казакевича [9], [10] концепцию о причинно-следственной связи давления и расхода прокачиваемого компрессором газа. Компрессор можно рассматривать и как источник расхода (молекулярного потока), а расход в зависимости от сопротивления нагрузки (сети) определяет давление газа $Q(n, \varepsilon)$ или $Q(n, P_0)$. Действительно, между объемным расходом Q и давлением P_0 нет однозначной причинно-следственной связи. Это характерно для переменных и другой физической природы: электрических – ток и напряжение, механических – сила и скорость, и др. (см., например, [11]).

Сказанное о выборе причинно-следственных связей относится и к модели сети (нагрузки

нагнетателя). Для установившихся режимов связь между перепадом давления P_0 в сети и объемным расходом газа Q описывается так:

$$Q = \sigma\sqrt{P_0} \quad \text{или} \quad Q = \sigma\sqrt{\varepsilon P_i}.$$

На рис. 8 приведен пример совмещения ГДХ нагнетателя 291ГЦ2-385/53-76М $Q(n/n_{\text{НОМ}}, \varepsilon)$ и СХ сети. По оси абсцисс откладываются значения степени сжатия ε , а по оси ординат – объемного расхода газа Q . Кривые семейства ГДХ помечены значениями относительной частоты вращения $n/n_{\text{НОМ}}$, а кривые, характеризующие сопротивление сети, – значениями параметра σ . Для рассмотренного ранее режима: $P_i = 7.14$ МПа; $n/n_{\text{НОМ}} = 4700/5100 = 0.92$; $\sigma = 113$ указана точка с координатами: $\varepsilon = 1.365$; $Q = 350$ м³/мин.

Концепция, рассматривающая ЦБН как источник расхода, затрудняет аппроксимацию ГДХ простейшими типами ИНС, что объясняется неоднозначностью функции $Q(\varepsilon, n)$ при приближении режимов к зоне помпажа нагнетателя (рис. 8).

Параметрическая идентификация модели равновесных режимов. Поскольку ранее построена модель компрессорной линии второго, структурного ранга M_{S2} , полная определенность модели достигается при конкретизации проводимости сети σ .

Подберем параметр σ компьютерной модели (рис. 6) на основе архивных данных (Excel-файл

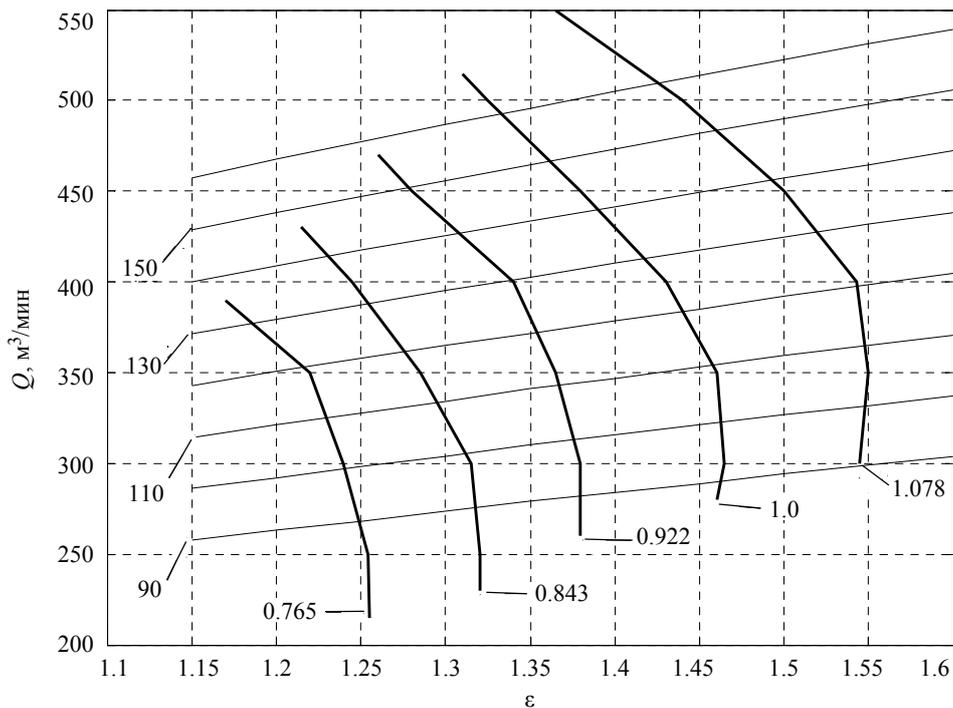


Рис. 8

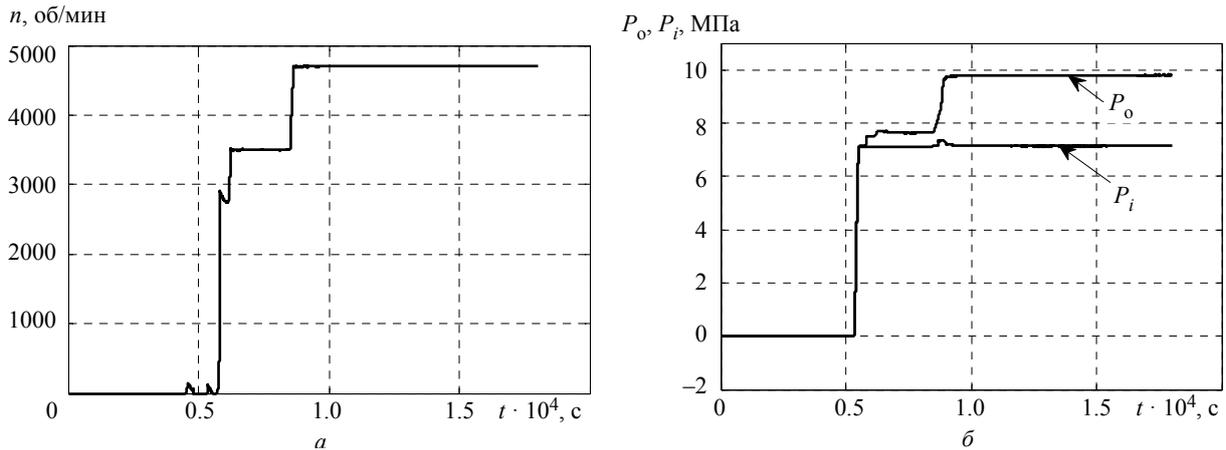


Рис. 9

«Текущий 051119_180932_аналоговые.csv») компрессорной станции «Приводино», ГПА-3 (КЦ-5) с нагнетателем типа 291ГЦ2-385/53-76М. По графикам изменения частоты вращения ротора нагнетателя n (рис. 9, а), давлений на входе P_i и выходе P_o нагнетателя (рис. 9, б) видно, что в интервале времени $t > 9000$ с частота вращения $n = 4700$ об/мин, давления газа на входе $P_i = 7.14$ МПа и выходе $P_o = 9.77$ МПа нагнетателя неизменны.

В случае предварительного анализа графическим методом единственный параметр компьютерной модели (рис. 6) легко подстроить «вручную»: при значении $\sigma = 113$ показания блоков Display: $\varepsilon = 1.358$; $P_o = 9.696$ МПа минимально отличаются от архивных данных – степени сжатия $GPA_3_CR = 1.3638$ и давления на выходе компрессора $GPA_3_P_o = 9.7801$ МПа.

Прогнозируемый моделью объемный расход газа равен $Q = 351.8$ м³/мин. Поскольку архивные данные содержат информацию о коммерческой производительности, непосредственно сопоставить модельные и реальные данные нет возможности. Пересчет объемного расхода газа в коммерческую производительность по формуле

$$Q_c = (QP_o \cdot 10.2 \cdot 288) / (TZ) \quad (3)$$

требует знания фактора сжимаемости Z газа. Расчет фактора сжимаемости представляет сложную задачу; воспользуемся упрощенной формулой [3]

$$Z = 1 - [(10.2P - 6)(0.00345d - 0.000446) + 0.015] \times [1.3 - 0.0144(T - 283.15)],$$

где относительная плотность газа по воздуху d зависит от состава газа. Для природного газа зна-

чение d лежит в интервале 0.55...0.70. Примем значение $d = 0.67$ и для архивного значения температуры $T_{out}(10000) + 273.15 = 292.62$ К получим $Z = 0.779$. Формула (3) дает прогнозируемое моделью значение коммерческой производительности $2.0709e + 06 / 0.779 = 2.6584e + 06$ нм³/ч или $Q_c = 2.6584e + 03$ тыс. нм³/ч, что близко к архивному значению $2.6814e + 03$ тыс. нм³/ч.

Методы и инструментальные средства разработки систем управления и регулирования технологическими процессами компримирования природного газа основаны на математическом описании и компьютерной имитации управляемых объектов. Известные публикации по тематике моделирования процесса компримирования природного газа часто отражают точку зрения технологов и конструкторов, т. е. преимущественно описывают физические аспекты процесса сжатия газа, техническую реализацию основных и вспомогательных агрегатов компрессорных цехов, энергетические и экономические проблемы транспортировки газа.

Важно представить и иное видение проблемы моделирования технологических процессов компримирования природного газа, свойственное специалистам по управлению. Прежде всего, модели должны отражать характеристики объектов по каналам возмущений и управляющих воздействий, содержать информацию, необходимую для анализа устойчивости, управляемости и наблюдаемости состояния. С другой стороны, модели, используемые для синтеза систем управления, не обязаны быть такими же точными, как этого требуют физико-технические расчеты при проектировании конструкций агрегатов, коммерческом учете газа и затрат на транспорт.

Моделирование и идентификацию компрессорной линии рекомендуется проводить в соответствии с принципом последовательного раскрытия неопределенности. Это позволяет интерпретировать построение модели управляемого объекта как многоэтапный процесс повышения информативности о составе компонентов, их причинно-следственной связи, классе и структуре операторов отображения переменных, о параметрах объекта, а также среды его функционирования.

Центробежный нагнетатель компрессорной линии можно рассматривать как источник напора и как источник расхода, так как между объемным расходом и давлением газа нет однозначной причинно-следственной связи. В предлагаемом подходе к анализу равновесных режимов предпочтение отдается традиционной концепции Боднера–Казакевича, рассматривающей компрессор как источник напора.

Расчет систем автоматического управления и регулирования следует начать с анализа установившихся режимов по нелинейным моделям статистики. Практический интерес представляет нейросетевая аппроксимация газодинамических характеристик центробежных нагнетателей, упрощающая компьютерную имитацию процессов компримирования газа.

Методики анализа стационарных режимов компримирования природного газа должны комбинировать развитые графические средства визуализации характеристик и компьютерную имитацию объектов. Средства компьютерной графики позволяют частично решать проблему существования решения систем нелинейных уравнений, локализовать искомые решения или назначать начальные условия поиска численными методами.

Близость результатов модельного анализа к архивным данным реального компрессорного цеха магистрального газопровода позволяет заключить, что предлагаемая методология моделирования, идентификации и анализа установившихся режимов компримирования природного газа имеет перспективы дальнейшего развития и практического применения.

Последующие исследования естественно направить на анализ переходных процессов, устойчивости, управляемости и наблюдаемости компрессорной линии как объекта управления. Сказанное означает актуальность исследований и разработок, посвященных построению моделей динамики технологических процессов компримирования природного газа.

Авторы признательны Д. М. Гайдашу за помощь в работе над материалом статьи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация процессов газовой промышленности / М. А. Балавин, С. П. Продровиков, А. З. Шайхутдинов и др.; под общ. ред. А. З. Шайхутдинова и др. СПб.: Наука, 2003.

2. Комплексная система автоматического управления / С. Д. Альтшуль, С. В. Квашнин, М. Ф. Селезнев, А. В. Черников // Газотурбинные технологии. 2017. № 8. С. 26–27.

3. Санчугов В. И., Шахматов Е. В. Автоматика и управление энергетическими установками с газотурбинным приводом: учебник. Самара: Изд-во Самарского ун-та, 2017.

4. Проектирование систем управления территориально распределенными объектами / М. Ю. Шестопалов, Д. Х. Имаев, Ю. А. Кораблев, С. В. Квашнин // Инновации. 2018. № 10. С. 100–107.

5. Слободчиков К. Ю. Применение математических моделей газоперекачивающего агрегата в расчетных задачах системы управления режимом газопровода // Тр. 5-й Всерос. науч. конф. с между-

нар. участием (29–31 мая 2008 г.). Ч. 2. Моделирование и оптимизация динамических систем и систем с распределенными параметрами. Самара: СамГТУ, 2008. С. 113–117.

6. Крюков О. В. Аналитические модели транспорта газа // Тр. НГТУ им. П. Е. Алексеева. 2017. № 1 (116). С. 161–172.

7. Имитационное моделирование производственных систем / под общ. ред. А. А. Вавилова. М.: Машиностроение, 1983.

8. Вавилов А. А., Имаев Д. Х. Машинные методы расчета систем управления. Л.: Изд-во ЛГУ, 1981.

9. Боднер В. А. Автоколебания в системе, содержащей компрессор // Инженерный сб. М.: Изд-во АН СССР, 1950. Т. VI, С. 177–184.

10. Казакевич В. В. О помпаже в компрессорах // Докл. АН СССР. 1957. Т. 115, № 4. С. 677–680.

11. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера. Киев: Техника, 1975.

D. H. Imaev, S. V. Kvashnin, M. Yu. Shestopalov
Saint Petersburg Electrotechnical University

MODELING OF AUTOMATICALLY CONTROLLED NATURAL GAS COMPRESSION PROCESSES. PART 1. STATIONARY MODES

The issues of modeling of natural gas compression processes in stationary modes are discussed. Modeling is presented as a sequential disclosure of uncertainty regarding causal topology, block structures, and parameters of a controlled technological process and its environment. It is proposed to approximate the compressor characteristics by artificial neural networks. Using the example of parametric identification of a computer model of a compressor line, a conclusion is drawn on the advisability of combining graphical and numerical methods for analyzing stationary modes. The proximity of the model results to the archived data of a real gas pumping unit of the main gas pipeline allows us to conclude that the proposed methodology for modeling, identification and analysis of stationary modes of natural gas compression has prospects for further development and practical application.

Natural gas, compression, stationary mode, centrifugal compressor, automatic control, model, gas-dynamic characteristic, artificial neural network, computer simulation, identification

УДК 621.865.8; 681.511

Е. О. Мешковский, В. Я. Фролов, А. Д. Курмашев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Нелинейное взаимосвязанное управление электроприводами четырехколесного мобильного робота

Рассмотрена задача построения системы согласованного управления подсистемы электроприводов четырехколесного мобильного робота с двумя дифференциальными приводными блоками при движении вдоль заданной программной траектории. В процессе синтеза системы управления была учтена несимметричность расположения поворотных блоков, что дает возможность учитывать кинематические погрешности конструкции при выполнении траекторной стабилизации корпуса робота. Масштабируемая структура полученной системы управления позволяет контролировать траекторное движение и контурную скорость мобильных роботов с числом дифференциальных поворотных блоков больше двух при помощи простых модификаций. Модульное устройство системы управления расширяет сферу применения при помощи замены отдельных регуляторов в контурах управления и позволяет управлять электродвигателями любого типа. В конце статьи приведены результаты численных экспериментов на математической модели исследуемого колесного робота при управлении электродвигателями спроектированной системой.

Колесный робот, дифференциальный приводной блок, двигатель постоянного тока, взаимосвязанное управление, нелинейное регулирование, контурное движение

Мобильные роботы охватывают все больше областей применения [1], [2]. Основной их задачей, независимо от сферы деятельности, является перемещение вдоль заданной кривой (траектории). Для ее выполнения необходимо синтезировать такие системы управления, которые позволяют совершать перемещение с минимальными отклонениями от траектории при выполнении указанных технологических требований (обычно – контурная скорость, или скорость перемещения) [3]–[5]. Достичь поставленной задачи в многоприводной системе,

примером которой может служить исследуемый мобильный робот, возможно при использовании принципа согласованного управления [6], [7]. В данной статье описывается построение системы согласованного управления электроприводами четырехколесного мобильного робота с двумя дифференциальными приводными блоками методами классической теории управления.

Тема управления движением колесных роботов довольно популярна в научной среде из-за их востребованности во многих сферах деятельно-