

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОБСТВЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС И АЭС

КОПСОВ А.Я., д-р техн. наук, КОЛОМЦЕВ Ю.В., канд. техн. наук, КРАСНОВСКИЙ С.Я., инж., МАСЛОВ Л.Б., ШАПИН В.И., кандидаты техн. наук, БЕЛОВ И.А., асп.

**Рассматриваются вопросы применения средств конечно-элементного моделирования для решения прикладных задач вычислительной механики в энергетике.**

**Введение и общая постановка задачи.** Кафедра теоретической и прикладной механики с 1970 г. систематически проводит научные исследования по динамике энергомаши и конструкций ТЭС и АЭС. В 1970-1972 гг. практически впервые была решена проблема оценки виброустойчивости комплексов «турбина-упругий фундамент» для первых четырех энергоблоков 300 МВт Костромской ГРЭС. Результаты проведенных исследований впоследствии были взяты за основу для практических рекомендаций по комплексной виброметрии и принятию мер по снижению их виброактивности. Аналогичная проблема в виде рекомендаций была решена для Кировской ГРЭС, г.Апатиты Мурманской области.

Важной технической проблемой была определена диагностика качества вальцовочных соединений энергооборудования. Для предприятия Ивгортеплоэнерго и ИМАШ РАН были разработаны метод и автоматическое устройство, позволяющие нормировать необходимое значение жесткости соединения при сборке и проводить вибродиагностику по параметрам вибрационного сигнала неплотностей стыка или трещины в соединении.

Выполнен цикл работ для Конаковской ГРЭС по исследованию виброустойчивости питательных турбонасосов (ПТН) энергоблоков 300 МВт. Определены причины потери механической устойчивости вследствие нарушения центровки выхлопных паропроводов и нестационарных процессов в комплексной системе «ПТН-трубопровод питательной воды-паропровод».

Существующие в настоящее время методы оценки надежности трубопроводов построены без учета колебательных процессов. Однако вибрационные нагрузки могут оказаться весьма существенным фактором истощения живучести трубопроводов, эксплуатируемых с невыявленными трещинами.

Особенно опасными могут быть непроектные ситуации, когда возникают резонансные или близкие к резонансным пространственные изгибно-крутильные колебания трубопровода. Основным источником вибрации являются спектр колебания теплоносителей при движении по трассам упругих трубопроводов с природоимпульсной причиной вибровоздействия параметрического или автоколебательного характера.

В качестве сопутствующего фактора выступают элементы опорно-подвесной системы, способствующие при определенных условиях, потере виброустойчивости конструкции в целом.

В материалах специализированного научного семинара по теме «Трубопроводы. Расчет НДС и оценки прочности» под эгидой ГУП Инженерного центра прочности, надежности и ресурса МАЭ (ГУП ЦЦП МАЭ) отмечается актуальность расчетов на прочность трубопроводных систем при динамических воздействиях, указывается на отсутствие технической политики в области развития программного обеспечения и норм прочности трубопроводных систем, а

также подтверждается необходимость разработки раздела по определению акселерограмм и спектров отклика для расчета оборудования и трубопроводов при действии динамических нагрузок.

При этом отмечается необходимость развития следующих направлений:

- вибропрочность и динамика при гидроударах;
- сейсмостойкость с учетом трения в опорах многоопорного нагружения;
- аварийные ситуации и анализ безопасности трубопроводных систем;
- программные средства для расчета конструкций из современных конструктивных материалов, включая композиты, учет армирования, слоистой структуры и анизотропии упругих свойств.

Вместе с тем очевидна необходимость разработки банка верификационных примеров, охватывающих вопросы расчета на прочность трубопроводных систем при различных видах нагрузок, и интегрированного пакета САПР, а также разработки программных модулей оценки прочности с дифференциацией по различным нормативным документам (атомная энергетика, теплоэнергетика, химия, нефтегазовая индустрия, теплосети и др.).

Так, вибрационные обследования [1] паропроводной системы девяти энергоблоков Костромской ГРЭС на стационарных режимах и при пусках позволили выявить следующее: практически весь трубопроводный тракт (питательный трубопровод, паропроводы в пределах котла, паропроводы свежего пара и горячего промперегрева) вибрирует с частотой 2-5 Гц. Наличие существенной составляющей вибрационной нагрузки в указанном диапазоне частот выявлено и при виброобследовании паропроводов АЭС с ВВЭР –1000. Оценка остаточного ресурса с учетом влияния вибрации не проводилась. Все перечисленные факты определяют актуальность вибрационного контроля паропроводов и необходимость создания соответствующей нормативной технологии и базы.

Существует и другая сторона проблемы. Метрологический аспект таких виброобследований определен тем, что применяемая виброаппаратура в области частот ниже 5 Гц дает недостоверные результаты. Проблема заключается в отсутствии надежных средств измерения вибрации в области инфранизких частот, которая прогнозируется как зона наиболее опасных возможных резонансных состояний трубопроводов.

Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов энергоблоков АЭС [2] не содержит в достаточной степени способов оценки вибропрочностных характеристик. В

[3] предложен способ расчета только пиковых значений виброскоростей.

В [4,5,6,7] при оценке живучести и разработке способов ее повышения для паропроводов не рассмотрены вопросы, связанные с явлениями возможной потери динамической устойчивости вследствие изменений геометрических, жесткостных и диссипативных конструктивных параметров как в стационарном горячем состоянии паропровода, так и в переходных технологических процессах. Отсутствуют соответствующие рекомендации и в методических указаниях по контролю металла и продлению срока службы трубопроводов II, III, IV категорий в соответствии с нормативным документом [8].

В то же время намечается тенденция перехода от традиционной дефектоскопии к технической диагностике с применением комплексных подходов, сочетающих аналитическое моделирование с автоматизированным мониторингом вибросостояния конструкций.

Таким образом, в настоящей работе ставится общая задача разработки алгоритма расчета собственных частот и форм колебаний сложной конструкции трубопроводов и аппаратурной реализации автоматизированного вибромониторинга с верификацией

результатов и оценкой влияния вибрации на ресурс с выходом на нормативную базу. Исследования проводились на физически подобных моделях и натуральных объектах.

На первом этапе при выборе базового объекта исследования проводились для трубопровода основного конденсата Кольской АЭС с ВВЭР-440 как наиболее доступного для проведения экспериментальных измерений.

Ниже приведены результаты первого этапа исследований по численному моделированию собственных колебаний трубопроводов.

**Расчет резонансных частот и форм колебаний трубопровода.** Разработана пространственная стержневая конечно-элементная модель трубопровода основного конденсата (рис.1). В качестве конечного элемента используется стандартный 2-узловой элемент, имеющий шесть степеней свободы в узле (три компоненты вектора перемещений и три угла поворота) и работающий на растяжение-сжатие, изгиб в двух плоскостях и кручение (рис.2).

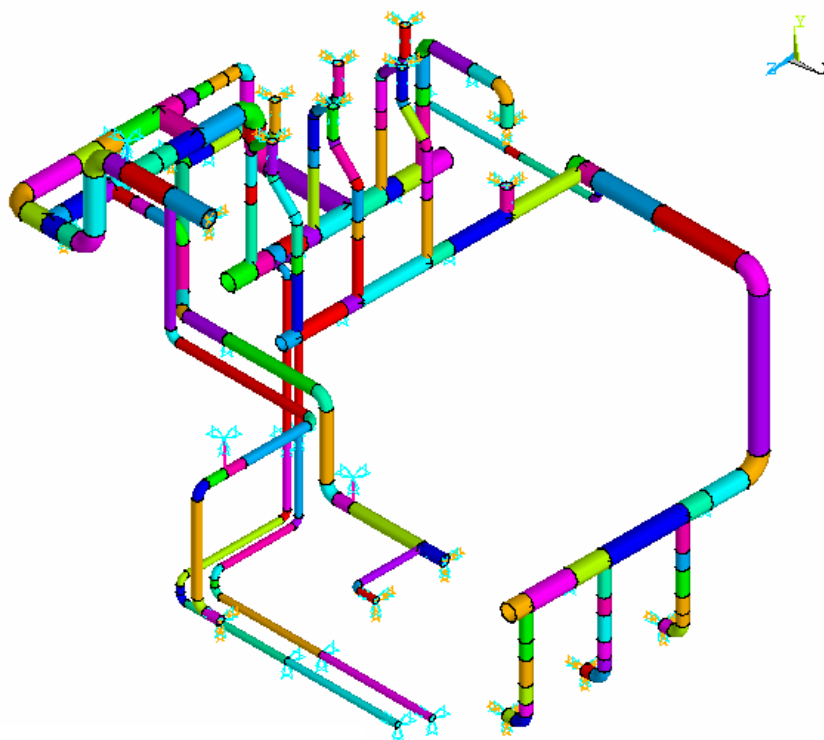


Рис.1. Конечно-элементная модель трубопровода основного конденсата

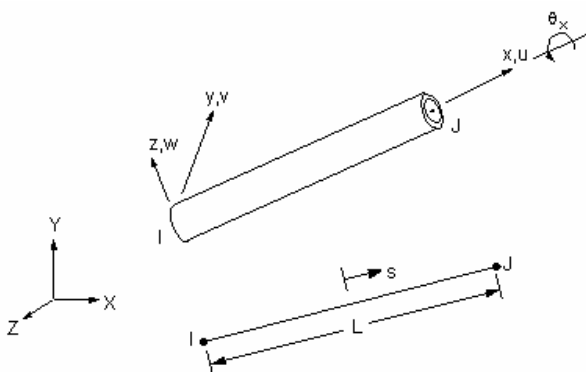


Рис.2. Схема используемого в решении стержневого конечного элемента

Интерполяционные соотношения, задающие изменение компонент перемещений точек стержня  $u, v, w$  вдоль оси стержня, имеют вид [9]:

$$u = \frac{1}{2}(u_I(1-s) + u_J(1+s)),$$

$$v = \frac{1}{2}\left(v_I\left(1 - \frac{s}{2}(3-s^2)\right) + v_J\left(1 + \frac{s}{2}(3-s^2)\right)\right) + \frac{L}{8}\left(\theta_{z,I}(1-s^2)(1-s) - \theta_{z,J}(1-s^2)(1+s)\right)$$

$$w = \frac{1}{2}\left(w_I\left(1 - \frac{s}{2}(3-s^2)\right) + w_J\left(1 + \frac{s}{2}(3-s^2)\right)\right) - \frac{L}{8}\left(\theta_{y,I}(1-s^2)(1-s) - \theta_{y,J}(1-s^2)(1+s)\right)$$

$$\theta_x = \frac{1}{2}(\theta_{x,I}(1-s) + \theta_{x,J}(1+s))$$

где  $L$  – длина элемента;  $s$  – локальная координата вдоль оси стержня;  $u_I, v_I, w_I$  и  $u_J, v_J, w_J$  – линейные перемещения узлов конечного элемента в локальной системе координат  $(x, y, z)$ , жестко связанной с элементом;  $\theta_{x,I}, \theta_{y,I}, \theta_{z,I}$  и  $\theta_{x,J}, \theta_{y,J}, \theta_{z,J}$  – угловые перемещения узлов конечного элемента в локальной системе координат.

Линейные размеры трубопровода и характеристики сечений соответствуют проектным значениям. Параметры материала труб (сталь марки 20, МРТУ 14-4-21-67) принимались следующими:

- модуль упругости –  $2,0 \cdot 10^{11}$  Па;
- коэффициент Пуассона – 0,3;
- плотность –  $7800 \text{ кг/м}^3$ .

Конечно-элементная модель трубопровода геометрически разделялась на две основные секции: от конденсатных электронасосов (КЭН) до эжекторов – первая, от эжекторов до ПНД-1 (подогреватель низкого давления) – вторая секция.

Модель учитывала:

- наличие криволинейных элементов, задвижек и переходов между трубами различных диаметров согласно стандарту МВН и характеристикам соответствующих конструктивных элементов;
- наличие воды в трубе с плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$ ;
- использование следующих видов опор:
- пружинные опоры с двумя тягами и известными жесткостями;

- жесткие опоры, фиксирующие все степени свободы в соответствующем узле и моделирующие границы регистрации трубопровода;
- жесткие опоры, фиксирующие четыре степени свободы в соответствующем узле (поперечные перемещения и углы поворота в плоскостях, проходящих через продольную ось трубы) и моделирующие скользящие опоры;
- жесткие подвески, запрещающие перемещения в вертикальном направлении и вращение труб вокруг собственных осей.

Разработка модели и расчет собственных колебаний трубопровода был выполнен в системе конечно-элементного анализа ANSYS, ANSYS Inc. [10].

**Результаты расчета собственных частот и форм колебаний.** В результате расчета определены значения собственных частот колебаний трубопровода и соответствующие формы колебаний. В таблице представлены десять низших значений и форм для первой секции трубопровода и двадцать – для второй.

Таблица. Собственные частоты и формы колебаний трубопровода основного конденсата

Номер формы	Частота, Гц	Примечание
Первая секция		
1, 2	5,4129 8,6677	Колебания трубы Ду 400
3, 5	9,8320 10,236	Колебания трубы Ду 150 в вертикальной и горизонтальной плоскостях
4, 6, 7, 8	10,177 10,586 10,726 13,707	Совместные колебания всех труб
9	23,717	Колебания трубы Ду 300 и труб, ведущих к эжекторам
10	27,253	Наиболее выраженные колебания трубы Ду 400
Вторая секция		
1, 3, 6, 10, 15	5,2948 6,7329 7,8958 11,174 14,063	Колебания трубы Ду 200, ведущей к ОД ПНД-1
2, 4, 8, 9, 13, 14	6,5258 6,7944 9,5648 9,7166 13,227 13,890	Колебания труб Ду 150, ведущих на ПСУ-1,2
5, 11	7,7531 11,670	Колебания трубы Ду 400 и прилегающих к ней труб
7, 12, 16, 17	8,7787 12,366 14,280 15,574	Колебания трубы Ду 250, ведущей в конденсатор
18, 19	16,340 17,008	Колебания трубы Ду 400 и трубы Ду 250, ведущей в конденсатор
20	20,328	Колебания трубы Ду 250, идущей от ЭУ

На рис. 3-6 приведены некоторые схемы возможных форм колебаний.

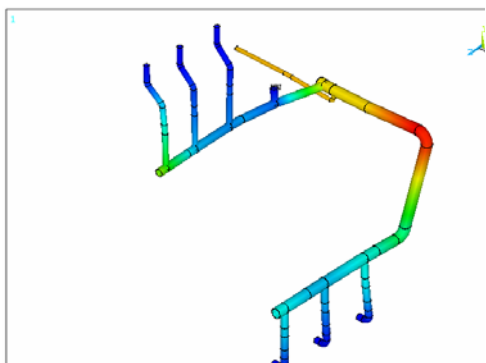


Рис.3. Форма 8, частота 13.707 Гц

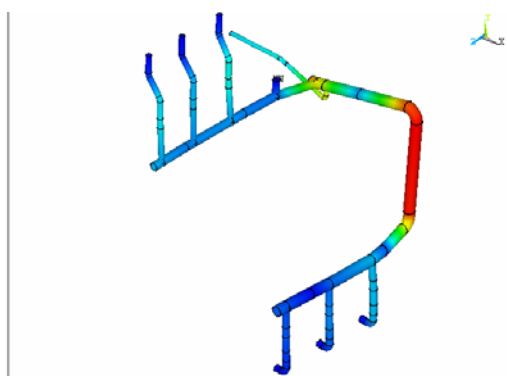


Рис.4. Форма 10, частота 27.253 Гц

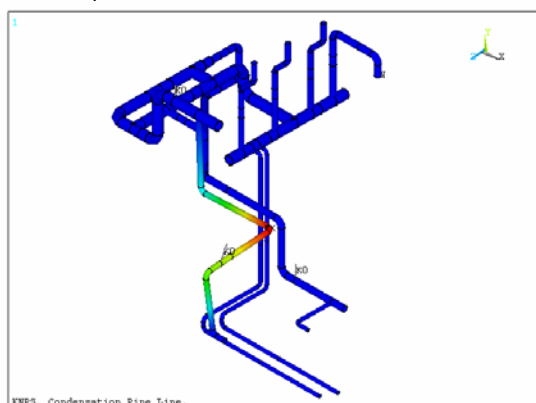


Рис.5. Форма 1, частота 5.2948 Гц

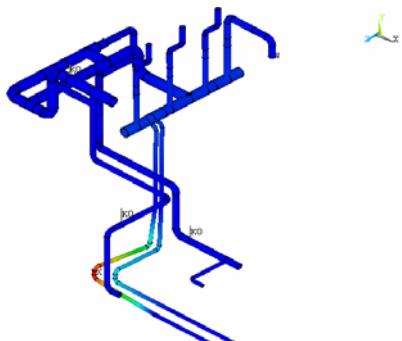


Рис.6. Форма 2, частота 6.5258 Гц

**Анализ результатов расчета.** Анализ частот и форм колебаний определяет следующие характерные особенности вибрационного резонансного состояния объекта:

- существуют два частотных диапазона (от 5,2 до 9,8 Гц и от 11,1 до 17,0 Гц), в которые входит большинство резонансных частот второй секции трубопровода;
- большинство резонансных частот первой части трубопровода находится в диапазоне от 9,8 до 10,8 Гц;
- трубы большого диаметра второй секции закреплены достаточно жестко, а в частотном диапазоне до 10 Гц определяются в основном резонансные состояния труб малого диаметра (Dy 150, 200), на которые и приходится большая часть низкочастотного спектра.

### Заключение

Анализ собственных частот и форм колебаний трубопровода основного конденсата показал наличие достаточно плотного спектра в двух низкочастотных подобластях. С точки зрения диагностики наиболее опасных участков трубопровода представляет интерес лишь ограниченное число частот и форм колебаний трубы Dy400, ведущей к насосам, и трубы Dy300, ведущей к эжекторам. Отдельного рассмотрения в процессе вибромониторинга требуют вибрации трубы Dy250, находящейся под разряжением конденсатора.

Геометрический анализ собственных форм колебаний позволяет спрогнозировать характерные участки трубопроводов с максимальными виброперемещениями в резонансном состоянии для проведения рендомизированного натурального вибромониторинга.

Апробированное аппаратное решение проблемы автоматизированного синхронного вибромониторинга с решениями задачи идентификации по компонентам напряженно-деформированного состояния и оценки остаточного ресурса являются естественным продолжением работы.

### Список литературы

1. **Живучесть** паропроводов стареющих тепловых электростанций / Ю.Л. Израилев, А.Я. Копсов, Ф.А. Хромченко и др. – М.: Изд. Торус пресс, 2002. – 616 с.
2. **РД ЭО-0185-00.** Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов энергоблоков АЭС. – М., 1999. – 62 с.
3. **Нормы** расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды: Утв. ГТН РФ №50 от 25.08.1998 г. Введены в действие с 01.09.1999 г.
4. **Штромберг Ю.Ю.** Совершенствование отраслевой системы нормативов по оценке повреждений и живучести паропроводов и труб поверхностей нагрева паровых котлов ТЭС: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 1999. – 27 с.

**5. Дитяшев Б.Д.** Повышение живучести паропроводов ТЭС на основе совершенствования опорно-подвесной системы: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 2000. – 20 с.

**6. Балдин Н.Н.** Повышение живучести паропроводных гибов, эксплуатируемых в условиях ползучести на стареющих ТЭС: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 2001. – 22 с.

**7. Копсов А.Я.** Увеличение живучести литых корпусных турбин и паропроводов стареющих ТЭС:

Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Иваново, 2001. – 35 с.

**8. РД 153-34.0-17.464-00.** Методические указания по контролю металла и продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий: Утв. РАО «ЕЭС России» от 29.12.2000.

**9. Зенкевич О.К.** Метод конечных элементов в технике / Пер. с англ. – М.: Мир, 1975. – 541 с.

**10. ANSYS Basic Analysis Procedures Guide.** 1998.