

ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НА ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

А.М. Берковский

В.В. Костарев

А.Ю. Щукин

*ООО «ЦКТИ-ВИБРОСЕЙСМ», 193167, Россия, Санкт-Петербург, ул. Атаманская, 3
Тел/факс: 327-85-99, E-mail: cvs@cvs.spb.su*

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемая статья рассматривает проблемы и подходы, применяемые при обосновании прочности трубопроводов АЭС, подверженных воздействию различных типов динамических нагрузок, таких как:

- Сейсмические нагрузки;
- Нагрузки от летящих предметов (падение самолета и т.п.) и от воздействия взрывной ударной волны;
- Вибрационные (постоянные и кратковременные);
- Ударные (гидроудары, разрывы трубопроводов).

В статье дано краткое описание разработанного в ЦКТИ-Вибросейсм программного комплекса dPIPE и его возможностей в рамках решения различных проблем динамики трубопроводных систем. Приведены примеры использования программ.

Дано описание высоковязких демпферов, использование которых позволяет снизить уровень динамических напряжений в элементах трубопроводов.

Приведены примеры использования высоковязких демпферов для защиты трубопроводов от вибрации, сейсмических и других видов динамических воздействий.

В статье приведен сравнительный анализ нормативной оценки прочности трубопроводов по отечественным Нормам ПНАЭ и американскому Коду ASME BPVC.

Рассмотрен вопрос верификации программных средств, предназначенных для проведения расчетного прочностного анализа трубопроводных систем.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА dPIPE ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ДИНАМИКИ ТРУБОПРОВОДОВ.

Структура Программного Комплекса (ПК) dPIPE приведена на рисунке 1. Ниже дается описание основных возможностей ПК, а также подходов и методик, использовавшихся при его реализации.

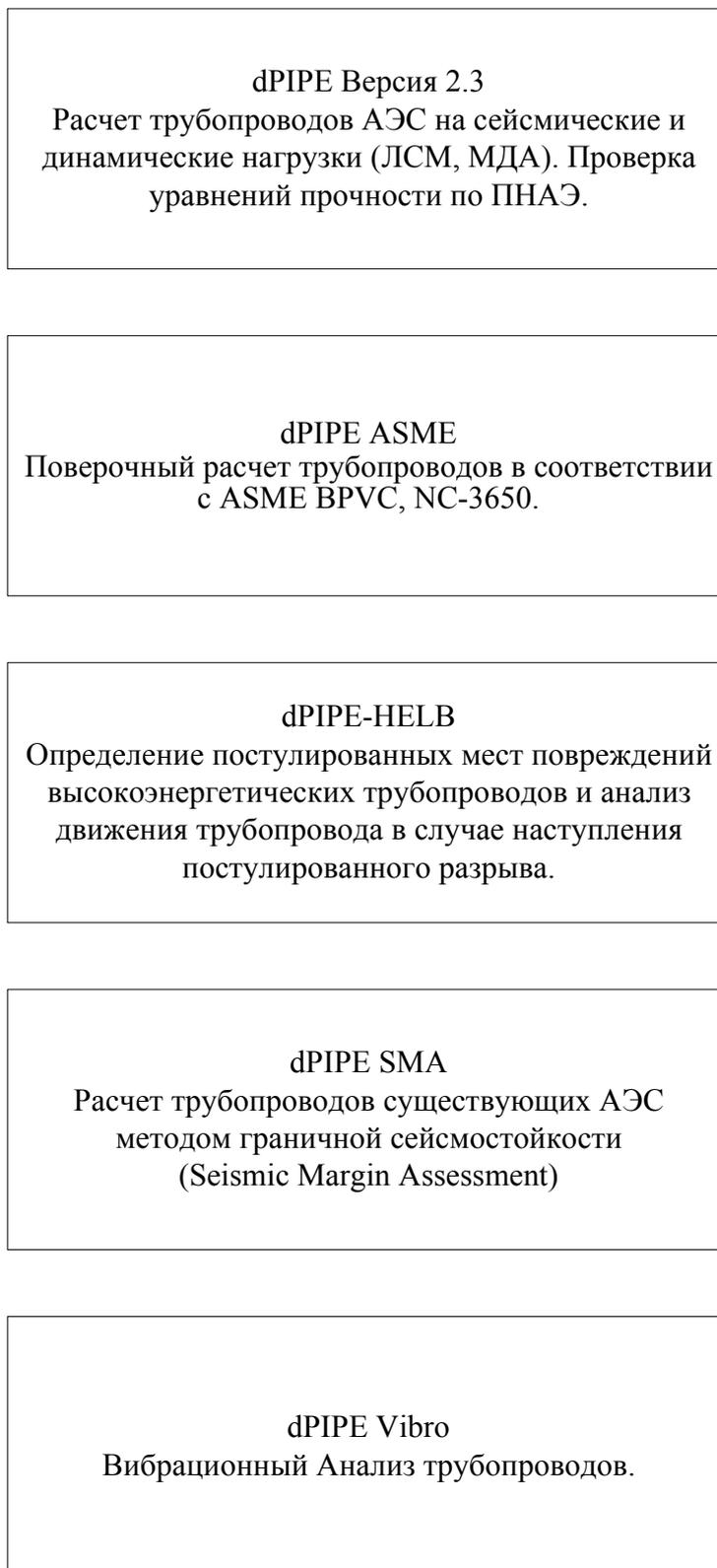


Рисунок 1 Структура Программного Комплекса dPIPE.

Математическое моделирование.

Для выполнения расчетного анализа прочности трубопровод рассматривается как пространственная линейно-упругая стержневая статически неопределимая система, состоящая из прямолинейных и криволинейных отрезков (элементов) труб, в матрицах жесткости которых учитывается деформация растяжения-сжатия, кручения, изгиба и сдвига. Для криволинейных элементов в зависимости от требований соответствующих норм вводится повышенная податливость на изгиб с учетом влияния внутреннего давления, при этом деформация криволинейных труб корректируется из-за примыкания к прямым трубам по методике приведенной в [2].

При расчете используется метод конечных элементов в форме перемещений [3]. За основные неизвестные приняты перемещения узловых точек конечно-элементной модели. При этом для повышения эффективности расчетов применены методы, учитывающие особенности матричных операций (симметрия матриц, наличие большого количества нулевых элементов и пр.).

Вся масса трубопровода считается сосредоточенной в узлах расчетной модели, при этом распределенная масса отрезка разделяется поровну между его началом и концом. В качестве динамических степеней свободы рассматриваются поступательные перемещения узлов.

Для определения собственных частот и форм колебаний трубопровода используется метод Ланцоша [4].

Расчет на сейсмическое воздействие выполняется методом динамического анализа или линейно-спектральным методом [1]. В случае расчета на одну группу спектров смещения всех закрепленных узлов расчетной модели считаются одинаковыми (гипотеза «жесткой» платформы). При этом сейсмическая нагрузка может быть задана для трех взаимно перпендикулярных направлений в виде акселерограмм или спектров ответа. Учет многоопорного воздействия реализован в ПК только для линейно-спектрального метода. ПК позволяет проводить коррекцию и учет высших форм колебаний (missing mass effect), не участвующих в динамическом ответе системы по методике, приведенной в [5], а также учесть влияние сейсмического смещения опор (seismic anchor movement) на внутренние усилия в элементах трубопроводной системы и реакции опор.

Анализ трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 (dPIPE Версия 2.3).

Расчет производится на следующие основные нагрузки и их сочетания:

- внутреннее давление;
- весовые нагрузки (нагрузки от массы трубопроводов и его содержимого, дополнительные нагрузки от массы присоединенных изделий, изоляции трубопроводов);
- нагрузки, вызываемые температурными расширениями трубопровода;
- сейсмические нагрузки, заданные в виде спектров ответа в терминах ускорений;
- сейсмических нагрузки, заданные в виде акселерограмм;
- динамические нагрузки, заданные в виде сосредоточенных в узлах расчетной модели сил, переменных по времени и произвольных по направлению.

Комплекс позволяет производить расчеты на прочность трубопроводов при различных видах и сочетаниях внешних и внутренних нагрузок. В настоящей версии программный комплекс выполняет следующие типы анализа:

- *статический анализ*: расчет перемещений, опорных реакций, внутренних усилий и напряжений в трубопроводе при действии весовых (распределенных и сосредоточенных) нагрузок, а также внутреннего давления;
- *температурный анализ*: расчет деформации трубопровода в “горячем” состоянии;
- *динамический анализ*: расчет ответных перемещений, скоростей, ускорений, опорных реакций, внутренних усилий и напряжений в трубопроводе при действии динамических нагрузок. Предполагается два типа динамических нагрузок: сейсмические и произвольные сосредоточенные нагрузки, определяемые в виде зависимостей “время-усилие”. В рамках динамического анализа выполняется расчет собственных частот и форм свободных колебаний трубопровода. Сейсмический отклик системы может быть определен либо линейно-спектральным методом, либо методом динамического анализа.

Предполагается использование Программного Комплекса для выполнения инженерных расчетов на сейсмические воздействия при рассмотрении сочетания нагрузок, определенного в пунктах 5.11.2.7 и 5.11.2.8 Норм, [1], а также других видов динамических воздействий (гидроудар, разрыв трубопроводов и т.д.).

Анализ трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями ASME BPVC, Класс 2 (Версия dPIPE ASME Class 2).

Для выполнения расчетов прочности трубопроводов, которые по принятой классификации могут быть отнесены к Классу 2, в соответствии с требованиями ASME BPVC, NC-3600 в рамках ПК dPIPE Class 2 выполняются следующие типы расчетов:

- *статический анализ*: расчет на собственный вес (mechanical loads), действие внутреннего давления и расчет на самокомпенсацию (thermal expansions loads), т.е. определение внутренних усилий и напряжений в сечениях трубопровода при переходе системы из одного температурного состояния в другое;
- *динамический анализ*: расчет внутренних усилий в сечениях трубопровода от действия сейсмических нагрузок, задаваемых в виде спектров ответа для OBE (Operating Basis Earthquake) и SSE (Safe Shutdown Earthquake). При проведении расчетов на сейсмические нагрузки предполагается использование Линейно-Спектрального Метода с учетом в случае необходимости многоопорного воздействия и эффекта “seismic anchor movement” (учета взаимного смещения опор трубопровода во время сейсмического воздействия).

Расчетный Анализ Граничной Сейсмостойкости Трубопроводов (Версия dPIPE SMA).

Специализированная версия Программного Комплекса, позволяющая проводить анализ граничной сейсмостойкости трубопроводных систем (Seismic Margin Assessment, [6]).

При проведении анализа трубопровода методом граничной сейсмостойкости учитываются следующие особенности моделирования и условий расчета:

1. Сочетание Нагрузок:

- Трубопровод:
$$P + D + L + E_{SME}$$
- Трубопроводные опоры, патрубки оборудования:
$$D + L + E_{SME} + E_{SAM} + OML$$

где:

P – давление,

$(D+L)$ – нагрузки от постоянной (собственный вес) и переменной весовых нагрузок;

E_{SME} – инерционная составляющая сейсмической нагрузки;

E_{SAM} – нагрузка от сейсмического смещения опор (seismic anchor movement)

OML – несейсмическая механическая нагрузка от соединительных трубопроводов, включая вес, нагрузки самокомпенсации и осевое усилие от давления.

2. Условия расчета:

Нормальные Условия Эксплуатации $\rightarrow P_0, T$

3. Исходное сейсмическое воздействие:

- поэтажные спектры ответа (демпфирование 5 %, расширенные)
- Акселерограмма
- Сейсмическое смещение опор

4. Построение КЭ расчетной модели:

- Особенности моделирования:

- Типы элементов: Прямая труба, Отвод, Тройниковое Соединение, Переходник, Компенсатор;
- Трубопроводные опоры: упругие и жесткие подвески, скользящие опоры, направляющие опоры, неподвижные, проходки, антисейсмические опоры;
- Присоединение к оборудованию: патрубки, фланцы
- Соединение трубопроводов разного диаметра (Standard Review Plan 3.7.2 “Seismic System Analysis”):
- расстояние между узлами расчетной модели
- характеристики материала;
- задание допускаемых напряжений;
- погонный вес (изоляция, среда), вес арматуры (моделирование приводов).

5. Расчетный анализ:

- Расчет на статические нагрузки (весовые, температурные, давление)
- Расчет на динамические нагрузки
- Линейно-Спектральный Метод: многоопорное воздействие, учет высших форм, учет сейсмического смещения опор;
- Метод Динамического Анализа: корректный учет нелинейной работы опор (учет зазоров, трения), учет сосредоточенного демпфирования.
- Определение и комбинация внутренних усилий в расчетных сечениях.
- Вычисление расчетных напряжений для различных элементов трубопровода (прямая труба, отвод, тройниковое соединение)
- Оценка Опорно-подвесной системы
- Определение величины HCLPF (High Confidence of Low Probability of Failure).

Вибрационный анализ трубопроводов (версия dPIPE Vibro)

При анализе вибропрочности трубопроводов с применением программы dPIPE используется процедура, показанная на приведенной ниже блок схеме (рисунок 2).

Ниже приведены отдельные данные по нормированию уровня вибрации для трубопроводов.

В соответствии с рекомендациями Р. Геймбла и С. Тагарта [7], разработанными на основе анализа работы и повреждаемости более чем 400 трубопроводов электростанций США,

рекомендуется защищать трубопроводы от вибрации, если амплитуда смещений в диапазоне частот менее 10 Гц превышает 0.5 мм, а в диапазоне частот 10-40 Гц – 0.25 мм.

В стандартах ASME OMa S/G-1991 Раздел 3 [8] на основании рассмотрения допустимых величин вибронапряжений, виброскоростей и вибросмещений предлагается эмпирическая формула для определения предельной виброскорости. Коэффициенты, входящие в эту формулу учитывают конструктивные особенности элементов трубопровода, материалы, способы сварки, массовые характеристики и т.п. В соответствии с этой формулой получена величина максимальной пиковой виброскорости - 12.7 мм/с, при которой трубопровод считается благополучным с точки зрения вибрационного состояния. Если вибрация превышает эту величину, рекомендуется провести дополнительный анализ работы трубопровода, для принятия решения о необходимости проведения мероприятий по снижению вибрации.

Во Франции рекомендуемый порог СКЗ виброскорости трубопровода для установок атомных электростанций мощностью 1300 Мвт. – 12 мм/с [6].

В Германии, рабочая вибрация трубопроводов атомных электростанций со среднеквадратичной скоростью более 20 мм/с считается опасной и должна быть снижена. [7].

В России, в соответствии с нормами ПНАЭ [1], требуется отстройка собственных частот элементов конструкций от дискретных детерминированных частот возбуждения и проведение расчета на циклическую прочность с учетом вибронапряжений. При этом методика расчета на усталость трубопроводов недостаточно проработана и ее практическое использование вызывает отдельные трудности.

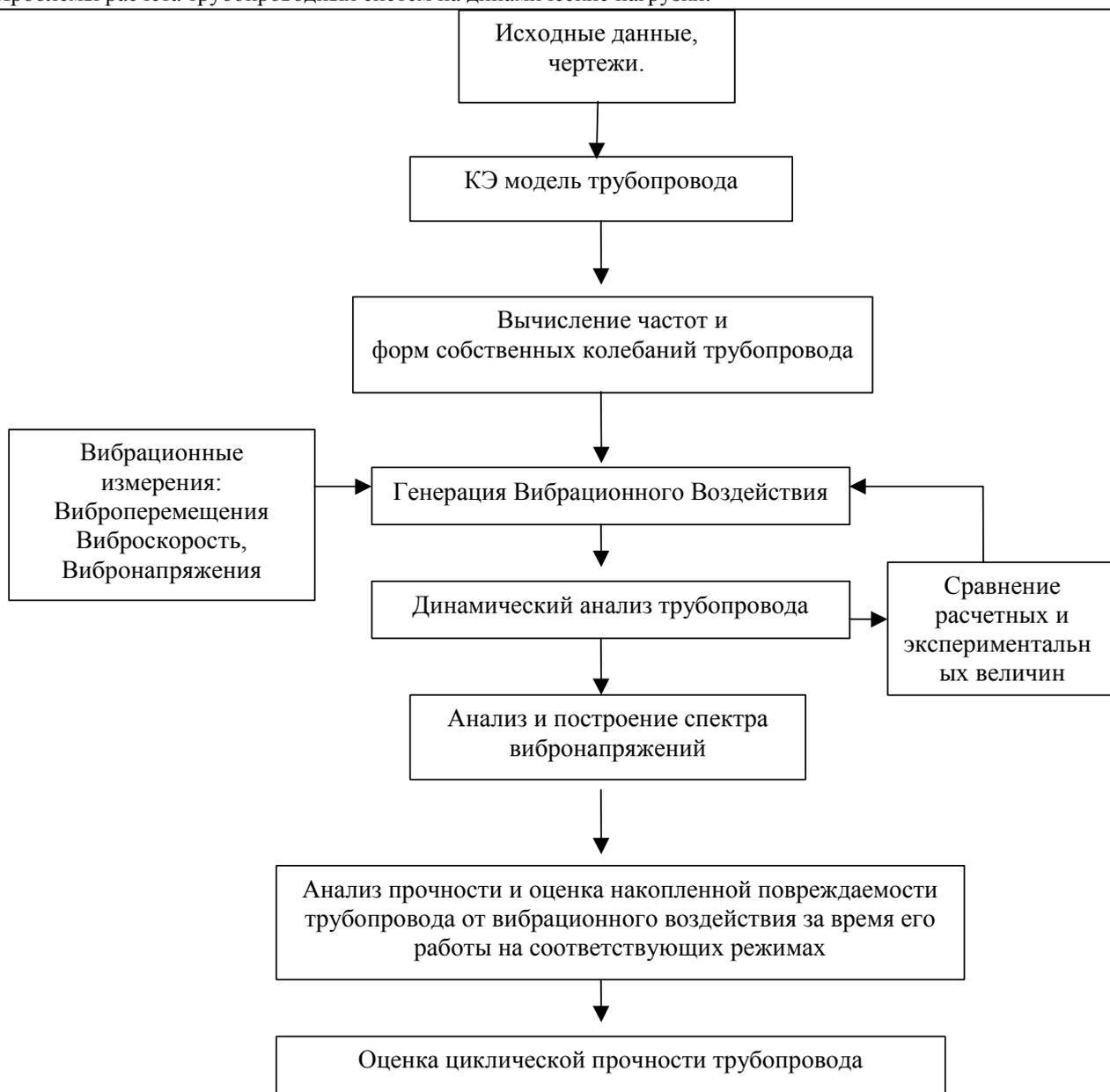


Рисунок 2. Блок-схема вибрационного анализа трубопровода.

Ниже дан пример расчета на вибропрочность участка паропровода Чернобыльской АЭС.

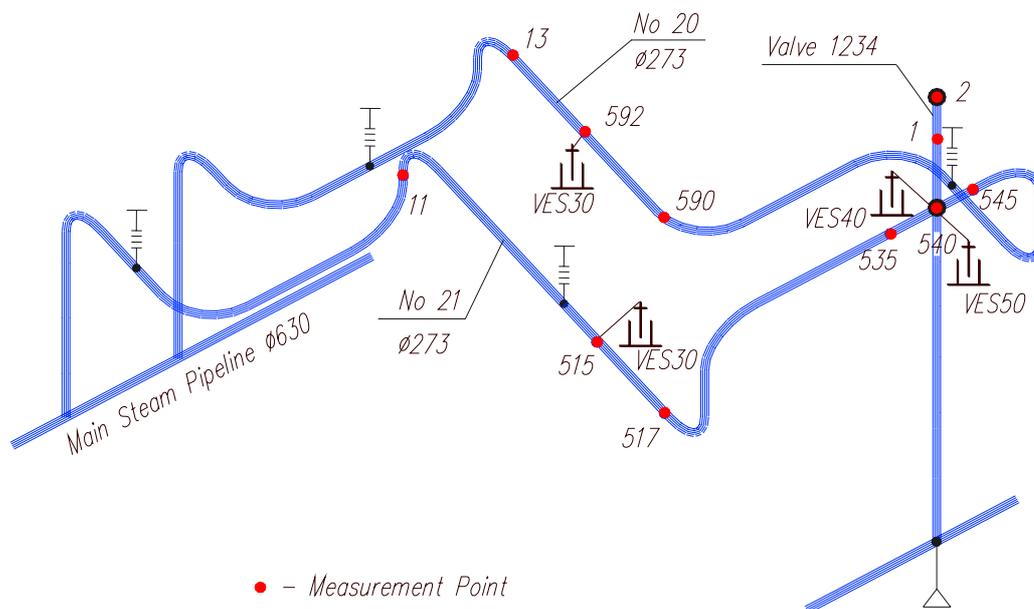


Рисунок 3. Места точек измерения вибрации и расположение демпферов (Чернобыльская АЭС, Блок 3)

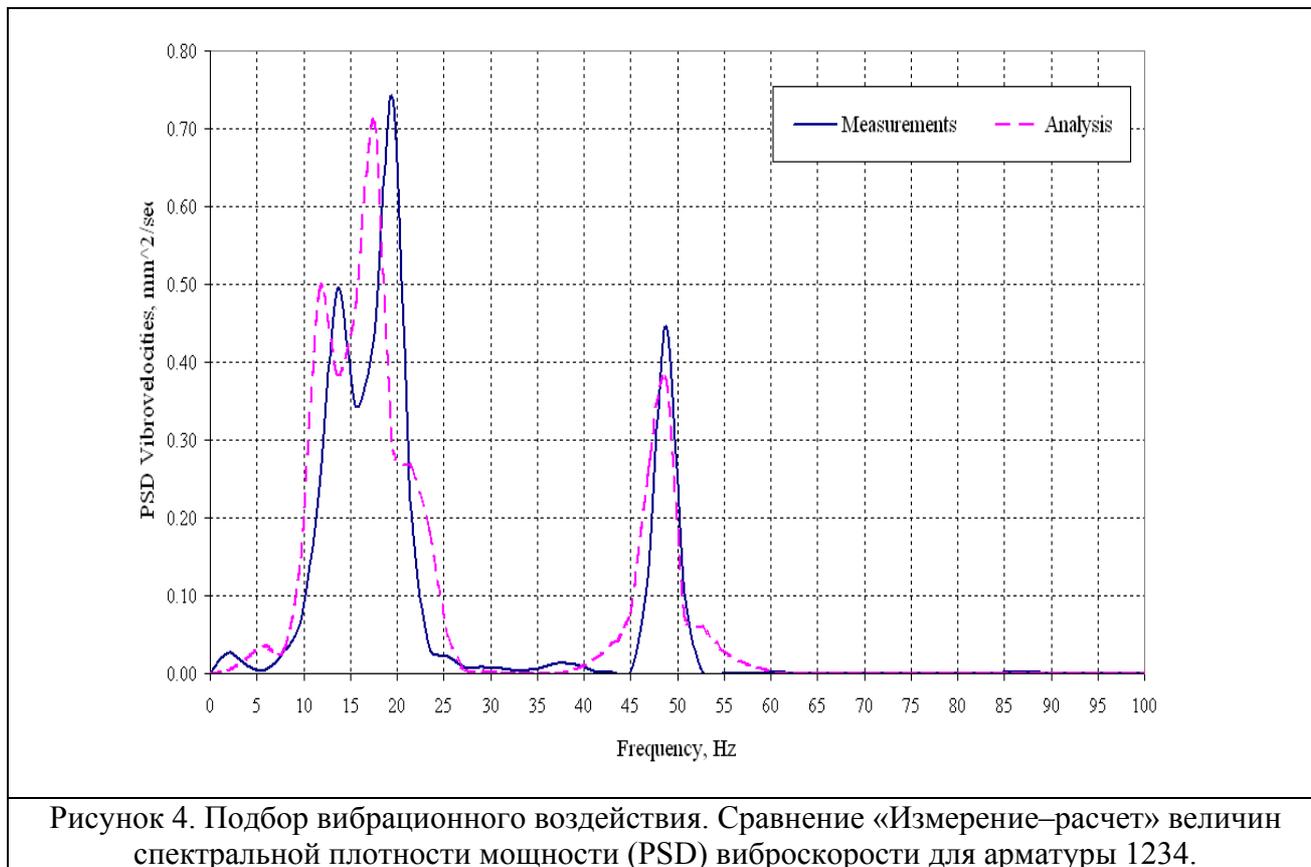


Рисунок 4. Подбор вибрационного воздействия. Сравнение «Измерение–расчет» величин спектральной плотности мощности (PSD) виброскорости для арматуры 1234.

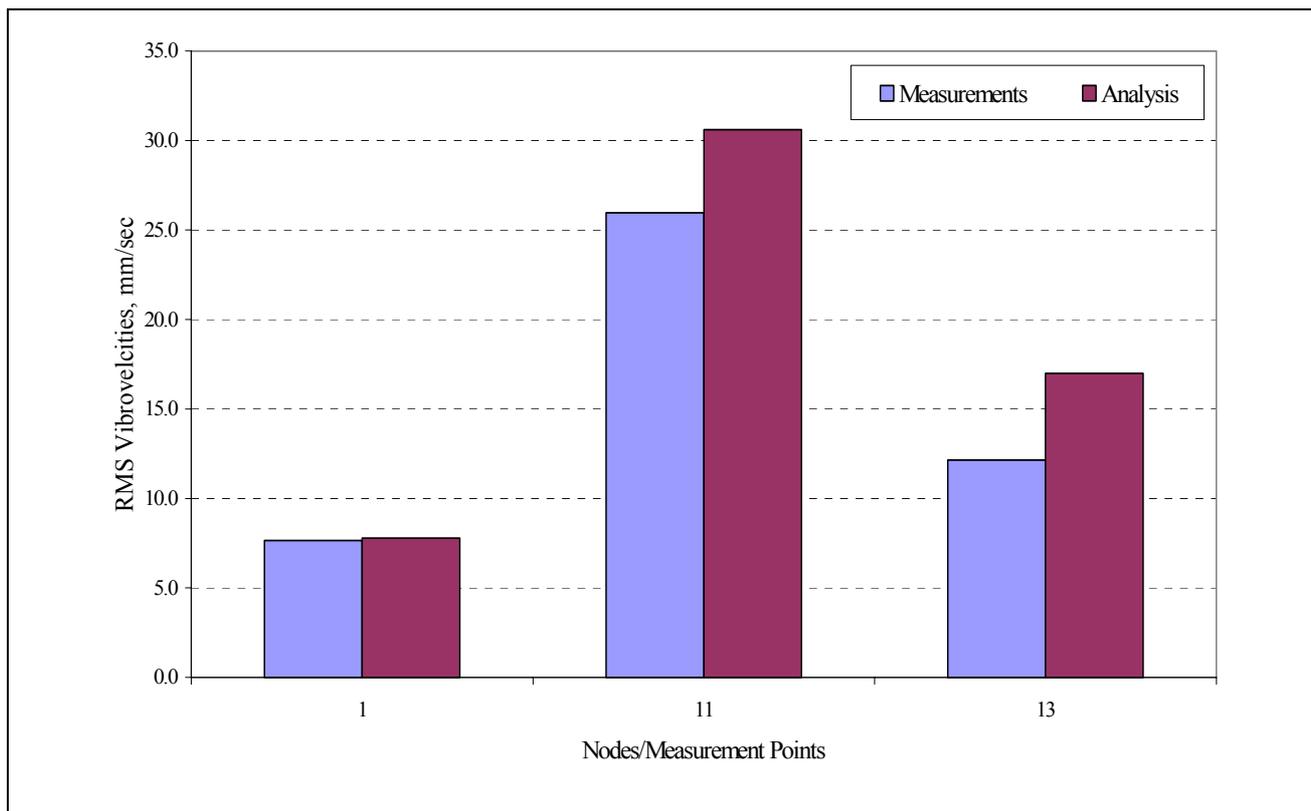


Рисунок 5. Подбор вибрационного воздействия. Сравнение «Измерение–расчет» величин среднеквадратичного значения скоростей (root-mean-square, RMS) для узлов 1, 11 и 13.

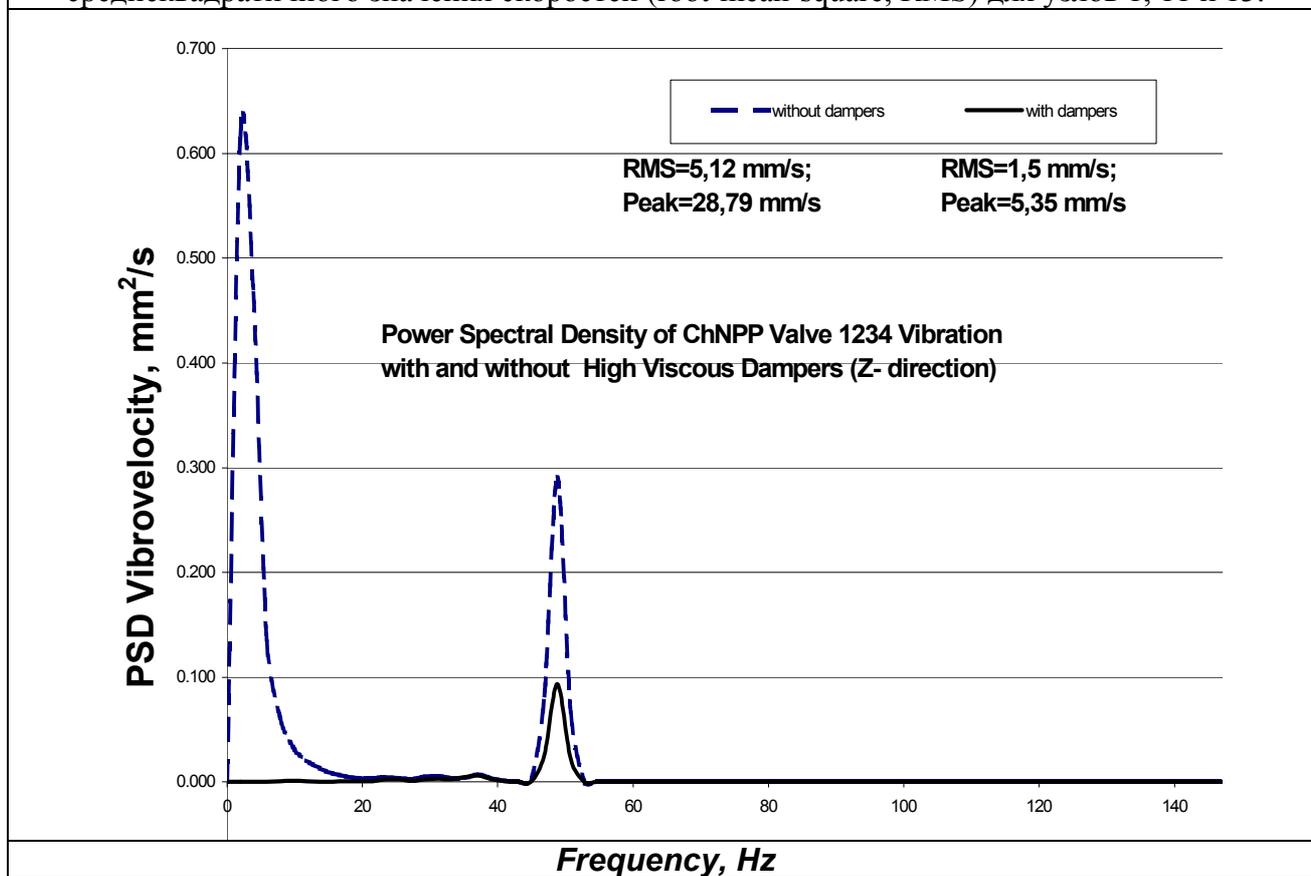


Рисунок 6. Влияние установки высоковязких демпферов. Величины PSD до и после установки демпферов.

Анализ постулируемых повреждений высокоэнергетических трубопроводов (версия dPIPE HELB).

Трубопроводная система или ее часть классифицируется как высокоэнергетическая, если ее максимальное рабочее давление превышает 2 МПа или максимальная температура превышает 100°C при нормальных условиях эксплуатации.

Определение мест постулируемых повреждений в высокоэнергетических трубопроводах.

В программе реализована методика определения мест постулируемых повреждений высокоэнергетических трубопроводов, описанная в американском стандарте ANS 58.2, [9].

Принципиальная блок-схема процедуры, применяемой для определения мест постулируемых разрывов и сквозных трещин, изображена на рисунке 7.

Для определения мест постулируемых разрывов и сквозных трещин проводится два типа расчетного анализа:

- *статический анализ*: расчет на собственный вес (mechanical loads) и расчет на самокомпенсацию (thermal expansions loads), т.е. определение внутренних усилий в сечениях трубопровода при переходе системы из одного температурного состояния в другое;
- *динамический анализ*: расчет внутренних усилий в сечениях трубопровода от действия сейсмических нагрузок, задаваемых в виде спектров ответа для ОВЕ (Operating Basis Earthquake). При проведении расчетов на сейсмические нагрузки предполагается использование Линейно-Спектрального Метода с учетом в случае необходимости многоопорного воздействия и эффекта “seismic anchor movement” (учета взаимного смещения опор трубопровода во время сейсмического воздействия).

При определении постулируемых мест разрывов и сквозных трещин рассматриваются только те сочетания нагрузок, которые в соответствии со спецификацией режимов работы систем отнесены к уровням нагружения А и В (Levels A, B Service Limits).

После определения внутренних усилий в сечениях трубопроводов от указанных типов нагрузок выполняется анализ напряжений по формулам ASME BPVC, [10].

Дополнительным условием для рассмотрения потенциальных мест разрыва или образования сквозных трещин является величина накопленной повреждаемости U .

В дополнение к местам разрывов, определенных на основе прочностного анализа, без расчетов постулируются таковыми места, являющиеся по терминологии, принятой в [9], “terminal ends” – фикс-пунктами рассматриваемой системы. Как правило, такими местами являются герметичные проходки, места присоединения трубопроводов к оборудованию и неподвижные опоры.

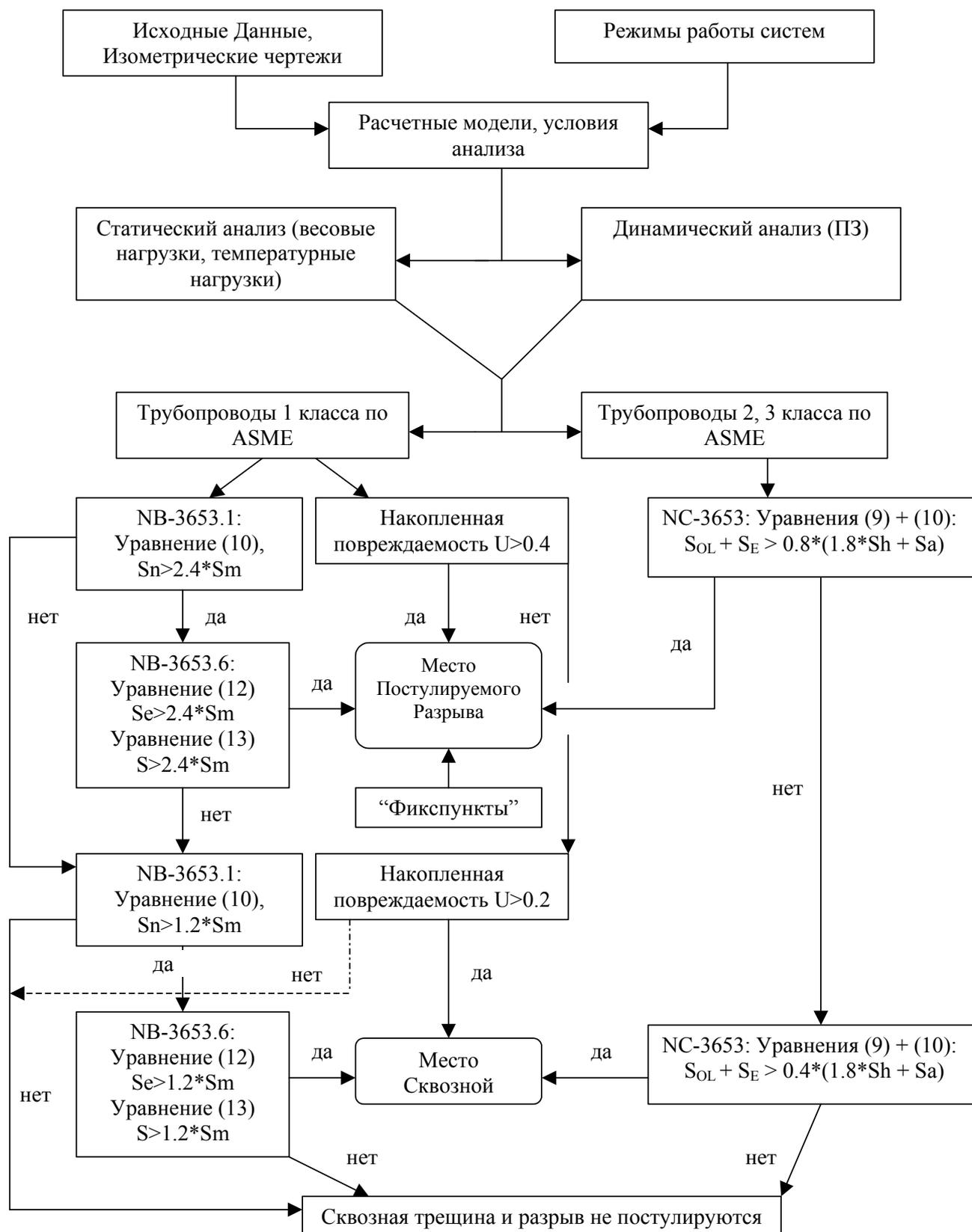


Рисунок 7. Блок – схема определения мест разрывов и сквозных трещин.

Оценка хлыстовых движений трубопроводов при наступлении постулируемых поврежде-
ний.

Версия ПК dPIPE HELV позволяет провести оценку последствий наступления постулированного разрыва высокоэнергетического трубопровода, связанных с его хлыстовыми движениями.

Исходными данными для решения этой задачи являются:

- расчетная модель трубопровода, прошедшего оценку на наличие мест постулированных разрывов;
- набор точек, в которых постулируются места разрывов;
- информация об окружающих конструкциях/оборудовании, которые могут препятствовать хлыстовым движениям разорвавшегося конца трубопровода;
- параметры реактивной струи истекающего теплоносителя (зависимость «усилие – время»);
- информация о ближайших к месту разрыва отсечных арматурах, за пределами которых трубопровод должен сохранять свою целостность. Это обстоятельство следует рассматривать для оценки прочности той части трубопровода, которая даже после наступления постулируемого разрыва остается под давлением;
- информация об операционных параметрах трубопровода, предполагающихся в момент наступления постулируемого разрыва;

Расчет хлыстовых движений трубопровода осуществляется методом динамического анализа, т.е. пошаговым интегрированием уравнений движения трубопровода, находящегося под действием сосредоточенной реактивной нагрузки, изменяющейся во времени.

Условия работы трубопровода во время наступления постулируемого разрыва в соответствии с американскими нормативными документами [9], [11] принимаются по следующему правилу:

- для трубопровода, который во время работы в режиме Нормальных Условий Эксплуатации (НУЭ) находится под давлением, параметры, характеризующие его термодинамическое состояние и состояние присоединенных резервуаров, определяются в соответствии с режимом 100 % мощности реакторной установки (РУ).
- для трубопроводов, чье нормальное функционирование происходит во время режима отличного от режима 100 % мощности реактора, параметры, характеризующие его термодинамическое состояние и состояние присоединенных резервуаров, определяются для режима с максимальными параметрами.

При расчете хлыстовых движений следует рассмотреть два этапа, сопутствующих разрыву трубопровода: начальный момент разрыва, когда происходит нарастание динамической реакции и вплоть до выхода на установившийся процесс колебаний, на втором этапе рассматривается установившийся процесс, связанный с установившимся процессом истечения теплоносителя.

Ниже приводится пример расчета высокоэнергетического трубопровода, Рисунки 8 - 14.

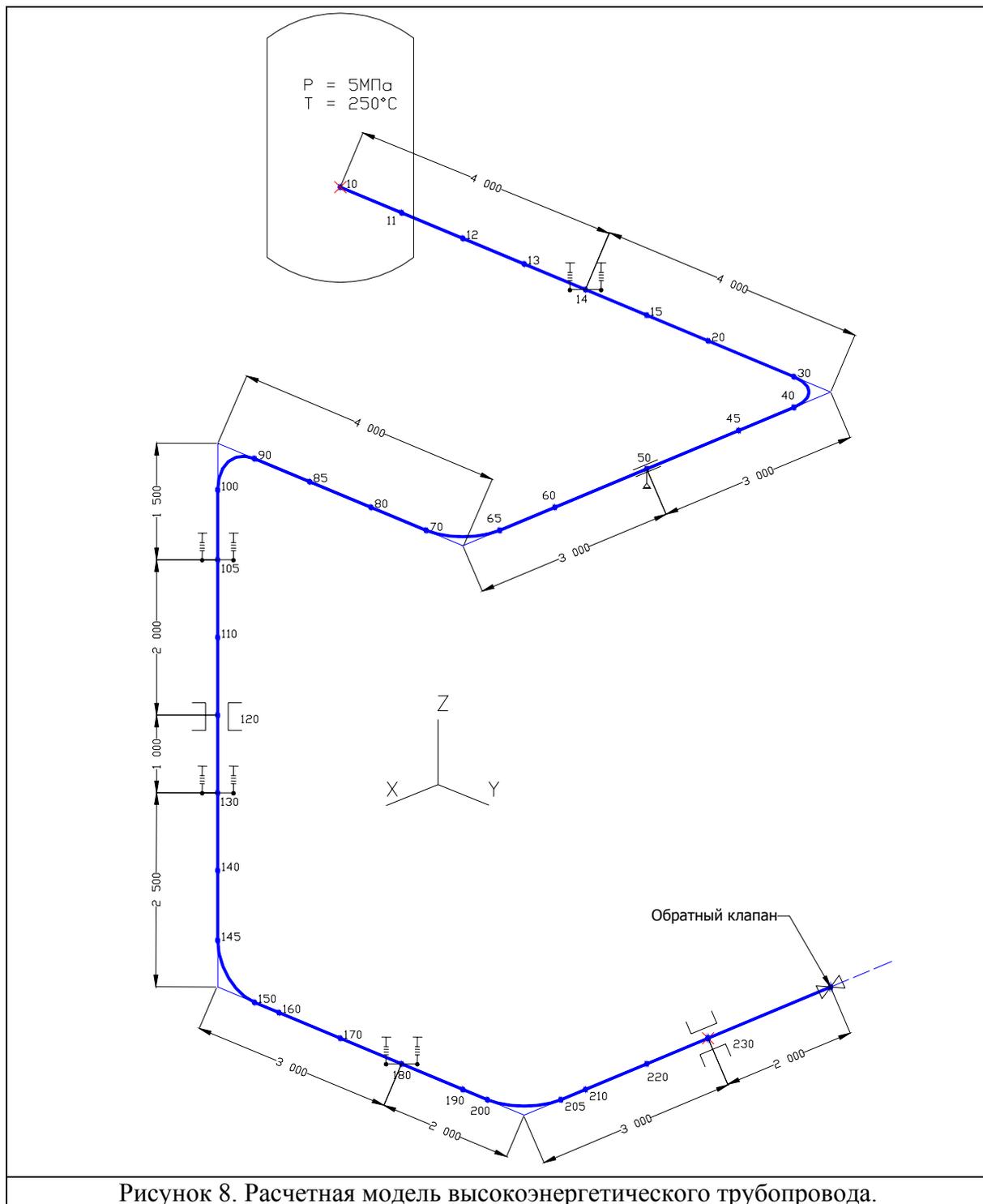


Рисунок 8. Расчетная модель высокоэнергетического трубопровода.

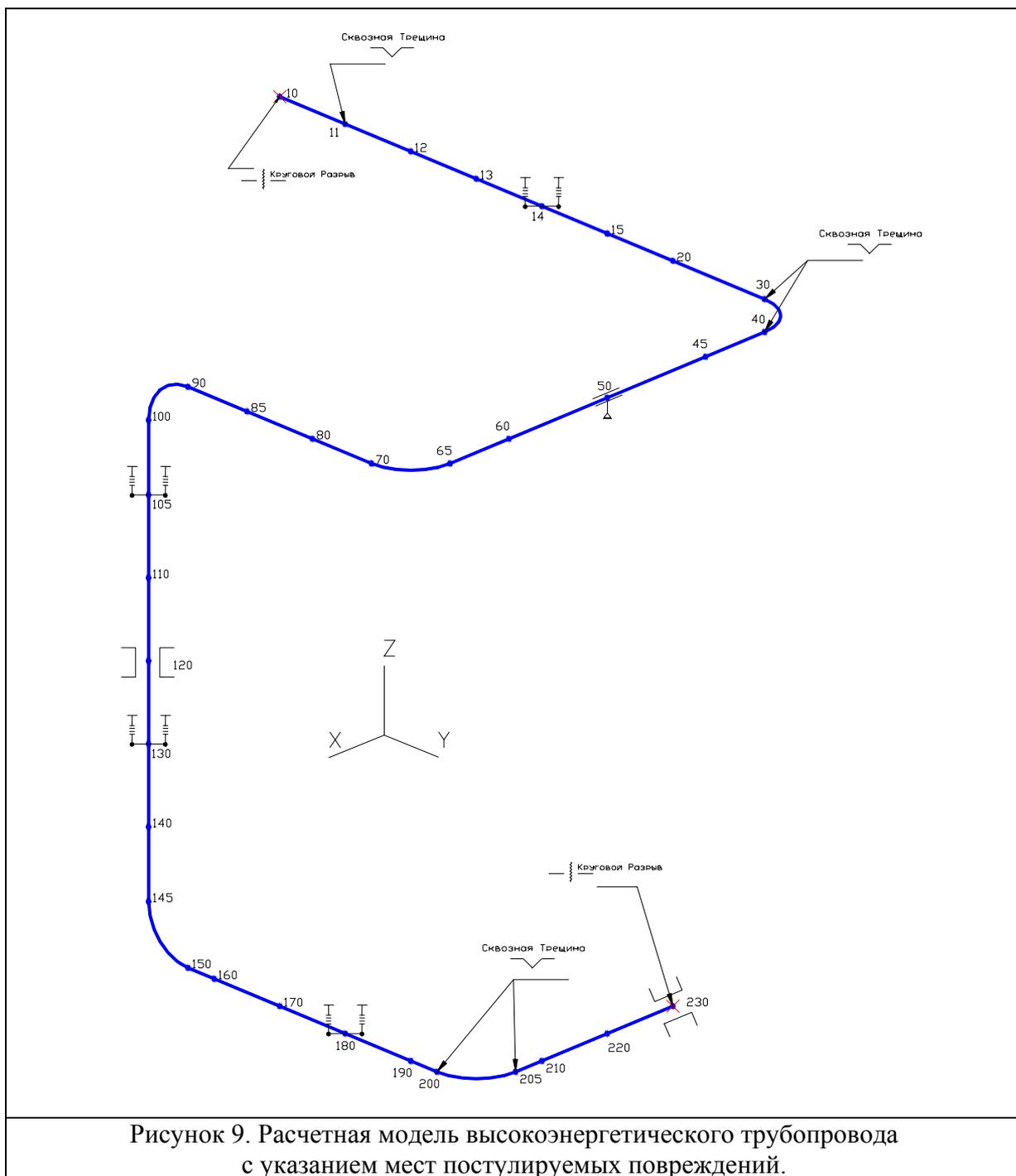


Рисунок 9. Расчетная модель высокоэнергетического трубопровода с указанием мест постулируемых повреждений.

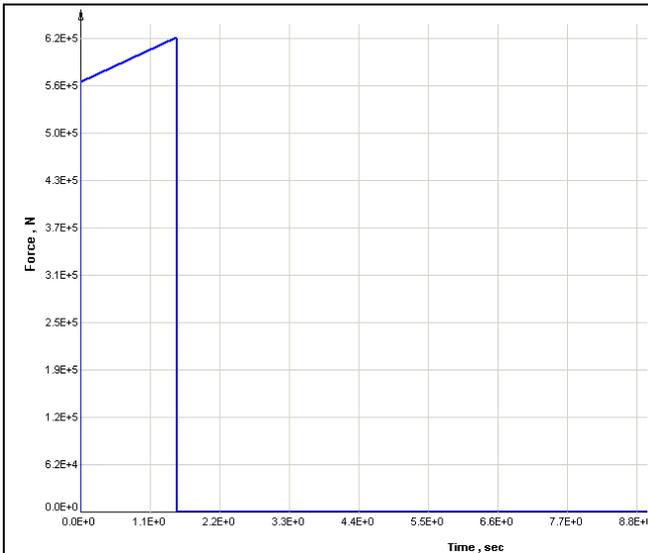


Рисунок 10. Функция реактивного усилия от истекающей струи (узел 10).

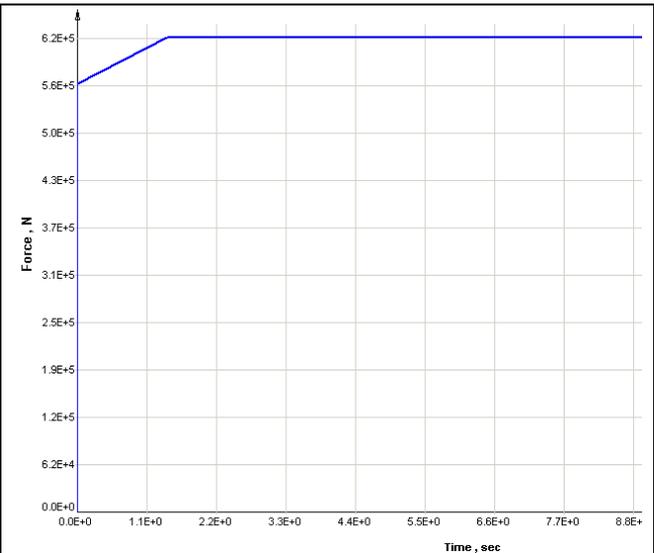


Рисунок 11. Функция реактивного усилия от истекающей струи (узел 230).

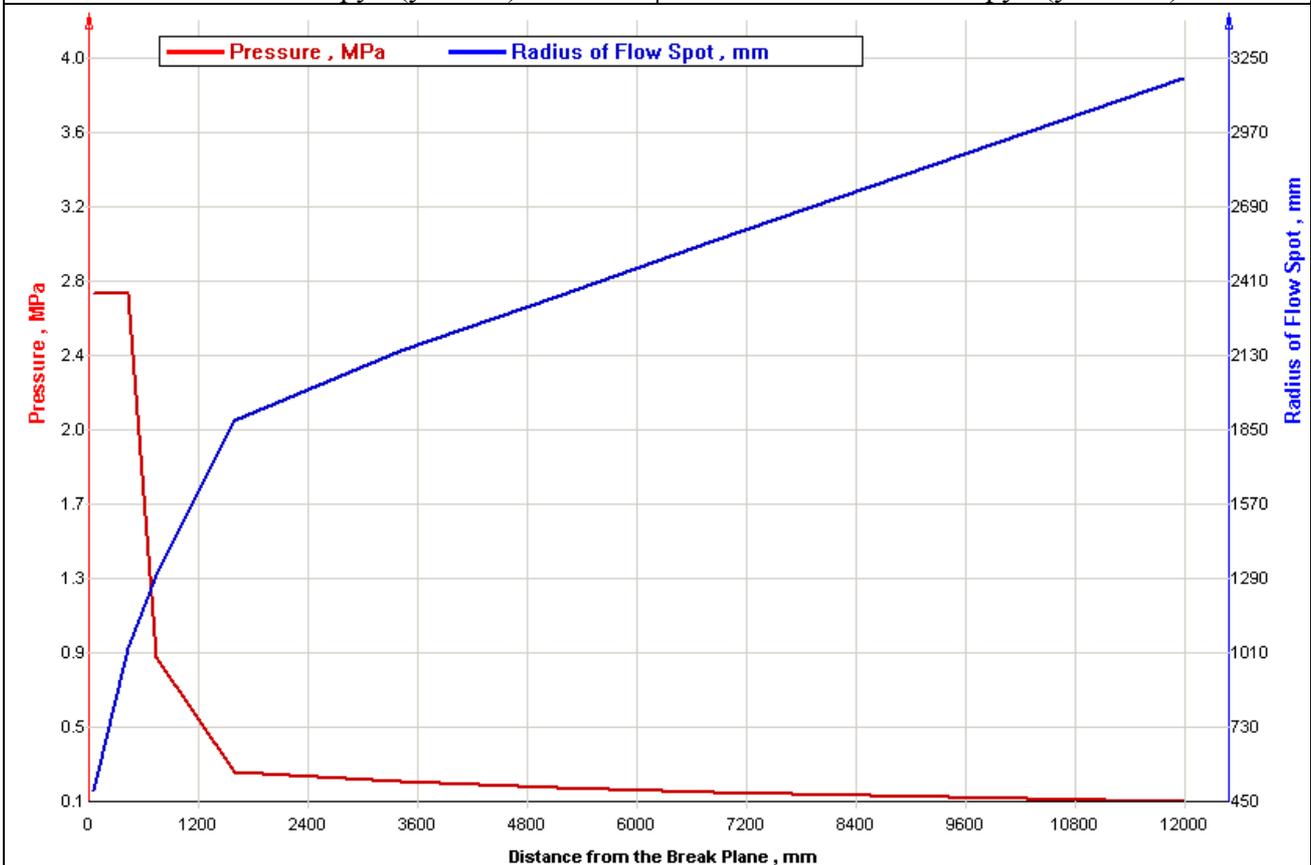


Рисунок 12. Распределение давления по струе в районе поперечного разрыва (узел 10).

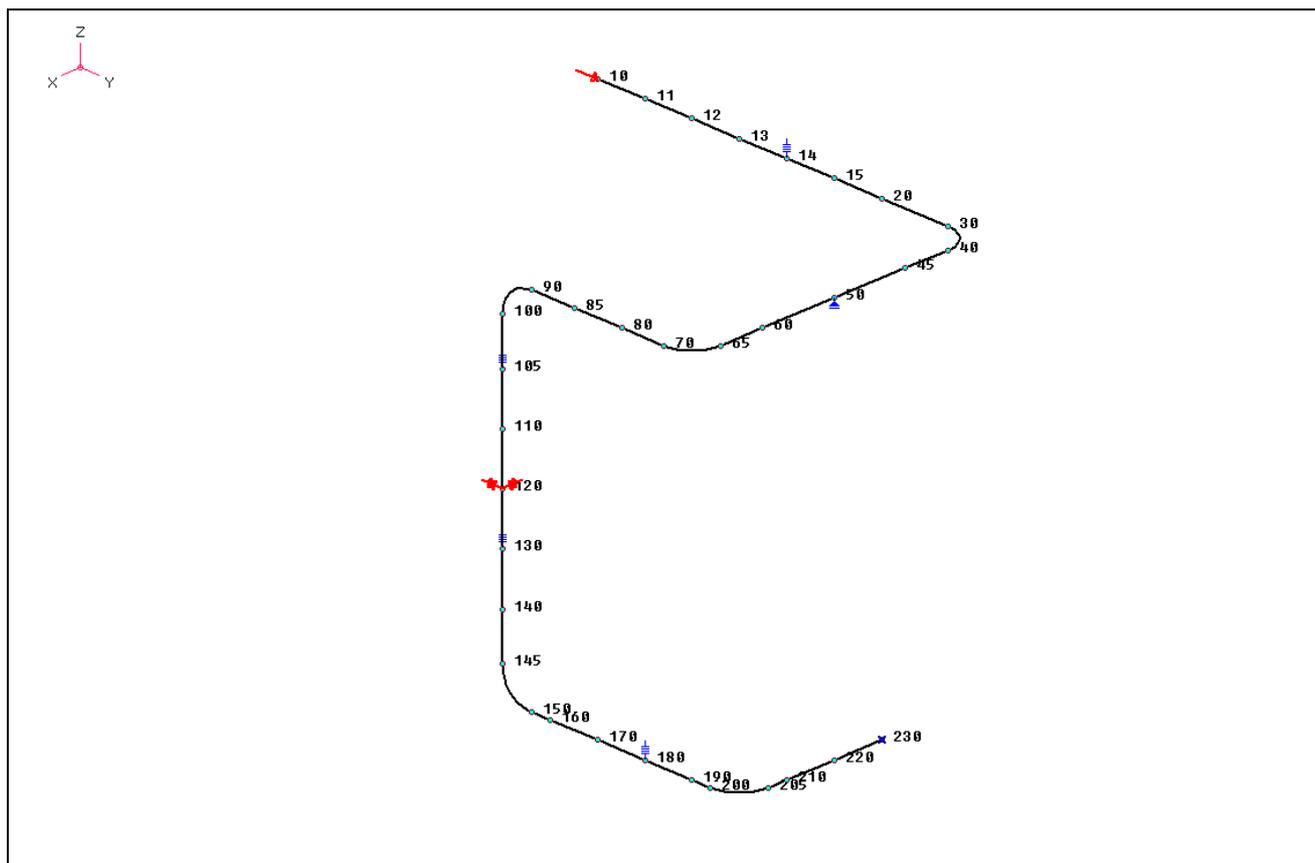


Рисунок 13. Расчетная модель тестового трубопровода. Анализ хлыстовых движений трубопровода при постулированном разрыве в районе патрубка резервуара, узел 10.

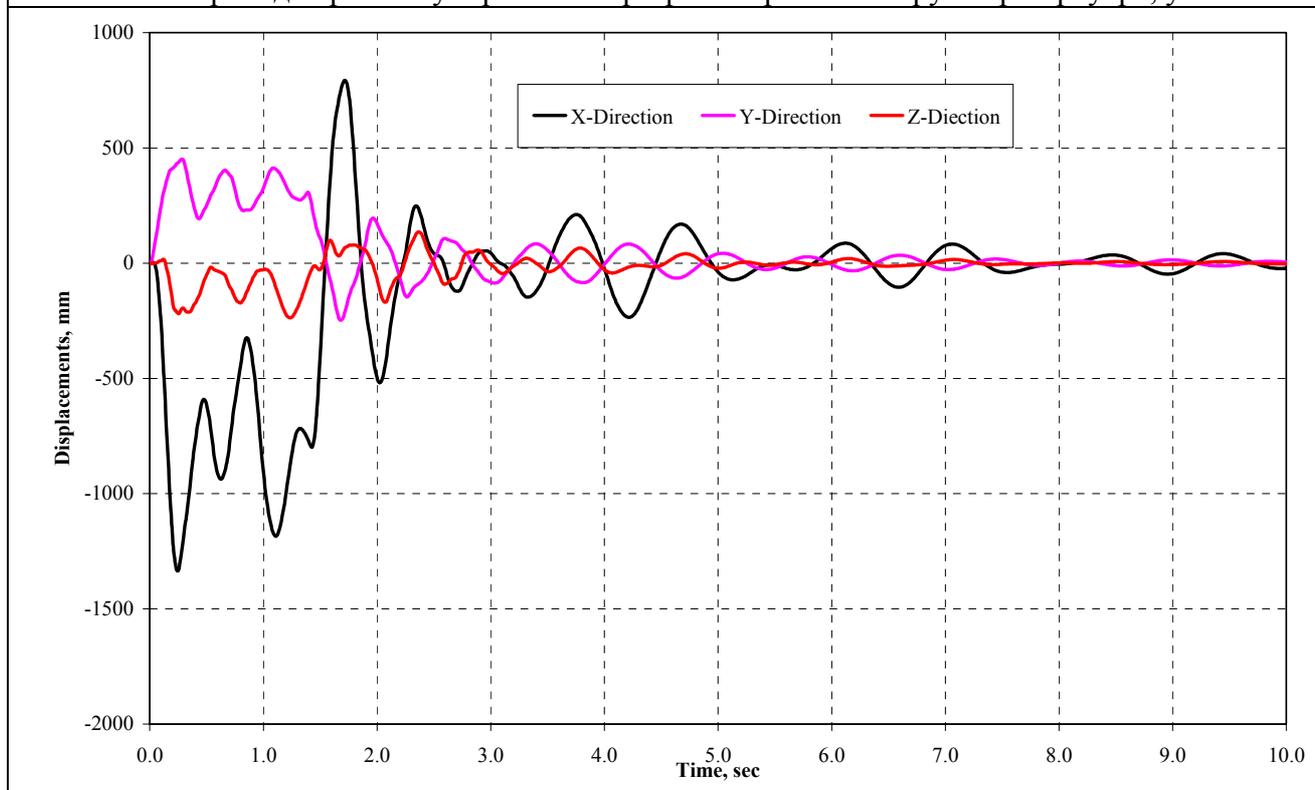


Рисунок 14. Хлыстовые движения разорвавшегося конца трубопровода (узел 10)

СРАВНЕНИЕ НОРМ РАСЧЕТА НА СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ

К документам, регламентирующим требования по расчетам на сейсмостойкость оборудования и трубопроводов АЭС в России, относятся:

- ПНАЭ Г-5-006-87 “Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций”;
- ПНАЭ Г-7-002-86 “Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”;
- ПНАЭ Г-7-008-89 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”.

В США проектирование и расчет на сейсмостойкость оборудования и трубопроводов проводится в соответствии с требованиями следующих основных документов:

- NB “Правила для компонент Класса 1”;
- NC “Правила для компонент Класса 2”;
- NF “Правила проектирования для опор”.
- Приложение F “Правила для оценки эксплуатационных нагрузок в соответствии с эксплуатационными ограничениями уровня D”.
- Приложение N “Методы динамического анализа”, где даны рекомендации и требования к расчетам на динамические нагрузки оборудования и трубопроводов АЭС.

Допускаемые напряжения

В таблице 1 приведены зависимости, по которым определяются номинальные допускаемые напряжения в элементах трубопроводов.

Таблица 1. НОМИНАЛЬНЫЕ ДОПУСКАЕМЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Нормы	Обозначение	Номинальные допускаемые напряжения
ПНАЭ Класс 1 – 3	$[\sigma]$	$\min \{R_m^T / 2.6; R_p^T / 1.5\}$
ASME Class 1	S_m	ферритные стали - $\min \{S_T / 3; 1.1S_T^T / 3; S_Y^T / 1.5\}$ аустенитные стали - $\min \{S_T / 3; 1.1S_T^T / 3; S_Y / 1.5; 0.9S_Y^T\}$
ASME Class 2	Sh	$Sc = \min \{S_T / 4; S_Y^T / 1.5\}$ $\min \{S_C; 1.1S_T^T / 4; S_Y / 1.5\}$

Величины номинальных допускаемых напряжений для материалов трубопроводов приведены в таблице 2. На рисунке 15 приведено сравнение уровня номинальных допускаемых напряжений для различных материалов. Из данных представленных в таблице 1 и на рисунке 15 видно, что максимальный уровень номинальных допускаемых напряжений при расчете на прочность соответствует Российским нормам. Уровень номинальных допускаемых напряжений для трубопроводов класса 1 по американским нормам соответствует российским нормам или немного ниже. Для трубопроводов класса 2 номинальные допускаемые напряжения по ASME в 1.2-1.6 раза ниже, чем по ПНАЭ.

Таблица 2. НОМИНАЛЬНЫЕ ДОПУСКАЕМЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ, МПа

Материал	T, °C	R _m , S _T	R _{p02} , S _y	[σ]	S _m	S _h
08X18H10T	20	510	216	144	144	128
	250	187	162	125	125	116
10ГН2МФА	20	540	343	208	180	135
	250	304	189	189	180	135
15ГС	20	491	275	183	164	123
	250	245	162	162	155	116
16ГС	20	451	245	163	150	113
	250	216	151	144	144	108
Ст. 20	20	402	216	144	134	101
	250	196	143	131	131	103

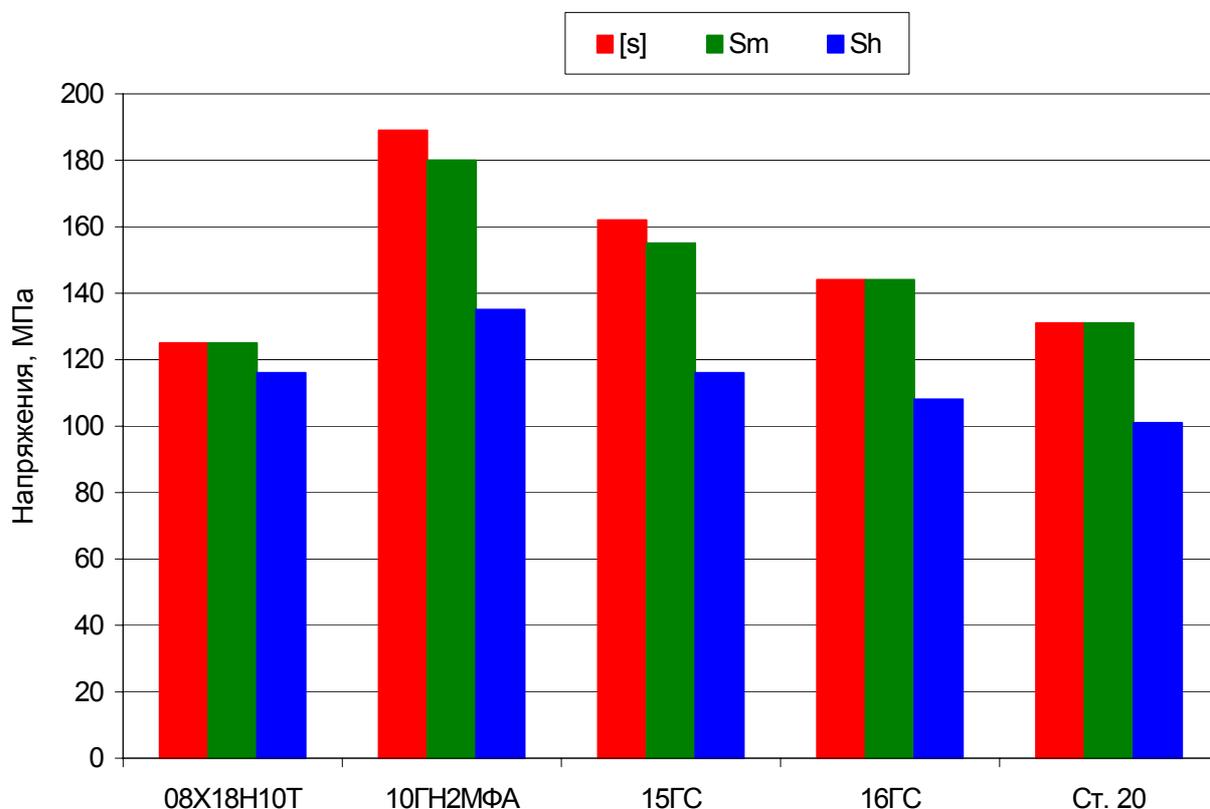


Рисунок 15. Значения номинальных допускаемых напряжений.

[σ] – ПНАЭ, S_m - ASME Class 1, S_h - ASME Class 2.

При расчетах на прочность оборудования и трубопроводов в нормах ASME значения допускаемых напряжений задаются в зависимости от уровня эксплуатационных ограничений (Level A,B,C,D Service Limit). В сочетании нагрузок для уровня D входят нагрузки от НУЭ и сейсмического воздействия интенсивности SSE (MP3).

Зависимости для определения допускаемых напряжений в элементах трубопроводов при расчетах на сейсмостойкость приведены в таблице 2. На рисунке 16 приведено сравнение уровня допускаемых напряжений для различных материалов, из которого видно, что в российских нормах уровень допускаемых напряжений при расчете трубопроводов на сейсмостойкость значительно ниже, чем в нормах ASME.

Таблица 3. ДОПУСКАЕМЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Нормы	Уровень	Класс	Категория	Нагрузки	Допускаемые напряжения
ПНАЭ	-	1, 2	I	НУЭ + МРЗ	1.8[σ]
ASME	D	1	I	SL + SSE	min (3.0 S_m ; 2 S_y)
ASME	D	2	I	SL + SSE	min (3.0 S_h ; 2 S_y)

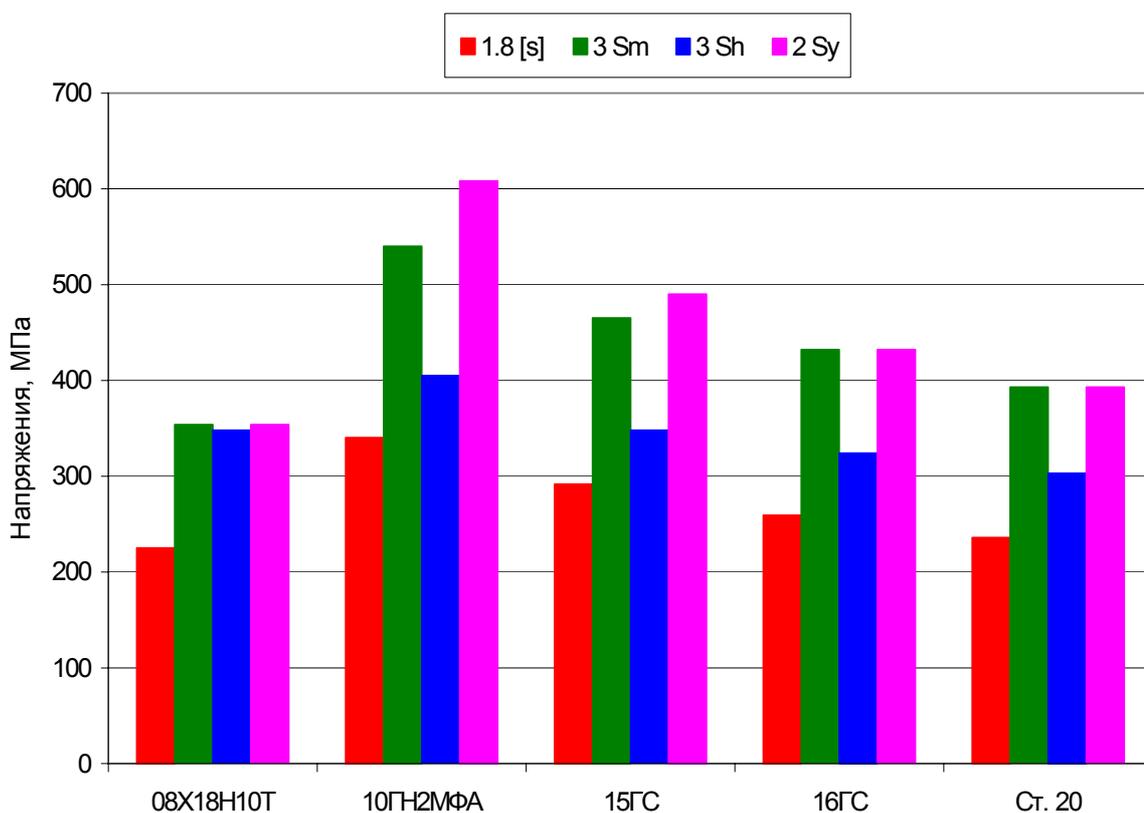


Рис. 16. Значения допускаемых напряжений.
 [σ] – ПНАЭ, S_m - ASME Class 1, S_h - ASME Class 2.

В нормах ASME для трубопроводов 1 класса допускаемые напряжения близки к $2S_y$ или немного меньше. Для трубопроводов 2 класса значения допускаемых напряжений ниже, чем для 1 класса. Это связано с тем, что для анализа прочности трубопроводов 1 и 2 класса в нормах ASME используются различные методики расчета напряжений. Для трубопроводов 1 класса приведенные напряжения определяются по теории наибольших касательных напряжений, а при расчете трубопроводов 2 класса применяется теория наибольших нормальных напряжений. Следует отметить, что расчет трубопроводов 2 класса проводится на P_{max} – максимальное давление (peak pressure), а также существует различие в определении результирующего момента в сечении. Формулы для расчета напряжений в трубопроводах приведены в таблице 4.

Таблица 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

Нормы	Расчетные формулы	Теория прочности
ПНАЭ Класс 1 и 2	$\sigma_{\psi} := \sigma_{\psi p}$ $\sigma_{\psi p} := p \cdot \frac{Da - 2 \cdot (s - c)}{2 \cdot f_i \cdot (s - c)}$ $\sigma_{z p} := p \cdot \frac{[Da - 2 \cdot (s - c)]^2}{4 \cdot (Da - s + c) \cdot (s - c)}$ $\sigma_{z1} := \sigma_{z p} + \frac{N_{nz}}{A_s} + \frac{\sqrt{M_{nx}^2 + M_{ny}^2}}{W}$ $\sigma_t := \frac{-p}{2} \quad \tau := \frac{M_{nz}}{2 \cdot W}$ $\sigma = \frac{1}{2} \cdot (\sigma_{\varphi} + \sigma_z) \pm \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_{\varphi} - \sigma_z)^2 + 4 \cdot \tau^2}$ $\sigma = \sigma_r$ $(\sigma)_2 = \sigma_{\text{экв}}, \quad \sigma_{\text{экв.}} = \sigma_3 - \sigma_1$ Для криволинейные трубы при $\lambda \leq 1.4$ $(\sigma)_2 = \frac{\Omega}{\Psi} \frac{\sqrt{M_x^2 + M_y^2 + M_z^2}}{W}$	Наибольших касательных напряжений
ASME Class 1	$B_1 \frac{P D_o}{2t} + B_2 \frac{D_o}{2I} M_i$ где $M_i = \sqrt{M_x^2 + M_y^2 + M_z^2}$ - результирующий момент от всех расчетных нагрузок. $B_1 = 0.5$ для прямых участков и $B_1 = 0$ для гибов	Наибольших касательных напряжений
ASME Class 2	$B_1 \frac{P_{\max} D_o}{2t} + B_2 \frac{M_A + M_B}{Z}$ где M_A - результирующий момент от веса и других постоянных механических нагрузок; M_B - результирующий момент от дополнительных механических расчетных нагрузок, в данном случае SSE.	Наибольших нормальных напряжений

В ПНАЭ расчет напряжений в трубопроводах выполняется по методике аналогичной, применяемой для трубопроводов 1 класса по ASME.

Учитывая принципиальное отличие в методике расчета трубопроводов 2 класса, в дальнейшем сравнение норм целесообразно выполнять, сравнивая методику ПНАЭ и методику, используемую для трубопроводов 1 класса по ASME.

В этих методиках можно отметить следующие отличия:

1. Расчет напряжений от давления в ПНАЭ выполняется с учетом прибавки к толщине стенки «с», которая может составлять от 10 до 20% толщины.
2. Отличается методика определения коэффициентов податливости гибов;
3. В нормах ASME не учитывается осевая сила в сечении трубопровода N_z ;
4. Крутящий момент в нормах ASME входит в результирующий момент, а в ПНАЭ этот момент определяет величину касательных напряжений τ .
5. В ПНАЭ определяются три значения главных напряжений и выбираются наибольшее и наименьшее, которые обозначаются σ_1 и σ_3 , соответственно. Это приводит к тому, что при низком уровне напряжений от внешних механических и тепловых нагрузок величина приведенных напряжений в трубопроводе может определяться только напряжениями от внутреннего давления. В отличие от российских норм в нормах ASME

формула для определения напряжений упрощена, так как в ней отдельно выделена составляющая от давления и от механических нагрузок.

Влияние этих отличий можно проиллюстрировать на примере трубопровода большого диаметра системы КМПЦ блока 1 ЛАЭС. Схема трубопровода представлена на рисунке 17. Детально рассмотрен крайний трубопровод от коллектора высокого давления до ГЦН (рисунок 18).

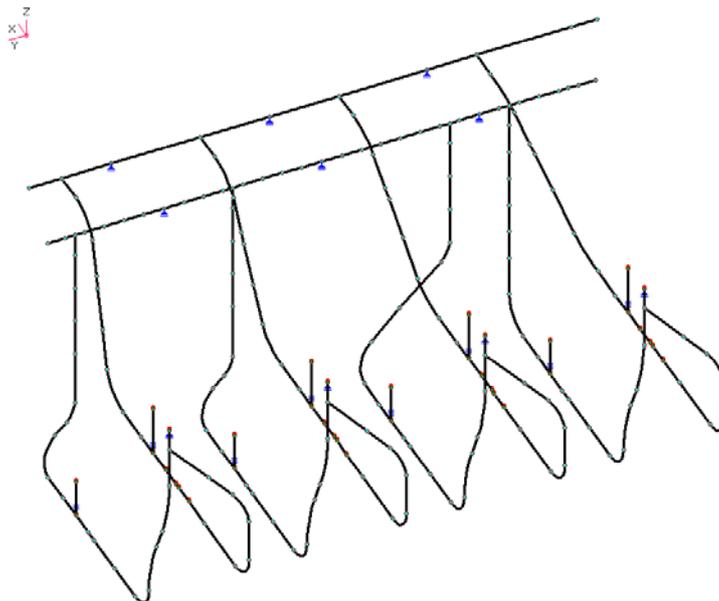


Рисунок 17 Трубопроводы большого диаметра системы КМПЦ блока 1 ЛАЭС.

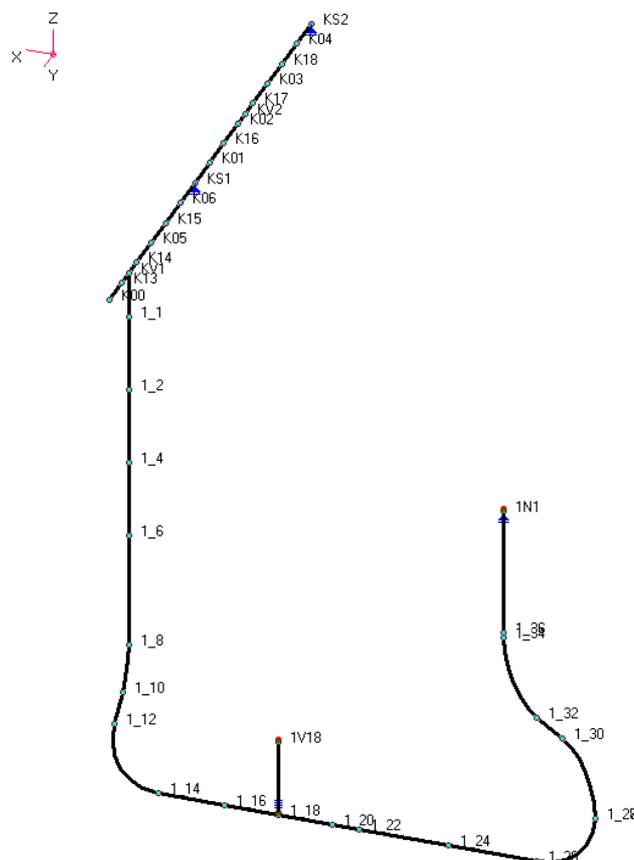


Рисунок 18. Трубопроводы большого диаметра системы КМПЦ блока 1 ЛАЭС

Крайний трубопровод от коллектора высокого давления до ГЦН .

На рисунке 19 показано распределение напряжений в рассматриваемом участке трубопровода от действия нагрузок при НУЭ. Видно, что напряжения, полученные по методике ПНАЭ значительно выше напряжений, полученных по нормам ASME. Особенно необходимо отметить гибы 1_8 и 1_12, при этом различие тем больше, чем ниже величина изгибающего момента в сечении:

- участок 1_12 - $M_i = 7.9e7$ Нмм;
- участок 1_32 - $M_i = 2.1e8$ Нмм.

Представленный график наглядно показывает отличие в методике определения напряжений в ПНАЭ и нормах ASME даже на стадии выполнения расчетов на статические нагрузки. Видно, что по ПНАЭ на всех участках трубопровода напряжения постоянные и равны 104 МПа, т.е. полностью определяются напряжениями от давления. Учитывая, что нормах ASME для гибов, составляющая от давления равна 0 ($B1=0$), уровень напряжений в гibaх (1_8, 1_12, 1_26, 1_28, 1_32) характеризует величину изгибающего момента в сечении.

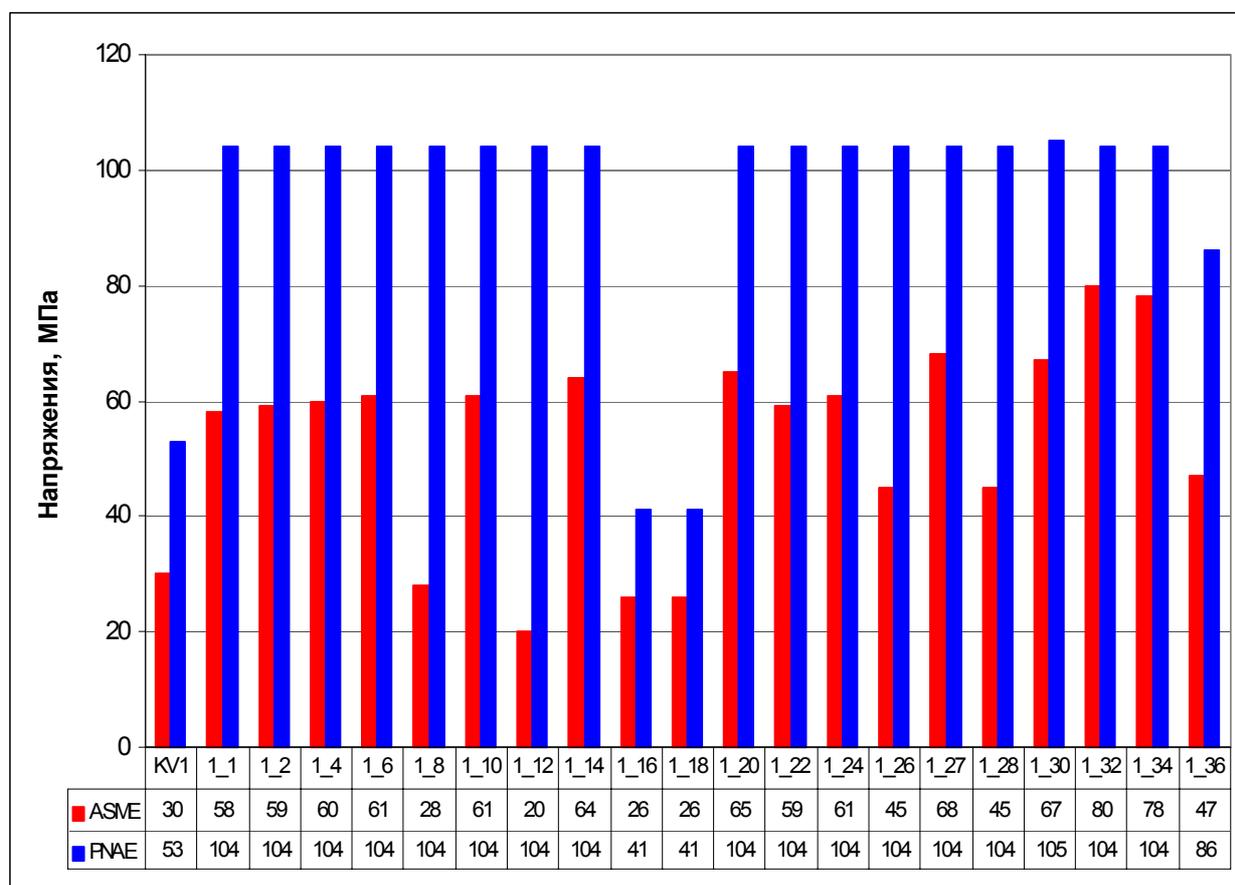


Рисунок 19. Напряжения от действия нагрузок при НУЭ (вес + давление).

Для анализа уровня напряжений в элементах трубопровода при сейсмическом воздействии были проведены варианты расчеты на воздействия интенсивностью 6, 7, 8 и 9 баллов, что соответствует ускорениями ZPGA = 0.05g, 0.1g, 0.2g и 0.4g, соответственно.

На рисунке 20 представлены графики напряжений в элементах трубопровода при сейсмических воздействиях различной интенсивности. На представленных графиках опять можно увидеть эффект влияния уровня напряжений от механических нагрузок.

Представленные результаты показывают, что при относительно высоком уровне механических нагрузок (вес + сеймика) величины напряжений для прямых труб и гибов, полученные по ПНАЭ, на 4-6% ниже, чем по нормам ASME.

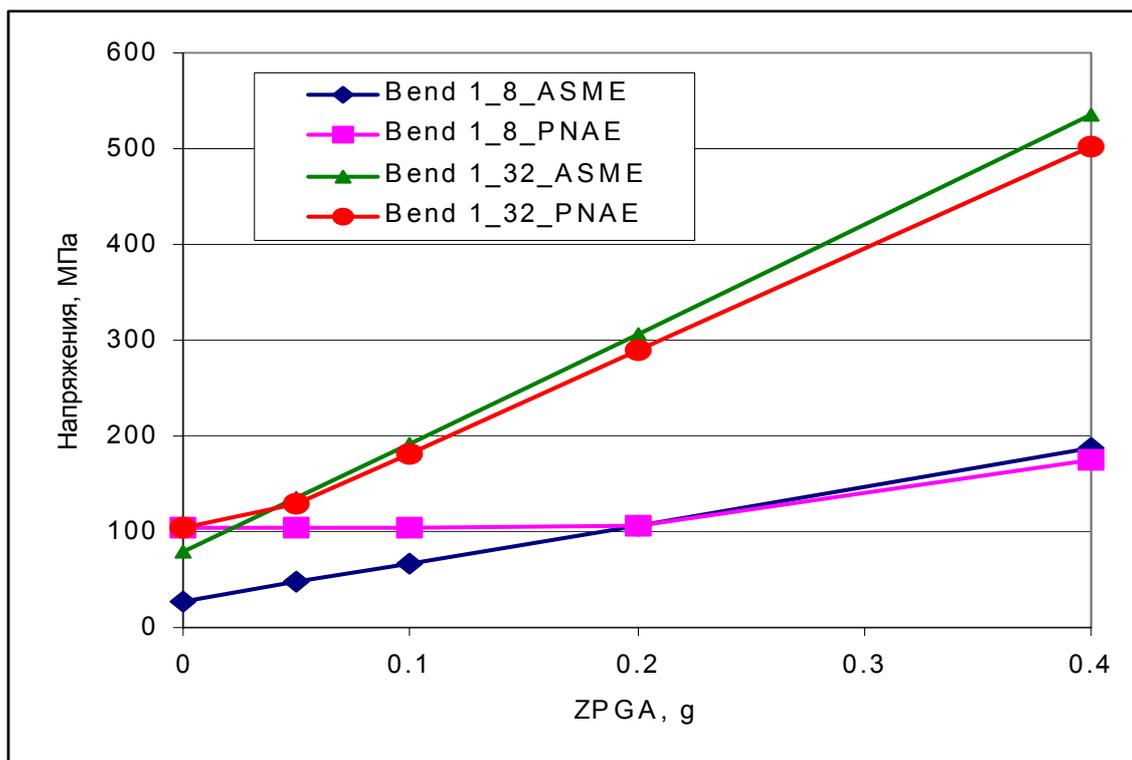
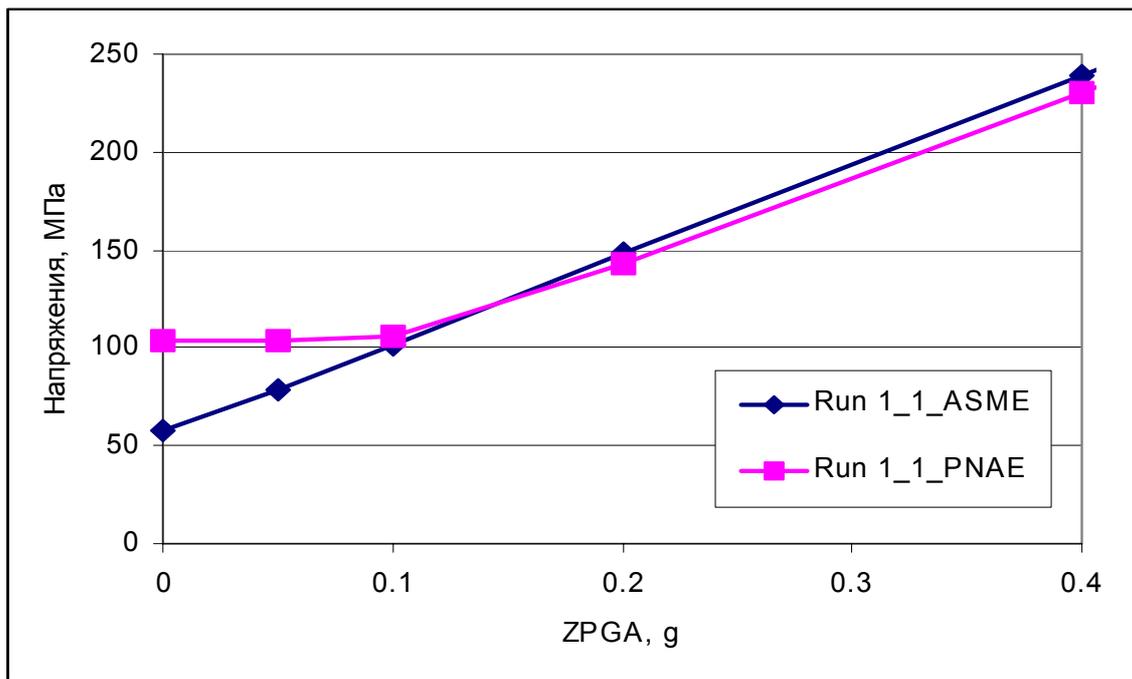


Рисунок 20. Напряжения в прямых участках (run) и гibaх (bend) при сейсмических воздействиях различной интенсивности.

При определении сейсмических нагрузок в нормах ASME подробно расписаны процедуры построения спектров ответа, сочетания нагрузок и определения, и суммирования внутренних усилий от сейсмического воздействия.

При построении спектров ответа обязательной является процедура расширения пиков на $\pm 15\%$.

Как основная комбинация нагрузок при расчете на воздействие интенсивности SSE (MP3) используется сочетание НУЭ + SSE, но при этом в случае, если трубопроводы расположены на различных отметках, должно учитываться относительное смещение опор при сейсмическом воздействии (Seismic Anchor Movement, NB-3622.2). Дополнительно может применяться методика расчета с использованием многоопорного воздействия, при которой для каждой группы опор трубопроводов задаются соответствующие спектры ответа.

При расчете трубопроводов на сейсмостойкость в нормах ASME должны выполняться следующие процедуры:

- Учет высших форм колебаний (missing mass effect);
- Помимо традиционной процедуры суммирования SRSS, для близких форм, отличающихся по собственной частоте менее чем на 10%, используются специальные процедуры (grouping method, ten percent method, double sum method), в которых близкие формы суммируются по абсолютной величине.

Все перечисленные выше процедуры, кроме метода суммирования SRSS и основной комбинации нагрузок НУЭ+MP3, не оговорены при расчете трубопроводов на сейсмостойкость в ПНАЭ.

В ПНАЭ при расчетах трубопроводов на сейсмостойкость демпфирование в системе принимается равным 2% от критического, независимо от размеров трубопровода, метода расчета и интенсивности сейсмического воздействия.

ASME BPVC предусматривает влияние наружного диаметра трубы, метода расчета и интенсивности воздействия на величину демпфирования в системе трубопроводов. Величины демпфирования в системах трубопроводов, рекомендуемые ASME BPVC при расчетах на сейсмостойкость, приведены в таблице 5.

Таблица 5. ДЕМПФИРОВАНИЕ В ТРУБОПРОВОДАХ ПО ASME BPVC

Диаметр трубопровода	Level B	Level D	Case N-411-1*		
	OBE	SSE	0 - 10 Гц	10 - 20 Гц	> 20 Гц
D > 305mm	0.02	0.03	0.05	0.05 - 0.02	0.02
D < 305mm	0.01	0.02	0.05	0.05 - 0.02	0.02

*) Демпфирование в соответствии с Case N-411-1 рекомендуется использовать при выполнении расчетов на сейсмостойкость всех трубопроводов АЭС линейно-спектральным методом.

Основные результаты сравнение методик расчета на сейсмостойкость представлены в таблице.

Положение методики расчета	ПНАЭ	ASME	Замечания
1. 15% расширение спектров ответа	-	+	
2. Демпфирование в трубопроводе	2%	5%-2%	$R_{ПНАЭ}/R_{ASME}=1.4$
3. Учет высших форм	-	+	
4. Учет близких форм	-	+	
5. Учет относительных смещений опор при сейсмическом воздействии	-	+	
6. Расчет на многоопорное воздействие	-	+	
7. Допускаемые напряжения при НУЭ+MP3	$1.8[\sigma]$	$3.0 S_m$	$3.0/1.8 = 1.67$

На основании сравнение основных положений ПНАЭ и норм ASME (класс 1) можно утверждать, что при расчете на сейсмостойкость трубопроводов в ПНАЭ предъявляются более жесткие требования к элементам трубопроводов по сравнению с нормами ASME. ПНАЭ дают приблизительно **двойной** запас по сравнению с нормами ASME при расчетах на сейсмостойкость трубопроводов на сочетание нагрузок НУЭ+MP3.

УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

В энергетической и нефтехимической промышленности широко распространены несколько типов устройств защиты трубопроводов от вибрации: механические и гидравлические амортизаторы, аксиальные высоковязкие демпферы, упруго-пластичные амортизаторы, ограничители перемещений, магнитно-жидкостные амортизаторы, динамические виброгасители, высоковязкие демпферы фирм GERB и ЦКТИ-Вибросейсм [12-18].

Общие требования для демпферных устройств энергетических и промышленных установок заключаются в следующем:

- Способность демпфирования любых видов динамического воздействия (вибрация, удары, сейсмика, и т.д.);
- Продолжительный срок службы без ремонта;
- Устойчивость к тепловому и радиационному воздействию.
- Незначительная сила реакции, действующая на трубопровод при тепловых расширениях;
- отсутствие запаздывания срабатывания при динамической нагрузке;
- Способность к перегрузке без потери функциональных и прочностных свойств;
- Возможность регулирования характеристик;
- Низкая стоимость изготовления и эксплуатации.

Амортизаторы, аксиальные высоковязкие демпферы, ограничители перемещений и высоковязкие демпферы наиболее широко распространены по сравнению с другими устройствами. Одной из перспективных конструкций для динамической защиты трубопроводов является высоковязкий демпфер, в конструкции которого удалось сочетать многие преимущества и удачно избежать некоторых основных недостатков других устройств.

Конструкция высоковязкого демпфера

Конструкция вязкоупругого демпфера рассмотрена на примере демпфера типа VD (рисунок 21). Демпфер состоит из корпуса 1, заполненного рабочей вязкой жидкостью 2, поршня 3 и сердечника 4, погруженных в жидкость. Между корпусом и поршнем установлены тонкостенные цилиндры 5, которые свободно опираются на днище корпуса. Сердечник помещен внутри поршня с зазором относительно поршня и свободно опирается на днище корпуса.

Как правило, фланец корпуса крепится к неподвижному основанию, а фланец поршня - к оборудованию, которое необходимо защитить от динамических нагрузок. Возможно крепление корпуса демпфера к оборудованию, а поршня - к неподвижному основанию.

Зазор между поршнем и корпусом закрывается защитным чехлом 6, который крепится на корпусе и на поршне хомутами 7.

Демпферы всех типоразмеров одинаковы по конструкции.

Примеры схем установки демпферов представлены на рисунках 22 и 23.

Высоковязкая рабочая жидкость нетоксична, огнеупорна, устойчива к и радиоактивным веществам, биологически инертна, не способствует коррозии и может использоваться в диапазоне температур от -60°C до $+250^{\circ}\text{C}$. Тонкостенные цилиндры (5) между корпусом и поршнем предназначена для увеличения и регулирования демпфирующей способности высоковязкого демпфера.

Конструкция демпфера обеспечивает пространственную работу, что обеспечивает демпфирование даже в случае установки ДУ в узловой точке вибрации, в которой не существует линейного смещения. В этом случае вращающиеся или качающиеся составляющие амортизирующего усилия влияют не на линейный, а на угловой вектор режима вибрации. Это обеспечивает высокую эффективность работы высоковязкого демпфера независимо от

его расположения в системе и дает возможность существенно уменьшить число устанавливаемых устройств. Кроме этого, демпфирующие характеристики каждого высоковязкого демпфера могут изменяться за счет изменения количества колец, что позволяет оптимально приспособить устройство к конкретной системе.

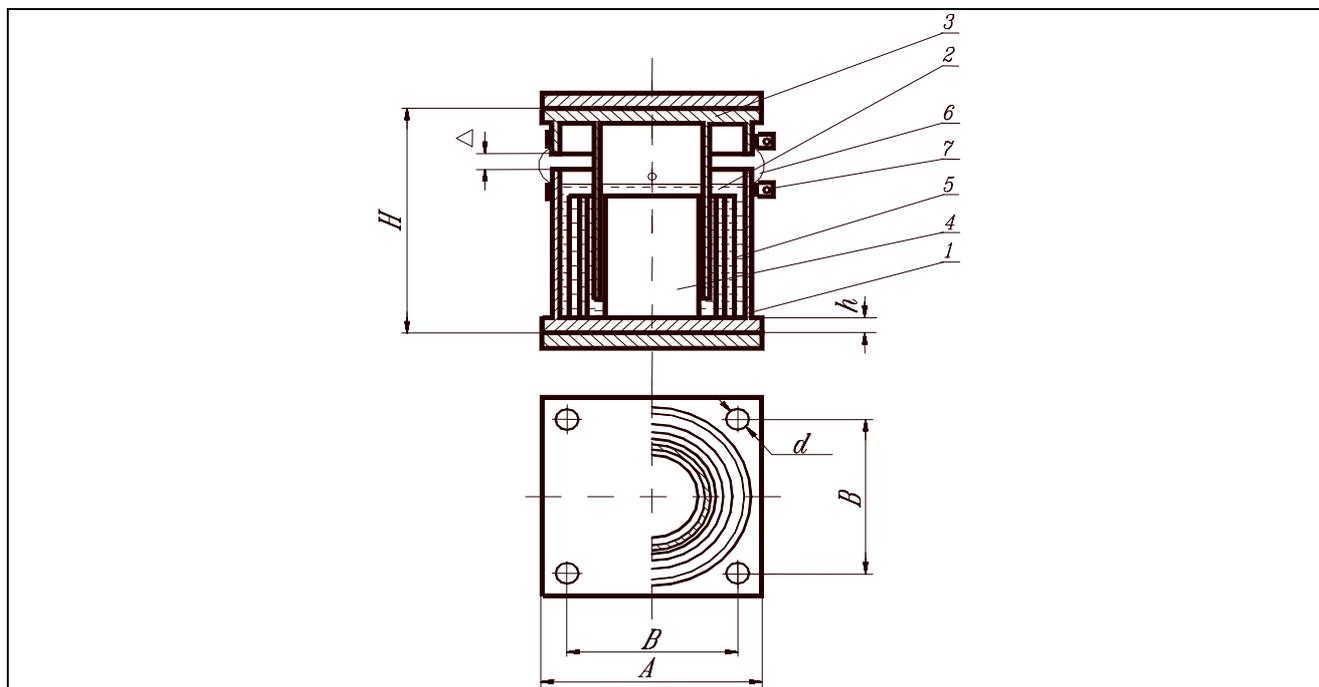


Рисунок 21. Высоковязкий демпфер типа ВД (1-корпус, 2-вязкая жидкость, 3-поршень, 4-сердечник, 5-тонкостенные цилиндры, 6-уплотнение, 7-хомут)

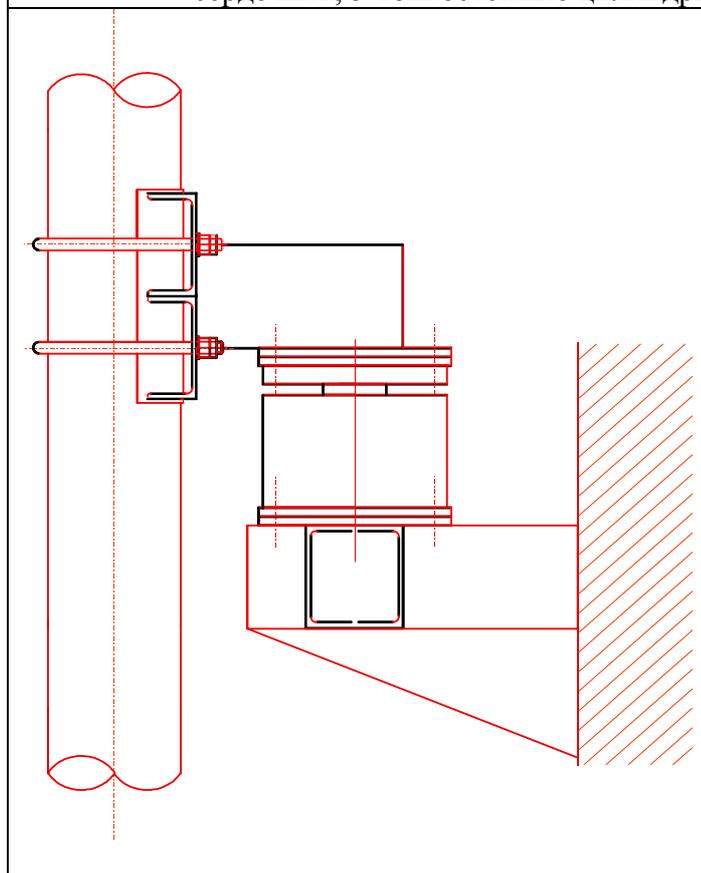


Рисунок 22. Пример установки высоковязкого демпфера на вертикальном участке трубопрово-

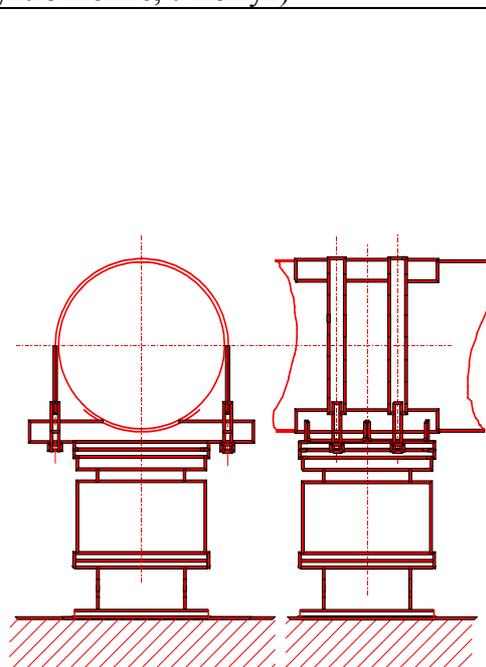


Рисунок 23. Пример установки высоковязкого демпфера на горизонтальном участке

да	трубопровода
----	--------------

Характеристики и математическая модель высоковязкого демпфера

Чтобы получить динамические характеристики высоковязкого демпфера, в широком диапазоне частот и амплитуд смещений был проведен ряд испытаний с гармоническим возбуждением для высоковязких демпферов различных типоразмеров. Во время испытаний измерялись смещение поршня и амплитудные, а также фазовые характеристики. Полученные экспериментальные данные показали, что упругие и вязкие составляющие динамической жесткости демпфера имеют зависимость от частоты и небольшую зависимость от амплитуд смещения поршня. Было обнаружено, что такое динамическое поведение высоковязкого демпфера достаточно хорошо выражается линейной системой, состоящей из двух Максвелловских моделей, соединенных параллельно. Эта модель описывается с помощью четырех независимых параметров (k_1 , k_2 , c_1 , c_2), изменение которых приводит к хорошему согласованию результатов с экспериментальными зависимостями, рисунок 24.

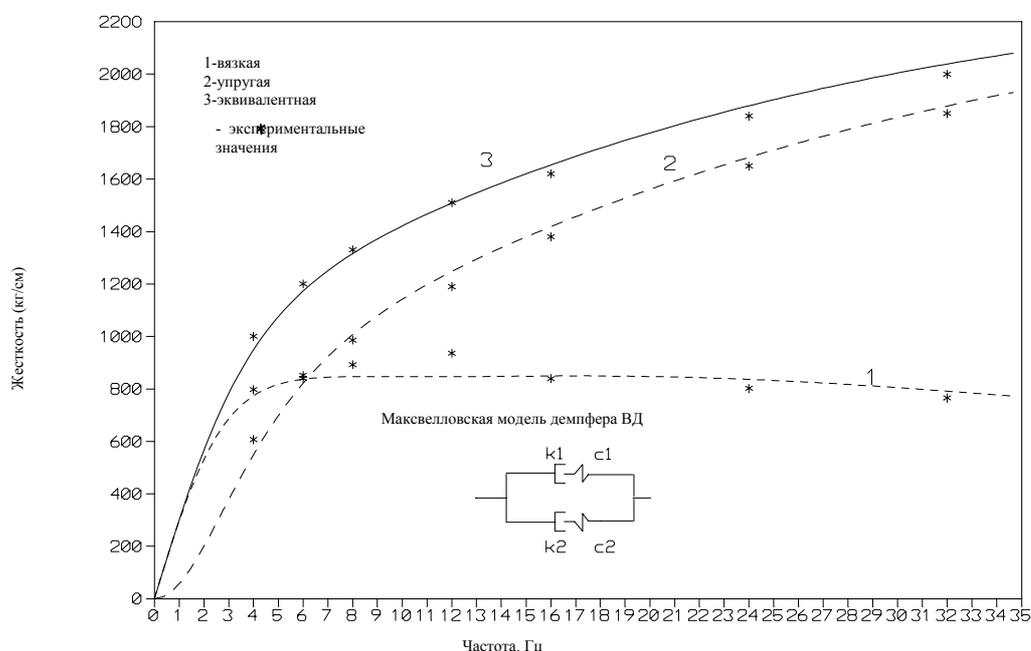


Рисунок 24. Экспериментальные характеристики и аналитические кривые для математической модели высоковязкого демпфера

Экспериментальное подтверждение эффективности высоковязкого демпфера

Сравнительный анализ показал, что технология высоковязкого демпфера имеет все преимущества практически по всему перечню вышеупомянутых требований, предъявляемых к амортизирующим устройствам. Существует множество экспериментальных данных, подтверждающих эффективность использования высоковязких демпферов. На атомных и тепловых станциях во всем мире работают нескольких тысяч подобных устройств. Чтобы продемонстрировать положительные возможности высоковязкого демпфера, приведем несколько фактических примеров применения демпфера.

На рисунке 25 показано размещение высоковязкого демпфера в системе ГЦК АЭС типа РБМК для снижения эксплуатационной вибрации. В этом конкретном случае, применение высоковязкого демпфера существенно снизило уровень вибрации и увеличило срок службы трубопровода, рисунки 26, 27.

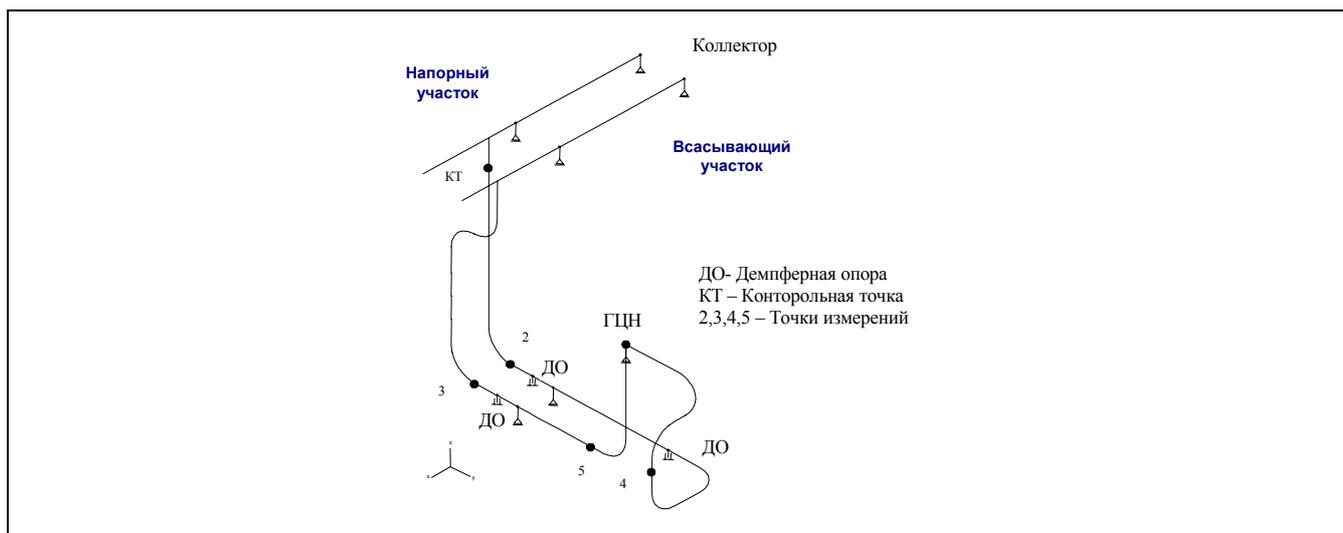


Рисунок 25. Схема трубопровода D_y 800мм (Система первого контура РБМК АЭС)

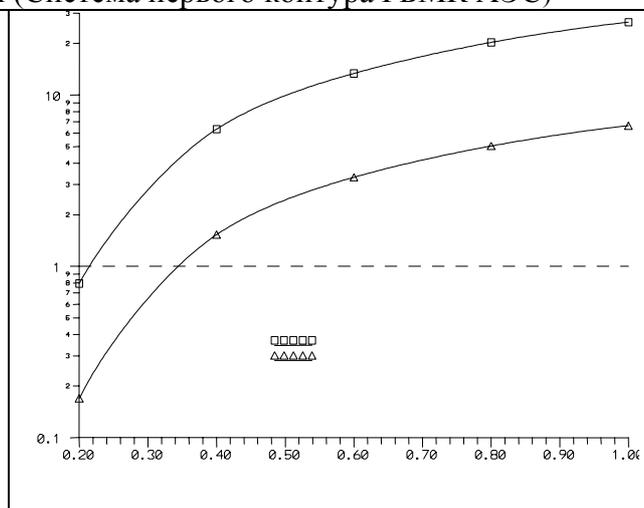
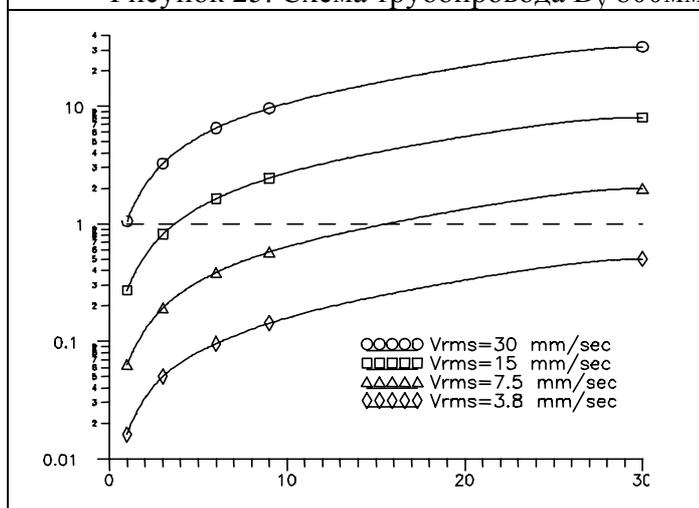


Рисунок 26. Зависимость повреждаемости зоны сварного соединения трубопровода D_y 800мм с патрубком напорного коллектора от срока эксплуатации при различных уровнях виброскорости. Остаточные напряжения приняты $S_o = 0.2 \cdot R_{p02}$; $(SF)_{max} = 219$ МПа.

Рисунок 27. Изменение на повреждаемости в зоне сварного соединения трубопровода с коллекторным участком при установке демпферов.

Использование высоковязкого демпфера для динамической защиты системы трубопровода горячего пара (560°C) 630 mm (Блок мощностью 1200 МВт Костромской ТЭС) уменьшило максимальный уровень рабочей вибрации, вызванной потоком, более чем в 20 раз, рисунок 28. В данном случае тепловые смещения трубопровода в некоторых точках превышали 200 мм в результате высокой температуры и длины системы (120 метров). В тоже время высоковязкий демпфер не препятствовал тепловому расширению трубопровода, так как значение сила-реакции демпфера во время холодного пуска блока не превышала 10 кгс.

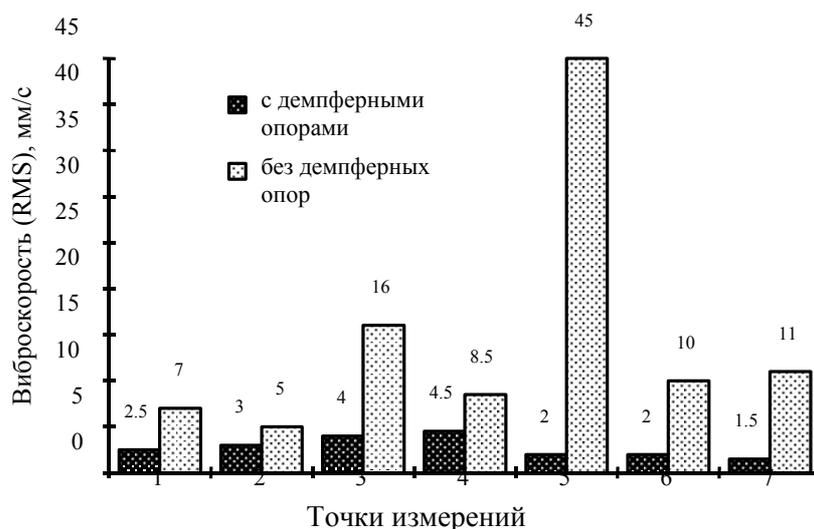


Рисунок 28. Влияние установки демпферных опор на вибрацию системы паропроводов Ду 630 мм, вызываемую потоком. Костромская ГРЭС, блок мощностью 1200 МВт.

На рисунках 29-31 показаны результаты испытаний демпфера на трехкомпонентной 35 – тонной сейсмоплатформе компании Ishikawadzima Harima Industries Co. [15]. Демпфер устанавливался на модельном трубопроводе диаметром 165 мм, длиной 15 метров, смонтированном на сейсмоплатформе. Всего один высоковязкий демпфер, установленный в системе исключает практически весь резонанс трубопровода благодаря многокомпонентным характеристикам демпфера, рисунок 29.

Испытание той же самой системы трубопровода при сейсмическом возбуждении демонстрирует значительное снижение ответного ускорения трубопровода, рисунок 30.

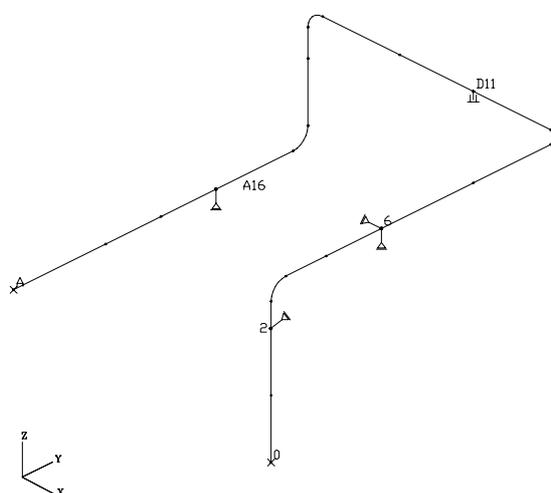


Рисунок 29. Опытная модель трубопровода (35-тонная сейсмоплатформа компании ИИ Со.)

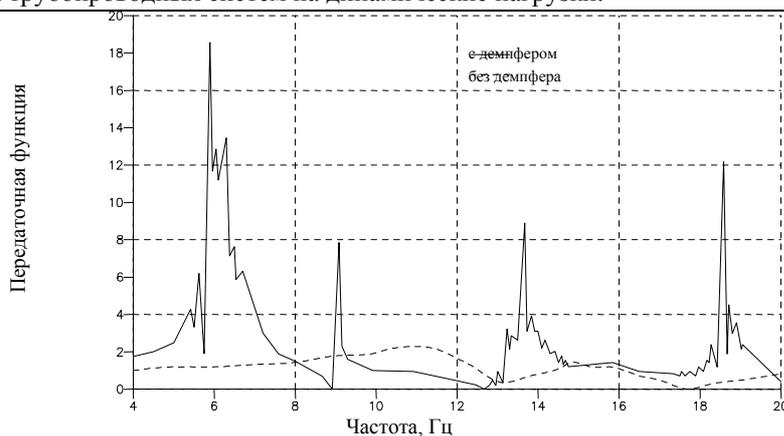


Рисунок 30. Передаточная функция трубопровода при гармоническом воздействии (35-тонная сейсмоплатформа компании IHI Co)

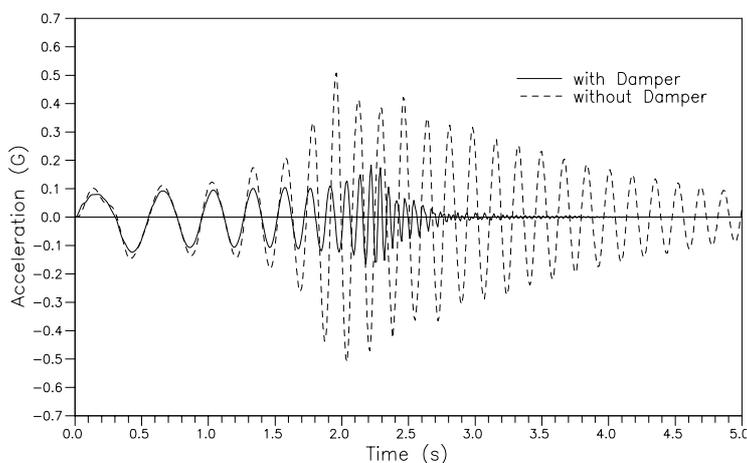


Рисунок 31. Ответная реакция системы трубопровода при сейсмическом воздействии без демпфера и с одним высоковязким демпфером ВД159 на сейсмоплатформе компании IHI Co.

Другой вариант применения технологии высоковязкого демпфера может быть показан на примере повышения сейсмостойкости трубопроводов АЭС. Комплексная конечно-элементная модель трубопроводов, расположенных в гермозоне ядерной энергетической установки с реактором ВВЭР–440 показана на рисунке 32.

На основании выполненных расчетов получено, что при заданном сейсмическом воздействии система трубопроводов первого контура, включающая ГЦН и ПГ, а также все основные трубопроводы, имеет очень низкие значения собственных частот (первая собственная частота - 0.39 Гц). Это приводит к большим относительным перемещениям элементов системы при сейсмическом воздействии и особенно ПГ. Для обеспечения сейсмостойкости трубопроводов требуется ограничить сейсмические колебания ее основных элементов. Первоначальный проект ГЦК, предусматривающий использование 9 гидравлических амортизаторов, был выполнен в 80-ые годы, рисунок 33. Однако, в последнее время для АЭС был установлен новый более строгий Стандарт Уровня Землетрясений. Поэтому согласно международной практике, было необходимо провести повторный сейсмический анализ трубопроводных систем. Для наиболее достоверной оценки динамического поведения системы ГЦК и работы гидроамортизаторов был выполнен подробный нелинейный динамический анализ. В этом расчете были использованы реальные динамические характеристики гидроамортизаторов, включая запирающие пределы скорости поршня амортизатора. Эти характеристики рекомендованы изготовителем [19] и получены на основе стендовых испытаний амортизаторов (рисунок 34). Данный анализ показывает, что при раскреплении системы напряжения в элементах трубопровода удовлетворяют требованиям сейсмостойкости. Однако в этом случае динамическая нагрузка на амортизаторы превышала предельную, что привело к необходимо-

сти увеличить число амортизаторов в два раза. При решении этой проблемы была рассмотрен также вариант установки в системе ГЦК вместо амортизаторов высоковязких демпферов, рисунки 34, 35. При сравнение двух вариантов сейсмозащиты ГЦК получено, что для обеспечения сейсмостойкости первого контура вместо 13 гидравлических амортизаторов достаточно установки четырех устройств VD-630/426-15 (ЦКТИ-Вибросейсм) или шести устройств VES-300/40/80 (GERB).

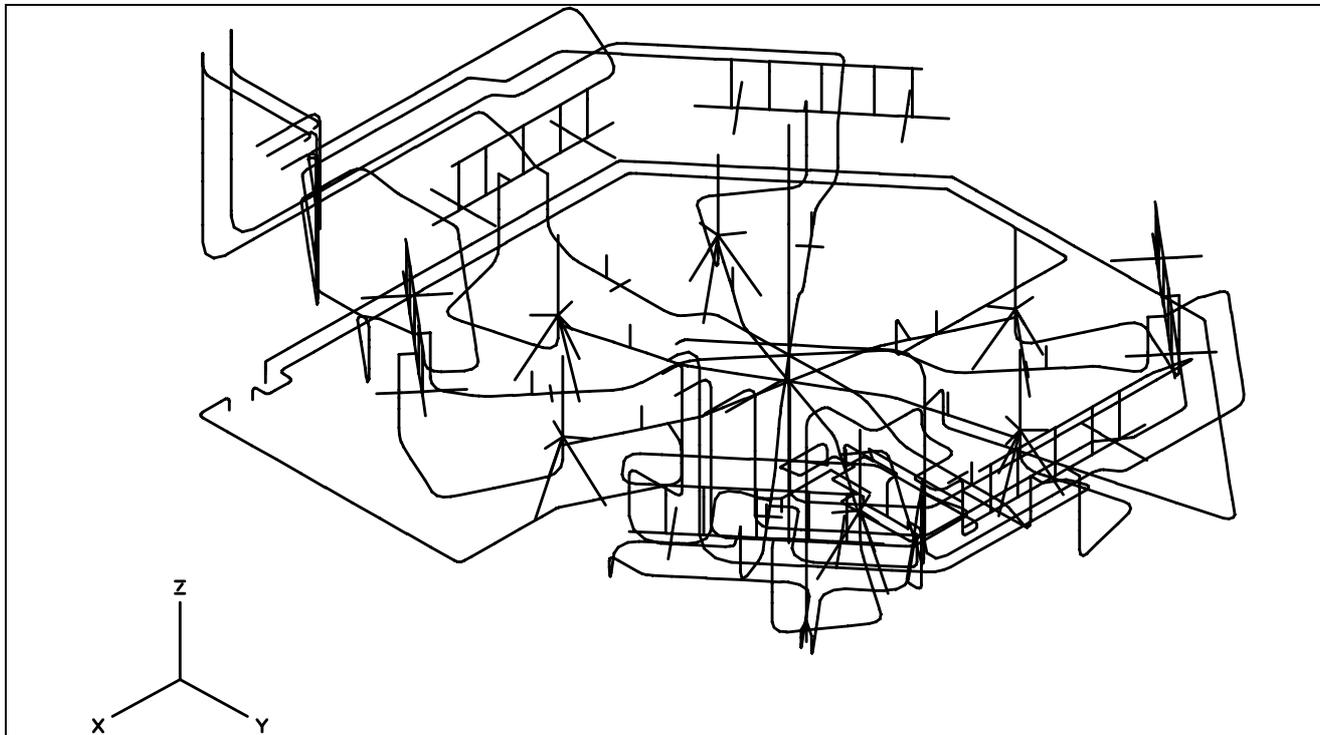


Рисунок 32 Комплексная аналитическая модель трубопроводов в гермозоне ЯЭУ с ВВЭР-440

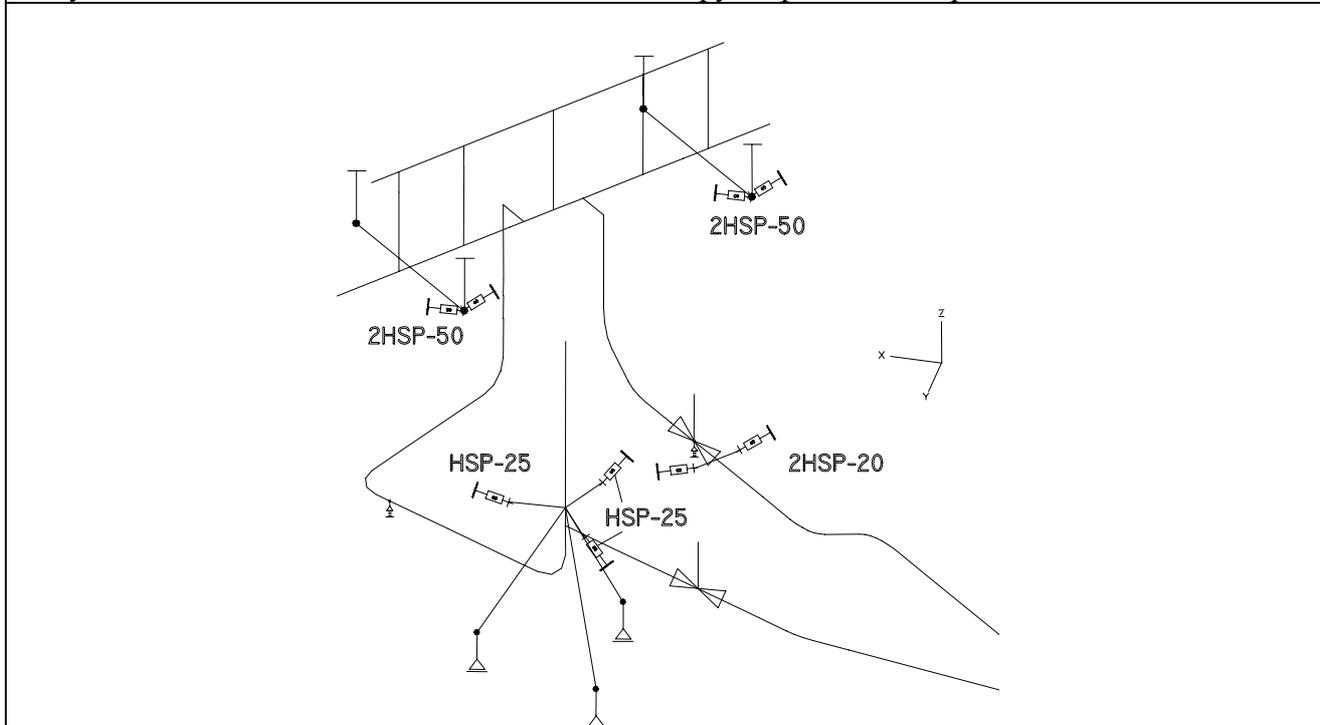


Рисунок 33. Расположение амортизаторов на ГЦК No 1

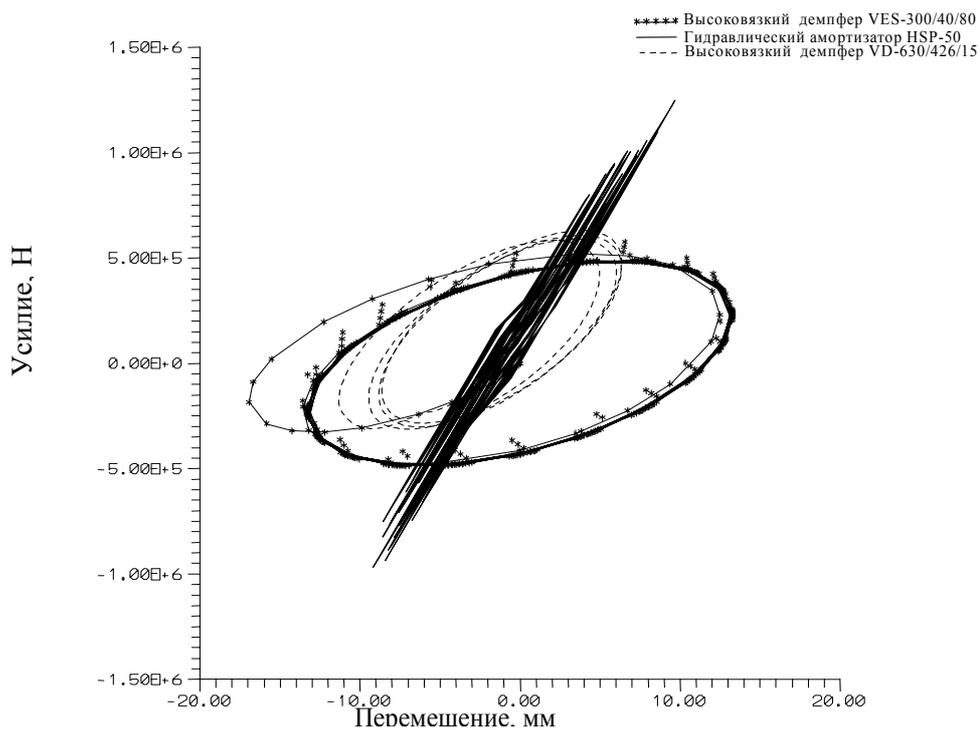


Рисунок 34. Динамические характеристики гидравлических амортизаторов Sanwa Tekki и высоковязких демпферов VES и ВД при синусоидальном воздействии 1 Гц

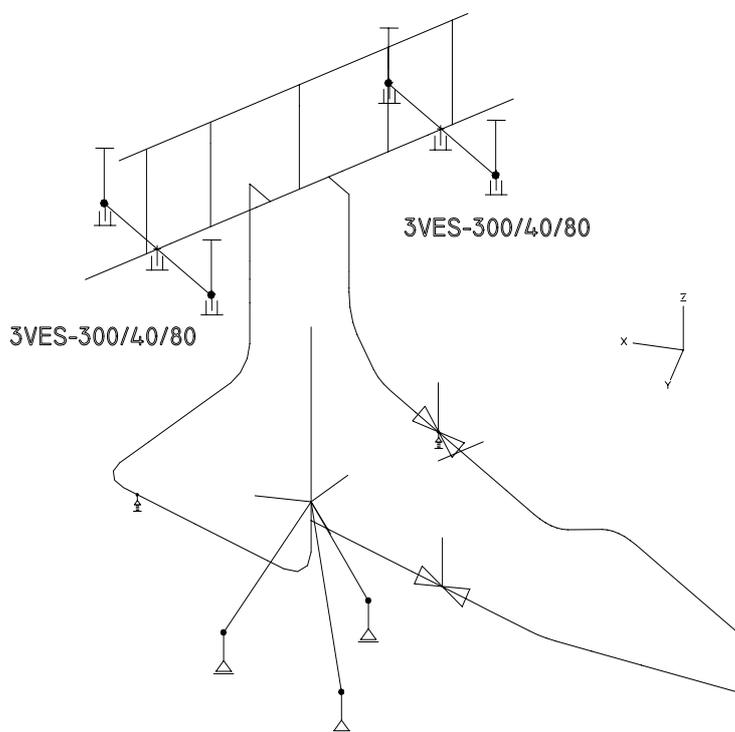


Рисунок 35. Расположение высоковязких демпферов на ГЦК No 1

ВЕРИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ

Для регламентации процедурных вопросов аттестации ПС НТЦ ЯРБ был разработан и введен в действие документ РД-03-17-94 [20]. Положение об аттестации программных средств, применяемых при обосновании и/или обеспечении безопасности объектов использования атомной энергии (ОИАЭ) (далее Положение) устанавливает порядок организации и проведения аттестации ПС, расчеты по которым используются в проектных и других материалах и документации, обосновывающих безопасность ОИАЭ (далее обосновывающие документы).

Для проведения аттестации ПС при Госатомнадзоре России на базе НТЦ ЯРБ создан Совет по аттестации ПС, который состоит из нескольких секций по различным направлениям. НТЦ ЯРБ формирует информационный банк ПС, прошедших аттестацию, в котором хранятся копии аттестационных паспортов ПС, отчеты о верификации и обосновании аттестованных ПС, документы с результатами экспертизы аттестованных ПС.

Отчет о верификации и обосновании ПС является основным документом, обосновывающим способность ПС моделировать процессы (режимы) ОИАЭ (и/или его элементов) и рассчитывать параметры, необходимые для обоснования безопасности этих процессов (режимов) в заявляемой области применения ПС и с заявляемой погрешностью рассчитываемых параметров.

Отчет должен содержать:

- описание "замороженной версии" ПС;
- описание и обоснование используемой расчетной методики;
- описание и обоснование применяемых расчетных схем и геометрических моделей;
- основные сведения по верификации ПС;
- результаты испытания ПС, метрологические данные, данные о встроенном диагностическом контроле, и т.д.

В отчете о верификации приводится сопоставление результатов вариантов расчета по ПС, предъявленному к аттестации:

- с экспериментальными данными;
- с аналогичными результатами, полученными по отечественным и зарубежным реперным и/или ранее аттестованным ПС, если таковые имеются;
- с аналитическими решениями;
- с результатами теоретического анализа.

Также в Отчете представляется анализ причин возможного несовпадения результатов расчета по аттестуемому ПС с представленными в отчете данными верификации, а также влияния этого несовпадения на безопасность ОИАЭ.

Руководящий документ РД-03-34-2000 [21] разработан в развитие предыдущего документа и содержит требования к составу и содержанию отчета о верификации и обосновании программных средств, применяемых для обоснования безопасности объектов использования атомной энергии по 6^{ти} направлениям, в том числе расчетам напряженно-деформированного состояния и анализу прочности элементов активных зон, оборудования и трубопроводов ОИАЭ.

Состав и содержание отчета о верификации как российского, так и зарубежного ПС, применяемого для обоснования безопасности ОИАЭ, подпадающего под сферу регулирующей деятельности Госатомнадзора России, должны соответствовать требованиям настоящего документа.

Зарубежные подходы к процедуре выдачи разрешения на использование ПС в заявленной области деятельности в целом схожи с российскими. Так, американский стандарт ANSI/AISC № 690-1994 [22] указывает, что компьютерные вычисления должны быть подтверждены документально и соответствовать применяемым критериям разработки.

Каждая компьютерная программа должна снабжаться документированным сопоставлением результатов с вычислениями, выполненными вручную либо другими компьютерными

программами или с опубликованными результатами экспериментов, имеющих отношение к данной тематике.

Стандарт NUREG-0800 [23] в подразделе 3.9.1 "Special topics for mechanical components" устанавливает, что для подтверждения программы по каждой программе предоставляются результаты расчета данной программой серии тестовых задач, которые должны иметь достаточное совпадение с результатами, полученными из достоверных источников:

1. вычисления, выполненные вручную
2. аналитические результаты, опубликованные в литературе
3. приемлемые экспериментальные данные
4. результаты, полученные с помощью сходной программы, утвержденной надзорным органом.

Стандарт также содержит инструкцию по рассмотрению представленных компьютерных программ. Информация рассматривается следующим образом:

- а) Изучается список программ. Выясняется, каждая ли из программ надлежащим образом оформлена разработчиком в соответствии с предъявленными требованиями.
- б) Предложенные компьютерные решения тестовых задач изучаются и сравниваются с тестовыми решениями. Для утверждения качества и адекватности программы требуется расхождение в результатах не более $\pm 5\%$. Любые отклонения, неудовлетворительно объясненные, устанавливаются и передаются разработчику с требованием доработки программы.

АКЦЕПТАЦИОННЫЕ КРИТЕРИИ ДЛЯ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММ РАСЧЕТА НА СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ.

Параметр	Критерий	Примечания
Собственные частоты	2 %	Все собственные частоты до уровня ZPA
Максимальные перемещения	10 %	Сравнение должно быть выполнено для максимальных узловых перемещений в каждом направлении для каждого участка трубопровода.
Внутренние усилия в сечении трубопровода	5 %	Сравнение должно быть выполнено для максимальных внутренних моментов в сечении трубопровода либо покомпонентно, либо для результирующего момента, полученного по правилу SRSS.
Реакции опор	10 %	Сравнение выполняется для каждой компоненты опорного усилия (момента).

В отчёте [24] представлены три тестовые задачи и вся необходимая информация по проведению анализов и оценке результатов. Тестирующие задачи были разработаны Брукхевенской национальной лабораторией (BNL) в рамках контракта с NRC на основе типовых проектов, предоставленных компанией GE в ходе технического рассмотрения и оценки ABWR, проводимой NRC. Разработка математических моделей трубопроводных систем проводилась BNL с использованием программы анализа трубопроводов PSAFE2.

В Отчете оговаривается, что попытка тестирования может не быть абсолютно безупречной по каждому из пунктов. Предполагаемая для использования методика анализа может не совпадать с критериями каждого параметра при всех проводимых сравнениях. В подобных случаях COL-лицензент должен представить в NRC дополнительные обоснования для получения разрешения. Такие заявки должны рассматриваться на "разовой" основе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПН АЭ Г-7-002-86.*
2. *РТМ108.020.01-75. Расчет трубопроводов АЭС на прочность.*
3. *Бате К., Вилсон Е., "Численные методы анализа и метод конечных элементов", Перевод с английского, М., Стройиздат, 1982*
4. *Парлетт Б., "Симметричная проблема собственных значений. Численные методы", Перевод с английского, М., Мир, 1983.*
5. *Standard Review Plan, Section 3.7.2, Appendix A*
6. *Методология оценки запаса сейсмостойкости блока № 1 ЛАЭС. Отчет ЦКТИ-Вибросейсм REP01-02.LAES.*
7. *R. Gamble, S. Tagart. A Method to Assign Failure Rates for Piping Reliability Assessments. PVP-Vol. 215, Fatigue, Fracture, and Risk, ASME 1991.*
8. *Requirements for Pre-operational and Initial Start-up Vibration Testing of Nuclear Power Plant Piping Systems. ASME OMa S/G-1991 STANDARD Part 3.*
9. *ANSI/ANS-58.2-1988. "Design Basis for Potential of Light Water NPP Against the Effects of Postulated Pipe Rupture".*
10. *ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III. Edition 1992. ASME, New York, 1992.*
11. *Standard Review Plan (NUREG 0800, parts 3.6.1, 3.6.2)*
12. *D. Seligman, J. Guillou. Flow induced vibration in a PWR piping system. Transactions of the 13th SMIRT, Porto Alegre, Brazil, August 13-18, 1995.*
13. *W. Kuitzsch, et. al. Die Reduzierung von Rohrleitungsschwingungen im Betrieb und im Storfal mittels viskoser Dampfer. VDI BERICHTE, No. 603, 1986, p.p. 263-292.*
14. *Y. Ochi, A. Kashiwazaki, V. Kostarev. Application of HVD on piping system and Isolation Floor System. Proc. of 9th EAEE, Vol. 3, 1990, Moscow, Russia.*
15. *V.V.Kostarev, D.J.Pavlov. Application of CKTI Damper for Protecting Piping Systems, Equipment and Structures Against Dynamic and Seismic Response. SMIRT 11 Transactions, Vol. K, Tokyo, Japan, 1991, p.p. 505-510.*
16. *T.Katona, S.Ratkai, K.Delinic, W.Zeitner. Reduction of operational vibration of feed-water piping system of VVER-440/213 at PAKS. Proc. of 10th European Conf. on Earthquake Engineering. p.p. 2847-2852.*
17. *R. Masopust, G. Hueffmann, J. Podrouzek. GERB Viscous dampers in applications for pipelines and other components in Czechoslovak nuclear power plants. ASME PVP-Vol.237-2, Seismic Engineering, p.p.17-22.*
18. *V. Kostarev, A. Berkovski, et. al.. Application of mathematical model for high viscous damper to dynamic analysis of NPP piping. Proc. of 10th ECEE, 1994, Vienna, Austria.*
19. *Pipe Hangers & Supports, Catalogue No 94P, Sanwa Tekki Corporation.*
20. *РД-03-17-94. Положение об аттестации программных средств, применяемых при обосновании или обеспечении безопасности объектов использования атомной энергии.*
21. *РД-03-34-2000. Требования к составу и содержанию отчета о верификации и обосновании программных средств, применяемых для обоснования безопасности объектов использования атомной энергии.*
22. *ANSI/AISC No 690-1994.*
23. *Report NUREG-0800 (Formerly NUREG-75/087).*
24. *Report NUREG CR/6049.*
25. *Report No. co06-96x.vvk-01 (revision 0). Computer Software Code for piping dynamic analysis dPIPIE (Version 2.2). Verification Manual. CVS, St. Petersburg, Russia, March 1997.*