РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НАЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 153-34.1-39.401-00

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2001

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *Б.Д. ДИТЯШЕВ, А.Б. ПОПОВ, К.К. АЛЕКСЕЕВ, Ю.А. МАШКОВ, Е.А. ПОЛУХИНА* (АО "Фирма ОРГРЭС"), *О.М. ЧЕБОТАРЕВ* ("ЮГОРГРЭС"), *В.К. БУКОВ* (ОАО "Мосэнерго")

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 26.06.2000 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 2001

Подписано к печати 15 03 2001 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл печ л 3,8 Уч -изд л 3,8 Тираж 250 экз
Заказ № 193 Издат № 00-94

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д 15

УДК 621.186.3(083.96)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НАЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 153-34.1-39.401-00
Взамен РД 34.39.401

Срок действия установлен с 01.07.2000 г. до 01.07.2005 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические указания разработаны на основе обобщения накопленного опыта наладки и эксплуатации трубопроводов. В них учтены результаты многочисленных расчетных и экспериментальных исследований, а также требования действующих нормативных документов (НД) [1], [2] и [6].

Наладка трубопроводов состоит в обеспечении проектного (расчетного) положения их упругих осей, устранении различных защемлений, обеспечении работоспособности всех элементов опорно-подвесной системы (ОПС) креплений и обеспечении надежного дренирования трубопроводов. Кроме того, задачей наладки является обеспечение оптимальных значений нагрузок на элементы ОПС креплений.

Мероприятия по наладке трубопроводов и ОПС их креплений, предусмотренные настоящими Методическими указаниями, направлены на обеспечение эксплуатационной надежности трубопроводов при воздействии на них внутреннего давления, усилий самокомпенсации температурных расширений, массовых нагрузок и реакций опор и подвесок.

Примечание. Режимы прогрева и расхолаживания трубопроводов, также влияющие на надежность их эксплуатации, регламентируются эксплуатационными инструкциями.

1.2. Действие настоящих Методических указаний распространяется на все трубопроводы, подведомственные Госгортехнадзору России.

1.3. Настоящие Методические указания предназначены для работников электростанций, служб АО-энерго и подразделений специализированных наладочных и ремонтных предприятий и организаций, осуществляющих эксплуатационный контроль трубопроводов, их ремонт и наладку.

1.4. Мероприятия по наладке трубопроводов и ОПС их креплений проводятся в несколько этапов.

На первом изучается техническая и проектная документация трубопроводов.

На втором этапе выполняется обследование технического состояния трубопроводов и разрабатываются необходимые мероприятия в целях повышения их надежности.

На третьем этапе – выполняется расчет трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений с учетом результатов выполненного обследования.

На четвертом этапе выполняется наладка трубопроводов и ОПС их креплений в целях соблюдения нормативных требований.

Роль каждого из перечисленных этапов в зависимости от практической потребности может быть различна. Необходимость проведения всего комплекса работ, отдельных этапов или отдельных разделов этапов устанавливается действующими НД, а также регламентируется настоящими Методическими указаниями.

Каждый трубопровод является системой, в которой зависимость надежности работы одних элементов от других весьма значительна, поэтому необходимо рассматривать совместно некоторые операции ремонта и наладки трубопроводов, поскольку они тесно связаны между собой.

1.5. С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по наладке паропроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981).

2. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Техническая документация трубопроводов должна соответствовать требованиям [1], [2], [4] и [5].

2.2. В технической документации помимо монтажных чертежей должны быть приведены:

аксонометрические схемы с размерными линиями и указанием мест установки опор, подвесок и индикаторов температурных расширений;

значения нагрузок на пружинные опоры и подвески (ПРОП) в монтажном, холодном и рабочем состояниях, а также соответствующие высоты пружин.

Примечание. Под терминами "монтажное, холодное и рабочее состояния" понимается следующее:

монтажное состояние – трубопровод закреплен на временных или постоянных опорах, заварены все стыки, наложена тепловая изоляция, монтажная ось трубопровода зафиксирована на металлоконструкциях, пружины выключены из работы стяжками (шпильками), отсутствует рабочая среда;

холодное состояние – трубопровод имеет температуру монтажного состояния и готов к операциям прогрева, пружины освобождены от стяжек, выполнена регулировка нагрузок ПРОП, положение указателей температурных расширений отмечено на координатных пластинах (или совпадает со сделанной ранее разметкой холодного состояния); трубопровод заполнен рабочей средой;

рабочее состояние – трубопровод находится при номинальных (расчетных) параметрах рабочей среды, положение индикаторов температурных расширений отмечено на координатных пластинах (или совпадает со сделанной ранее разметкой рабочего состояния), высоты пружин ПРОП соответствуют проектным значениям;

значения видимых расчетных температурных расширений трубопроводов в местах установки индикаторов температурных расширений;

значения технологических зазоров в местах прохода трубопроводов через перекрытия и площадки обслуживания (с учетом толщины тепловой изоляции) и температурных расширений в местах установки дренажей и линий постоянного прогрева;

расчетный срок службы, расчетное число пусков из холодного состояния (для трубопроводов I и II категорий);

проектные параметры рабочей среды.

Примечания: 1. Если ответвления трубопровода, связанные с ним в одну расчетную схему, и сам трубопровод эксплуатируются при различных параметрах среды или для различных ответвлений время эксплуатации при рабочих параметрах не одинаково, то в проектной документации должны содержаться указанные сведения по каждому такому ответвлению в отдельности.

2. Термин "опора" в дальнейшем будет использоваться применительно к любым элементам ОПС, воспринимающим массовую нагрузку трубопроводов, а "ПРОП" — только применительно к элементам ОПС содержащим упругие элементы.

2.3. При анализе монтажной и эксплуатационной документации, осуществляемом перед обследованием трубопроводов, необходимо обратить внимание на:

акты о положении монтажных осей трубопроводов;

наличие в документации трубопроводов актов о проведении холодных растяжек (если они были предусмотрены проектом);

соответствие проекту типоразмеров деталей и элементов трубопроводов, арматуры, замененных в процессе монтажа или ремонта;

границы участков с различной массой 1 м погонной длины тепловой изоляции трубопроводов (для труб одинаковых типоразмеров);

наличие согласованных технических решений по изменению конструкций опор или подвесок, их расположению и свойствам по сравнению с проектными данными;

наличие формуляров по затяжкам пружин и нагрузкам опор и подвесок в различных тепловых состояниях (и их достоверность);

наличие формуляров по контролю температурных расширений по соответствующим индикаторам (и их достоверность), наличие информации по температурным расширениям присоединенного оборудования;

данные выполненных ранее обследований.

3. ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И ОПС ИХ КРЕПЛЕНИЙ

3.1. После ознакомления с проектной, монтажно-сдаточной, ремонтной и эксплуатационной технической документацией проводится обследование трубопроводов в целях:

проверки технического состояния трубопроводов и их ОПС для определения соответствия установленным требованиям (см. разд. 5 настоящих Методических указаний);

определения причин тех или иных неисправностей, выявившихся в процессе эксплуатации трубопроводов;

определения возможности продления расчетного срока службы трубопроводов (в совокупности с данными контроля состояния металла).

3.2. Соответствие фактического исполнения трубопроводов проекту определяется сопоставлением фактических размеров участков трасс, мест установки арматуры, опор и индикаторов температурных расширений с проектными данными.

3.3. Техническое состояние и работоспособность ОПС определяются ее визуальным осмотром в рабочем и холодном состояниях трубопроводов, который осуществляется в соответствии с требованиями ПТЭ [6].

Примечание. Под термином "работоспособность" понимается способность ОПС воспринимать приходящуюся на нее нагрузку при всем многообразии возможных тепловых режимов работы оборудования.

Наиболее характерные недостатки ОПС, а также некоторые способы их устранения приведены в приложении 1.

3.4. При обнаружении неработоспособных ПРОП проверяется соответствие их конструкций и типа установленных пружин проекту. Тип установленных пружин определяется сопоставлением фактических данных, характеризующих пружину (диаметр прутка, диаметр пружины, число витков и т.д.), с данными, приведенными в соответствующих НД (см. приложение 2).

При выявлении элементов ОПС, не соответствующих проекту или согласованным техническим решениям, указанные элементы должны быть заменены.

Примечание. Выявленные изменения должны быть согласованы с проектной организацией, разработавшей проект трубопровода, или с специализированной организацией, имеющей соответствующие лицензии.

3.5. Возможные защемления трубопроводов выявляются осмотром трасс в рабочем и холодном состояниях. Необходимо использовать следующий критерий отсутствия защемлений: между наружной поверхностью тепловой изоляции трубопроводов и расположенным рядом с ними оборудованием или строительными конструкциями во всех тепловых состояниях должны быть видимые зазоры размером не менее 200 мм в соответствии с требованиями [4], обеспечивающие беспрепятственные температурные расширения трубопроводов.

Примечания: 1. Под термином "защемление" понимается любое ограничение перемещений теплоизолированного трубопровода при его прогреве или расхолаживании, не предусмотренное проектом.

2. Наиболее характерные защемления:

в местах прохода трубопроводов через стены, перекрытия и площадки обслуживания из-за недостаточных размеров отверстий в них;

взаимно расположенных рядом трубопроводов вследствие соприкосновения их тепловой изоляции;

трубопроводов при их температурном расширении строительными конструкциями или оборудованием, расположенным в непосредственной близости к ним;

дренажных труб, воздушников, а также тяг подвесок в местах прохода трубопроводов через площадки обслуживания или строительные конструкции;

трубопроводов временными опорами, упорами, блокирующими стяжками пружин или разгрузочными устройствами, не демонтированными после завершения монтажа или ремонтных работ;

трубопроводов, вызванные установкой ПРОП с короткими тягами и деформированными подвижными элементами;

опор вследствие заклинивания пружин центральными шпильками или шарнирами, а также из-за смещения скользящих опор.

3.6. Качество тепловой изоляции трубопроводов должно соответствовать требованиям [1] и [6]. Кроме того, ее масса на 1 м погонной длины трубопровода должна отвечать проектным (расчетным) значениям (см. п. 5.7 настоящих Методических указаний).

Примечание. При температуре окружающего воздуха +25°С температура на поверхности тепловой изоляции не должна превышать +45°С. В случае если тепловая изоляция не удовлетворяет этим требованиям, необходимо осуществлять мероприятия, предусмотренные [5].

3.7. Расположение индикаторов температурных расширений на трубопроводах должно соответствовать проекту или быть выполнено в соответствии с рекомендациями специализированной организации. Работоспособность индикаторов, а также измерения температурных расширений и анализ полученных данных регламентируются [2]. Индикаторы должны быть обеспечены доступными площадками обслуживания.

3.8. По результатам измерения значений и направлений уклонов горизонтальных участков трубопроводов определяется надежность их опорожнения через дренажную систему. В соответствии с [6] уклон горизонтальных участков трубопроводов при их прогреве из холодного состояния до температуры насыщения при рабочем давлении должен быть не менее 0,004 и направлен к точке дренирования (как правило, в направлении движения рабочей среды).

Измерения уклонов горизонтальных участков трубопроводов должны выполняться после устранения защемлений трубопроводов и наладки ОПС.

Последовательность выполнения работ при измерении уклонов горизонтальных участков трубопроводов приведена в приложении 3.

Устранение контруклонов рекомендуется осуществлять в соответствии с п. 5.13 настоящих Методических указаний.

3.9. Для предотвращения повреждений трубопроводов из-за попадания в них конденсата из дренажных линий запорные вентили на каждой дренажной линии должны быть установлены на расстоянии не более 250—300 мм от штуцера трубопровода. Дренажные линии по всей их длине и особенно участки от запорного вентиля до штуцера должны быть теплоизолированы. Уклоны дренажных линий и линий прогрева, а также их ОПС должны быть выбраны с учетом полных температурных расширений трубопроводов.

3.10. Работы по обследованию состояния трубопроводов и ОПС их креплений должны проводиться в следующих случаях.

3.10.1. Работы по пп. 3.2-3.6 настоящих Методических указаний выполняются перед каждым остановом оборудования в капитальный ремонт, а также после ремонтов оборудования, в процессе которых проводились работы на трубопроводах и ОПС их креплений.

3.10.2. Периодичность работ по измерению температурных расширений (см. п. 3.7 настоящих Методических указаний) определяется требованиями [2].

3.10.3. Работы по пп. 3.8 и 3.9 настоящих Методических указаний выполняются при:

обнаружении признаков стояночной коррозии металла трубопроводов;

появлении гидравлических ударов в переменных режимах работы оборудования;

обнаружении усталостных трещин по результатам УЗД сварных соединений;

повреждении трубопровода или его ОПС, следствием которого является остаточный прогиб оси трубопровода;

одновременной переварке двух и более сварных соединений любого участка трубопровода.

3.10.4. При нормальной эксплуатации трубопроводов в межремонтный период работы по п. 3.10 проводятся не реже одного раза в год [1].

3.11. Обследование, проводимое в целях продления ресурса деталей и элементов трубопроводов, выполняется по специальной методике (см. приложение 9).

3.12. Если выявлено несоответствие фактической трассы трубопроводов, а также состава или расположения элементов ОПС проекту, а срок службы трубопроводов не превысил проектного ресурса, то выявленные отступления должны быть согласованы с генеральной проектной организацией. Если срок службы трубопроводов превысил проектный ресурс, то выявленные при обследовании отступления могут быть согласованы как с проектной организацией, так и со специализированной наладочной организацией, имеющей соответствующие лицензии.

В обоих случаях должны быть выполнены поверочные расчеты трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений по их фактическому состоянию (см. разд. 4 настоящих Методических указаний).

Все выявленные отступления должны быть внесены в техническую документацию, в том числе в аксонометрическую схему трубопроводов, и храниться в паспорте трубопровода.

3.13. По результатам обследования трубопроводов и их ОПС составляется ведомость дефектов, в которой должны быть отражены расположение, характер, способ и сроки устранения дефектов. В ведомости дефектов делается отметка об устранении того или иного дефекта или указывается причина, из-за которой дефект не был устранен в установленные сроки. Ведомости дефектов должны храниться вместе с паспортом трубопровода. Образец ведомости дефектов приведен в приложении 4.

Примечание. По усмотрению администрации электростанции составление ведомости дефектов может быть поручено лицу, ответственному за исправное состояние трубопроводов и их ОПС, либо представителю специализированной организации.

4. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И САМОКОМПЕНСАЦИЮ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РАСШИРЕНИЙ

4.1. Расчеты трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений должны выполняться по программам, реализующим в полном объеме требования [7] и [9]. Расчеты, как правило, должны выполняться специализированной организацией. Результаты расчетов и материалы обследований других организаций (в соответствии с разд. 3 и п. 4.12 настоящих Методических указаний) должны быть согласованы со специализированной организацией в установленном порядке.

Примечание. Характеристики существующих специальных программ расчета трубопроводов на ЭВМ, отвечающих указанным выше документам, приведены в приложении 5.

4.2. Для выполнения расчетов трубопроводов необходимо составление их аксонометрической схемы, которая базируется на проектных данных и уточняется по результатам обследования трубопроводов, а также следующие данные: параметры рабочей среды, ее удельная масса, марка стали, значения диаметров и толщины стенок труб, радиусов и овальности гибов, массы фасонных элементов, арматуры, массы 1 м погонной длины труб (с учетом тепловой изоляции), температурные условия работы участков и ответвлений трубопроводов, значения температурных смещений в точках присоединения трубопроводов к оборудованию (турбине, котлу), длины тяг подвесок, конструкции опор и типы установленных в опорах пружин. Для проведения поверочного расчета необходимы также фактические нагрузки ПРОП в рабочем состоянии трубопроводов.

В приложении 4 приведен пример аксонометрической схемы трубопровода, а также необходимые данные для выполнения расчета.

4.3. Расчеты существующих трубопроводов выполняются для:

определения оптимального распределения массовых нагрузок по элементам ОПС (оптимизационный расчет);

оценки действующих в трубопроводе напряжений при фактическом состоянии и нагрузках ОПС (поверочный расчет).

4.4. Масса 1 м погонной длины труб, из которых изготовлен трубопровод, определяется суммированием масс 1 м погонной длины металла и тепловой изоляции. Для некоторых типоразмеров труб массу 1 м их погонной длины можно определить из таблиц, приведенных в приложении 6. При отсутствии необходимых сведений массу 1 м погонной длины трубы q_m (кг) рекомендуется определять по формуле

$$q_m = 24{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot S_{\text{ср}} \left(D - S_{\text{ср}}\right), \qquad (1)$$

где D – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

$S_{ср}$ – усредненная толщина стенки трубы с учетом несимметричности допусков, мм, определяемая по формуле

$$S_{ср} = S_{н}\left(1 + \frac{\Delta_{в} + \Delta_{н}}{200}\right)$$

(здесь $S_{н}$ – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\Delta_{в}$ и $\Delta_{н}$ – соответственно верхнее и нижнее отклонения допуска по толщине стенки труб со своим знаком, %).

При проведении расчетов масса 1 м погонной длины тепловой изоляции принимается либо по данным проекта тепловой изоляции (если фактическая тепловая изоляция соответствует проектной), либо по данным предыдущего обследования трубопроводов. При отсутствии указанной информации масса 1 м погонной длины тепловой изоляции определяется взвешиванием фактической тепловой изоляции, снимаемой с 1 м погонной длины трубопровода. Данные по массе 1 м погонной длины тепловой изоляции на всех расчетных участках должны быть отражены в сопроводительной документации к результатам расчетов.

4.5. Если для рассматриваемых трубопроводов существует несколько температурных режимов их эксплуатации, то для выполнения расчетов следует определять тот вариант режима, которому соответствуют наиболее тяжелые условия нагружения металла трубопровода. Выбор этого варианта должен быть обоснован в сопроводительной документации к результатам расчета. Если такой вариант до проведения расчетов установить невозможно, то расчеты выполняются для всех сочетаний вариантов температурного состояния участков.

4.6. Значения температурных смещений в точках присоединения трубопроводов к технологическому оборудованию принимаются либо из рабочих чертежей оборудования, либо по данным завода-изготовителя, либо по результатам измерений. Во всех случаях указанные смещения задаются в при-

нятой в аксонометрической схеме трубопровода системе координат и отражаются в сопроводительной документации к результатам расчетов.

4.7. При обнаружении в составе ПРОП пружин, не соответствующих действующим отраслевым НД, необходимо провести оценку максимальной допустимой нагрузки на нестандартную пружину $P_{макс}$ (Н) и жесткости пружины C (Н/мм). Оценку рекомендуется выполнять по формулам:

$$P_{макс} = \frac{0{,}392 d^3 [\tau]}{D_{ср}}; \qquad (2)$$

$$C = \frac{G d^4}{8 D_{ср}^3 (n-2)}, \qquad (3)$$

где d – диаметр прутка пружины, мм;

$D_{ср}$ – средний диаметр пружины, мм, определяемый по формуле

$$D_{ср} = D_{нар} - d$$

(здесь $D_{нар}$ – наружный диаметр пружины, мм);

$[\tau]$ – допустимое напряжение кручения, равное 685 МПа;

G – модуль сдвига, равный $7{,}85 \cdot 10^4$ МПа;

n – полное число витков пружины.

Полученное значение $P_{макс}$ должно быть не меньше соответствующего значения, предусмотренного для данного элемента ПРОП в проекте.

Нестандартные пружины подлежат замене на стандартные в ближайшую ремонтную кампанию.

4.8. В результате выполненных расчетов трубопроводов должны быть получены значения:

нагрузок на опоры в рабочем и холодном состояниях трубопроводов;

затяжек и высот пружин в рабочем и холодном состояниях трубопроводов;

видимых и полных перемещений трубопроводов при про-

греве в местах установки опор и индикаторов температурных расширений;

напряжений, действующих во всех расчетных сечениях трубопроводов в рабочем и холодном состояниях;

нагрузок и высот упругих элементов ПРОП для условий проведения гидравлических испытаний (если такие испытания предусмотрены соответствующими нормами).

Примечание. В рабочем состоянии значения температуры отдельных участков трубопроводов (ответвления на ПСУ, к предохранительным клапанам, на паросборный коллектор, перемычки и т.д.) принимаются такими, при которых эти участки находятся в эксплуатации большую часть времени.

4.9. Если по результатам выполненных расчетов значения нагрузок на отдельные ПРОП превысят максимальные нормативные для фактически установленных пружин, необходимо выполнить замену указанных пружин.

4.10. Если из-за изменения трассировки трубопровода, массовых характеристик или состава упругих элементов по результатам поверочного расчета значения нагрузок на некоторые ПРОП в холодном состоянии получаются с отрицательным знаком, необходимо проведение мероприятий по изменению ОПС, которыми могут быть установка дополнительных пружин в цепях существующих опор или подвесок, либо изменение места расположения этих элементов на трассе. Эффективность и возможность проведения предложенных мероприятий должны быть подтверждены результатами прочностных расчетов.

4.11. При отрицательных значениях расчетных нагрузок некоторых скользящих опор или жестких подвесок в холодном или рабочем состоянии трубопроводов рекомендуется замена этих опор на пружинные либо изменение места их расположения с подтверждением рекомендаций результатами прочностных расчетов.

4.12. Сопроводительная документация к результатам расчетов должна содержать следующие сведения:

аксонометрическую схему, уточненную в результате обследования, с обозначением расчетных узлов и сечений;

расчетные фактические параметры рабочей среды и принятый расчетный ресурс трубопровода;

обоснование выбранного варианта расчета (при наличии в расчетной схеме участков, работающих с различными значениями температуры или имеющих различное время эксплуатации);

принятые в расчетах значения массовых нагрузок для трубопроводов всех типоразмеров (раздельно — для металла и тепловой изоляции);

принятые в расчетах сосредоточенные нагрузки от массы оборудования или арматуры;

принятые в расчетах значения смещений узлов присоединения к оборудованию, а также данные по принятым значениям холодных растяжек;

принятые в расчетах ключевые физические константы и коэффициенты (модули упругости материала в рабочем и холодном состояниях; коэффициент линейного расширения; допустимые напряжения в рабочем и холодном состояниях; коэффициент перегрузки; коэффициенты ослабления, связанные с наличием сварных швов; коэффициенты, связанные с релаксацией напряжений);

характеристики элементов ПРОП с указанием типа пружин, их жесткости, нагрузочной способности, числа цепей, свободных высот пружин, а также небалансы нагрузок по отдельным опорам и по ОПС в целом;

обоснование различных решений, принятых в процессе проведения расчетов.

4.13. Если из результатов поверочных расчетов трубопровода следует, что расчетные напряжения в металле превышают допустимые, то возможность дальнейшей эксплуатации такого трубопровода определяет экспертно-техническая комиссия. Эта комиссия разрабатывает и утверждает необходимые меры, позволяющие уменьшить возможность повреждения участка трубопровода с высоким уровнем напряжений.

4.14. Необходимость в проведении реконструкции трубопроводов и их ОПС выявляется на основании поверочных расчетов трубопроводов либо требований соответствующих отраслевых НД. В первом случае обоснование необходимости проведения реконструкции (с указанием сроков ее выполнения) вносится в ведомость дефектов трубопроводов (см. п. 3.13 и приложение 4 настоящих Методических указаний).

5. НАЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ И ОПС ИХ КРЕПЛЕНИЙ

5.1. Все работы по реализации рекомендаций, разработанных на основании результатов обследования и расчетов трубопроводов, осуществляются в процессе ремонта трубопроводов, когда последние находятся в холодном состоянии.

Ремонтные работы на трубопроводах производятся в соответствии с требованиями [4].

5.2. При проведении ремонта ПРОП (замене пружин или поврежденных элементов) должны быть приняты меры к тому, чтобы положение осей трубопроводов в пространстве не изменилось. В частности, при замене пружин вновь монтируемые пружины рекомендуется установить в пружинные обоймы и предварительно сжать до расчетной высоты в холодном состоянии. Затем необходимо зафиксировать пружинные обоймы резьбовыми или приварными стяжками. После завершения ремонтных работ на трубопроводе резьбовые и приварные стяжки необходимо полностью демонтировать.

5.3. После ремонта ПРОП, вызванного разрушением отдельных элементов, следует отрегулировать высоты пружин в целях обеспечения расчетных значений нагрузки в холодном состоянии трубопроводов. Аналогичную операцию следует выполнить и для двух близлежащих ПРОП (по ходу и против хода среды). Регулировка должна выполняться с учетом допустимых отклонений нагрузки от проектных (расчетных) значений (см. п. 5.9 настоящих Методических указаний).

5.4. При ремонте трубопроводов, связанном с вырезкой забракованных стыков, арматуры или патрубков для исследования металла, необходимо принять меры к сохранению неизменным положения упругой оси трубопровода (в противном случае возможно нарушение распределения нагрузок на ОПС).

С этой целью необходимо:

зафиксировать резьбовыми или приварными стяжками пружинные обоймы двух близлежащих опор с каждой стороны от места реза (всего минимум четыре опоры);

на расстоянии не более 1 м по обеим сторонам от места реза установить бугельные опоры (исполнение по ОСТ 34.276–75 [9]); которые должны обеспечивать требуемое при сварке смещение трубопроводов вдоль его оси;

перед разрезкой трубопровода по обе стороны от вырезаемого участка нанести керном точечные отметки на образующую трубы и зафиксировать в соответствующем документе расстояние между этими отметками;

обеспечить такую линейную длину вставки, чтобы изменение расстояния между отметками кернения по образующей трубы после сварки стыков не превышало ±10 мм;

после сварки и термообработки стыков и восстановления тепловой изоляции полностью демонтировать фиксирующие стяжки с пружин опор трубопровода.

5.5. При установке на трубопроводе индикаторов температурных расширений, их разметке и замене неисправных индикаторов следует руководствоваться требованиями [2].

5.6. Перед нанесением тепловой изоляции необходимо проверить надежность системы крепления трубопроводов в соответствии с требованиями [4].

5.7. После восстановления или замены тепловой изоляции трубопровода необходимо проверить соответствие массы 1 м ее погонной длины первоначальному проектному значению (см. п. 4.4 настоящих Методических указаний). Если масса 1 м погонной длины трубопровода на каком-либо участке изменяется более чем на ±10% необходима корректировка проектных значений нагрузок ПРОП этого участка. Скорректированные значения нагрузок рекомендуется определять по следующим формулам:

$$P_{раб} = \frac{q_{фак} P^0_{раб}}{q_{рас}}; \qquad (4)$$

$$P_{хол} = P_{раб} + \left(P^0_{хол} - P^0_{раб}\right) \qquad (5)$$

где $P_{раб}$ и $P_{хол}$ – скорректированные значения нагрузок в рабочем и холодном состояниях;

$P^0_{раб}$ и $P^0_{хол}$ — проектные (расчетные) значения нагрузок в рабочем и холодном состояниях трубопровода;

$q_{фак}$ и $q_{рас}$ — фактическое и проектное (расчетное) значения массы 1 м погонной длины трубопровода.

Скорректированные значения нагрузок $P_{раб}$ и $P_{хол}$ не должны превышать допустимые нагрузки на элементы ПРОП, в противном случае необходима их реконструкция в соответствии с пп. 4.8—4.10 настоящих Методических указаний.

Если изменение массы 1 м погонной длины тепловой изоляции происходит на большей части длины трубопровода или изменение погонной массы превышает 10%, необходимо выполнить расчет трубопроводов для определения оптимального распределения нагрузок на ОПС (в соответствии с разд. 4 настоящих Методических указаний) и в дальнейшем руководствоваться полученными расчетными данными по нагрузкам.

В том случае когда на участках трубопроводов с одинаковым наружным диаметром смонтирована тепловая изоляция с различной массой 1 м ее погонной длины, границы различных типов тепловой изоляции должны быть привязаны к аксонометрической схеме трубопроводов и отражены в отдельном акте, который должен храниться в паспорте трубопровода. Информация в документации трубопровода должна обновляться при каждом изменении тепловой изоляции.

5.8. Оценка соответствия фактических нагрузок ПРОП проектным (расчетным) производится в случаях:

реконструкции трассы трубопроводов;

устранения выявленных защемлений трубопроводов и недостатков ОПС их креплений;

корректировки проектных значений нагрузок ПРОП (см. п. 5.7 настоящих Методических указаний);

одновременной переварки двух сварных соединений любого участка трубопровода и более;

повреждений трубопровода с деформацией его оси;

обследования трубопровода в целях выявления причин несовпадения фактических температурных расширений с проектными (расчетными) в соответствии с [2];

обследования трубопровода в целях продления срока его эксплуатации.

5.9. Перед началом регулировки ОПС проводится анализ данных по разности фактических и расчетных нагрузок ПРОП и определяется последовательность проведения регулировки ОПС в целом. При этом возможно множество различных ситуаций, поэтому в данных Методических указаниях приводятся лишь некоторые общие рекомендации для выбора последовательности проведения регулировки.

Регулировка нагрузки ПРОП является циклическим процессом, в котором каждый элемент может регулироваться несколько раз для достижения допустимого диапазона отклонений нагрузок.

Начинать регулировку рекомендуется с элементов ПРОП, расположенных вблизи неподвижных креплений трубопровода. Затем следует регулировать элементы ОПС, расположенные на вертикальных участках трубопровода. После этого рекомендуется регулировать все остальные опоры и подвески, причем в первую очередь — элементы ПРОП, расположенные рядом друг с другом и имеющие противоположные знаки отклонений нагрузок. При прочих равных возможностях для регулировки следует использовать более жесткие ПРОП.

После первого обхода элементов ПРОП рекомендуется выполнить повторное измерение высот пружин трубопровода и определить действующие нагрузки. При обнаружении значительных отклонений нагрузок от заданных рекомендуется составить план дальнейших действий и продолжить регулировку.

5.10. Измерения высот пружин при проведении регулировки должны выполняться с двух диаметрально противоположных сторон каждого пружинного блока. По окончании регулировки в формуляр нагрузок ПРОП (см. приложение 4) заносится среднее арифметическое этих двух выполненных измерений. По результатам измерений высот пружин опре-

деляются значения фактических нагрузок ПРОП. В приложении 7 приведена формула для определения указанных нагрузок, а также пример ее использования.

Отклонения фактических нагрузок на каждую пружинную опору или подвеску в рабочем состоянии от проектных (расчетных) не должны превышать ±15%. При этом отклонение суммы нагрузок всех пружинных опор и подвесок на участках трубопроводов между неподвижными опорами не должно превышать ±5% проектного (расчетного) значения. Эти два критерия являются показателями успешности регулировки. При отклонениях, превышающих указанные пределы, регулировка нагрузки ОПС должна быть продолжена.

Примечание. Допускается не выполнять регулировку ПРОП в тех случаях, когда:

для пружин с максимальным прогибом 70 мм несовпадение их фактических высот в рабочем состоянии с проектными (расчетными) менее 5 мм и фактическая нагрузка в рабочем состоянии не выходит за диапазон небаланса нагрузок $\pm 0{,}15P_{\text{расч}}$;

для пружин с максимальным прогибом 140 мм несовпадение фактических высот пружин в рабочем состоянии с проектными (расчетными) менее 10 мм и фактическая нагрузка в рабочем состоянии не выходит за диапазон небаланса нагрузок $\pm 0{,}15P_{\text{расч}}$

В приложении 8 приводится метод определения изменения длины несущей части резьбовых тяг ПРОП при проведении регулировки. Этот метод применим для коротких неразветвленных трубопроводов.

5.11. Если при проведении регулировки ПРОП значение смещения оси трубопровода превысит для высокотемпературных трубопроводов ±35%, а для низкотемпературных ±70% абсолютных значений максимальных расчетных вертикальных температурных расширений при прогреве для данного трубопровода, то следует приостановить дальнейшую регулировку опор и уточнить фактическую массу 1 м погонной длины трубопровода, а также фактические характеристики установленных в опорах пружин.

Масса трубопровода определяется по результатам взвешивания фактической тепловой изоляции и выборочной проверки толщины стенки труб (см. п. 4.4 настоящих Методи-

ческих указаний). Фактическая характеристика пружин определяется их тарировкой согласно [4].

После уточнения фактической массы трубопровода и характеристик ПРОП производится корректировка фактических и проектных нагрузок ПРОП в технической документации трубопроводов (см. п. 5.7, а также приложение 7 настоящих Методических указаний).

Если отклонения скорректированных значений фактических массовых нагрузок ПРОП от проектных превышают пределы, указанные в п. 5.10 настоящих Методических указаний, необходимо проведение дальнейшей регулировки ОПС. Контроль смещения оси трубопровода при этом не проводится.

5.12. После проведения регулировки ПРОП необходимо убедиться в отсутствии защемлений пружин центральными тягами или шарнирами (см. приложение 1), которые могут появиться вследствие регулировки. После устранения защемлений пружин (если они имели место) и завершения регулировки в рабочем состоянии трубопроводов выполняются повторные измерения высот пружин.

Регулировка ОПС считается законченной, когда отклонения фактических нагрузок ПРОП от проектных (расчетных) в рабочем состоянии трубопроводов будут находиться в пределах, указанных в п. 5.10 настоящих Методических указаний.

5.13. Если при измерении выявлены уклоны горизонтальных участков трубопроводов менее допустимых (см. п. 3.8 настоящих Методических указаний), то необходимые по условиям эксплуатации значения уклонов могут быть обеспечены специальной подгибкой трубопроводов, которую рекомендуется выполнять следующим образом:

на вертикальном участке трубопровода, примыкающем к горизонтальному участку с недостаточным уклоном, вырезается часть трубы; длина этого вырезаемого фрагмента l определяется по формуле

$$l = 1{,}2 \times (i - i_{\text{фак}}) \times L_{\text{г}}, \qquad (4)$$

(где i – необходимый уклон трубопровода в холодном состо-

янии;

$i_{фак}$ – фактический уклон трубопровода в холодном состоянии (значения i и $i_{фак}$ определяются по формулам приложения 3);

$L_г$ – длина горизонтального участка трубопровода с недостаточным уклоном;

1,2 – коэффициент запаса;

перед выполнением вырезки пружины опор, расположенных на подгибаемом участке и примыкающих к нему участках, блокируются стяжками; трубопровод у места подгибки жестко прикрепляется к неподвижным конструкциям путем установки временной опоры;

горизонтальный участок трубопровода в месте подгибки нагревается до температуры на 20°С ниже температуры отпуска.

Примечание. Температура нагрева не должна превышать: 580±15°С для стали 20 и 15ГС; 630±15°С – 12МХ; 600±15°С – 15ХМ ; 700±15°С – 12Х1МФ и 710±15°С – 15Х1М1Ф;

с помощью такелажных приспособлений выполняется подгибка трубопровода до устранения зазора в месте вырезки; нагрев производится в соответствии с [8];

расстояние от зоны нагрева до гиба или сварного соединения должно быть не менее 500 мм; нагрев должен быть равномерным по периметру трубы; контроль за температурой нагрева должен осуществлять согласно [8] (так же, как при термообработке сварных соединений);

после подгибки участка трубопровода, выдержки его при указанной выше температуре в течение 2 ч и охлаждения под слоем асбеста в соответствии с [8], выполняется сварка и термообработка сварного соединения согласно [8];

при необходимости выполняется дополнительная подгибка вертикального участка трубопровода для обеспечения соосности труб в стыке [8].

После выполнения подгибки необходимо изменить длины тяг ПРОП на горизонтальном подгибаемом участке на значение вертикального смещения оси трубопровода в точках крепления ПРОП при подгибке Δl_n, которое определяется для n-й опоры, расположенной на участке с недостаточ-

ным уклоном, по формуле

$$\Delta l_n = \frac{L_n l}{L_r}, \qquad (5)$$

где L_n — расстояние по горизонтали от места реза до n-й опоры;

L_r — длина горизонтального участка трубопровода с недостаточным уклоном;

l — длина вырезанной части трубы.

Для опор, расположенных между подгибаемым участком и местом реза, на вертикальном участке вертикальное смещение равно l.

Значение полученного уклона проверяется после демонтажа временных опор, восстановления тепловой изоляции и срезки блокирующих стяжек с пружинных блоков.

5.14. Все изменения в конструкции трубопроводов, связанные с выполнением подгибки, должны быть оформлены актами и храниться в паспорте трубопровода.

5.15. В приложении 10 приводятся некоторые дополнительные рекомендации по проведению работ с ОПС при проведении восстановительной термической обработки (ВТО) металла трубопроводов. После проведения ВТО нередко необходимо выполнять операции по наладке ОПС, аналогичные работам, выполняемым на вновь монтируемом трубопроводе.

Приложение 1

НЕДОСТАТКИ ОПС КРЕПЛЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Выявленный дефект ОПС	Способ устранения дефекта
1. Пружинные подвески и пружинные опоры, жесткие тяги	
1.1. Наличие на пружинных блоках недемонтированных монтажных стяжек или стяжек, у которых в средней части сделана прорезь	Стяжки пружинных обойм необходимо удалять полностью после окончания монтажа или ремонта. При вертикальных перемещениях вверх точки подвеса недемонтированные стяжки могут быть причиной защемления пружинных подвесок
1.2. Защемление центральной тяги пружинной обоймы коромыслом пружинного блока	Защемление пружинной обоймы устраняется путем срезки части центральной тяги, выступающей над контргайкой. Если зазор между фланцем пружинной обоймы и коромыслом мал, для его восстановления необходимо выполнить реконструкцию пружинного блока
1.3. Защемление промежуточного шарнира на тяге траверсой или фланцем пружинного блока (нижним или верхним)	Защемление устраняется переделкой тяги с увеличением расстояния между шарниром и местом защемления
1.4. Потеря устойчивости пружин в пружинных блоках из-за отсутствия в опорной конструкции направляющих элементов для центральных тяг, отсутствия промежуточных шарнирных элементов на центральной тяге, установки в опорный блок пружины (или пружин), суммарная свободная высота которой превышает диаметр пружины более чем в 2,6 раза, изначального искривления центральной тяги пружинного блока, дефектов изготовления пружин, отсутствия центрующих стаканов на фланцах пружинного блока	При выявлении пружин, потерявших устойчивость, следует проанализировать причину этого дефекта. В зависимости от сделанных выводов намечается перечень необходимых мероприятий. В результате анализа возможно техническое решение с изменением конструкции опоры или внесением в нее дополнительных направляющих элементов. В любом случае деформированные пружины должны быть демонтированы и заменены, поскольку пружины, потерявшие устойчивость, имеют упругие характеристики, существенно отличающиеся от типовых
1.5. «Закусывание» фланцев пружинной обоймы на ее боковых тягах вследствие перекоса фланцев или недостаточности диаметра отверстия в местах прохода тяг	При «закусывании» фланцев на боковых тягах следует расширить проходные отверстия в них приблизительно на 5 мм
1.6. Искривление центральной тяги в месте ее прохода через фланец или направляющие элементы опорного пружинного блока (происходит при значительных горизонтальных усилиях)	Возможно увеличение диаметра центральной тяги или изменение конструкции опоры с установкой пружинного блока в рассечку тяги. Возможно увеличение длины тяги

Выявленный дефект ОПС	Способ устранения дефекта
1.7. Перекос опорной балки вследствие слабой затяжки хомута, разрушения пружин в одной из тяг, обрыва одной из тяг, неодинаковой затяжки пружин или неодинаковой жесткости пружин в тягах	Разрушенные детали опоры необходимо восстановить или заменить новыми. Хомуты следует обтянуть. В цепях необходимо установить пружины с одинаковой жесткостью и одинаковой максимальной нагрузкой
1.8. Установка в пружинных блоках пружин, не отвечающих требованиям нормалей, разработанных для трубопроводов	Заменить пружины
1.9. Недостаточная жесткость металлоконструкций в узлах крепления опор и подвесок. «Сползание» несущих конструкций по железобетонным колоннам	Выполнить конструктивную переработку и реконструкцию узла крепления. В случае «сползания» опор несущие конструкции следует поднять в исходное положение и приварить к закладным деталям колонны
1.10. Отсутствие контргаек в элементах пружинных блоков, опорных металлоконструкциях или узлах креплений. Нарушение целостности резьбы на элементах пружинного блока	Укомплектовать опору контргайками. Заменить поврежденные резьбовые элементы
1.11. Защемления пружинных блоков, тяг, траверс соседними металлоконструкциями	Обеспечить свободу перемещений элементов ОПС
1.12. Размещение пружинных обойм и прокладка тяг в тепловой изоляции трубопровода (или соседних трубопроводов)	При перегреве пружины теряют упругие свойства. Тяги обычно выполняются из углеродистых сталей, при нагреве в них проявляется эффект ползучести, поэтому указанный дефект должен быть устранен путем реконструкции опоры
1.13. Отсутствие достаточного количества стяжных болтов на хомутах подвесок вертикальных трубопроводов. Установка хомутов, предназначенных для трубопроводов большего диаметра, на трубопроводы с меньшим диаметром	Дефект приводит к деформации хомутов и снижению нагрузки подвесок. Хомуты должны соответствовать диаметру трубопровода и быть полностью укомплектованы стяжными болтами
1.14. Защемление пружинного блока внутрипружинными стаканами или наружным защитным кожухом	Подрезать стаканы или защитный кожух
1.15. Использование в ПРОП непроектных комплектующих элементов	Привести элементы ПРОП в соответствие требованиям НД

Выявленный дефект ОПС	Способ устранения дефекта
2. Комбинированные и катковые опоры	
2.1. *Катковые и шариковые* пружинные опоры имеют следующие конструктивные недостатки: невозможность регулировки пружин при несоответствии их затяжки проектным значениям невозможность определения типоразмеров установленных пружин, а также их целостности (в случае если пружина закрыта внешним защитным стаканом) перекос опор и их заклинивание вследствие разрушения или выпадения сепараторов заклинивание опор недемонтированными стяжными шпильками пружинных обойм перегрев и потеря упругих свойств пружин под кожухом тепловой изоляции	*Рекомендуется замена указанных опор* пружинными подвесками
2.2. Выпадание катков и упирание их в ограничители, а также перекос катков из-за: отсутствия учета тепловых перемещений при монтаже опор смещения трубопровода и узла крепления опоры вследствие производства вырезок	Рекомендуется замена указанных опор пружинными подвесками
3. Скользящие опоры и скользяще-направляющие опоры	
3.1. Сползание скользящих опор с оснований вследствие их установки без учета температурных расширений или смещения трубопровода из-за выполнения вырезок участков	Совместить опорные элементы в соответствии с проектом с учетом температурных расширений
3.2. Соединение скользящих поверхностей монтажными прихватками	Удалить прихватки
3.3. Недостаточная чистота скользящих поверхностей, препятствующая перемещениям	Обеспечить чистоту скользящих поверхностей
3.4. Отсутствие соприкосновения скользящих поверхностей в какомлибо тепловом состоянии трубопровода	Проанализировать причины возникновения дефекта и разработать мероприятия по его устранению

Выявленный дефект ОПС	Способ устранения дефекта
3.5. Деформация направляющих вследствие нерасчетных боковых усилий. «Закусывание опоры» в направляющих	Проверить расчетные данные по перемещениям в точке установки опоры. Изменить конструкцию опоры
4. Неподвижные опоры	
4.1. Отсутствие упоров, привариваемых к трубопроводу и ограничивающих его перемещение вдоль оси	Выполнить установку упоров в соответствии с требованиями ОСТ 108.275.25-80 [10] или ОСТ 108.275.26-80 [11]
4.2. Недостаточная жесткость основания неподвижной опоры, вследствие чего опора допускает непроектные угловые перемещения трубопровода	Выполнить расчет трубопровода с учетом пониженной жесткости неподвижной опоры и при необходимости увеличить жесткость элементов опоры
4.3. Слабое крепление металлоконструкции опоры к закладным элементам	Выполнить усиление закладных элементов
4.4. Повреждения основания неподвижной опоры (трещины, разрывы) вследствие нерасчетных эксплуатационных усилий	Провести анализ причин повреждения, устранить их и выполнить восстановление опоры
4.5. Смещение неподвижной опоры со своего места вследствие повреждений строительных конструкций, на которых она установлена	Восстановить и укрепить строительные конструкции

Приложение 2

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРУЖИН И БЛОКОВ ПРУЖИННЫХ ОПОР ТРУБОПРОВОДОВ

1. Характеристики по МВН 049-63

Номер пружины по НД	Допустимая нагрузка $P_{макс}$, кгс	Жесткость C, кгс/мм	Диаметр прутка d, мм		Диаметр пружины D, мм		Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм		Полное число витков n	Масса пружины, кг
			ном.	± Δ	наружн.	± Δ	ном.	± Δ		
Группа 2 ($\lambda_{макс}$=140 мм)										
01	97	0,693	7	+0,1 –0,3	80	±1,2	242	+7,0...–2,5	11,0	0,768
02	197	1,400	9				303	+9,0...–3,0	15,0	1,68
03	292	2,086	10	+0,2 –0,3			322	+9,5...–3,0	16,0	2,18
04	514	3,671	12				394	+12,0...–4,0	20,0	3,82
05	815	5,821	16		120	±1,8	345	+10,0...–3,5	12,0	6,23
06	1155	8,250	18				405	+12,0...–4,0	14,0	8,99
07	1562	11,16	22	+0,2 –0,4	160	±2,4	373	+11,0...–4,0	10,0	13,0
08	2050	14,64	24				413	+12,0...–4,0	11,0	16,8
09	2420	17,28	26	+0,2 –0,6			497	+15,0...–5,0	13,0	23,0
10	3420	24,43	30		176	±2,7	507	+15,0...–5,0	12,0	30,6
21	4620	33,00	32				543	+15,0...–5,0	12,0	34,2
22	5720	40,86	36		210	±2,7	473	+15,0...–5,0	9,0	39,3
23	6400	45,71	40		240	±2,7	515	+15,0...–5,0	9,0	56,2
Группа 1 ($\lambda_{макс}$=70 мм)										
11	97	1,385	7	+0,1 –0,3	80	±1,2	126	+3,5...–1,0	6,5	0,453
12	197	2,810	9				158	+4,5...–1,5	8,5	0,954
13	292	4,200	10	+0,2 –0,3			168	+5,0...–1,5	9,0	1,22
14	514	7,342	12				206	+6,0...–2,0	11,0	2,09
15	815	11,64	16		120	±1,8	184	+6,5...–2,0	7,0	3,66
16	1155	16,50	18				216	+6,0...–2,0	8,0	5,13
17	1562	22,31	22	+0,2 –0,4	160	±2,4	203	+6,0...–2,0	6,0	7,82
18	2050	29,28	24				225	+6,5...–2,0	6,5	9,95
19	2420	34,57	26	+0,2 –0,6			268	+8,0...–2,5	7,5	13,2
20	3420	48,86	30		176	±2,7	276	+8,0...–3,0	7,0	17,9
24	4620	66,00	32				296	+8,0...–3,0	7,0	20,1
25	5720	81,71	36		210	±2,7	264	+8,0...–2,5	5,5	24,2

2. Характеристики по ОСТ 108.764.01-80 [12]

Номер пружины по НД	Допустимая нагрузка $P_{макс}$, кгс	Жесткость C, кгс/мм	Диаметр прутка d, мм		Диаметр пружины D, мм		Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм		Полное число витков n	Масса пружины, кг
			номин.	± Δ	наружн.	± Δ	номин.	± Δ		
Группа 2 ($\lambda_{макс}$=140 мм)										
13	128	0,91	10	+0,1 –0,5	93	±1,5	270	+7,0...–2,0	12,0	2,40
14	278	1,99	12				284		11,0	3,24
15	534	3,81	16		113	±1,5	308		10,0	6,43
16	816	5,83	18				327		10,0	8,26
17	1190	8,50	20	+0,2 –0,5			346	+9,0...–3,0	10,0	10,37
18	1666	11,90	22				369		10,0	12,70
19	2005	14,32	24				414		11,0	16,90
20	2686	19,19	28	+0,2 –0,7	138	±2,0	399		9,0	22,80
21	3325	23,75	32				507	+11,0...–5,0	11,0	37,23
22	4080	29,14	34				528		11,0	42,57
23	4955	35,39	36				549		11,0	48,30
24	5960	42,57	40		165	±2,0	508		9,0	57,50
Группа 1 ($\lambda_{макс}$=70 мм)										
01	128	1,83	10	+0,1 –0,5	93	±1,5	143	+4,5...–1,5	7,0	1,40
02	278	3,97	12				151		6,5	1,92
03	534	7,63	16		113	±1,5	166		6,0	3,86
04	816	11,66	18				177		6,0	4,96
05	1190	17,00	20	+0,2 –0,5			188	+5,5...–1,5	6,0	6,22
06	1666	23,80	22				201		6,0	7,63
07	2005	28,64	24				226		6,5	9,98
08	2686	38,37	28	+0,2 –0,7	138	±2,0	221		5,5	13,91
09	3325	47,50	32				277	+7,0...–2,0	6,5	22,02
10	4080	58,29	34				289		6,5	25,20
11	4955	70,79	36				304		6,5	28,52
12	5960	85,14	40		165	±2,0	284		5,5	35,10

Приложение 3

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ УКЛОНОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Для определения уклонов горизонтальных участков трубопроводов используются шланговый гидроуровень и заостренные с одного конца металлические стержни диаметром 4 – 6 мм одинаковой длины (400 – 500 мм). Стержни устанавливаются вертикально в тепловую изоляцию так, чтобы их заостренные концы упирались в верхние точки сечения трубы. Рекомендуется устанавливать стержни вблизи опор или индикаторов температурных расширений на расстоянии не более 500 мм от них.

Измерения выполняются в такой последовательности:

стеклянные трубки 3 и 4 шлангового гидроуровня, заполненного подкрашенной водой, подводятся к выступающим из тепловой изоляции торцам стержней 1 и 2;

изменением по вертикали положения трубки 4 совмещается уровень в трубке 3 с торцом стержня 1;

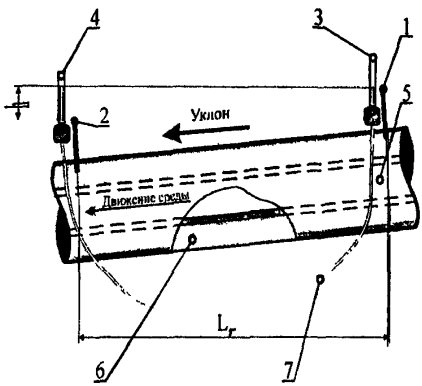

Схема измерения уклона трубопровода с помощью шлангового гидроуровня:

1 и 2 – металлические стержни одинаковой длины; 3 и 4 – стеклянные трубки шлангового гидроуровня; 5 – трубопровод; 6 – тепловая изоляция, 7 – гибкий шланг

измеряется расстояние h по вертикали от поверхности воды в трубке 4 до торца стержня 2.

Значение уклона в холодном состоянии вычисляется по формуле

$$i_{хол} = \frac{h}{L_г},$$

где $L_г$ — расстояние между стержнями по горизонтали.

Уклон считается положительным, если его направление совпадает с направлением движения среды, и отрицательным, если не совпадает.

При прогреве трубопроводов уклон может уменьшаться. Поэтому для обеспечения требований ПТЭ [6] (положительный уклон должен быть не менее 0,004 при температуре металла от 20°С до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении) необходимо, чтобы в холодном состоянии уклон i' был не менее значения, определяемого по формуле

$$i' = 0{,}004 + \frac{\Delta Y_2 - \Delta Y_1}{L_г} \cdot \frac{T_н}{T_{раб}},$$

где ΔY_1 и ΔY_2 — вертикальные перемещения трубопровода при прогреве в местах установки стержней соответственно 1 и 2, мм;

$T_н$ — температура насыщения пара при рабочем давлении, °С;

$T_{раб}$ — температура трубопровода в рабочем состоянии, °С;

0,004 — минимальный уклон горизонтального участка трубопровода по направлению движения среды в соответствии с ПТЭ [6], мм/м.

Вертикальные перемещения трубопровода при прогреве ΔY_1 и ΔY_2 определяются по измерениям высот пружин или показаниям индикаторов температурных расширений. При перемещениях трубопровода вверх значения положительны, а при перемещениях вниз — отрицательны.

Приложение 4

Утверждаю.
Технический руководитель

_____
наименование электростанции

_____
подпись, ф и о
"____" _____ 20 _____ г.

АКТ
ПРИЕМКИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС- ___
ПОСЛЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ПЛАНОВОГО РЕМОНТА В 20 __ г.

Представитель специализированной организации _____

_____
наименование организации, должность, ф и о

и представитель эксплуатации _____
наименование организации,

_____
должность, ф и о

удостоверяют:

1. Дефекты, выявленные при проведении обследования технического состояния трубопроводов и ОПС их креплений, устранены (приложение 1 Акта).

2. Условия прочности соблюдаются для всех расчетных участков трубопроводов на расчетный срок эксплуатации _____ тыс. ч с параметрами рабочей среды p = _____ кгс/см^2, t = _____ °С (приложение 3 Акта).

3. Отклонения фактических нагрузок упругих опор от расчетных не превышают допустимых значений, предусматриваемых НД (приложение 4 Акта).

4. Разница фактических и расчетных температурных перемещений по показаниям индикаторов (реперов) не превышает допустимых значений, предусмотренных НД (приложение 5 Акта).

Примечание. Кроме того, должны быть включены (в случае необходимости) мероприятия по реконструкции трубопроводов или их ОПС со сроками их выполнения.

Приложения:

1. Ведомость дефектов трубопровода.
2. Расчетная схема трубопровода.
3. Напряжения в сечениях трубопровода.
4. Нагрузки на опоры и подвески трубопровода.
5. Результаты контроля температурных расширений трубопровода.

Представитель специализированной организации _____

должность,

_____

подпись, ф и о.

Представитель эксплуатации ТЭС _____

должность, подпись, ф и о

Утверждаю:
Технический руководитель

_____

наименование электростанции

_____

подпись, ф и о

"____" _____ 20 _____ г.

1. Ведомость дефектов трубопровода _____

наименование электростанции

№ п п	Характер дефекта	Место расположения дефекта	Способ устранения	Ответственные за устранение	Отметка о выполнении
1	2	3	4	5	6

Представитель организации, проводившей обследование _____

должность, наименование организации,

_____

подпись, ф.и о

Представитель электростанции _____

должность, наименование электростанции,

_____

подпись, ф.и.о

_____

дата проведения обследования

2. Расчетная схема трубопровода

Характеристика труб:

типоразмер _____

радиус гиба _____

материал _____

Расчетные параметры: p = _____ кгс/см^2; t = _____ °С



3. Напряжения в сечениях трубопроводов

Номер сечения	Расчетные данные			Фактические данные		
	Напряжения в сечениях, кгс/см^2		Выполнение условия прочности («да» или «нет»)	Напряжения в сечениях, кгс/см^2		Выполнение условия прочности («да» или «нет»)
	$\sigma_{экв\ раб}$	$\sigma_{экв\ хол}$		$\sigma_{экв\ раб}$	$\sigma_{экв\ хол}$	
1	2	3	4	5	6	7

Расчеты выполнил:

Представитель специализированной организации _____

_____

должность, наименование организации, подпись, ф.и.о.

4. Нагрузки на опоры и подвески трубопровода

Наименование трубопровода	Номер опоры по схеме	Номер пружины по МВН или ОСТ	Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм	Максимальная нагрузка на пружину, $P_{макс}$, кгс	Холодное состояние				Рабочее состояние				Небаланс нагрузок на опору, %
					Высота пружины, мм		Нагрузка на опору, кгс		Высота пружины, мм		Нагрузка на опору, кгс		
					расчет. $H_{хол}$	факт. $H_{ф.хол}$	расчет. $P_{хол}$	факт. $P_{ф.хол}$	расчет. $H_{раб}$	факт. $H_{ф.раб}$	расчет. $P_{раб}$	факт. $P_{ф.раб}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание:

1. Таблица составлена на основании измерений высот пружин, произведенных:
в холодном состоянии — _____
число, месяц, год

в горячем состоянии — _____
число, месяц, год

2. Расчетные значения нагрузок на опоры взяты из расчетов по договору № _____

Обследование провели:

Представитель специализированной организации _____
должность, наименование организации, ф.и.о., подпись

Представитель эксплуатации ТЭС _____
должность, наименование электростанции, ф.и.о., подпись

5. Результаты контроля температурных расширений трубопровода

Наименование трубопровода	Номер индикатора по схеме	Перемещение вдоль осей координат, мм						Небаланс перемещений вдоль осей координат, мм					
		X1		X2		X3		X1		X2		X3	
		расчет.	факт	расчет	факт	расчет	факт.	допустимый	факт	допустимый	факт	допустимый	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечания:

1. Отметки холодного состояния оси трубопроводов произведены — _____
число, месяц, год

2. Положение оси трубопроводов при рабочих параметрах зафиксировано — _____
число, месяц, год

3. Расчетные значения перемещений взяты из расчетов по договору № _____

Представитель специализированной организации _____
должность, наименование организации, подпись, ф и о

Представитель эксплуатации ТЭС _____
должность, наименование электростанции, ф и о , подпись

Приложение 5

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГРАММ ПРОЧНОСТНОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ

Задачей прочностного расчета трубопроводов является определение их напряженно-деформированного состояния от всех сосредоточенных и распределенных силовых воздействий. К ним относятся: внутреннее давление; массовая нагрузка; температурная нагрузка (усилия, возникающие как реакция на нагрев элементов трубопровода); нагрузка от смещения закрепленных концов или монтажной растяжки; реакции промежуточных опор различного типа (в том числе и силы трения). Кроме того, при расчете трубопроводов на прочность нередко бывает необходимо решить дополнительные задачи: выбрать состав ОПС, проверить допустимость ее нагрузки, оценить уровень воздействий на подсоединенное к трубопроводу оборудование.

Как правило, для прочностного расчета трубопроводов используется стержневая расчетная модель, т.е. с этой целью трубопровод представляется в виде совокупности прямолинейных и криволинейных стержневых элементов. Для криволинейных стержневых элементов необходимо учитывать физические эффекты, возникающие при их деформации (эффект Кармана, манометрический эффект, стесненность деформаций при изгибе и т. д.).

Раскрытие статической неопределимости сложных стержневых систем осуществляется методом сил или методом перемещений.

Отечественное программное обеспечение по расчету трубопроводов на прочность ориентировано на использование персональных ЭВМ стандарта IBM/PC. Отличительной особенностью используемых программ является наличие графических средств, используемых при подготовке исходных данных и анализе результатов расчета, что существенно повышает достоверность исходной информации и позволяет видеть на экране монитора деформированное состояние трубопровода.

Для построения и вычерчивания расчетных схем и объемных образов трубопроводов, как правило, предусмотрена организация интерфейса с графическими средствами AutoDesk путем создания файлов типа .dxf или .scr.

Программа "АСТРА" и ее модификации

Программа была разработана институтом "БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМ" (прежнее название — Белорусское отделение института "ВНИПИэнергопром") и НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова для ЭВМ серии ЕС и впоследствии перенесена на персональные ЭВМ стандарта IBM/PC.

Программа реализует требования [7] и позволяет рассчитывать трубопроводные системы практически любой встречающейся на практике сложности. Для раскрытия статической неопределимости используется метод перемещений в сочетании с методом прогонки.

При необходимости производится подбор пружин по отечественным НД для обеспечения оптимального раскрепления трубопровода. Возможен как проектный, так и поверочный расчет прочности трубопроводов.

Программный комплекс "РАМПА-90"

Комплекс "РАМПА-90" является одной из модификаций программы "АСТРА" и предназначен для расчетов прочности трубопроводов на совместное действие давления, массовой нагрузки и самокомпенсации температурных расширений, а также выбора пружин промежуточных упругих опор. Оценка напряженного состояния выполняется в соответствии с НД для энергетических установок тепловых или атомных электростанций [15] и [7].

В состав комплекса входят: расчетный модуль "РАМПА", специализированный препроцессор "РАМЗЕС" для подготовки и программно-визуального контроля исходных данных с базой по физико-механическим характеристикам трубопроводных сталей и графический постпроцессор RV для просмотра результатов расчета на мониторе — перемещений и напряжений.

Элементы комплекса написаны на языках "FORTRAN-77", "C" и "Assembler" применительно к ПЭВМ IBM/PC в операционной системе MS-DOS. Работа с комплексом возможна как в системе MS-DOS, так и в системах от WINDOWS. Результаты расчетов представляются в виде текстовых файлов в табличной форме, а также в виде файлов типа *.dxf и *.scr для передачи в "AUTOCAD".

Комплекс позволяет рассчитывать трубопроводные системы с числом узлов не более 50 и числом участков не более 200.

На каждом расчетном участке может быть задано не более:

40 отрезков;

10 пружинных опор;

10 опор скольжения или направляющих опор;

одной монтажной растяжки;

10 произвольно ориентированных в пространстве сосредоточенных сил и моментов;

3 сечений с заданной жесткостью.

Предусматривается учет влияния наклона тяг пружинных подвесок, возникающего при температурных расширениях трубопровода.

В точках присоединения трубопровода к оборудованию могут быть заданы как линейные, так и угловые значения собственных смещений оборудования.

Учет сил трения в опорах скольжения, возникающих при нагреве трубопровода, производится по методу полной нагрузки.

В ходе расчета трубопровода может производиться выбор пружин для упругих опор и определяться их затяжка. Пружины выбираются по отечественным нормалям ОСТ 108.764.01-80 [12] и МВН 049-63 (см. приложение 2) или по зарубежным каталогам.

Предусмотрена возможность учета манометрического эффекта, т.е. определение дополнительных усилий, перемещений и напряжений в трубопроводе, возникающих при разгибании его криволинейных элементов под действием внутреннего давления.

Комплекс дает возможность учитывать неравномерность нагрева труб по высоте поперечного сечения, которая возни-

кает либо при расслоении среды в процессе расхолаживания или прогрева трубопровода, либо при отключении отдельных элементов схемы.

Программа "Старт"

Программа обладает теми же возможностями, что и программы "АСТРА" и "РАМПА", и основана на тех же НД. Отличие заключается в методе учета сил трения в опорах скольжения, а также корректном учете опор с односторонними связями (когда опора удерживает перемещения, направленные только в одном направлении), методика расчета тройниковых соединений. Дополнительно имеется возможность оценки несущей способности трубопровода по различным НД.

Программа "Старт" отличается от программ "АСТРА" и "РАМПА" способом ввода исходной информации, а также применяемой рабочей терминологией. Максимальная статическая неопределимость рассчитываемых трубопроводов не должна превышать 1000. Имеется ограничение на допустимое число элементов трубопровода. Кроме того, имеются следующие ограничения:

допустимое количество различных материалов для трубопровода не должно превышать 50;

допустимое количество концевых узлов не должно превышать 200;

количество различных сечений в трубопроводе — не более 100;

число различных типов отводов — не более 70.

Приложение 6

СОРТАМЕНТ ТРУБ СТАНЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТНОГО СРОКА ИХ РАБОТЫ 200 тыс. ч

№ п.п.	Размер труб, мм				Масса 1 м погонной длины трубы, кг	Марка стали, ТУ
	Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$	Внутренний диаметр $D_в$	Условный проход $D_у$	Радиус гиба, мм		
	$p_{ном}$ = 255 кгс/см², t = 545°С					
1	16×3,5	9	10	100	1,08	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-76
2	28×6,0	16	15	150	3,26	
3	57×13,0	31	32	300	14,34	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-460-75
4	108×22,0	64	65	600	47,52	
5	159×32,0	95	100	650	105,70	
6	194×38,0	118	125	750	154,28	
7	245×48,0	149	150	1000	246,09	
8	273×52,0	169	175	1370	301,20	
9	325×60,0	205	200	1370	414,30	
10	377×70,0	237	225	1500	535,00	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-420-75
11	426×80,0	266	250	1700	720,70	
12	465×80,0	305	300	2100	803,40	
	$p_{ном}$ = 140 кгс/см², t = 560°С					
1	16×2,5	11	10	100	0,83	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-75
2	28×4,5	19	20	150	2,61	
3	76×13,0	50	50	300	20,59	
4	133×29,0	93	100	600	59,12	
5	219×32,0	155	150	850	156,60	
6	273×36,0	201	200	1370/350	223,60	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-460-75
7	377×50,0	277	300	1500/450	428,40	
	$p_{ном}$ = 140 кгс/см², t = 545°С					
1	16×2,5	11	10	100	0,83	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-75
2	28×4,5	19	20	150	2,61	
3	76×13,0	50	50	300	20,59	
4	133×29,0	93	100	600	59,12	
5	219×28,0	163	175	1000/375	140,21	

Продолжение приложения 6

№ п.п	Размер труб, мм				Масса 1 м погонной длины трубы, кг	Марка стали, ТУ
	Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$	Внутренний диаметр $D_в$	Условный проход $D_у$	Радиус гиба, мм		
6	273×32,0	209	200	1370/350	202,40	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-460-75
7	325×38,0	249	250	1370/400	286,24	
$p_{ном}$ = 100 кгс/см², t = 540°С						
1	16×2,5	11	10	100	0,83	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	76×9,0	58	65	300	15,19	
4	133×13,0	107	100	600/300	41,02	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-460-75
5	159×15,0	129	125	650	56,81	
6	194×18,0	158	150	750	83,34	
7	219×20,0	179	175	1000/375	104,71	
8	273×24,0	225	225	1370/350	157,28	
9	325×28,0	269	250	1370/400	218,89	
$p_{ном}$ = 41 кгс/см², t = 545°С						
1	16×2,5	11	10	100	0,83	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	57×3,5	50	50	300	4,72	
4	108×6,0	96	100	600	15,45	
5	159×8,0	143	150	650/350	31,90	12Х1МФ, ТУ 14-3-460-75
6	273×13,0	247	250	1370/1000/375	89,27	
7	377×17,0	343	350	1500/1000/525	168,45	
8	426×19,0	388	400	1700/1000/600	206,53	
9	465×22,0	421	450	2100/1000/650	257,40	
10	530×25,0	480	500	800	343,71	15Х1М1Ф, ТУ 14-3-420-75
11	630×28,0	574	600	2300/850	425,00	15Х1М1Ф, ТУ 3-923-75
12	720×25,0	670	700	1000	438,00	
$p_{ном}$ = 380 кгс/см², t = 280°С						
1	16×2,5	11	10	100	0,83	
2	28×4,0	20	20	150	2,37	

Продолжение приложения 6

№ п.п.	Размер труб, мм				Масса 1 м погонной длины трубы, кг	Марка стали, ТУ
	Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$	Внутренний диаметр D	Условный проход $D_у$	Радиус гиба, мм		
3	57×9,0	39	40	300	10,87	15ГС, ТУ 14-3-460-75
4	133×18,0	97	100	600/175	54,23	
5	194×26,0	142	150	750/260	114,45	
6	273×36,0	201	200	1370/350	223,60	
7	325×42,0	241	250	1370/400	311,58	
8	377×50,0	277	300	1500/450	428,46	
9	465×60,0	345	350	2100/550	636,80	15ГС, ТУ 14-3-420-75
10	530×65,0	400	400	только для прямых участков	794,00	
	$p_{ном}$ = 240 кгс/см², t = 250°С					
1	16×2,0	12	10	100	0,69	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	76×9,0	58	65	300	15,19	15ГС, ТУ 14-3-460-75
4	133×13,0	107	100	600/300	41,02	
5	194×17,0	160	150	750/260	79,19	
6	219×19,0	181	175	850/375/260	100,02	
7	273×24,0	225	225	1370/375/350	157,28	
8	325×28,0	269	250	1370/450/400	218,89	
9	377×32,0	313	300	1500/450	290,63	
10	426×36,0	354	350	1700	369,62	
	$p_{ном}$ = 185 кгс/см², t = 215°С					
1	16×2,0	12	10	100	0,69	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	76×9,0	58	65	300	15,19	15ГС, ТУ 14-3-460-75
4	133×13,0	107	100	600/300	41,02	
5	194×15,0	164	150	750/260	70,73	
6	219×16,0	187	175	850/375/260	85,59	
7	273×19,0	235	225	1370/375/350	127,32	
8	325×22,0	281	250	1370/450/400	175,75	
9	377×26,0	325	300	1500/525/450	240,58	

Продолжение приложения 6

№ п.п	Размер труб, мм: Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$	Внутренний диаметр $D_в$	Условный проход $D_у$	Радиус гиба, мм	Масса 1 м погонной длины трубы, кг	Марка стали, ТУ
	$p_{ном}$ = 40 кгс/см², t = 440°С					
1	16×2,0	12	10	100	0,69	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	32×3,0	26	25	150	2,15	
4	38×3,0	32	32	150	2,59	
5	57×3,5	50	50	300	4,72	
6	89×6,0	77	80	400	12,56	
7	108×8,0	92	100	600	20,18	
8	159×9,0	141	150	650	35,63	
9	219×13,0	193	200	1000/375/260	70,66	
10	273×16,0	241	250	1370/375	108,50	
11	325×19,0	287	300	1370/450	138,28	
	$p_{ном}$ = 76 кгс/см², t = 145°С					
1	16×2,0	12	10	100	0,69	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	32×3,0	26	25	150	2,15	
4	38×3,0	32	32	150	2,59	
5	57×3,5	50	50	300	4,72	
6	89×6,0	77	80	400	12,56	
7	108×6,0	96	100	600	15,45	
8	159×9,0	141	150	650	35,63	
9	219×13,0	193	200	1000/375/260	70,66	
10	273×16,0	241	250	1370/375	108,50	
11	325×19,0	287	300	1370/450	138,28	
	$p_{ном}$ = 44 кгс/см², t = 340 °С					
1	16×2,5	12	10	100	0,69	
2	28×3,0	22	20	150	1,85	
3	32×3,0	26	25	150	2,15	
4	38×3,0	32	32	150	2,59	
5	57×3,5	50	50	300	4,72	

Окончание приложения 6

№ п.п.	Размер труб, мм				Масса 1 м погонной длины трубы, кг	Марка стали, ТУ
	Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$	Внутренний диаметр $D_в$	Условный проход $D_у$	Радиус гиба, мм		
6	76×3,5	69	65	300	6,41	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
7	89×4,0	81	80	400	8,58	
8	108×6,0	96	100	600	15,45	
9	159×7,0	145	150	650	28,11	
10	219×9,0	201	200	1000/375/260	49,94	
11	273×10,0	253	250	1370/375	69,52	
12	325×13,0	299	300	1370/450	107,19	
13	377×13,0	351	350	1500/525	126,50	
14	426×15,0	396	400	1700/600	164,80	
15	465×16,0	433	450	2100/650	192,06	
16	630×17,0	596	600	только для прямых участков	257,50	16ГС, ГОСТ 19282-73
17	630×25,0	580	600	2300/850	375,00	
18	720×22,0	676	700	только для прямых участков	382,14	

Примечания: 1. Сортамент труб приведен на основании ОСТ 108.320.102-78 [13] и ОСТ 108.320.103-78 (с Изменением № 1 от 1982 г.) [14].

2. Сортамент труб предназначен для изготовления прямых участков трубопровода, гнутых отводов и фасонных деталей.

3. Сортамент труб для энергоблока К-800 может корректироваться.

Приложение 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК НА ПРУЖИННЫЕ ОПОРЫ

Нагрузка P на опору, в которой установлено n пружин в m цепях (обычно m равно 1 или 2), определяется по формуле

$$P = \frac{P_{\text{пр }1} + P_{\text{пр }2} + \ldots + P_{\text{пр }i} + \ldots + P_{\text{пр }n}}{n} m = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{пр }i}}{n} m,$$

где $P_{\text{пр}i}$ — усилие i-й пружины, определяемое по формуле

$$P_{\text{пр }i} = (H_0 - H)C$$

[здесь H_0 — высота пружины в свободном (ненагруженном) состоянии (мм), определяемая измерением или по таблицам приложения 2 настоящих Методических указаний;

H — высота нагруженной пружины (мм), определяемая измерением;

C — жесткость пружины (кгс/мм), определяемая при тарировке или по таблицам приложения 2].

Пример. Рассчитывается нагрузка опоры (данные для расчета и результаты приведены в таблице), состоящей из двух пружинных цепей, в каждой из которых установлено по три пружины (значения H_0 и C взяты из приложения 2).

Номер пружины по МВН 049-63	Свободная высота H_0 мм	Жесткость C, кгс/мм	Измеренная высота H, мм	Затяжка $H_0 - H$, мм	Усилие пружины $P_{\text{пр}}$, кгс
1-я цепь					
09	497	17,28	427	70	1210
09	497	17,28	413	84	1452
19	268	34,57	224	44	1521
2-я цепь					
09	497	17,28	420	77	1331
09	497	17,28	410	87	1503
19	268	34,57	233	35	1210

С учетом усилий пружин, приведенных в таблице, нагрузка на опору, вычисленная по приведенной формуле, составит 2742 кгс.

Приложение 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДЛИНЫ НЕСУЩЕЙ ЧАСТИ РЕЗЬБОВЫХ ТЯГ ПРУЖИННЫХ ОПОР ТРУБОПРОВОДОВ

Фактическая нагрузка на i-ю опору — $P_{фi}$ определяется по формуле, приведенной в приложении 7. Разность расчетной и фактической нагрузок на опоры определяется ΔP_i по формуле

$$\Delta P_i = P_{рас\,i} - P_{фi},$$

где $P_{рас\,i}$ — расчетная нагрузка на i-ю опору.

Значение изменения длины несущей части резьбовых тяг опор Δl_i определяется решением уравнения

$$\Delta l_i = \delta_{i1}\Delta P_1 + \delta_{i2}\Delta P_2 + \ \dots \ + \delta_{ij}\Delta P_j + \ \dots$$
$$+ \left(\delta_{ii} + \frac{1}{C_i}\Delta P_j + \ \dots \ + \delta_{i5} \cdot \Delta P_5 \right),$$

где Δl_i — изменение длины несущей части тяги в процессе регулировки i-й опоры, мм;

δ_{ij} — линейное смещение трубопровода по вертикали в точке установки i-й опоры от действия единичной силы в вертикальном направлении в точке установки j-й опоры, мм/кгс;

$\frac{1}{C_i}$ — податливость i-й опоры (мм/кгс) — величина, обратная жесткости.

Податливость пружинной опоры $\frac{1}{C_i}$ в зависимости от ее конструкции и типоразмера установленных пружин вычисляется по формуле

$$\frac{1}{C_i} = \frac{\frac{1}{C_{пр1}} + \frac{1}{C_{пр2}} + \ \dots \ + \frac{1}{C_{прк}} + \ \dots \ + \frac{1}{C_{прn}}}{m^2} = \frac{\sum_{к=1}^{n} \frac{1}{C_{прк}}}{m^2},$$

где $\frac{1}{C_{прк}}$ — податливость $к$-й пружины, мм/кгс;

n — количество пружин в опоре;
m — количество пружинных цепей в опоре.

Приложение 9

МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ И ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ С НАИБОЛЬШИМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ

Методика базируется на предположении, что в процессе длительной эксплуатации трубопроводов технологические дефекты металла выявлены и устранены, а основное влияние на повреждаемость оказывают объективные условия эксплуатации, которые можно выявить расчетным путем на основе проведения тщательного обследования трубопроводов и ОПС их креплений.

Расчет по данной методике осуществляется для всей трассы трубопроводов и учитывает весь комплекс эксплуатационных воздействий, а также другие объективные условия. Расчеты выполняются для выборочной проверки деталей и элементов турбопроводов неразрушающими методами контроля и определения их остаточного ресурса.

Работа, проводимая в соответствии с данной методикой, состоит из следующих этапов:

1. Выполняется анализ проектной, монтажно-сдаточной и эксплуатационной технической документации

Для проведения анализа необходимы следующие данные и документы:

проектные и фактические параметры пара (если ответвления трубопровода, связанные с ним в одну расчетную систему, и сам трубопровод эксплуатируются при различных параметрах среды или если время эксплуатации при рабочих параметрах для различных ответвлений различается, то сведения по каждому такому ответвлению даются в отдельности);

год ввода трубопроводов в эксплуатацию, сведения о длительности эксплуатации трубопроводов и их ответвлений;

аксонометрическая схема трубопроводов с указанием ма-

рок стали и типоразмеров основной трассы и ответвлений, привязкой арматуры, опор и подвесок (с указанием проектных номеров), индикаторов температурных расширений (с указанием проектных номеров) и сварных соединений;

массовые характеристики установленной арматуры;

проектные и эксплуатационные данные по перемещениям трубопроводов в местах установки индикаторов температурных расширений (по осям координат, принятым в аксонометрической проекции трубопроводов), а также в местах присоединения к оборудованию;

проектные и фактические сведения по ПРОП, сортамент установленных пружин, их рабочая и холодная высоты; эксплуатационные формуляры по нагрузкам;

тип тепловой изоляции, масса 1 м ее погонной длины, границы участков с различными массовыми характеристиками;

размеры и места выполнения монтажных растяжек; акты о выполнении таких растяжек в паспорте трубопровода;

возможные сочетания тепловых режимов работы трубопроводов и их ответвлений;

документы об имевшихся в процессе эксплуатации повреждениях элементов трубопроводов.

2. В рабочем и холодном состояниях трубопроводов проводится обследование их технического состояния и состояния ОПС:

выполняется визуальная проверка отсутствия защемлений трубопроводов в рабочем и холодном состояниях;

осуществляется визуальный осмотр и оценка работоспособности элементов ОПС;

выполняется измерение уклонов горизонтальных участков трасс;

на основании результатов визуального осмотра трубопроводов и ОПС их креплений составляются ведомости дефектов, в которых указываются необходимые мероприятия по устранению дефектов, сроки, а также ответственные за выполнение этих мероприятий.

3. Проверяется соответствие фактического исполнения трассы трубопроводов и ОПС проектным данным:

проводится измерение фактических линейных размеров трасс трубопроводов с уточнением расположения ответвлений, сварных соединений (на основании проектных данных), опор, подвесок, арматуры и индикаторов температурных расширений, осуществляется проверка соответствия типов опор и подвесок проекту, а также целостности и работоспособности элементов ОПС и индикаторов температурных расширений;

определяются геометрические характеристики установленных пружин: количество витков, диаметры прутков и навивки пружин, а также высоты пружин в рабочем состоянии трубопроводов; дополнительно измеряются длины тяг пружинных подвесок и их отклонения от вертикали; выполняется идентификация пружин;

осуществляется измерение перемещений при переходе трубопроводов из горячего в холодное состояние.

4. Сопоставляются и анализируются фактические и проектные данные трубопроводов и ОПС (на основании данных, полученных при проведении второго и третьего этапов):

документируются все отмеченные при обследовании отклонения от проекта;

разрабатываются расчетные модели выявленных при визуальном осмотре частичных или полных защемлений трубопроводов и ОПС;

уточняются применительно к конкретному трубопроводу расчетные модели сварных соединений (на основании данных лаборатории металлов).

5. Разрабатываются расчетные схемы трубопроводов (на основании данных, полученных при проведении второго-четвертого этапов).

Расчетные схемы являются основным исходным материалом для выполнения расчетов на прочность и самокомпенсацию по фактическому состоянию трубопроводов и ОПС.

6. Выполняются в двух вариантах расчеты трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений в соответствии с [9]:

Вариант 1. Определяются детали и элементы трубопроводов, работающие с наибольшими напряжениями.

Расчет выполняется с учетом:

фактических условий эксплуатации;

фактического состояния трасс и ОПС креплений трубопроводов;

фактической нагрузки пружинных опор и подвесок;

фактических длин тяг и подвесок;

фактической массы деталей и элементов трубопроводов и тепловой изоляции, смонтированной на трубопроводе до проведения ремонта;

фактических типоразмеров труб, овальности и толщин стенок в растянутой зоне гибов (по данным лаборатории металлов), жесткости установленных опор и подвесок;

монтажных натягов (если имеются документы об их выполнении);

частичных и полных защемлений трубопроводов (моделирование производится по методике ОРГРЭС);

фактической расстановки сварных соединений (по данным лаборатории металлов) и их моделирования (по методике ОРГРЭС).

При наличии нескольких возможных температурных режимов работы трубопроводов расчеты выполняются для наиболее тяжелого с точки зрения напряжений в металле и наиболее длительно действующего сочетания рабочих температур на различных участках.

На основании анализа результатов проведенных расчетов определяются детали и элементы трубопроводов, работающие с наибольшими напряжениями от совместного воздействия всех нагружающих факторов. Определяются наиболее нагруженные сварные соединения для последующего выполнения для них специальных расчетов по уточненной методике.

Кроме того, разрабатываются рекомендации по оптимизации ОПС креплений в целях повышения живучести деталей, элементов и сварных соединений трубопроводов.

Вариант 2. Определяется индивидуальный остаточный ресурс трубопроводов и их элементов.

Расчет выполняется с учетом данных первого варианта, а также реализации разработанных рекомендаций. Дополнительно учитывается следующее:

жесткость вновь установленных (или замененных по результатам обследования) пружин опор и подвесок;

изменения, внесенные в расположения опор и подвесок;

состояние трубопроводов, отвечающее принятым в НД требованиям (в частности, дефекты трубопроводов и ОПС их креплений, а также имеющиеся защемления должны быть устранены);

масса тепловой изоляции, с которой трубопровод будет эксплуатироваться после ремонта.

Результаты расчета по обоим вариантам используются в дальнейшем для:

определения индивидуального расчетного ресурса трубопроводов и его деталей и элементов;

обоснования реализации рекомендаций по повышению живучести трубопроводов (согласно первому варианту);

проведения наладки ОПС креплений (см. таблицу нагрузок на опоры и подвески приложения 4 настоящих Методических указаний);

организации контроля за температурными расширениями трубопроводов.

7. По результатам работы, выполненной на этапе 1–6, оформляется следующая техническая документация:

акты о техническом состоянии трубопроводов и ОПС их креплений;

ведомости дефектов трубопроводов и ОПС с отметками об их устранении;

аксонометрическая расчетная схема трубопроводов, уточненная в результате обследования, с обозначением расчетных узлов и сечений;

обоснование выбранного варианта прочностного расчета (при наличии в расчетной схеме участков, работающих с различными температурами или имеющих различное время эксплуатации);

характеристики ПРОП с указанием типа пружин, их жесткости, нагрузочной способности, числа цепей, свободных

высот пружин, а также небалансы нагрузок по отдельным опорам и по ОПС в целом;

обоснование различных решений, принятых в процессе проведения расчетов;

таблица напряжений в расчетных сечениях трубопроводов;

таблица нагрузок на опоры и подвески трубопроводов;

таблица расчетных видимых перемещений трубопроводов в местах установки индикаторов температурных расширений;

выводы по результатам выполненных расчетов.

В документации должны быть отражены следующие принятые в расчетах данные:

параметры рабочей среды и ресурс трубопровода;

массовые нагрузки для трубопроводов всех типоразмеров (раздельно – для металла и тепловой изоляции);

сосредоточенные нагрузки от массы оборудования или арматуры;

значения смещений узлов присоединения к оборудованию, а также холодных растяжек;

ключевые физические константы и коэффициенты запаса (модули упругости материала в рабочем и холодном состояниях; коэффициент линейного расширения; допустимые напряжения в рабочем и холодном состояниях; коэффициент перегрузки; коэффициенты ослабления, связанные с наличием сварных швов; коэффициенты, связанные с релаксацией напряжений).

Приложение 10

РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВТО ТРУБОПРОВОДОВ

В настоящее время накоплен значительный опыт работ по разгрузке трубопроводов при проведении ВТО. Под термином "разгрузка" здесь и далее понимается наложение дополнительных связей и силовых воздействий (изменяемых или стационарных) на трубопроводы в целях предотвращения искажения их осей в зонах проведения ВТО.

Современные трубопроводные системы имеют сложные пространственные конфигурации. Достоинство применяемой в настоящее время технологии — проведение ВТО без технологического демонтажа трубопроводов и, как правило, с минимально необходимой разрезкой. Это наиболее экономически выгодное решение, которое позволяет дополнительно добиться более равномерной структуры металла по длине труб и привести уклоны трасс в соответствие с принятыми нормами. Однако проведение ВТО без демонтажа трубопроводов создает значительные трудности для их разгрузки.

В процессе разогрева до температур порядка 1000°С трубные стали существенно меняют свои физические свойства (модуль упругости и коэффициент линейного расширения), значительно снижается предел текучести металла и возникает опасность "провисания" нагретых участков при проведении ВТО. С другой стороны, в каждом сечении трубопроводов в общем случае действуют внутренние усилия и моменты, обусловленные собственной массой труб, реакциями ОПС, а также монтажными и ремонтными натягами. В результате без принятия соответствующих мер зона нагрева может стать пластическим шарниром, в котором произойдет изгиб трубы. Поэтому необходимо ограничить воздействия моментов и усилий со стороны холодной части трубопровода на нагретый для ВТО участок. В этом состоит основная задача разгрузки.

В некоторых случаях положение упругих осей трубопроводов существенно отличается от положения его первона-

чальных монтажных осей (для таких трубопроводов после монтажа требуется, как правило, проведение двухэтапной регулировки ОПС). Если такой трубопровод подвергнуть ВТО, то после ее проведения из-за релаксации внутренних усилий отклонение от первоначальной монтажной оси будет еще более значительным. Поэтому перед проведением ВТО таких трубопроводов должно быть предусмотрено их предварительное (полное или частичное) приведение к положению монтажных осей. Вопрос о необходимости выполнения этой операции должен быть решен на основе предварительного расчета рассматриваемого трубопровода на действие массовой нагрузки.

При технологическом нагреве трубопроводов для ВТО и особенно охлаждении возникает проблема, связанная с необходимостью проведения операций разгрузки в ритме технологических процессов. Время, затраченное на изменение воздействий на трубопровод или на перестановку специальных приспособлений, может составлять порядка 10 — 20 с. Поэтому все операции по разгрузке трубопроводов должны быть заранее просчитаны, спланированы, увязаны с технологическими операциями ВТО и четко, без задержек, выполнены. Таким образом, ответственность всех операций по выполнению разгрузки нередко сопоставима с ответственностью соблюдения технологии ВТО.

Важная роль отводится подготовительным работам, которые включают в себя ознакомление со всей имеющейся технической документацией по трубопроводу. Целью является сбор информации о первоначальном проекте, холодных натягах, реальных условиях эксплуатации трубопровода и ранее обнаруженных дефектах. Далее (в рабочем состоянии) проводится обследование трубопровода и ОПС его креплений для выявления видимых дефектов. Производится идентификация пружин в упругих опорах. Выполняется измерение нагрузок пружинных опор (в рабочем и холодном состояниях трубопровода). Уточняются геометрические размеры трасс и расположение элементов ОПС, выявляются отклонения от первоначального проекта. Эти данные будут необходимы в дальнейшем для выполнения поверочных расчетов

трубопровода на прочность и самокомпенсацию температурных расширений, а также для выполнения расчетов операций разгрузки.

По результатам выполненного обследования разрабатываются рекомендации по устранению выявленных дефектов. Часть дефектов (главным образом защемлений), которые могут влиять на проведение ВТО и на эффективность операций разгрузки, должна быть устранена до начала всех дальнейших операций.

В некоторых случаях на начальном этапе работ могут быть подготовлены техническое задание и документация для замены бракованных или недостаточно грузоподъемных пружинных подвесок, изменения конструкций опор, а также выполнен заказ этих элементов для последующего монтажа на трубопровод после завершения всех операций ВТО.

Далее "по месту" уточняются технические возможности для осуществления мероприятий разгрузки: места возможных раскреплений трубопровода на металлоконструкциях, наличие требуемого количества грузоподъемных устройств и материалов для их изготовления. Разрабатывается документация, размещается заказ на изготовление дополнительных металлоконструкций и приспособлений (при необходимости). Разрабатываются рекомендации по дренированию трубопровода, срезке мешающих вспомогательных трубопроводов и металлоконструкций, а также (совместно с персоналом ТЭС) надежному отключению от работающих трубопроводов. На остывшем трубопроводе (с температурой не более 50°С) пружинные подвески фиксируются жесткими стяжками. Необходимо подчеркнуть, что фиксация пружинных подвесок должна выполняться до снятия с трубопровода тепловой изоляции. Это позволяет сохранить упругую ось трубопровода.

После снятия тепловой изоляции выполняется внешний осмотр трубопровода и измерение уклонов (или прогибов) его горизонтальных участков. Отклонения от прямолинейности и другие видимые дефекты, появившиеся при монтаже и эксплуатации, фиксируются приемочным актом перед началом ВТО.

Во многих случаях проведение ВТО требует временного поочередного демонтажа и повторного монтажа опорных элементов. Эти элементы сами по себе нередко являются частью системы разгрузки трубопровода при проведении ВТО. В силу того что резьбовые части этих элементов длительно эксплуатируются в условиях высоких температур, они чаще всего окислены и покрыты слоем окалины, поэтому для их быстрого демонтажа и последующего монтажа все разъединяемые резьбовые соединения должны быть заранее подвергнуты ревизии.

В настоящее время применяются главным образом две технологии проведения ВТО, для которых операции разгрузки имеют свои особенности. По первой технологии ВТО выполняется коротким (до 400 мм) подвижным индуктором, по второй — длинным (до 8 м) неподвижным индуктором. С точки зрения оснащения операций разгрузки разница состоит в том, что для подвижного индуктора по мере его передвижения необходимо демонтировать опорные приспособления перед ним и восстанавливать за ним, а для неподвижного — сохранять регулируемые опорные приспособления внутри нагретой зоны. В последнем случае необходимо заменить хомуты штатных подвесок временными. Кроме того, из-за разницы длин нагреваемых зон и, соответственно, их температурных расширений во втором случае ответственность операций разгрузки существенно выше, поскольку именно для этого способа тепловые расширения нередко приходится компенсировать с помощью силовых воздействий на холодные и нагреваемые зоны трубопровода.

На многих трубопроводах, в том числе и отработавших расчетный ресурс, для снижения усилий от температурных расширений выполнялась холодная растяжка. Как показывает опыт, аналогичные растяжки (но уже в непроектных зонах) могли возникнуть после выполнения различных видов ремонта трубопровода, связанных с разрезкой труб. Это обстоятельство вносит значительную неопределенность в исходное напряженное состояние трубопровода, которая значительно усложняет все операции по разгрузке трубопровода, заставляя заранее ожидать угловых деформаций во всех возможных направлениях. Непринятие соответствующих мер

к раскреплению приводит к существенной деформации оси трубопровода при первом же его нагреве. Выходом из положения может стать разрезка в каком-либо месте трубопровода для снятия силового воздействия от известных и неизвестных холодных натягов. Такая возможность нередко появляется вследствие результатов входной дефектоскопии металла трубопровода перед проведением ВТО, когда выявляется необходимость в замене тех или иных элементов из-за недопустимых внутренних дефектов. В этом случае разрезка трубопровода перед проведением ВТО необходима и ее можно использовать для снятия внутренних напряжений.

Если ВТО проводится без использования инертных газов или откачки воздуха, то по завершении всех операций обычно предусматриваются кислотная промывка и продувка трубопровода для удаления окалины. Трубопровод для этих целей также разрезается. Этим можно воспользоваться заранее, перед началом работ по ВТО, для снятия внутренних напряжений. Можно также воспользоваться разрезкой трубопровода для демонтажа расходомерных шайб.

После того как объем работ по проведению ВТО и их конкретные условия определены, можно приступать к выполнению расчетов разгрузки. Цель расчетов — определить для каждой зоны трубопровода необходимые и возможные по конкретным техническим условиям ограничения и силовые воздействия на нагреваемый участок. Выполнение расчетов является, как правило, необходимым, поскольку даже для простых схем трубопроводов затруднительно вручную оценить механические напряжения. Кроме того, расчетным путем можно заранее выбрать вариант разгрузки, наиболее экономичный с точки зрения трудозатрат. В настоящее время имеются программные средства, специально предназначенные для этих целей.

Достаточно часто для разгрузки используются дополнительные неподвижные или подвижные жесткие и упругие подвески, домкраты, специальные тележки, направляющие металлоконструкции, а также боковые жесткие и пружинные оттяжки. В некоторых случаях (например, при проведении ВТО на П-образных трубных компенсаторах) разгрузка ведется одним или двумя регулируемыми силовыми воздей-

ствиями в зависимости от температуры нагрева. В тех случаях когда есть необходимость в изменении положения оси трубопровода (например, при видимых прогибах), используются деформирующие приспособления (домкраты), а контроль за их действием ведется по специальным индикаторам.

В основу технических решений по разгрузке от собственной массы трубопровода закладывается размер допустимого безопорного пролета нагретой части трубопровода, который зависит от материала трубы, ее типоразмера, температуры нагрева и размеров нагретой зоны (вместе с зоной термического влияния) и составляет от 1 до 3 м. Максимальные эквивалентные механические напряжения, возникающие на нагретом участке от всех видов воздействий, не должны превышать 80% допустимого уровня напряжений, определяемого по пределу пропорциональности при максимальной температуре ВТО.

Начало работ по проведению ВТО рекомендуется назначать на участках, наиболее удаленных от мест реза трубопровода. Такой выбор дает возможность при необходимости выправлять окончательное положение оси трубопровода после выполнения нескольких промежуточных подгибок.

Особенно важным с точки зрения разгрузки является первый нагрев на каждом отдельном участке трубопровода при отсутствии полной уверенности в том, что его внутренние силовые факторы близки к расчетным. Для первого нагрева в этом случае по специальным индикаторам перемещений тщательно контролируются перемещения трубопровода. При выявлении нежелательных тенденций в перемещениях (коробление трубопровода) работы по проведению ВТО приостанавливаются до принятия технического решения, препятствующего этим тенденциям. При повторных нагревах таких участков разгрузка выполняется с учетом опыта первого нагрева.

Контроль состояния трубопровода во время операций нагрева включает в себя осмотр трубы, регистрацию температурных полей и перемещений трубы и сравнение полученных данных с расчетными, проверку степени натяжения тяг временных опор и состояния опор в зоне проведения ВТО.

Список использованной литературы

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. — М.: НПО ОБТ, 1994.
2. Методические указания по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электростанций: РД 34.39.309-87. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
3. Инструкция по монтажу трубопроводов пара и воды на тепловых электростанциях. — М.: Информэнерго, 1976.
4. Руководство по ремонту трубопроводов тепловых электростанций. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974.
5. Временная инструкция по приемке тепловой изоляции энергоблоков из монтажа. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95. — М.: СПО ОРГРЭС 1996.
7. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды: РД 10-249-98. — М.: 1999.
8. Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций: РД 34.39.503-89. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.
9. ОСТ 34.276-75. Опоры и подвески станционных трубопроводов $p_y \leq 40$ кгс/см^2 (4 МПа). Опоры неподвижные бугельные. Конструкция и размеры.
10. ОСТ 108.275.25-80. Опоры неподвижные однохомутовые трубопроводов ТЭС и АЭС.

11. ОСТ 108.275.26-80. Опоры неподвижные двуххомутовые трубопроводов ТЭС и АЭС.
12. ОСТ 108.764.01-80. Пружины винтовые цилиндрические для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС.
13. ОСТ 108.320.102-78. Трубы бесшовные из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей для трубопроводов тепловых электростанций. Сортамент.
14. ОСТ 108.320.103-78 (с Изменением № 1 от 1982 г.). Трубы бесшовные из хромомолибденованадиевых сталей для паропроводов тепловых электростанций. Сортамент.
15. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок: ПНАЭ Г-7-002-87.— М.: Энергоатомиздат, 1989.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения 3
2. Требования к технической документации трубопроводов 5
3. Обследование технического состояния трубопроводов и ОПС их креплений 7
4. Расчет трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений 11
5. Наладка трубопроводов и ОПС их креплений 17
Приложение 1. Недостатки ОПС креплений трубопроводов и способы их устранения 25
Приложение 2. Характеристики пружин и блоков пружинных опор трубопроводов 29
Приложение 3. Последовательность работ при определении уклонов трубопроводов 31
Приложение 4. Акт приемки трубопроводов ТЭС после выполнения планового ремонта 33
Приложение 5. Характеристики программ прочностного расчета трубопроводов 40
Приложение 6. Сортамент труб станционных трубопроводов высокого давления для расчетного срока их работы 200 тыс. ч 44
Приложение 7. Определение нагрузок на пружинные опоры 49
Приложение 8. Определение изменения длины несущей части резьбовых тяг пружинных опор трубопроводов 50
Приложение 9. Методика выявления деталей и элементов трубопроводов, работающих с наибольшими напряжениями 51
Приложение 10. Работы, выполняемые при проведении ВТО трубопроводов 57
Список использованной литературы 63

gost.e-ecolog.ru