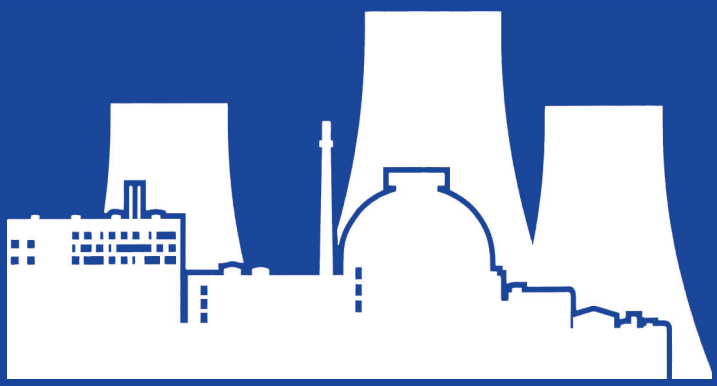
В.П. Поваров, Д.В. Терехов,
Е.А. Бабушкин , Н.А. Пономарев,
В.А. Воротников, А.Г. Пчельников



ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС ВВЭР-1200

РОСАТОМ

**В.П. Поваров, Д.В. Терехов,
Е.А. Бабушкин , Н.А. Пономарев,
В.А. Воротников, А.Г. Пчельников**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС ВВЭР-1200

(ИЗ ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ТОИР В 2016-2021 ГГ.)

Нововоронеж

2022

УДК 621.311.25
ББК 31.47
П 42

Поваров В.П.

П 42 **Техническое обслуживание и ремонт оборудования АЭС ВВЭР-1200** (Из опыта проведения ТОиР в 2016-2021 гг.) / Поваров В.П., Терехов Д.В., Бабушкин Е.А., Пономарев Н.А., Воротников В.А., Пчельников А.Г. – Воронеж: Диамант, 2022. – 528 с., ил.
ISBN 978-5-6048703-1-0

Данное издание оформлено в виде руководства и предназначено для организаций и компаний, осуществляющих безопасное и эффективное ведение технологических процессов при эксплуатации атомных электрических станций. Также данная книга может быть полезна студентам профильных ВУЗов и читателям, интересующимся данной проблематикой.

Авторский коллектив, состоящий из работников различных служб Нововоронежской АЭС, создавая эту книгу, ставил перед собой цель: донести до читателей информацию об оборудовании первого блока проекта ВВЭР-1200, его особенностях и первом опыте ремонта, накопленном почти за 6 лет его эксплуатации. Безусловно, дальнейшая эксплуатация блока, постоянное совершенствование его систем и оборудования послужат толчком и в развитии ремонтной техники и технологии.

УДК 621.311.25
ББК 31.47



© Коллектив авторов, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 6
От авторского коллектива 8
Список сокращений 11
1. Организация технического обслуживания и ремонта 15
1.1. Основные определения 15
1.2. Система регламентированного ТО и Р 20
1.3. Планирование ТО и Р оборудования 23
1.3.1. Организационная структура управления ремонтом 24
1.3.2. Плановые документы ремонта 26
1.3.3. Эксплуатационная ремонтная документация 28
1.3.4. Управленческая техническая документация на ТО и Р 29
1.3.5. Исполнительная документация на ремонт 29
1.3.6. Сетевое планирование и управление ремонтом 31
1.4. Подготовка к ремонту 31
1.5. Организационно-технические мероприятия по безопасному проведению ремонтных работ 34
2. Ремонт реактора 29
2.1. Подготовительные операции: Подготовка ГПМ и ТТО. Ревизия ПК, ПМ, крана СУЗ. Техническое освидетельствование крана. Наладка ПМ 29
2.2. Разборка реактора 46
2.3. Извлечение СВРД 64
2.4. Контроль металла фланца главного разъема реактора (ГРР) . 71
2.5. Заполнение БМП для перегрузки топлива 90
2.6. Операции с ядерным топливом 91
2.7 Сборка реактора 115
3. Ремонт компенсатора давления (КД) 136
4. Ремонт парогенератора (ПГ) 151
5. Ремонт главного циркуляционного насоса (ГЦН) 175
6. Контроль металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов реакторных установок 260

6.1. Автоматизированные системы контроля металла 263
6.2. Система контроля кольцевых сварных соединений трубопроводов 270
6.3. Система контроля резьбовых гнезд корпусного оборудования от М36 до М100 275
6.4. Система контроля гибов трубопроводов 280
6.5. Система контроля чехлов приводов СУЗ 282
6.6. Система контроля корпуса ГЦН 286
6.7. Система контроля угловых сварных соединений 295
6.8. Система контроля корпусов оборудования 300
6.9. Система контроля внутрикорпусных устройств (ВКУ) реактора снаружи 311
6.10. Система контроля теплообменных труб (ТОТ), перемычек и сварных соединений коллекторов парогенераторов 323
6.11. Система контроля ВКУ ПГ 335
6.12. Система контроля металла патрубков верхнего блока (ВБ) 341
6.13. Контроль ГРР на реакторах ВВЭР-1200 вручную 353
7. Ремонт тепломеханического оборудования реакторного отделения (РО) 354
7.1. Система аварийного расхолаживания 356
7.1.1. Теплообменник аварийного расхолаживания 356
7.1.2. Насосы аварийного расхолаживания 360
7.2. Система продувки-подпитки парогенераторов (ПГ) 363
7.2.1. Регенеративный теплообменник продувки ПГ 363
7.2.2. Доохладитель продувки 364
7.2.3. Насос системы продувки-подпитки ПГ 365
7.3. Система пассивного отвода тепла (СПОТ) 368
8. Оборудование гермообъема (ГО), защитная оболочка РО, транспортный шлюз и тележка 370
8.1. Защитная оболочка РО 370
8.2. Транспортный шлюз и тележка. Устройство, требования к ТОиР 372
8.2.1. Технологическое обслуживание шлюза транспортного 375
8.2.2. Герметизирующая стальная облицовка 380

8.2.3. Железобетонные ограждающие конструкции 382
8.2.4. Функционирование системы 386
9. Арматура энергоблока ВВЭР-1200 389
9.1. Импульсно-предохранительное устройство ПГ (ИПУ ПГ) 389
9.2. Импульсно-предохранительное устройство КД (ИПУ КД) 392
9.3. Быстродействующий запорно-отсечной клапан (БЗОК) 392
9.4. Техническое диагностирование арматуры 399
10. Ремонт оборудования турбинного отделения (ТО) 409
10.1. Турбинная установка 409
10.2. Система автоматического регулирования и защиты турбины (САРиЗ) 431
10.3. Маслосистема ПТУ 436
10.4 Насосы турбинного отделения (ТО) 447
10.4.1. Питательные насосы 447
10.4.2. Конденсатные насосы 454
10.4.3. Сливные насосы 466
10.5. Подогреватели высокого давления 470
10.6. Подогреватели низкого давления 470
10.7. Группа конденсаторная 477
10.8. Сепаратор-пароперегреватель СПП-1200 477
10.9. Деаэратор 481
10.10. Главные паровые задвижки (ГПЗ) 483
11. Циркуляционные насосы (ЦН) 485
12. Башенные испарительные градирни 490
13. Дизель-генераторы 498
14. Некоторые аспекты ТОиР оборудования 513
Заключение 518
Приложение 520
1. Основные нормативные документы по ТО и Р 520
2. Календарно-сетевой график капитального ремонта энергоблока №1 НВАЭС-2 .....
3. Ведомость объёма ремонта энергоблока №1 НВАЭС-2 .....
Рекомендуемая литература 526

ПРЕДИСЛОВИЕ

Устойчивый экономический рост и повышение качества жизни населения неразрывно связаны с обеспечением экономики страны энергоресурсами. Динамика потребности в топливе и энергии при ресурсных и экологических ограничениях традиционной энергетики делает актуальным поиск резервов и новых направлений развития ядерной энергетической технологии, способной удовлетворить существенную часть прироста потребностей в энергии и стабилизировать потребление органического топлива.

В настоящее время, несмотря на аварию на АЭС Фукусима в Японии, вызванную катастрофическими землетрясениями и цунами, ядерная энергия по-прежнему обоснованно остается одним из базовых энергоисточников. Ядерная энергетика играет системотарифообразующую роль в топливно – энергетическом комплексе. Перспективы ее развития связаны не только с огромными ресурсами ядерного топлива, но и с тем, что она, в отличие от многих других инновационных энерготехнологий имеет значительные преимущества. Это связано с тем, что в этом сегменте энергетической отрасли сосредоточены развитые научные, технологические, кадровые и промышленные ресурсы, которые могут служить прочной основой для дальнейшего устойчивого развития экономики.

По данным Всемирной ядерной ассоциации в 2020 году количество действующих ядерных энергоблоков в мире составило 441, установленная мощность – 391,7 ГВт. Строятся в настоящее время 53 реактора суммарной мощностью 59,2 ГВт, из которых 12 реакторов в Китае, 7 в Индии, 4 в России.

Запланировано строительство еще 106 ядерных реакторов, суммарной мощностью 113,8 ГВт, в том числе в странах, где прежде отсутствовали АЭС – в Египте, Узбекистане и Бангладеш. Возможность строительства АЭС рассматривается и в других странах, включая Казахстан, Польшу, Саудовскую Аравию.

Увеличение доли производства электроэнергии на АЭС может позволить странам сократить выбросы парниковых газов в энергетике, однако атомная энергетика несет риски радиоактивного загрязнения в результате аварий. Проекты АЭС сопряжены с высокими затратами и имеют длительный инвестиционный цикл.

За время существования атомной энергетики пик выработки на АЭС в мире составил 2803 млрд. кВт·ч и был достигнут в 2006 году. По итогам 2020 года странами-лидерами по объемам генерации на

АЭС остаются США и Франция. В последнее десятилетие существенно нарастил производство «атомной» энергии Китай, который теперь занимает 3-е место, Россия – на 4-й позиции.

В России на сегодняшний день 11 действующих АЭС, на которых эксплуатируются 38 энергоблоков общей установленной мощностью около 31 ГВт. Из них 24 реактора с водой под давлением: 13 ВВЭР-1000 (12 блоков 1000МВт и 1 блок 1100МВт), 4 ВВЭР-1200 (1200МВт), 5 ВВЭР-440 (4 блока 440МВт и 1 блок 417 МВт), 2 КЛТ-40С (35 МВт).

Стратегия развития ядерной энергетики России предусматривает:

- модернизацию действующих энергоблоков АЭС в целях продолжения срока эксплуатации и повышения эксплуатационных показателей;
- завершение строительства энергоблоков высокой степени готовности;
- строительство новых АЭС на базе усовершенствованного энергоблока с реакторной установкой типа ВВЭР-1200, а также создание новой технологической платформы для перехода к замкнутому топливному циклу.

Реализация этих мероприятий должна обеспечить повышение доли ядерной энергетики в общей генерации электроэнергии до 22-23% к 2025 году.

ОТ АВТОРСКОГО КОЛЛЕКТИВА

Пуск 30 сентября 1964 года первого энергоблока Нововоронежской АЭС положил начало истории эксплуатации наиболее совершенных, технологичных и перспективных реакторов, охлаждаемых водой под давлением типа ВВЭР. За 57 лет безопасной и безаварийной работы было построено 7 энергоблоков различного типа, каждый из которых являлся новым этапом развития реакторостроения ВВЭР по отношению к предыдущему и становился прототипом своей серии, которая в свою очередь развивалась и совершенствовалась: ВВЭР-210 (В-1), ВВЭР-365 (В-3М), ВВЭР-440 (В-179), ВВЭР-1000 (В-187) и, наконец, последнее достижение российских ученых и конструкторов атомной отрасли ВВЭР-1200 (В-392М).

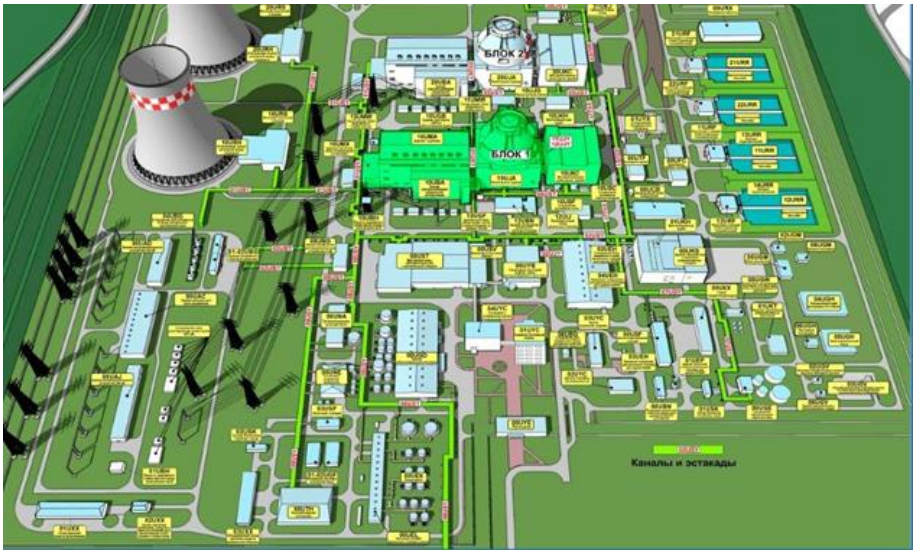
Нововоронежская АЭС характерна тем, что на её площадке одновременно реализуются практически все этапы жизненного цикла АЭС, в том числе вывод энергоблоков первого поколения из эксплуатации, которым с 2013 года занимается новый филиал «Концерна «Росэнергоатом» – ОДИЦ.

С первых лет эксплуатации энергоблоков происходит совершенствование ремонтных технологий, которые являются основной задачей и творческой составляющей жизни и работы нескольких поколений нововоронежских атомщиков. Многие ремонтные решения, которые впервые были применены на НВАЭС, стали основой для типовых ремонтных технологий на всех блоках ВВЭР в СССР, а затем России. Это стало возможным благодаря чёткому пониманию принципов культуры безопасности и высочайшей квалификации специалистов НВАЭС.

Современный повышенный интерес к отечественной атомной энергетике обусловлен её значительными успехами. Этому способствует бурное развитие технологий при ужесточении требований в области радиационной безопасности и мировом экологическом подъёме. Всё это оказывает свое влияние на совершенствование транспортно-технологических операций с ядерным топливом и на развитие ремонтных технологий. Особенно заметно это после ввода в эксплуатацию новых блоков поколения 3+ ВВЭР-1200 № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2 с реакторами проекта В-392М.



Нововоронежская АЭС-2, энергоблоки № 1 и № 2



Коллектив нововоронежских атомщиков, следуя традициям преемственности поколений, продолжает накапливать и развивать опыт эксплуатации и ремонта оборудования АЭС на благо родного предприятия, города и всей страны, обеспечивая тем самым высокую

конкурентоспособность нашей отрасли в мире и технологическое лидерство России, открывая путь к дальнейшему процветанию нашего государства.

Авторский коллектив, состоящий из работников различных служб Нововоронежской АЭС, создавая эту книгу, ставил перед собой цель: донести до читателей информацию об оборудовании первого блока проекта ВВЭР-1200, его особенностях и первом опыте ремонта, накопленном почти за 6 лет его эксплуатации.

Безусловно, дальнейшая эксплуатация блока, постоянное совершенствование его систем и оборудования послужат толчком и в развитии ремонтной техники и технологии. Об этом мы, а может уже представители более молодого поколения, расскажем в следующей книге.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АС	- атомная станция
АСКМ	-
АСУТД	- автоматизированная система управления технической документацией
АЭС	- атомная электрическая станция
АКНП	- аппаратура контроля нейтронного потока
АУЗК	- автоматический ультразвуковой контроль
АЭУ	- атомная энергетическая установка
БДПН	- блок детектирования потока нейтронов
БМП	- бассейн «мокрой» перегрузки
БЭР	- блок электроразводок
БВ	- бассейн выдержки
БЗТ	- блок защитных труб
ВАО	- высокоактивные отходы
ВВЭР	- водо-водяной энергетический реактор
ВОК	- ведомость операций контроля
ВБ	- верхний блок
ВТК	- вихретоковый контроль
ВУВ	- воздействие ударной волны
ГИ АС	- главный инженер атомной станции
ГОВШ	- гайковерт одновременной вытяжки шпилек
ГРР	- главный разъем реактора
ГК «Росатом»	- Государственная корпорация «Росатом»
ГЦН	- главный циркуляционный насос
ГОСТ	- государственный отраслевой стандарт
ГПМ	- грузоподъемный механизм
ДПЗ	- детектор прямого заряда
ДПШ	- датчик положения штанги
ДТОР	- Департамент по техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС

ЕСН	- единые сметные нормы
ЗГИр	- заместитель главного инженера по ремонту
ЗИП	- запасные части и приспособления
ЗКД	- зона контролируемого доступа
КД	- компенсатор давления
КИ	- карта измерений
Концерн	- АО «Концерн Росэнергоатом»
КР	- капитальный ремонт
КТО	- конструкторско-технологический отдел
МТР	- материально-технические ресурсы
НД	- нормативный документ
НИИ	- научно-исследовательский институт
НП	- нормы и правила
ОИАЭ	- объект использования атомной энергии
ООБ	- отчет по обоснованию безопасности
ОППР	- отдел подготовки и проведения ремонтов
ОРБ	- отдел радиационной безопасности
ОСО	- общестанционный объект
ОСТ	- отраслевой стандарт
ОТВС	- отработанные тепловыделяющие сборки
ОУР	- отдел управления ремонтом
ОХТРО	- оборудование для хранения твердых радиоактивных отходов
ОЭСН	- отраслевые элементные сметные нормы
ОЯТ	- отработанное ядерное топливо
ПГ	- парогенератор
ПК	- предохранительный клапан
ПМ	- перегрузочная машина
ППК	- протокол пооперационного контроля
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПСЭ	- продление срока эксплуатации
РГ	- резьбовые гнезда

РГК	- радиографический контроль
РД	- руководящий документ
РЗА	- релейная защита и электроавтоматика
РОФ	- ремонтный обменный фонд
РУ	- реакторная установка
РУШ	- резьбовые участки шпилек
РЦ	- реакторный цех
РШ	- рабочая штанга (РГ) машины перегрузочной
РЭН	- ремонтно-эксплуатационные нужды
СВРД	- система внутриреакторного детектирования
СИР	- стенд инспекций и ремонта (ТВС)
СО	- средства технологического оснащения
СОДС	- система обнаружения дефектных сборок
СО ЕЭС	- системный оператор единой энергосистемы
СПОТ	- система пассивного отвода тепла
СР	- средний ремонт
СТКРЗиУ	- система технологического контроля, регулирования, защиты и управления
СТО	- стандарт организации
СУЗ	- система управления и защиты реактора
ТВК	- токо-вихревой контроль
ТВС	- тепловыделяющие сборки
ТВШ	- телевизионная штанга (ТВШ) машины перегрузочной
ТГ	- турбогенератор
ТК	- температурный контроль
ТМЦ	- товарно-материальные ценности
ТО	- техническое обслуживание
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт
ТР	- текущий ремонт
ТТО	- транспортно-технологическое оборудование
ТУ	- технические условия
ТУК	- транспортный упаковочный контейнер

ТЦ	- турбинный цех
ТЭН	- трубчатый электронагреватель
УДЛ	- условия действия лицензии
УЗК	- ультразвуковой контроль
УП ГРР	- уплотнительная поверхность главного разъема реактора
ХСТ	- хранилище свежего топлива
ХТРО	- хранилище твердых радиоактивных отходов
ЦА	- центральный аппарат
ЦА КРЭА	- центральный аппарат АО «Концерн Росэнергоатом»
ЦВД	- цилиндр высокого давления
ЦЗ	- центральный зал
ЦНД	- цилиндр низкого давления;
ЦРМ	- центральные ремонтные мастерские
ЦУ	- целевой уровень
ЦЦР	- цех централизованного ремонта
ШРВБ	- шахта ревизии верхнего блока
ЭВ	- каналы энерговыделений
ЭО	- эксплуатирующая организация
ЭЦ	- электрический цех
ЯРБ	- ядерная и радиационная безопасность
ЯТ	- ядерное топливо
ALARA	- принцип оптимизации радиационной защиты, предусматривающий поддержание на возможном низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника облучения (As Low As Reasonably Achievable)
RCM	- техническое обслуживание, ориентированное на надежность (Reliability Centered Maintenance)

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

1.1. Основные определения.

Для четкого и однозначного обоснования задач и функций по ТО и Р оборудования АЭС Российской Федерации приняты следующие определения:

Вспомогательное оборудование АС: Оборудование технологических систем АС, обеспечивающее работу основного оборудования.

Гарантийный срок эксплуатации: Интервал времени эксплуатации, в течение которого действуют гарантийные обязательства. Гарантийный срок эксплуатации устанавливается для продукции, предназначенной для длительного использования, исчисляется со дня ввода продукции в эксплуатацию или со дня приемки продукции потребителем или получателем.

График ремонта (технического обслуживания): Документ, устанавливающий расписание во времени порядка выполнения работ по ремонту (техническому обслуживанию) оборудования.

Дефектация: Проверка и отбраковка деталей и узлов в процессе разборки оборудования во время его ремонта. Дефектация заключается в проведении контроля неразрушающими методами (визуальным, измерительным и другими), а также оценке результатов контроля на соответствие требованиям нормативной и конструкторской документации. Дефектацию проводят в определенном порядке, установленном технологией ремонта, на основании технических условий на ремонт. Результаты дефектации вносят в отчетную документацию.

Исполнительные документы: Документы, отражающие результаты работ по ТОиР.

Капитальный ремонт оборудования: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, без их усовершенствования.

Категория ТО и (или) ремонта: Характеристика глубины воздействия ТО и (или) ремонта на изделие для восстановления (поддержания) работоспособности и ресурса определенной группы его составных частей, выделяемых по близости их показателей долговечности, указываемая в нормативной и ремонтной документации со-

вокупностью (перечнем) операций ТО и (или) ремонта, выполняемых через определенный интервал времени или наработки.

Контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определения на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Концепция технического обслуживания и ремонта: Основополагающие принципы по организации и проведению технического обслуживания и ремонта.

Корректирующее техническое обслуживание: Техническое обслуживание, выполняемое после обнаружения неисправности с целью возвращения объекта в работоспособное состояние.

Научный руководитель эксплуатации АС: Организация, назначенная АО «Концерн Росэнергоатом» научным руководителем эксплуатации атомных станций АО «Концерн Росэнергоатом» всех типов.

Неплановый ремонт: Ремонт, постановка на который осуществляется без предварительного назначения.

Нерегламентированное техническое обслуживание: Техническое обслуживание, обусловленное не предусмотренными документацией изготовителя особыми условиями эксплуатации или ненормированной наработкой объекта и его составных частей.

Нерегламентированный ремонт: Ремонт, при котором кроме предусмотренных регламентом операций, установленных в документации, выполняются дополнительные ремонтные работы, необходимые для восстановления работоспособности объекта.

Обеспечение технического обслуживания и ремонта: Ресурсы, требуемые для поддержания изделия в работоспособном состоянии при установленной концепции ТОиР. Ресурсы включают в себя финансовые и трудовые ресурсы, средства технологического оснащения, материалы и запчасти, документацию и информационные системы.

Оборудование: Комплекс взаимосвязанных изделий, имеющий заданное функциональное назначение и предназначенный для использования самостоятельно или в составе другого оборудования.

Обслуживаемый объект: Объект, для которого техническое обслуживание предусмотрено документацией.

Общестанционные объекты АС: Отдельные здания или сооружения со всеми относящимися к ним системами и оборудованием, га-

лереями и эстакадами, внутренними инженерными сетями и коммуникациями, которые обеспечивают функционирование энергоблоков АС в течение всего жизненного цикла.

Объект технического обслуживания (ремонта): Любой объект или его составная часть, подлежащие техническому обслуживанию (ремонту).

Объём технического обслуживания (ремонта): Номенклатура операций по техническому обслуживанию (ремонту), продолжительность их выполнения, трудовые, материальные и финансовые затраты, необходимые для поддержания (восстановления) работоспособности объекта.

Однотипное оборудование: Совокупность оборудования, характеризую-щегося общностью функционального назначения, области применения и конструктивно – технологического решения.

Основная установка энергоблока: Реакторная или паротурбинная установка.

Основное оборудование АС: Оборудование, определяющее схемные и компоновочные решения АС, без работы которого невозможно проектное функционирование систем АС, напрямую задействованных в выработке и передаче тепловой и электрической энергии.

Останов энергоблока: Перевод реактора в подкритическое состояние.

Периодичность технического обслуживания (ремонта): Интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

Плановое техническое обслуживание: Техническое обслуживание, предусмотренное в документации, выполняемое по установленному графику.

Плановый ремонт: Ремонт, постановка на который планируется в соответствии с требованиями документации.

Плановые документы: Документы, оформляемые в процессе организации и подготовки ТОиР в установленные сроки.

Подконтрольная эксплуатация: Эксплуатация изделий в соответствии с действующей эксплуатационной документацией, сопровождающаяся дополнительным контролем и учетом технического состояния изделий с целью получения более достоверной информа-

ции об изменении качества изделий данного типа в условиях эксплуатации.

Подразделение-владелец оборудования (системы): Структурное подразделение АС, в функции которого входит контроль технического состояния закрепленного за ним оборудования (систем) АС и организация осуществления мер по поддержанию их работоспособности и безопасной эксплуатации (использования) оборудования (системы) согласно проектной документации**.**

Подразделения-исполнители работ: Структурные подразделения АС (самостоятельные или в составе подразделений-владельцев) и подрядные организации, в функции которых входит выполнение работ по ремонту оборудования.

Профилактическое техническое обслуживание: Плановое техническое обслуживание, выполняемое через определенные интервалы времени и направленное на поддержание работоспособного состояния объекта, на раннее выявление неисправности и снижение вероятности отказа.

Работоспособное состояние: Состояние объекта, в котором он способен выполнять требуемые функции.

Регламентированное техническое обслуживание: Плановое техническое обслуживание, выполняемое с установленной в документации периодичностью независимо от состояния объекта на момент начала технического обслуживания.

Регламентированный ремонт: Плановый ремонт, выполняемый независимо от технического состояния объекта в момент начала ремонта, в объеме и с периодичностью, установленной в документации.

Ремонт атомной станции: Совокупность организационно-технических действий (ресурсное планирование, подготовка, оценка состояния, выполнение корректирующих мероприятий, проверка функционирования), направленных на восстановление работоспособного состояния элементов атомной станции без их усовершенствования.

Ремонт оборудования: Комплекс технологических операций и организационных действий по восстановлению работоспособности и ресурса объекта и/или его сборочных единиц без их усовершенствования.

Ремонт по техническому состоянию: Ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью,

установленной в документации, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием объекта.

Ремонтный персонал: Персонал в штате атомной станции и (или) подрядной организации, выполняющий функции управления, непосредственного производства работ по восстановлению работоспособности изделий, инженерной поддержки и обеспечения проведения ремонта.

Цикл технического обслуживания (ремонта): Наименьший повторяющийся интервал времени или наработка объекта, в течение которого выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями документации все установленные виды периодического технического обслуживания (ремонта).

Система АС (система): Совокупность элементов АС, предназначенная для выполнения заданных функций.

Система технического обслуживания и ремонта: Совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления (качества либо эксплуатационных характеристик) объектов, входящих в эту систему.

Специалист по системам: Специалист подразделения – владельца оборудования, на которого возложена персональная ответственность за работоспособность закрепленного за ним определенного оборудования АС.

Средний ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

Стратегия ТО и ремонта: Совокупность правил и процессов выполнения экономически эффективным способом работ по ТО и ремонту элементов для обеспечения безопасной, надежной эксплуатации АС и охраны окружающей среды.

Текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

Техническое обслуживание: Комплекс технологических операций и организационных действий по поддержанию работоспособности объекта при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

Техническое обслуживание, ориентированное на обеспечение безотказности: Техническое обслуживание, основанное на методологии определения оптимального набора операций ТО и частоты их применения с учетом вероятностей и последствий отказов на любом уровне разукрупнения.

1.2. Система регламентированного ТОиР.

Техническое обслуживание и ремонт входят в систему организационно-технических мер по обеспечению безопасности АС, подлежащих последовательной реализации на всех этапах жизненного цикла АС – проектировании, конструировании, эксплуатации и выводе из эксплуатации. Система технического обслуживания и ремонта является неотъемлемым элементом эксплуатации АС.

Целью технического обслуживания и ремонта является обеспечение безопасной и надежной эксплуатации АС экономически эффективным и экологически приемлемым способом при безусловном приоритете обеспечения безопасности.

Плановое техническое обслуживание, предусмотренное в документации, выполняемое по установленному графику предназначено для поддержания работоспособного состояния оборудования.

Ремонт оборудования производят:

а) в соответствии с регламентами (программами) ТОиР;

б) по результатам дефектации и контроля металла для восстановления работоспособности и ресурса оборудования или его сборочных единиц;

в) при выявлении ухудшения технического состояния до пределов, указанных в нормативной, конструкторской, ремонтной документации на оборудование и (или) проектной документации на системы, а также документации организаций-разработчиков (изготовителей);

г) при отказах.

Работы по ТО и ремонту проводят преимущественно в период плановых остановов энергоблоков.

В межремонтный период выполняют, как правило, ТО и ремонт резервируемых элементов.

При планировании остановов необходимо руководствоваться:

- обеспечением уровня безопасной и надежной эксплуатации АС;
- выполнением всего регламентного объёма ремонтных работ;

- выполнением графиков технического освидетельствования оборудования, проверки и настройки защитных и предохранительных устройств;
- периодического контроля металла оборудования (НП-089);
- бизнес-целями эксплуатирующей организации и долгосрочной экономической эффективностью производства электроэнергии.

В случае непланового останова энергоблока должны соблюдаться те же нормы по обеспечению безопасности и стандарты обеспечения качества, которые применяют при плановом останове.

Опыт эксплуатации, накапливаемый в период останова, должен учитываться при разработке планов будущих остановов.

Концепция технического обслуживания элементов АС принятая в Концерне «Росэнергоатом» основана на предупредительном и корректирующем обслуживании.

Предупредительное обслуживание включает регламентированное обслуживание, обслуживание по техническому состоянию и риск-ориентированное обслуживание.

Регламентированное обслуживание, выполняемое согласно планам и графикам, состоит в:

а) периодическом контроле технического состояния оборудования, выполняемом в объеме, установленном в нормативной, проектной и конструкторской документации, документации организаций-разработчиков (изготовителей);

б) устранении дефектов оборудования, обнаруженных при периодических проверках (испытаниях) на работоспособность и диагностировании, при его дефектации (контроле состояния) в процессе ремонта.

Обслуживание по техническому состоянию выполняют на основе мониторинга контролируемых параметров, технического диагностирования, признаков нарушения, определенных проектом АС эксплуатационных пределов или установленных организациями-разработчиками (изготовителями) параметров, анализа, оценки и прогноза технического состояния.

Обслуживание по техническому состоянию применяется для оборудования, не влияющего на безопасность.

Риск-ориентированное обслуживание элементов основано на мониторинге риска функционального отказа и анализе тренда риска, заключающегося в прогнозировании имеющихся повреждений или повреждений ожидаемых в будущем.

Корректирующее обслуживание (неплановый ремонт) предусматривает восстановление работоспособного состояния элемента после наступления функционального отказа или при ухудшении состояния оборудования.

Ремонт включает операции:

а) разборку оборудования, определение дефектных деталей (сборочных единиц);

б) ремонт дефектных деталей (сборочных единиц) или их замену, сборку и регулировку (настройку) оборудования;

в) проверку (испытания) оборудования на работоспособность после ремонта.

Организация ремонта оборудования филиалов Концерна – атомных станций основывается на единых требованиях по обоснованию периодичности и объема ремонта оборудования, а также нормированию расхода материалов и запасных частей на ремонтные нужды.

Обоснованиями для установления объема планового ремонта оборудования служат требования документации организации-разработчика (изготовителя) оборудования (паспортов, руководств по ремонту и эксплуатации) к объему работ для каждой категории ремонта оборудования (текущего, среднего, капитального).

Детально положения системы ТО и ремонта изложены в нормативных документах эксплуатирующей организации:

- нормативная продолжительность останова для ремонта энергоблоков АС – СТО 1.1.1.01.002.1726;
- управление ремонтной кампанией – СТО 1.1.1.01.002.1664;
- контроль качества ремонта – СТО 1.1.1.01.002.1710;
- организация работ со вскрытием оборудования – СТО 1.1.1.03.004.1179;
- организация ремонта оборудования АС по техническому состоянию – РД ЭО 1.1.2.01.0769, РД ЭО 0648, РД ЭО 1.1.2.01.0808, РД ЭО 1.1.2.09.0772;
- взаимодействие АС с подрядными организациями – РД ЭО 1.1.2.01.0803, ТПО 1.1.8.03.1146;
- нормирование запасов – РД ЭО 1.1.2.01.0075, РД ЭО 1.1.2.01.0623;

- оформление ремонтной документации – СТО 1.1.1.01.003.1073, СТО 1.1.1.01.003.1074, СТО 1.1.1.01.003.1075, СТО 1.1.1.01.003.1715.

1.3. Планирование ТОиР оборудования.

Планирование ремонта подразделяют на годовое и перспективное (на десятилетний период).

В связи с неравномерностью объёма ремонта по годам ремонтного цикла основных установок энергоблока в течение календарного года в целях обеспечения необходимой подготовки работ и рациональной их организации атомная станция разрабатывает плановые документы ремонта.

На основании требований регламентов (программ) ТОиР, ТУ на ремонт, конструкторской, эксплуатационной документации, руководств по ремонту и инструкций, а также нормативных и других технических документов общего назначения атомные станции разрабатывают планы и графики ремонта.

Перспективный десятилетний и годовой планы ремонта энергоблоков АС должны быть разработаны атомной станцией с учетом графиков эксплуатационного контроля металла, технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, испытаний предохранительных устройств (во исполнение требований НП-084, НП-089), испытаний локализующих систем безопасности по НП-010, работ по модернизации (ПСЭ), а для энергоблоков с РУ ВВЭР и БН – также в соответствии с графиком остановов на перегрузку топлива.

На каждой АЭС ремонтной службой формируются десятилетний и годовой планы ремонта энергоблоков, которые согласовывают подразделения-владельцы оборудования, подразделения, ответственные за ядерную безопасность и организацию топливных компаний. В подразделениях, ответственных за контроль металла и модернизацию, такие планы рассматривают руководители этих служб и главный инженер АЭС и утверждаются руководителем – директором АЭС. Утвержденные планы ремонта энергоблоков АЭС направляет в ЦА Концерна.

Атомная станция, согласно срокам, уточняет проекты годовых графиков ремонта оборудования АС подразделений-владельцев оборудования и на их основе формирует годовой график ремонта оборудования АС, утверждаемый ГИ АС.

На основании проекта годового графика ремонта оборудования АС формируют годовые ведомости объема ремонта оборудования АС

подразделений-владельцев. Помимо плановых работ, годовая ведомость объема работ по ремонту оборудования АС подразделения-владельца должна включать сверхрегламентные работы, работы по предписаниям надзорных органов, циркуляры, приказы, решения (технические решения), планы мероприятий, а так же прочие, не вошедшие в вышеперечисленные работы.

В случае возникновения необходимости в неплановом ремонте оборудования, наработка которого превысила половину регламентированной наработки между ремонтами, неплановый ремонт допускается выполнять в полном объёме. При принятии такого решения вносят изменение в годовой график ремонта оборудования АС.

1.3.1. Организационная структура управления ремонтом.

Организация и управление ТО и ремонтом предполагают создание на каждой АС организационной структуры для эффективного исполнения функций в период останова, в том числе по обеспечению постоянного взаимодействия с подрядными организациями.

Организационная структура управления ремонтом оборудования атомной станции должна обеспечить решение задачи поддержания оборудования АС в работоспособном состоянии в течение срока его службы, выполняя следующие основные функции в процессе управления техническим состоянием систем АС и составляющего их оборудования:

а) учёт объектов ТО и ремонта и систематический контроль технического состояния этих объектов;

б) планирование ремонта оборудования;

в) подготовка работ по ремонту, включая их материально-техническое обеспечение;

г) поддержание работоспособности средств технологического оснащения;

д) вывод систем и оборудования из работы в ремонт с соблюдением условий безопасной эксплуатации АС;

е) рациональная организация выполнения плановых работ по ремонту оборудования;

ж) непосредственное выполнение ремонта;

з) поддержание и повышение квалификации персонала;

и) оперативная организация ремонтных работ при отказах оборудования – непланового ремонта;

к) обеспечение качества выполнения работ, включая проверку (испытания) систем и оборудования после ремонта;

л) анализ и оценка эффективности ремонта по установленным показателям и выработка мер, направленных на её повышение.

Для проверки (испытаний) оборудования, систем АС и основных установок энергоблоков в работе после ремонта приказом по АС на весь плановый период (годовую ремонтную кампанию) образуют рабочие комиссии, возглавляемые руководителями подразделений-владельцев оборудования.

В состав комиссий включают специалистов по системам, исполнителей работ (подразделений АС и подрядных организаций) и при необходимости других специалистов.

Рабочие комиссии исполняют следующие функции:

а) рассматривают выполнение работ, включенных в годовые графики ремонта, в плановую и дополнительную ведомости объёма ремонта энергоблоков АС;

б) рассматривают документы операционного и приёмочного контроля оформленные при проведении работ по ремонту оборудования;

в) устанавливают оценку техническому состоянию оборудования по данным технического контроля выполненных работ и результатам проверки (испытаний) в работе на соответствие установленным техническим требованиям;

г) устанавливают оценку качества выполнения работ.

На период годовой ремонтной кампании для решения вопросов, связанных с дефектацией оборудования, оценкой ремонта энергоблока АС образуют ремонтно-техническую комиссию под руководством ГИ АС.

В состав комиссии включают заместителя главного инженера по ремонту (заместителя председателя), руководителей подразделений-владельцев оборудования, руководителей других подразделений, участвующих в работах.

Функции ремонтно-технической комиссии включают:

- приемку готовности подразделений АС и подрядных организаций, входящих в контур ГК «Росатом» к плановому ремонту энергоблока (ТГ);
- принятие технических решений по ремонту оборудования с критическими дефектами;

- принятие решений об организации подготовки и выполнения дополнительных работ по результатам дефектации оборудования;
- принятие решений с учетом компенсации возможных рисков и дополнительных обеспечивающих условий в случаях, когда в процессе ремонта или пусконаладочных работ возникает необходимость внесения изменений в календарно-сетевой график ремонта энергоблока АС или график пуско-наладочных работ, влияющих на последовательность выполнения этапов работ по графикам;
- оценку выполнения работ на энергоблоке при плановом ремонте.

Приказ об образовании рабочих и ремонтно-технических комиссий оформляют на этапе подготовки к ремонтной кампании следующего года в сроки, указанные в таблице. В приказе указывают, что его действие распространяется на плановые ремонты энергоблоков (КР, СР, ТР) и межремонтный период, в течение которого проводят ремонт оборудования при работе энергоблоков на мощности, а также ремонт оборудования общестанционных объектов.

1.3.2. Плановые документы ремонта.

Перечень документов по подготовке к ремонту на АС приведены в Таблице 1.

Таблица 1. Перечень документов по подготовке к ремонту на АС и сроки их оформления

Документ, формируемый АС	Срок оформления документов
Перспективный десятилетний план подготовки к ремонту энергоблоков АС	За 18 месяцев до начала планового периода (ежегодно до 1 июля)
Годовой план подготовки к ремонту энергоблоков АС	За 11 месяцев до начала планового года (ежегодно до 1 февраля)
Приказ: - о введении в действие годового плана подготовки к ремонту энергоблоков АС; - о назначении общего руководителя работ на энергоблоках; - о назначении ответственных лиц от экономических и технических служб АС за своевременное планирование, котроль, отчетность и освоение лимитов средств по ста-	За 11 месяцев до начала планового года (ежегодно до 1 февраля)

Документ, формируемый АС	Срок оформления документов
тьям 1.2 «Сырье и материалы» и 4.3 «Ремонт основных фондов»	
Приказ об образовании рабочих и ремонтно-технических комиссий на весь плановый период (календарный год)	За 1 месяц до начала планового года (ежегодно до 1 декабря)
Назначение распоряжением руководителя подразделения ответственных лиц за своевременную подготовку и корректное заполнение форм плановых и исполнительных документов ремонта	За 1 месяц до начала планового года (ежегодно до 1 декабря)
Акты самопроверки готовности подразделений АС к ремонту энергоблока (ТГ)	Не позже чем за 20 суток до вывода энергоблока в ремонт
Акт самопроверки готовности подрядных организаций, входящих в контур ГК «Росатом» к ремонту энергоблока (ТГ)	Не позже чем за 20 суток до вывода энергоблока в ремонт
Акты о самопроверке готовности подразделений АС к выполнению работ по модернизации (ПСЭ)	В соответствии с СТО 1.1.1.04.003.0542
Акт проверки готовности к ремонту энергоблока АС и филиала АО «Атомэнергоремонт» комиссией ЦА Концерна в соответствии с утвержденным порядком или протокол видеоконференции о проверке готовности АС и подрядных организаций к проведению ремонта	По отдельному графику. Направление утвержденного акта проверки готовности или протокола видеоконференции на АС
Приказ об организации работ на энергоблоке в период планового ремонта	Не позже чем за 14 суток до вывода энергоблока в ремонт
Акт о проверке готовности к ремонту энергоблока (ТГ)	За 7 суток до вывода энергоблока в ремонт. Направление в Департамент по техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС
Сводный акт о проверке готовности к работам по модернизации систем и оборудования АС (ПСЭ) в соответствии с утвержденной програм-	За 7 суток до вывода энергоблока в ремонт. Направление в Департамент по

Документ, формируемый АС	Срок оформления документов
мой с результирующим выводом о готовности АС к плановому ремонту энергоблока	техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС

Подготовку к ремонту оборудования осуществляют по перспективному десятилетнему и годовому плану подготовки к ремонту энергоблоков АС.

В перспективный десятилетний план подготовки к ремонту энергоблоков АС включают мероприятия по подготовке к работам (включая сверхрегламентные) по ремонту и модернизации систем и оборудования АС (ПСЭ).

Годовой план подготовки к ремонту энергоблоков атомные станции разрабатывают на основании перспективного десятилетнего плана подготовки к ремонту энергоблоков АС и годовых графиков ремонта оборудования АС. Формы годового плана подготовки к ремонту энергоблоков АС приведены в СТО 1.1.1.01.002.1664. Формы перспективного десятилетнего плана подготовки к ремонту энергоблоков АС аналогичны формам годового плана подготовки к ремонту энергоблоков АС.

1.3.3. Эксплуатационная ремонтная документация.

На АС должна быть в наличии следующая ремонтная документация:

1) для тепломеханического и электротехнического оборудования, механической части СТКРЗиУ:

- ТУ на ремонт тепломеханического оборудования групп А, В, С по НП-089 классов безопасности 1, 2, 3 по НП-001, основного оборудования по СТО 1.1.1.01.002.1726 класса безопасности 4 по НП-001, механической части СТКРЗиУ классов безопасности 1, 2, 3 по НП-001 и электротехнического оборудования классов безопасности 1, 2, 3 по НП-001, оформленные в соответствии с СТО 1.1.1.01.003.1075;
- технологическая документация на проведение регламентного ТОиР оборудования классов безопасности 1-4 по НП-001, оформленная в соответствии с СТО 1.1.1.01.003.1074;

2) для электрической или электронной части СТКРЗиУ:

- ТУ на ремонт для элементов классов безопасности 1-4 по НП-001, оформленные в соответствии с СТО 1.1.1.01.003.1075;
- технологическая документация на проведение регламентного

ТОиР элементов классов безопасности 1-4 по НП-001, оформленная в соответствии с СТО 1.1.1.01.003.1074;

3) для систем безопасности и систем, важных для безопасности энергоблока АС – регламенты ТОиР, оформленные в соответствии с СТО 1.1.1.01.003.1073.

5) для неремонтопригодного оборудования на АЭС должна быть в наличии следующая ремонтная документация:

- руководство по эксплуатации или другой документ, устанавливающий периодичность обслуживания, критерии работоспособности, возможные дефекты и нормы их оценки;
- технологическая документация на проведение регламентного ТО и замену.

1.3.4. Управленческая техническая документация на ТОиР

Для исполнения функций по ремонту – организации контроля состояния объектов ремонта и своевременного выявления его недопустимых изменений, планирования и подготовки ремонта, проверки работоспособности оборудования после ремонта и др., – необходимо применять организационно-распорядительную документацию: приказы, распоряжения, указания и пр.

1.3.5. Исполнительная документация на ремонт.

В процессе и по окончании ТОиР систем и оборудования энергоблока АЭС должны оформляться исполнительные документы, содержащие данные о качестве выполненных работ по ТОиР, а также данные, отражающие организационные аспекты выполнения работ.

Данные контроля состояния (дефектации) оборудования, данные операционного и приёмочного контроля качества работ и результаты послеремонтной проверки работоспособности оборудования должны удостоверять, что при ремонте установленные технические требования выполнены и требуемое качество работ обеспечено. Данные подлежат регистрации в исполнительных документах ТОиР.

Исполнительные документы подразделяются на документы общего и локального назначения.

Документы общего назначения формируют в качестве отчётных документов о ремонте энергоблока или АЭС в целом на этапах:

- подготовки к выводу энергоблока в ремонт;
- подготовки к вводу энергоблока в работу после планового ремонта;
- в течение планового периода;

- после окончания планового ремонта энергоблока и ремонтной кампании АЭС.

Исполнительные документы локального назначения разрабатывают исполнители работ (подразделения АЭС, подрядные организации) на единицу оборудования независимо от времени проведения ремонта.

Исполнительные документы локального назначения формируют в комплект, состоящий из технической и финансовой частей.

При проведении работ по ремонту оборудования составляется комплект исполнительных документов:

- акт о выполненных работах по ремонту оборудования;
- протокол пооперационного контроля при ремонте оборудования;
- акты о входном контроле продукции на использованную при ТОиР продукцию с приложением документов, удостоверяющих качество этой продукции (сертификатов, свидетельств, паспортов заводов-поставщиков и др.);
- сопроводительные карты на изделие (материал), применяемые при ремонте, реконструкции и модернизации систем и оборудования;
- отчетные документы технического контроля, оформление которых обусловлено нормативной и производственно-технологической документацией по ТОиР данного оборудования: карты измерений, протоколы и заключения по контролю основного металла, сварных соединений и наплавок, протоколы испытаний электрооборудования, поверок и калибровок средств измерений;
- протоколы по хим. анализу материалов, схемы расположения сварных соединений и контроля и др. (кроме журналов);
- ведомость выполненных работ по ремонту оборудования;
- ведомость фактически затраченных (использованных) материалов и запасных частей;
- акт о дефектах оборудования;
- акт обследования дефектного узла в случаях, определенных НП-089-15, НП-084-15;
- техническое решение на ремонт, если оно являлось основанием для проведения ремонта;
- свидетельство о ремонте оборудования с применением сварки, если такой ремонт производился.

Полный оформленный комплект исполнительных документов должен передаваться в подразделение-владелец оборудования лицу, ответственному за исправное состояние оборудования в течение 7-и рабочих дней после окончания работ по ТОиР этого оборудования.

1.3.6. Сетевое планирование и управление ремонтом.

Для планирования трудовых и материальных ресурсов на основании проекта ведомости объёма ремонта энергоблоков АС и проекта ведомости объёма работ по модернизации систем и оборудования АС (ПСЭ) должен быть разработан в соответствии с требованиями МТ 1.1.4.02.999.1210 календарно-сетевой график ремонта энергоблока АС с детализацией работ, лежащих на критическом и околокритическом путях ремонта.

Допускается оформление локальных графиков ремонта отдельных единиц оборудования, которые должны оформляться единообразно в условиях одной АС и содержать следующую информацию:

1) наименование графика (указывается обозначение и наименование, тип/марка единицы оборудования, вид ремонта, принадлежность к энергоблоку, станции);
2) номер графика;
3) утверждающая подпись главного инженера (для работ, формирующих критический путь ремонта) или ЗГИр (для работ, не формирующих критический путь ремонта);
4) область графика (таблица с перечнем, продолжительностью, сроками выполнения и исполнителем работ, диаграмма Ганта);
5) область согласования (наличие визирующих подписей представителей подразделения-владельца, ЦЦР, ОППР, исполнителя работ).

1.4. Подготовка к ремонту

Подготовка к ремонту энергоблока АС – это планирование и реализация мероприятий, обеспечивающих готовность атомной станции и привлекаемых подрядных организаций к выполнению работ по ремонту систем и оборудования в требуемом объёме и с установленными показателями качества. Форма типового плана подготовки представлена СТО 1.1.1.01.002.1664.

Дополнительные мероприятия по подготовке к ремонту, мероприятия по подготовке к модернизации (ПСЭ), включая обеспечение работ и заключение договоров, не вошедшие в годовой план подготовки к ремонту энергоблоков АС, необходимо рассматривать на

совещаниях о ходе выполнения плана подготовки (либо отдельных совещаниях) и вносить в протоколы совещаний.

Готовность атомной станции и подрядной организации к выполнению ремонта оборудования на остановленном энергоблоке в основном определяется:

а) наличием заключенных договоров на выполнение работ (оказание услуг) по ремонту, модернизации (ПСЭ), эксплуатационному контролю металла (включая подготовительные работы) и поставке МТР;

б) обеспеченностью материалами и запасными частями для ремонта оборудования;

в) наличием ремонтного персонала требуемого профессионального состава, квалификации и численности;

г) наличием организационной структуры, которая должна обеспечить выполнение работ по ремонту систем и оборудования в требуемом объёме в назначенные сроки и с установленным качеством;

д) наличием и работоспособностью средств технологического оснащения, включая средства контроля и испытаний;

е) наличием ремонтной документации;

ж) наличием рабочих программ по контролю металла.

Вывод энергоблока (основной установки) в ремонт должен быть оформлен диспетчерской заявкой в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.01.0331. Вывод систем и оборудования атомных станций в плановый ремонт осуществляют в соответствии с требованиями СТО 1.1.1.01.0678 по программам, утвержденным главным инженером АС.

Временем начала ремонта энергоблока АС, паротурбинной установки, турбогенератора, блочного трансформатора считают время отключения турбогенератора (для энергоблоков АС с двумя и более турбоагрегатами – последнего турбогенератора) от сети.

При выводе в ремонт основных установок энергоблока из резерва временем начала ремонта считают время, указанное в разрешении на вывод оборудования в ремонт.

Временем начала ремонта отдельной системы (оборудования), выводимой из работы на энергоблоке, находящемся в работе или резерве, считают время, указанное в разрешении на вывод системы из работы.

При организации работ по ремонту оборудования применяют следующие принципы:

а) весь персонал, участвующий в производстве работ, должен быть осведомлён об их важности для безопасности АС и возможных последствиях нарушений установленных правил выполнения работ;

б) каждый исполнитель несёт ответственность за обеспечение качества выполняемых работ, за соблюдение правил безопасности и охраны труда, за обеспечение чистоты и порядка на рабочем месте;

в) производственные задания необходимо выполнять в установленные сроки и с заданным качеством.

Производственные бригады формируют подразделениями-исполнителями работ по ремонту оборудования, подрядными организациями, привлекаемыми к ремонту оборудования АС.

Производственная структура управления ремонтной кампанией и ремонтом энергоблока приведена в СТО 1.1.1.01.002.1664.

При выводе систем и оборудования в неплановый ремонт, вызванный ухудшением их технического состояния, должны быть организованы, в первую очередь, работы по определению фактического технического состояния узлов с признаками его ухудшения. На основании результатов дефектации узлов оборудования и других имеющихся данных о его состоянии в целом руководство АС принимает решение об объёме и сроках выполнения работ по восстановлению работоспособности оборудования.

Расследование причин возникновения дефектов, повреждений и отказов оборудования, приведших к неплановому ремонту с остановом или снижением нагрузки энергоблоков АС, а также связанных с недостатками ремонтов оборудования, проводят согласно РД ЭО 1.1.2.01.0163. Департамент по техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС в этом случае выполняет контроль хода расследования и учет неплановых ремонтов с остановами или снижением нагрузки энергоблоков АС.

После ремонта отдельных систем АС или основных установок (систем) энергоблока продолжительностью 12 суток и более осуществляют подконтрольную эксплуатацию систем (основных установок) в течение 30 суток после включения энергоблока/ТГ в сеть, включая проверку систем (основных установок) в работе на разных режимах в соответствии с утвержденными ГИ АС

программами (или «Инструкциями по пуску и останову энергоблока»).

Проверку основных установок или систем в работе после ремонта продолжительностью менее 12 суток осуществляют в течение двух суток после включения энергоблока/ТГ в сеть.

Временем окончания ремонта системы считают время ввода ее в работу (закрытия заявки). Временем окончания ремонта (ввода в работу) энергоблоков (основных установок) считают время включения турбогенератора в сеть для проверки (испытаний) основных установок в работе под нагрузкой (на мощности).

Для энергоблоков АС с двумя и более турбоагрегатами временем ввода в работу после ремонта считают время включения в сеть первого турбогенератора. Остальные турбогенераторы должны быть включены в сеть в соответствии с программой проверки (испытаний) энергоблока на мощности, если иное не предусмотрено графиком работ.

1.5. Организационно-технические мероприятия по безопасному проведению ремонтных работ.

Безопасность, и прежде всего безопасность персонала является высшим приоритетом в деятельности Концерна.

Работы по ремонту оборудования следует выполнять с соблюдением требований СТО 1.1.1.02.001.0673 и действующих нормативных документов.

Требования по безопасному производству работ необходимо излагать в технологической документации на ремонт оборудования, разрабатываемой согласно СТО 1.1.1.01.003.1074.

В зависимости от производственных факторов и степени опасности подлежащих выполнению работ на выводимом в ремонт оборудовании на АС, при необходимости, разрабатывают документы, отражающие организационно-технические решения, принимаемые администрацией АС и исполнителем работ при подготовке работ. При этом, в соответствии с Правилами по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов строительно-монтажные и другие работы с применением грузоподъемных машин следует выполнять по проекту производства работ, а погрузочно-разгрузочные работы и перемещения грузов кранами следует выполнять по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

В соответствии с требованиями норм и правил в области охраны труда, для обеспечения безопасного производства работ по ремон-

ту должны быть разработаны, при необходимости, проектная документация:

- на сооружение неинвентарных лесов, подмостей;
- на установку инвентарных лесов;
- на временное закрепление конструкций оборудования, специальных грузоподъемных устройств;
- конструкторская документация на специальные грузоподъемные устройства.

На ремонтные работы, планируемые к выполнению вне выделенных зон ремонта и площадок обслуживания, для обеспечения безопасного производства которых требуется проведение дополнительных технических мероприятий, исполнитель работ должен разработать проект производства работ. Проекты производства работ, разрабатываемые подрядной организацией, должны быть согласованы с АС.

Основные производственные факторы, в совокупности или в отдельности, определяющие необходимость разработки проекта производства работ:

- необходимость размещения составных частей оборудования, инвентарных устройств и организации временных рабочих мест ремонта за пределами выделенных ремонтных зон, площадок обслуживания ремонтируемой установки и размещения ремонтных площадок на отметках обслуживания находящегося в работе оборудования или других свободных площадках, не предназначенных согласно проектной документации для использования при ремонте;
- необходимость в специальных проектных и конструкторских разработках на сооружение неинвентарных лесов, установку инвентарных лесов, временное закрепление конструкций, специальные грузоподъемные устройства и т.п. для обеспечения безопасного производства работ.
- выполнение работ с применением подъемных сооружений;
- выполнение работ на высоте без подмостей и лесов;
- работа в электроустановках, на воздушных линиях электропередач и открытых распределительных устройствах;
- выполнение общестроительных и специальных строительных работ, земляных работ согласно требованиям ТПО 1.1.8.03.1076.

На основании нормативного документа ЦА Концерна АС должны разработать положения (инструкции), определяющие требования к

разработке, составу, содержанию и оформлению проекта производства работ.

На АС (не менее чем за 14 суток до вывода энергоблока в ремонт) должны быть разработаны планы размещения составных частей оборудования и рабочих мест для обеспечения безопасного производства работ в связи с необходимостью:

а) размещения составных частей оборудования и организации временных рабочих мест вне площадок обслуживания выводимого в ремонт оборудования и вне предусмотренных ремонтных площадок – вблизи находящегося в работе оборудования или на свободных площадках, если в проектной документации АС на них не предусмотрено размещение частей оборудования при ремонте;

б) перемещения в процессе работ составных частей оборудования и других крупногабаритных и тяжеловесных конструкций посредством грузоподъёмных механизмов по трассам, проходящим над находящимся в работе оборудованием.

План размещения составных частей оборудования и рабочих мест разрабатывают на основании проектной документации АС.

Трассы перемещения крупногабаритных и тяжелых конструкций, а также места установки передвижных кранов и зона их действия указывают на планах.

На планах размещения указывают места установки составных частей ремонтируемого оборудования, оснастки, применяемой в соответствии с технологической документацией на ремонт, а также ремонтных вагончиков, инструментальных шкафов, с учетом их весовых характеристик и допустимых нагрузок на перекрытия.

Допускается не указывать на планах размещения составные части оборудования, оснастку и инструментальные ящики, доставляемые в зону производства работ вручную одним человеком, не преграждающие маршруты безопасного следования персонала.

На АС должен быть разработан и введен в действие Перечень потенциально опасных работ/технологических операций с использованием подъемных сооружений.

Применение на АС синтетических стропов для выполнения такелажных работ и перемещения оборудования классов безопасности 1, 2, 3 по НП-001 при разработке проектов производства работ на особо сложные объекты, строительно-монтажные работы или технологические карты на погрузочно-разгрузочные операции должно быть ограничено.

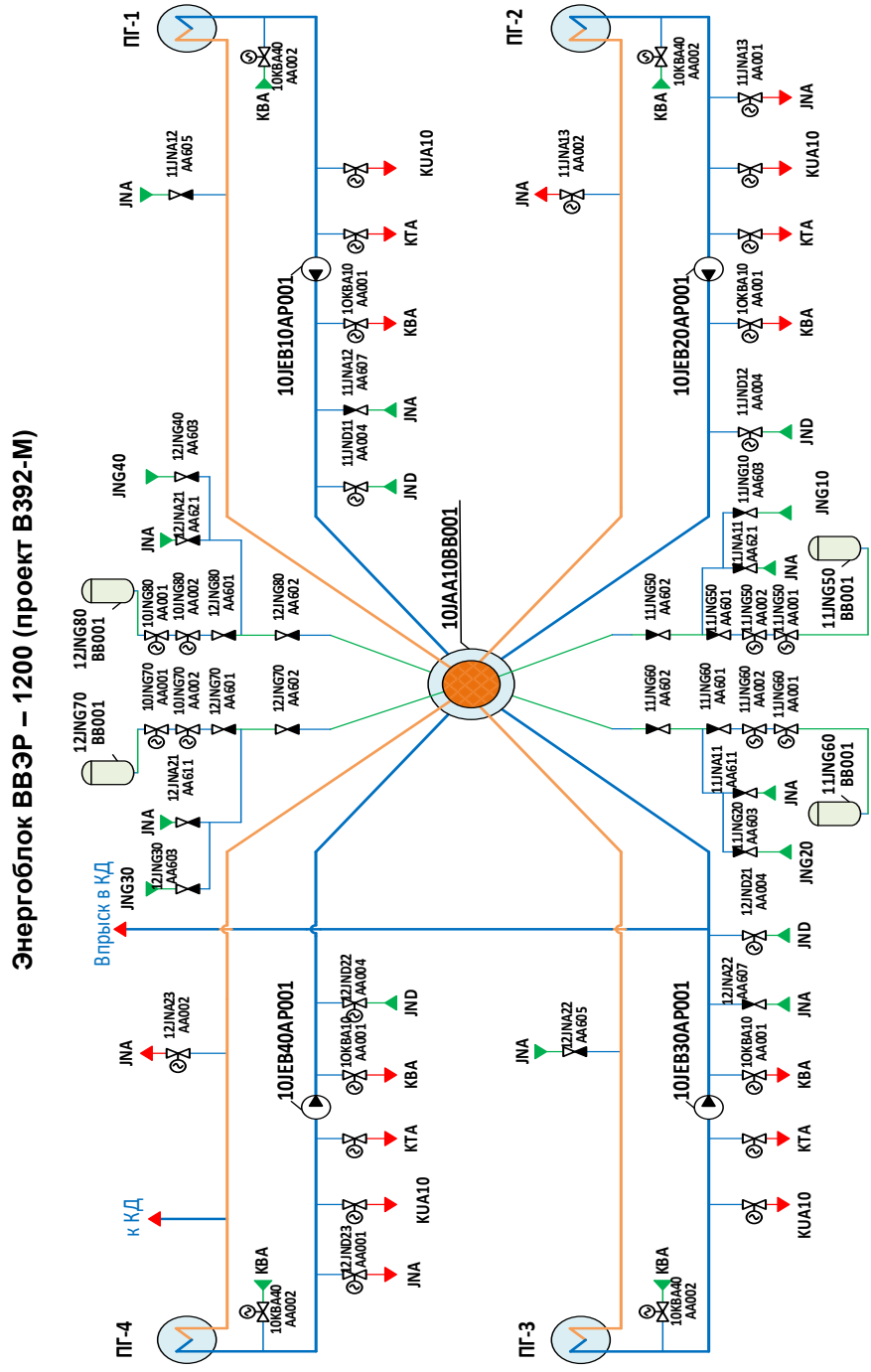


Рисунок 1. Технологическая схема 1 контура

Для выполнения такелажных работ и перемещения грузов в случае необходимости, при невозможности применения стропов из стальных канатов, допускается применять синтетические стропы при наличии:

- подтверждения соответствия стропов в форме декларации соответствия;
- инструкций по эксплуатации с указанием областей применения, условий эксплуатации и мер по обеспечению безопасности;
- инструкций по осмотру стропов, определяющих порядок и методы осмотра, браковочные показатели.

Необходимо обеспечить при использовании синтетических стропов их применение, условия хранения, эксплуатации и меры безопасности в соответствии с требованиями, установленными производителем стропов.

Для обеспечения безопасного производства работ по ремонту на АС должна быть разработана процедура оповещения ремонтного персонала о состоянии электрической схемы.

2. РЕМОНТ РЕАКТОРА

2.1. Подготовительные операции

Техническое освидетельствование крана.

На НВ АЭС-2 эксплуатируется 312 грузоподъёмных крана, 68 из которых являются специальными по влиянию на безопасность в соответствии с нормативными документами, действующими в атомной энергетике.

Грузоподъёмные краны занимают особое место в жизненном цикле атомной станции. В период строительства АЭС они необходимы для выполнения подъемно-транспортных операций по транспортировке и монтажу оборудования (реактора, парогенераторов и т.д.).

При эксплуатации АЭС, в период ППР и реконструкции – грузоподъемные краны обеспечивают выполнение транспортно-технологических операций со «свежим» и отработавшим ядерным топливом, радиоактивными отходами, элементами реакторной установки и т.п.; вывоз ОЯТ при работе реактора на мощности.

При выводе АЭС из эксплуатации также необходимо выполнять подъемно-транспортные операции по демонтажу оборудования герметичной зоны реакторного здания, что возможно только при работе грузоподъемных кранов.

При проектировании грузоподъёмного оборудования учитывается необходимость создания оборудования, соответствующего современным требованиям эксплуатации, безопасности и конкурентоспособности кранов на ОИАЭ проекта АЭС-2006 для площадки НВАЭС-2, а так же выполнение требований по надежности и сроком службы кранов до 60 лет.

Разработка кранов основывалась на данных уже проверенных конструкций с использованием положительного опыта эксплуатации в подобных условиях. При разработке ТП обеспечивалась максимально возможная унификация узлов и деталей с аналогичными изделиями с учетом опыта их эксплуатации.

В конструкции крана предусмотрены специальные антисейсмические захваты, предотвращающие отрыв и сход ходовых колес крана с крановых рельсов при особых внешних воздействиях.

Для поддержания работоспособности кранов и предотвращения отказов в их работе:

- производится техническое обслуживание и ремонт крана в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов, принятой на ОИАЭ;
- проводится периодическое техническое освидетельствование кранов в соответствии с требованиями заводской документации и нормативных документов;
- ведется наблюдение за выполнением правил эксплуатации оборудования.

На НВ АЭС особое внимание в части безопасной эксплуатации и исправного состояния оказывается кранам, расположенным в необслуживаемых помещениях герметичного объёма реакторного отделения, это мостовые краны кругового действия, специальные консольные краны для ремонта приводов СУЗ и др. От безотказной работы этих кранов напрямую зависят сроки выполнения планово-предупредительных ремонтов.

Ввод новых федеральных норм и правил в области использования атомной энергии НП-043-18 повлек за собой дополнительный объём работ, связанных с изменением периодичности проведения полного технического освидетель-ствования кранов. Для кранов, которые установлены в не обслуживаемых помещениях герметичного объёма реакторного отделения (кругового действия, специальные консольные краны для обслуживания приводов СУЗ и др.), полное техническое освидетельствование проводится не реже одного раза в топливную кампанию, ранее эти краны относились к категории редко используемых и полное техническое освидетельствование проводилось не реже одного раза в 5 лет.

В связи с тем, что работы по проведению полного технического освидетельствования крана кругового действия находятся на критическом пути планово-предупредительного ремонта блоков, изменение периодичности негативно сказывается на сроках ремонта.

В период приемки, наладки и эксплуатации грузоподъёмных кранов на НВ АЭС-2 выявлены области для улучшения при эксплуатации кранов.

При проектировании энергоблоков №1 и №2 НВ АЭС-2, не во всех помещениях предусмотрена безопасная доставка и расстановка контрольных грузов для испытания грузоподъемного оборудования. В помещениях со стесненным размещением оборудования предлагается использование нагружательного оборудования. Для этого необходима установка анкерных тяг, что значительно повысит безопасность при выполнении работ по испытанию грузоподъемного

оборудования, сократит трудозатраты и время на выполнение работ.

Во многих помещениях проектом не предусмотрены площадки обслуживания грузоподъемного оборудования. Это увеличивает время ремонта и технического обсаживания.

При строительстве энергоблока №2 НВ АЭС-2, было принято решение не закупать монтажную тележку на мостовой кран грузоподъемностью 180(220)/32+220+6,3 тонн, а использовать монтажную тележку с мостового крана грузоподъемностью 180(220)/32+220+6,3 тонн энергоблока №1 НВ АЭС-2. В связи с этим, при выходе из строя турбогенератора энергоблока №1 НВАЭС-2, пришлось демонтировать монтажную тележку с мостового крана энергоблока №2 НВ АЭС-2 и монтировать на мостовой кран энергоблока №1 НВ АЭС-2. Это привело к большим временным, трудовым и финансовым затратам.

Под мостовыми кранами эстакад энергоблоков №1 и №2 (так называемым порталом) грузоподъемностью 360(190)/32+5 тонн проектом не предусмотрены анкерные тяги для возможности проведения испытания кранов с помощью гидронагружателя. Это значительно сократило бы время и трудозатраты на проведение испытаний кранов.

На мостовых кранах кругового действия грузоподъемностью 360(205)/32/10+10 тонн установленных в центральном зале, отсутствуют кондиционеры, которые должны обеспечивать нормальные климатические условия машиниста крана и приборов управления краном. Отсутствие кондиционеров приводит к отказам системы управления кранов центральных залов, энергоблоков №1, №2 НВАЭС-2 и к сокращению времени пребывания в кабине машиниста крана. Конструкция барабанов для наматывания кабеля, питающего вилку на подвеске мостового крана кругового действия, имела недостаток в части недостаточной высоты реборды. Из-за этого кабель соскакивал с барабана, что приводило к остановкам в работе крана. Выполнена доработка барабанов, и проблема спадания кабеля с барабана была решена.

Подготовка машины перегрузочной

Перегрузка ядерного топлива (ЯТ) является важнейшей задачей любого ППР блока. При этом, она является составляющей критического пути ремонта энергоблока, поэтому готовность машины перегрузочной к перегрузке ЯТ является важнейшей составляющей готовности блока к ППР.

Машина перегрузочная МПС-1200 предназначена для выполнения транспортно-технологических операций, связанных с перегрузкой ядерного топлива в реакторе и бассейне выдержки на энергоблоках № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2.

На энергоблоках №1 и №2 Нововоронежской АЭС-2 эксплуатируются перегрузочные машины типа МПС-1200-УХЛ4, производства НПО «ВНИИПТМАШ». Данные перегрузочные машины являются высокотехнологичным оборудованием последнего поколения. Системы управления машин производства ОАО «НИИ МВС ЮФУ » позволяют осуществлять транспортные операции в полностью автоматическом режиме и обладают широкими функциональными возможностями. Максимальные скорости перемещения исполнительных органов превышают допустимые для используемых типов ТВС во всех режимах и ограничены программным методом.

Основными конструктивно-функциональными частями машины перегрузочной являются:

– мост (основная базовая металлоконструкция);

– тележка;

– штанга рабочая;

– штанга телевизионная;

– управляющая система.

Мост обеспечивает горизонтальное перемещение МПС-1200 в пределах зоны обслуживания по осям I, III. На главных балках моста расположен путь рельсовый, на который установлена тележка.

Тележка обеспечивает горизонтальное перемещение МПС-1200 в пределах зоны обслуживания по осям II, IV. В центральное отверстие рамы тележки установлена труба направляющая, предназначенная для направления и обеспечения вращения рабочей штанги.

Вертикальное перемещение и вращение рабочей штанги осуществляется за счет оборудования, установленного на площадке тележки. Рабочая штанга обеспечивает сцепление с ТВС и их вертикальное перемещение.

На поворотной площадке тележки установлена телевизионная штанга и оборудование, обеспечивающее вращательное движение ТВШ вокруг РШ. Телевизионная штанга предназначена для размещения оборудования передающей стороны и кабеля специальной телевизионной системы.

Специальная телевизионная система обеспечивает проведение дистанционного телевизионного наблюдения за выполнением транспортно-технологических операций с ТВС.

Для поддержания исправного и работоспособного состояния машина перегрузочная МПС-1200 проходит техническое обслуживание и ремонт, а также техническое освидетельствование в соответствии с годовыми графиками в установленные сроки.

Правилами НП-061-05 предусмотрено проведение технического освидетельствования машин перегрузочных, но данные правила не регламентируют порядок и объем технического освидетельствования.

Специалистами цеха централизованного ремонта был разработан порядок и объем работ для проведения технического освидетельствования МПС-1200, который внесен в инструкцию по эксплуатации машины перегрузочной.

Машина перегрузочная МПС-1200 в соответствии с НП-001-15 имеет классификационное обозначение 2Н и классифицируется следующим образом:

– по назначению: система нормальной эксплуатации;

– по классу безопасности: относится к классу безопасности – 2Н.

В соответствии с правилами НП-071-18 машины перегрузочные МПС-1200 должны быть зарегистрированы в установленном порядке. Для этого специалистами НВ АЭС был подготовлен и согласован с Ростехнадзором комплект необходимой документации для регистрации. Комиссией назначенной в соответствии с приказом по НВ АЭС рассмотрен комплект предоставленной документации и принято решение о регистрации машин перегрузочных МПС-1200.

Продолжительность и надежность работы машины перегрузочной и всех ее механизмов зависит от тщательного ухода, умелого обращения и своевременного технического обслуживания и ремонта. С этой целью проводятся периодические и ежесменные осмотры, при которых особое внимание уделяется состоянию канатов рабочей и телевизионной штанг, их укладке на барабане, а также захвату ПС СУЗ.

Во время строительства Нововоронежской АЭС-2 персонал группы операторов активно участвовал в рассмотрении и согласовании рабочей и конструкторской документации по машине перегрузочной, а также принимал участие в приемо-сдаточных испытаниях на заводе-изготовителе.

При выполнении пуско-наладочных работ машины перегрузочной была применена положительная практика, а именно, в проекте реакторной установки на энергоблоках № 1 и №2 Нововоронежской АЭС-2 отсутствуют штатные лестницы для безопасного доступа в контейнерный отсек бассейна выдержки с целью выполнения технического обслуживания рабочей штанги и захвата ПС СУЗ.

Ремонтниками Нововоронежской АЭС была разработана и изготовлена разборная, съемная лестница для безопасного доступа в контейнерный отсек бассейна выдержки, что позволило:

– получить возможность безопасного доступа контейнерный отсек;

– снизить трудозатраты, за счет исключения демонтажа рабочей штанги;

– сократить сроки технического обслуживания и ремонта рабочей штанги и захвата ПС СУЗ.

За первые три года эксплуатации машины перегрузочной выявлен ряд замечаний:

1. Захват кластера клещевого типа имеет вероятность отказа из-за сложности конструкции, которая не предусматривает его периодическую разборку для проведения технического обслуживания, невозможности визуального осмотра без детальной разборки, конструкция захвата чувствительна к загрязнению рабочей среды. Для снижения вероятности отказов в работе захвата кластера на данный момент оформляется решение на замену захвата кластера клещевого типа на захват кластера поворотного типа.

2. Работа спецтелесистемы имеет не чёткое изображение, вследствие чего:

– при движении мостом и тележкой сильные помехи (вплоть до пропадания видеосигнала с экрана монитора);

– при долгой работе МПС периодическое пропадание изображения на мониторе (для возобновления работы требуется перезагрузка стойки телесистемы);

– видеосигнал на мониторе имеет не чёткое изображение ТВС.

В рамках улучшения видеоизображения предлагается применить оборудование СТС изготовленное предприятием АО «Диаконт», которое зарекомендовало себя с положительной стороны в работе на машинах перегрузочных МП-1000, ПМ-440 и МП ОСХОТ.

При выполнении работ по транспортированию ядерного топлива отсутствует возможность видеонаблюдения за перемещением машины перегрузочной.

В целях обеспечения безопасного проведения работ в центральном зале реакторного отделения (отм.+26.300) предлагается установить обзорную камеру, для дистанционного наблюдения за перемещением машиной перегрузочной из пульта управления МПС-1200 (отм.+12.000).

Стенд инспекции и ремонта тепловыделяющих сборок

Впервые в проекте энергоблока с реактором ВВЭР появилось оборудование, позволяющее проводить качественную дефектацию тепловыделяющих сборок (ТВС) и устранение выявленных дефектов. Эта идея давно обсуждалась и искала свое воплощение у энергетиков страны. Впервые попытка ее реализации осуществлена в проекте ВВЭР-1200.

Стенд инспекции и ремонта тепловыделяющих сборок входит в состав оборудования реакторной установки проекта В-392М с реактором ВВЭР-1200 и предназначен для ремонта негерметичных ТВС с целью возврата их в топливный цикл для снижения эксплуатационных издержек АЭС.

Стенд обеспечивает выполнение следующих основных технологических операций:

– снятие головки ТВС;

– контроль герметичности тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов);

– извлечение дефектного ТВЭЛа;

– установка дефектного ТВЭЛа в пенал для негерметичных ТВЭЛов;

– установка вытеснителя;

– установка головки ТВС;

– контроль выполнения технологических операций с помощью телевизионной камеры.

Для работы МПС-1200 со стендом инспекции и ремонтом ТВС выявлен ряд недоработок:

1. Конструкцией СИР ТВС не предусмотрена установка вытеснителя в «Устройство для установки вытеснителя» СИР, находящегося в бассейне выдержки под слоем воды. Решение данного вопроса может быть реализовано путем дооснащения СИР ТВС (изготовление дополнительной цанговой насадки на штангу). Данное решение реализовано в проекте СИР ТВС для Белорусской АЭС.

2. В проектной документации на СИР отсутствует обоснование допустимого усилия извлечения негерметичного ТВЭЛа, в том числе с локальным гидрированием оболочки. Необходима разработка инструкции по ремонту ТВС с установлением условий и пределов безопасного ремонта.
3. Необходимо решение организационного вопроса по подготовке и аттестации персонала, работающего на СИР ТВС, в том числе возможности привлечения специалистов сторонних организаций для проведения работ на стенде. Целесообразно создание бригады специалистов, оказывающих услуги по инспекции и ремонту ТВС, поддерживающих СИР в рабочем состоянии, модернизации СИР при необходимости.
4. В проектной документации на СИР отсутствуют требования и техническая документация на вытеснители (процедуры по поставке, входном контроле, хранении и обращении на АЭС).
5. В проектной документации на СИР отсутствуют требования и техническая документация на вытеснители (процедуры по поставке, входном контроле, хранении и обращении на АЭС).
6. В проекте СИР отсутствует оборудование для сбора просыпей в случае разрыва оболочки ТВЭЛа.
7. В проектной документации на СИР и ООБ отсутствует обоснование возможности дожигания в активной зоне отремонтированной ТВС, имеющей в своем составе вытеснители вместо ТВЭЛов.

В ООБ отсутствует обоснование безопасности аварийных режимов при работе на СИР.

2.2. Разборка реактора

Реактор (наряду с турбоагрегатом) является основным оборудованием любого энергоблока, именно продолжительность его ремонта является определяющей для длительности всего ремонта блока. График ремонта реактора определяет, так называемый, «критический путь» или минимально длительную продолжительность ремонта энергоблока.

Реакторная установка В-392М оснащена водо-водяным энергетическим реактором ВВЭР-1200 корпусного типа с теплоносителем – «вода под давлением».

Корпус реактора ВВЭР – 1200 является продолжением развития реакторов корпусного типа ВВЭР. Изготовлен он на АО АТОММАШ по проекту, разработанному ОКБ «Гидропресс» под руководством НИИ «Курчатовский институт».

Таблица 2. Основные технические характеристики корпуса реактора ВВЭР – 1200:

Расчетный срок службы корпуса реактора, год	60
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3200
Максимальная температура теплоносителя на входе в реактор, ^{0} С	299,5
Средний подогрев теплоносителя, ^{0} С	30,4
Поверхность теплоотдачи ТВЭЛов, м²	5452
Масса диоксида урана в активной зоне, т	87,1
Количество топливных сборок, шт	163
Количество органов механической системы регулирования реактивности реактора, шт	121
Масса корпуса реактора, кг	325500
Высота корпуса реактора (без верхнего блока), м	11,185
Максимальный диаметр корпуса, м	4,65
Внутренний диаметр главных циркуляционных трубопроводов, мм	850
Среднее линейное энерговыделение ТВЭЛа, Вт/см	167,8
Энергонапряженность активной зоны, кВт/л	112,9
Обогащение топлива (макс.), %	4,95
Топливный цикл, межперегрузочный период, мес.	12

Назначение реактора.

Реактор предназначен:

- для создания и поддержания в активной зоне реактора контролируемой и управляемой цепной ядерной реакции в диапазоне уровня тепловой мощности от 0 до 3200 МВт;
- для превращения энергии деления ядер в топливе в тепловую энергию и передачи ее теплоносителю 1 контура;
- для обеспечения работы на номинальном уровне мощности в течении 8400 часов за один год.

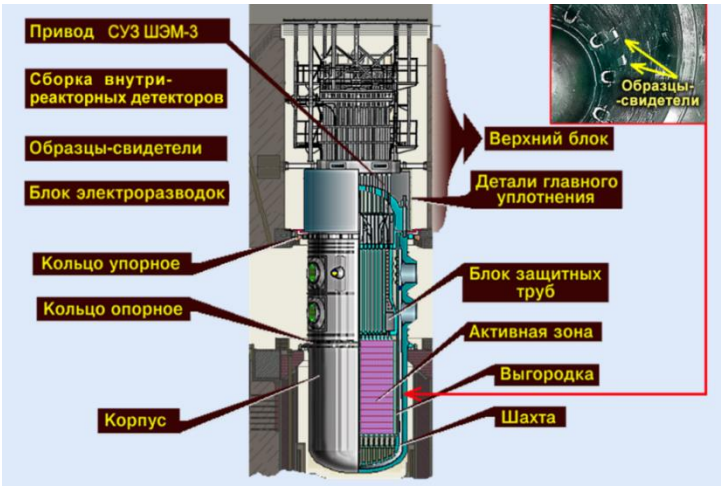


Рисунок 2. Устройство реактора

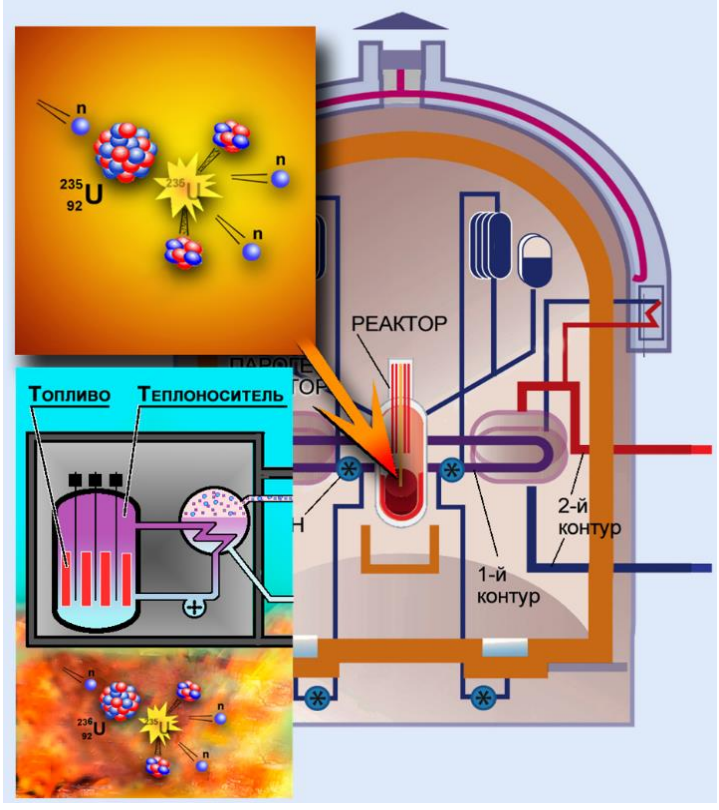


Рисунок 3. Физические процессы внутри реактора

Разборка реактора с последующей сборкой выполняется в период плановых ремонтов (ППР):

- для проведения перегрузки топлива;
- для проведения технического освидетельствования основного оборудования;
- для контроля металла и сварных соединений;
- для других регламентных работ в соответствии с нормативными документами.

Разборка реактора может быть:

- полной – с выгрузкой всего объёма топлива из активной зоны реактора (при проведении капитального ремонта);
- частичной – с перестановкой топлива в корзине (при проведении среднего ремонта).

Сборка реактора может быть только полной.

При полной разборке реактора последовательно выполняются следующие операции:

1) снятие траверсы с верхнего блока;
2) отсоединение и снятие систем диагностики и контроля;
3) газоудаление из реактора;
4) извлечение датчиков положения;
5) демонтаж трубопроводов шахтного объема;
6) разуплотнение патрубков температурного контроля (ТК);
7) расцепление приводов ШЭМ-3 с ТВС;
8) разуплотнение и извлечение каналов энерговыделения (ЭВ);
9) снятие съемной теплоизоляции верха реактора;
10) разуплотнение главного разъема реактора (ГРР);
11) демонтаж съемных участков трубопроводов контроля протечек реактора (КПР);
12) установка СВРД в транспортное положение;
13) снятие верхнего блока (ВБ);
14) извлечение прокладок ГРР с фланца корпуса реактора;
15) проверка положения блока защитных труб (БЗТ и шахты относительно корпуса);

16) проверка состояния пружинных блоков на БЗТ;

17) проверка и демонтаж компенсирующих прижимных устройств;

18) извлечение БЗТ из корпуса реактора;

19) подготовка реактора к перегрузке (выгрузке) активной зоны;

20) выгрузка активной зоны реактора;

21) извлечение выгородки из шахты реактора (при необходимости);

22) извлечение шахты реактора с днищем из корпуса.

После полной разборки реактора в зависимости от сценария, определенного видом ремонта (капитальный, средний) возможны следующие варианты работ: контроль корпуса реактора и ВКУ в соответствии с «Программой …» (1 раз в 4 года).

Капитальный ремонт связан с полной выгрузкой ядерного топлива из активной зоны реактора, для возможности 100% контроля состояния металла и сварочных соединений корпуса реактора.

При среднем ремонте производится неполная разборка реактора и перестановка ТВС в активной зоне реактора с целью более полного и глубокого его энерговыделения.

При среднем ремонте выполняется регламентный контроль металла корпуса, прежде всего, элементов ВБ с целью проведения частичного технического освидетельствования.

Общие требования к выполнению транспортно-технологических операций (ТТО) (данные операции выполняются согласно проектным схемам).

При выполнении каждой из перечисленных выше ТТО обязательно выполнение следующих требований:

- получение разрешения перед каждой операцией у начальника смены атомной станции (начальника смены очереди);
- выполнение каждой операции по соответствующей программе;
- оформление каждой выполненной операции промежуточным актом о выполнении работ в журнале актов участка с последующим оформлением отчетной документации в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;
- соблюдение специальных требований при проведении операций, связанных с выполнением ядерно-опасных и особо ядерно-опасных работ.

Проверка готовности к выполнению работ:

1) Проверка готовности реактора:

- реактор должен быть расхоложен до температуры металла корпуса реактора и верхнего блока менее 45°С;
- уровень теплоносителя в реакторе не ниже, чем 1200 мм от плоскости главного разъёма реактора;
- концентрация раствора борной кислоты в реакторе соответствует стояночной;
- давление в реакторе атмосферное,
- вентиляционные системы переведены из «стационарного режима» в «режим перегрузочных и ремонтных работ».

2) Проверка выполнения организационно-технических мероприятий:

- выполнение мероприятий по охране труда и обеспечению радиационной безопасности;
- выдачу наряда-допуска на проведение работ по разборке реактора в условиях радиационной опасности;
- введение режима работы со вскрытием (разуплотнением) реактора, бассейна выдержки, контейнерного отсека, начиная с момента вскрытия хотя бы одного узла, разуплотнения разъёма верхнего блока и до момента уплотнения последнего разъёма верхнего блока.

3) Проверка технических средств:

- готовности транспортно-технологического оборудования и перегрузочной машины составление актов;
- наличия карты-схемы (плана размещения) раскладки оборудования в центральном зале;
- готовности средств оснащения, в состав которых входят:
- ручной и механизированный инструмент согласно ведомости оснастки (реестра);
- приспособления для разборки (сборки) реактора;
- технологическая оснастка для выполнения ремонтных работ (станки для обработки посадочных поверхностей, телевизионное оборудование, штанги для доставки телекамер в зону контроля и т.д.);
- технологические стенды для проверки приводов ШЭМ-3 помещения и оборудование центрального зала;
- оборудование реактора, подлежащее замене (запасные части и принадлежности);

- комплект исправных технологических заглушек, устанавливаемых на оборудование в соответствии с реестром.

4) Проверка готовности к выполнению работ собственного и привлекаемого персонала:

- наличие документов о прохождении обучения по выполняемым видам работ, в том числе по правилам пользования средствами индивидуальной защиты;
- наличие документа об аттестации по видам работ;
- наличие квалификационного удостоверения;
- ознакомление под роспись персонала с конструкторско-технологической документацией по видам ремонтных работ;
- отсутствие медицинских противопоказаний.

Разборка реактора во время ППР

Для разборки реактора необходимо выполнить комплекс мероприятий по останову реактора. В разборке реактора участвуют различные подразделения атомной электрической станции (АЭС). После расхолаживания и отключения различных шлейфов контроля, удаления газов, подготовительных мероприятий производится допуск персонала к ремонтным работам по разборке реактора.

Верхний блок

Для разборки реактора необходимо соблюдать определенный порядок разборки верхнего блока.

Верхний блок является составной частью реактора и обеспечивает:

- уплотнение главного разъема реактора;
- размещение и закрепления приводов СУЗ ШЭМ-3;
- уплотнение выводов СВРД и патрубка воздушника реактора;
- удержание от всплытия блока защитных труб (БЗТ), ТВС и шахты внутрикорпусной;

В зависимости от вида ремонта проводимого в ППР после демонтажа ВБ и установки его в шахту ревизии (ШРВБ) производится полная или частичная разборка ВБ согласно конструкторско-технологической документации, и осуществление контрольных операций деталей ВБ. Согласно программы контроля металла параллельно осуществляется контроль металла отдельных узлов ВБ.

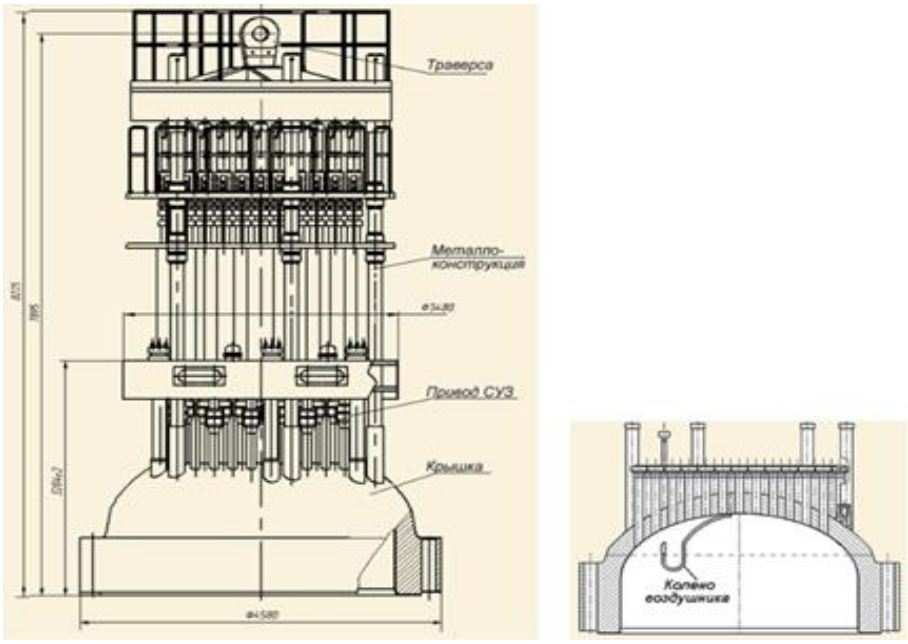


Рисунок 4. Внешний вид верхнего блока

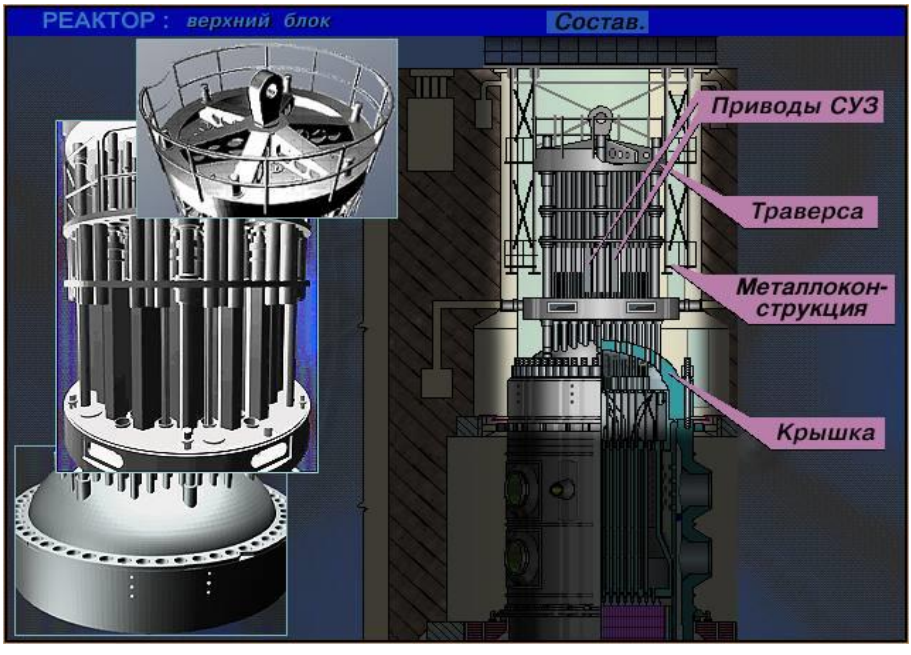


Рисунок 5. Положение траверсы на верхнем блоке реактора

Снятие траверсы (демонтаж)

Снятие траверсы необходимо для доступа персонала к работам по демонтажу верхнего блока.

Операция по снятию траверсы выполняется в следующей последовательности:

- демонтаж крепежа со штанг верхнего блока (М90);
- установка направляющих на штанги верхнего блока;
- сцепление вилкой крана грузоподъёмностью 360 тонн с проушиной траверсы;
- снятие траверсы с ВБ;

При подъёме траверсы не допускается повреждение резьбовых частей штанг ВБ при выходе из отверстий траверсы.

- транспортировка траверсы на место хранения в центральном зале согласно плану раскладки (расстановки) оборудования.

С блока электроразводок (БЭМ), находящемся на корпусе реактора, производится извлечение датчиков положения с помощью поворотного устройства для демонтажа СУЗ ШЭМ-3 и установка их в специальные стеллажи.

Привод ШЭМ-3

Перед разуплотнением ГРР необходимо произвести расцепление штанг ПС СУЗ с ТВС:

- расцепление штанги (121шт.) с ТВС при помощи специального ключа и физического усилия 2-х эл. слесарей;
- подъем и установка штанги на чеку (121) высотой 350мм;
- после расцепления всех штанг (121шт.) поочередная установка штанги на чеку с высотой излечения 1500мм (транспортное положение). Данная работа выполняется в два этапа в связи повышенной дозовой нагрузкой.

Демонтаж трубопроводов шахтного объема

Операция включает следующие этапы:

- снятие блока электроразводок и установка его в ЦЗ;
- демонтаж с верхнего блока съёмных участков трубопроводов шахтного объёма промконтура системы управления и защиты, а

также системы аварийного газоудаления и расположение их в ЦЗ согласно схеме раскладки;

- установка технологических заглушек на фланцы трубопроводов шахтного объёма и трубопровод коллектора воздушников верхнего блока и бетонной консоли.

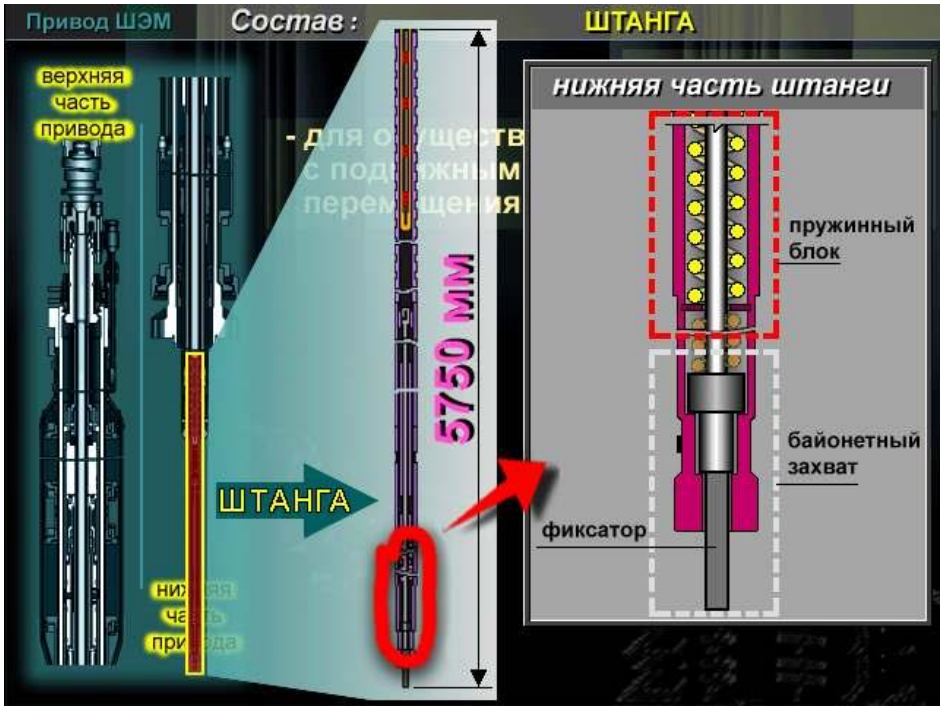


Рисунок 6. Привод ШЭМ-3

Разуплотнение каналов ВРК (СВРД)

Перед выполнением данной операции необходимо ослабить затяжку пробки при помощи ключа 4-5 оборотов.

Действия выполняются в следующем порядке:

- производится стрягивание сборки;
- разуплотнение остальных 2-х каналов, уплотненных в данном фланце;
- свинчивание вручную пробок 3 шт., снятие со сборки СВРД , укладка в тару;
- ввинчивание в центральное отверстие фланца ключа №4;

- застропление за проушину ключа фланца приспособлением для демонтажа приводов СУЗ;
- поднятие фланца с чеки, расположенной в решетке дистанирующей, до выхода сборок 3 шт.

Извлечение дефектных каналов СВРД происходит на шахте БЗТ специальной установкой для наматывания каналов из транспортного положения.

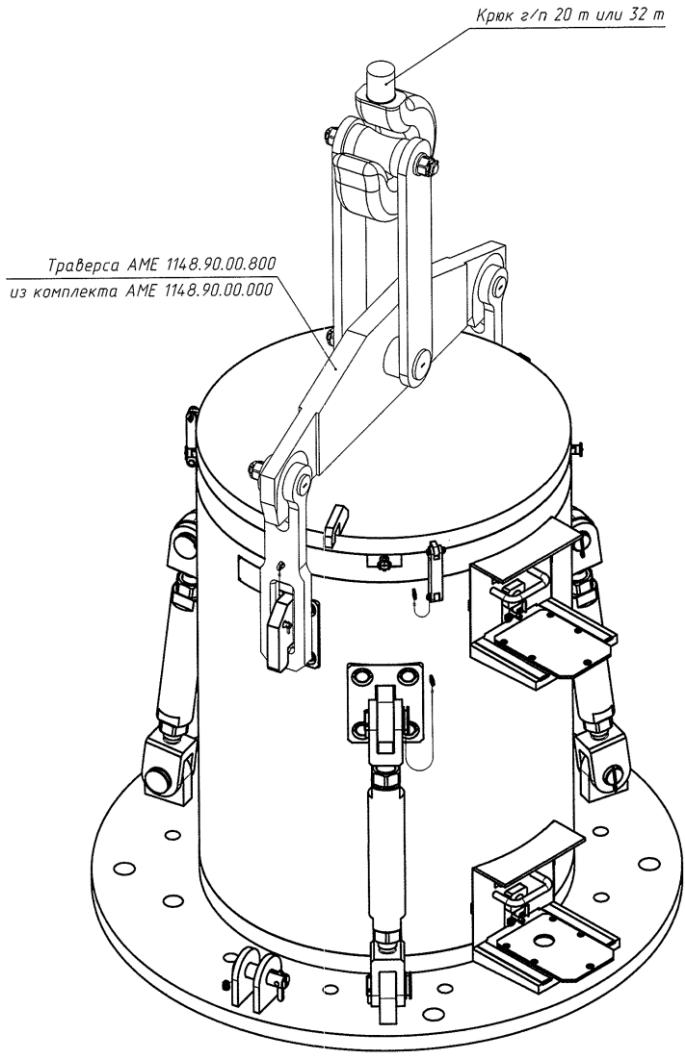


Рисунок 7. Извлечение дефектных каналов СВРД

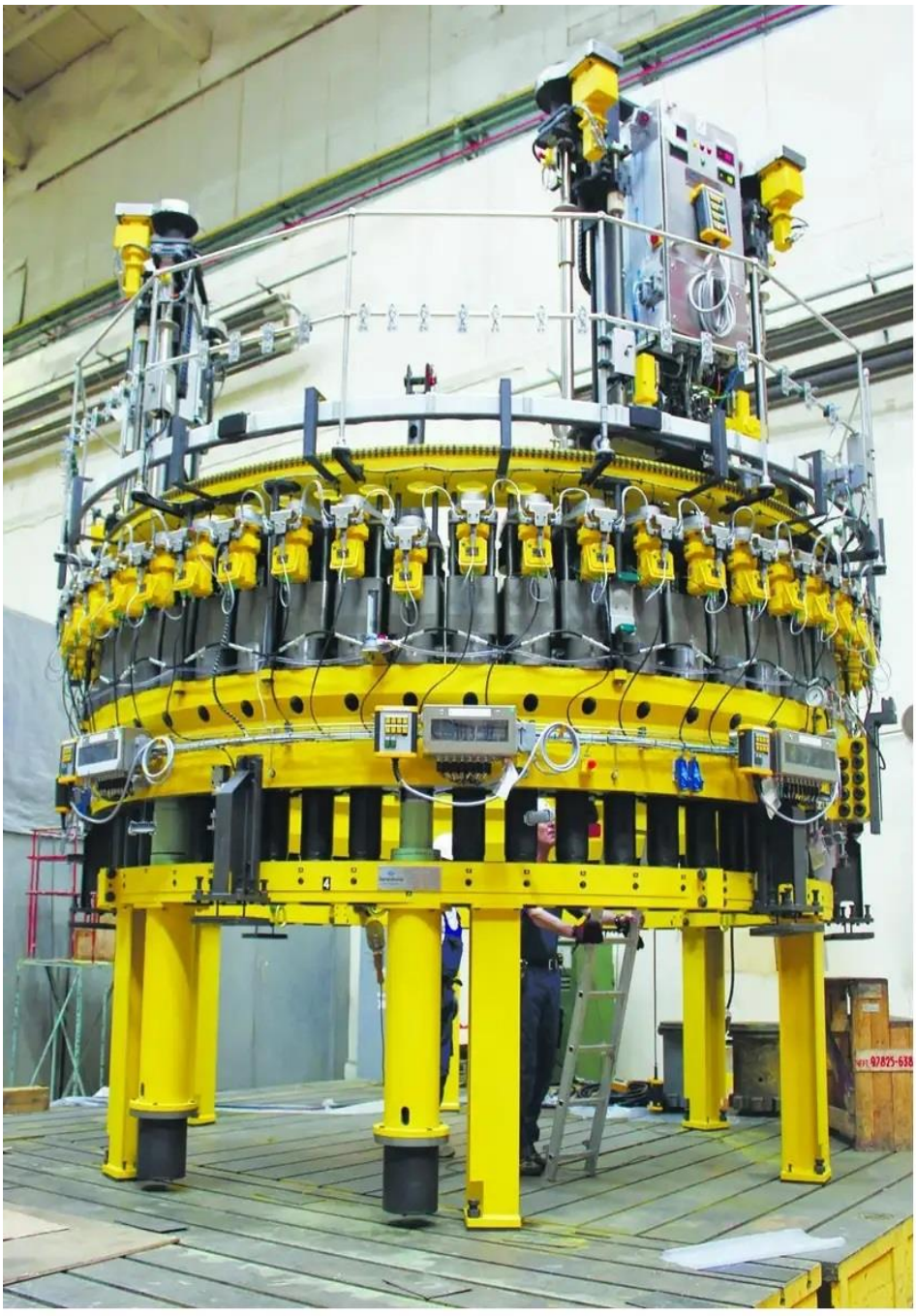


Рисунок 8. Гайковерт ГРР

Извлечение прокладок ГРР с фланца корпуса реактора

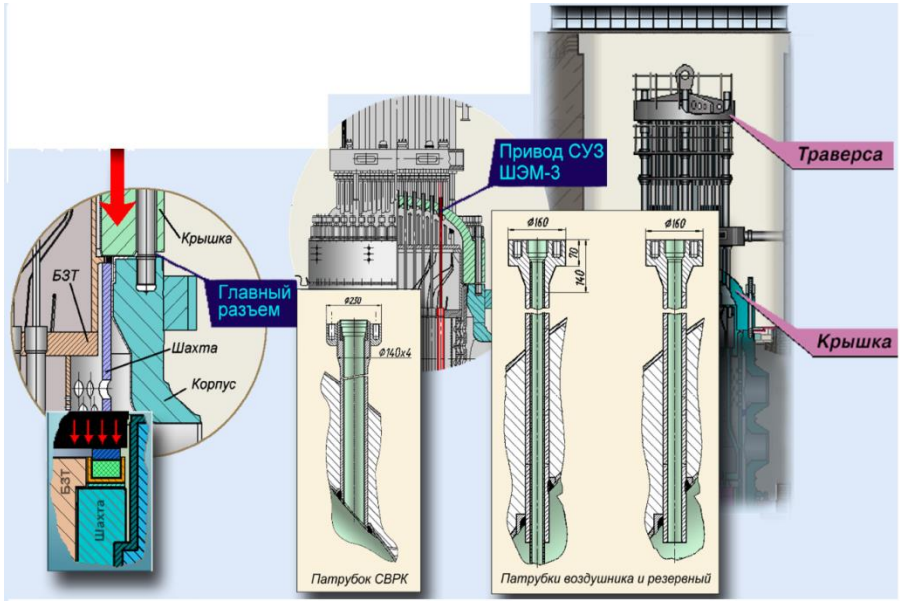


Рисунок 9. Уплотнение ГРР и патрубков находящихся на крышке реактора

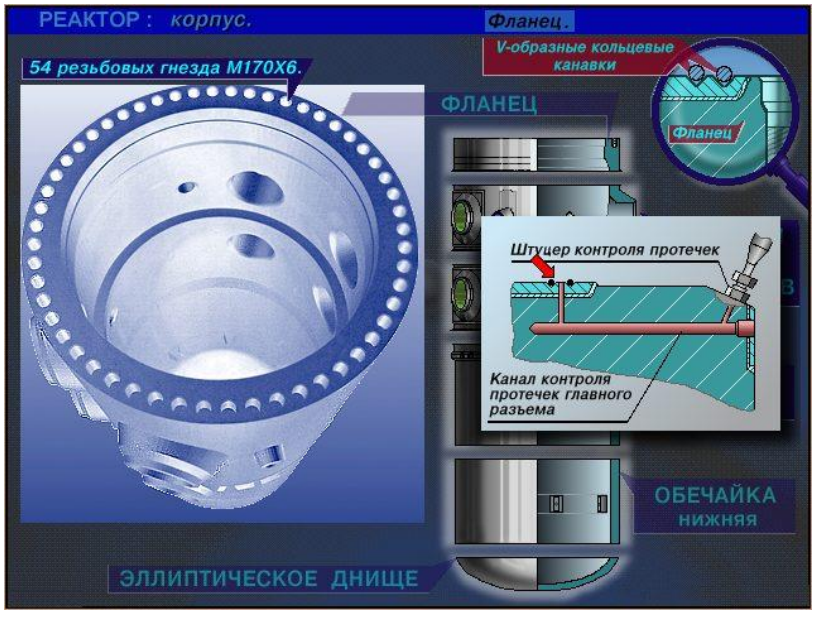


Рисунок 10. Конструкция уплотнения ГРР

Для проведения работ необходимо выполнить маркировку прокладок по осям корпуса реактора и извлечь их из канавок фланца корпуса реактора, при этом необходимо применять выколотки из мягких материалов (бронза, медь, латунь и т.п.) для исключения повреждения канавок во фланце главного разъёма. Допускается извлечение прокладок выполнять после извлечения блока защитных труб из корпуса реактора и установки ремонтной площадки.

После расцепления ПС СУЗ и ТВС снимается БЭР и теплоизоляция. Устанавливается специальная площадка обслуживания и гайковерт (немецкой фирмы Siempelkamp) с одновременным извлечением 54 шпилек диаметром 170х6.

- извлекается гайка и две конусные шайбы;
- все укладывается в специальную тару;
- шпильки устанавливаются в накопитель;
- далее необходимо провести дезактивацию деталей;
- после дезактивации детали вывозятся спец.транспортом на место проведения контроля металла.

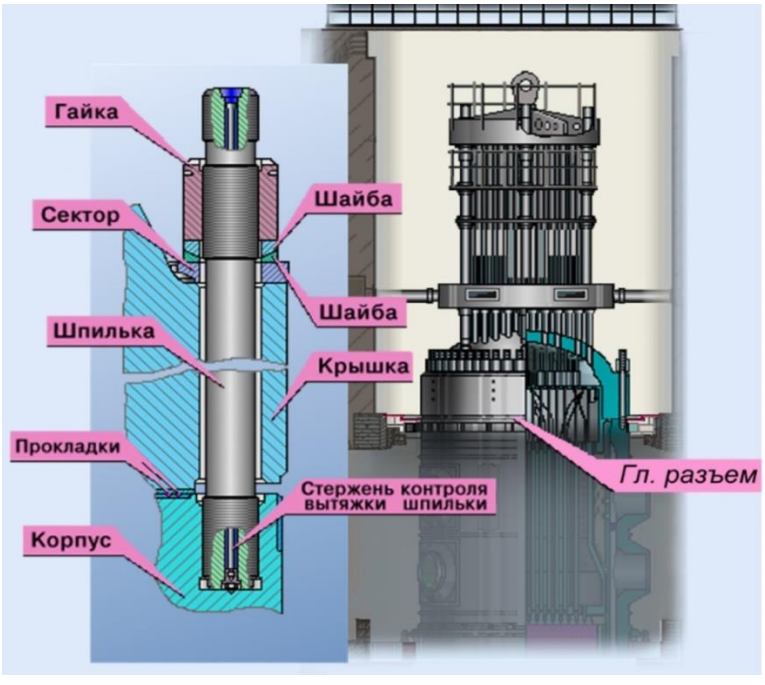


Рисунок 11. Элементы крепежа ГРР

Корпус реактора

В торце фланца находятся 54 отверстия под установку шпилек уплотнения

главного разъема. А также две кольцевые проточки конусного типа (канавки) для размещения прутковых уплотнительных прокладок.

Для контроля протечек главного разъема реактора во фланце выполнено специальное сверление, в которое вставлен штуцер, соединяющий систему контроля протечек с прокладочным пространством главного разъема.

На внутренней стороне фланца выполнен бурт, служащий опорой для шахты внутрикорпусной, к внутренней поверхности фланца приварены 12 шпонок, сопрягаемые со шпоночными пазами, выполненными во фланце шахты внутрикорпусной.



Рисунок 12. Корпус реактора

При проведении планово-предупредительного ремонта осуществляется контроль:

- уплотнительных канавок (2 шт.) установкой ПГР-59;
- зазоров в шпоночном соединении (12 шт.).
- замеров и контроль сварных швов согласно программы по контролю металла;
- резьбы в резьбовых гнездах (54 шт.);
- уплотнительной поверхности.

Блок защиты труб (БЗТ)

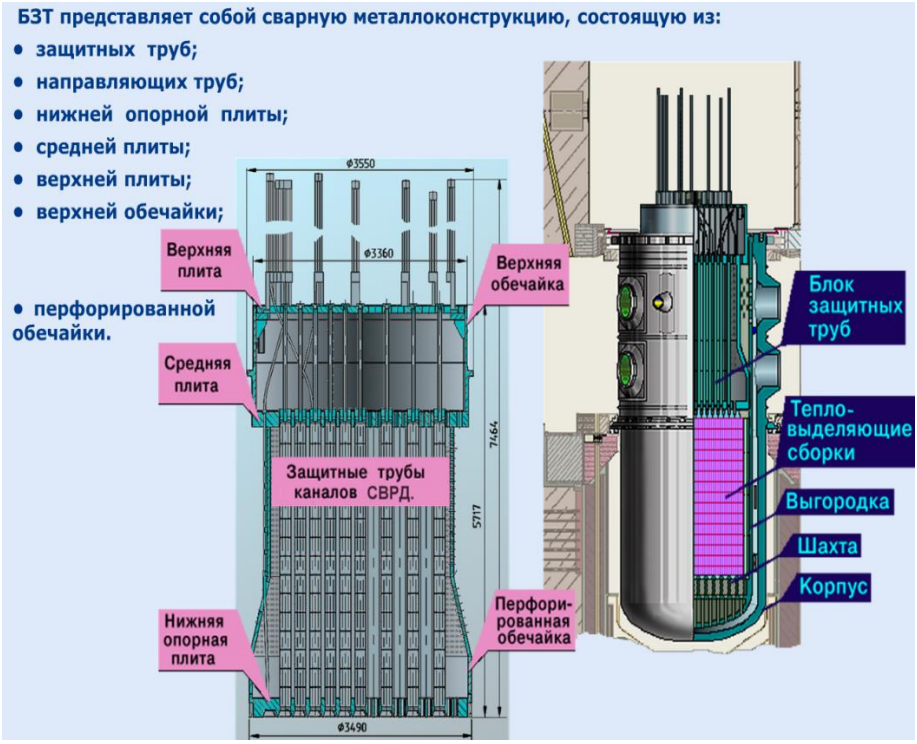


Рисунок 13. Конструкция БЗТ

Извлечение и перемещение БЗТ в период ППР производится с помощью специальной платформы краном ЦЗ при заполнении уровня на 400мм ниже отметки +26.3;

Перемещение БЗТ с помощью специальной платформы производится в шахту БЗТ.

Далее, согласно программы ядерно-опасных работ производится выгрузка топлива в бассейн выдержки перегрузочной машиной под контролем эксплуатационного подразделения и отдела контроля за ядерным топливом по специальным программам.

Выгородка

При проведении ППР извлечение выгородки из шахты не производится.

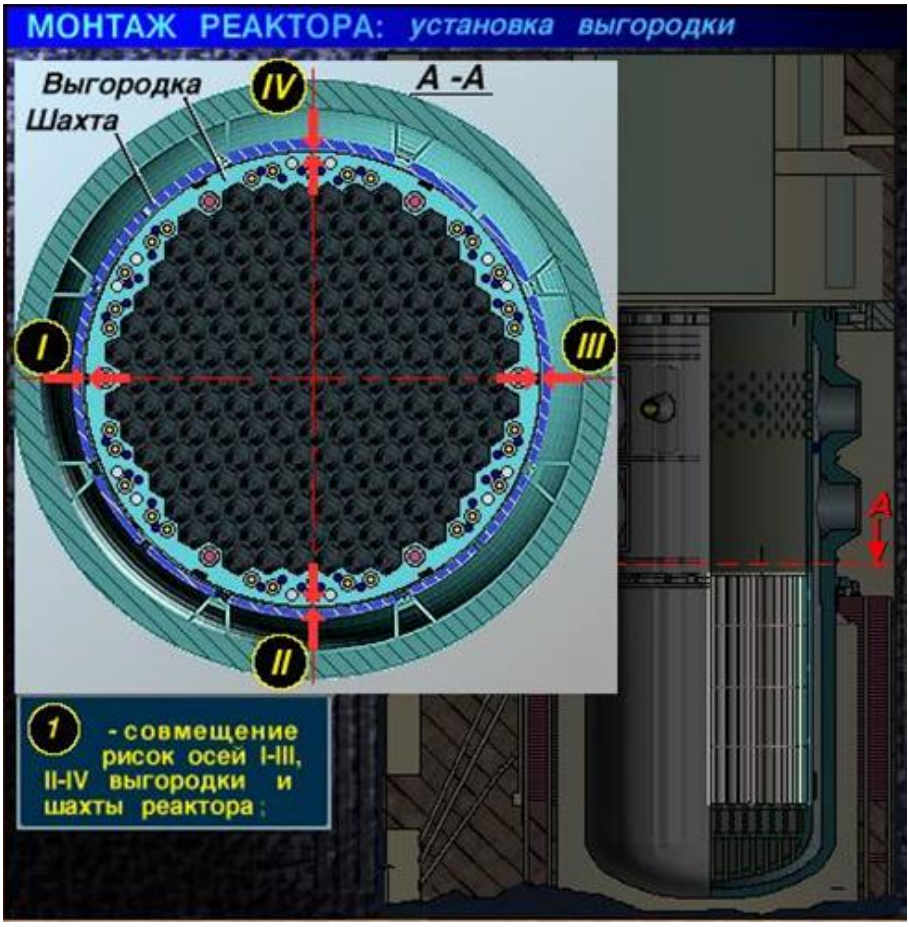


Рисунок 14. Выгородка в шахте реактора

Шахта реактора

Шахта реактора состоит из:

- верхней перфорированной обечайки с фланцем;
- обечаек средней цилиндричесой части шахты;
- перфорированного элептического днища;
- дистанциирующей решетки;
- 163 опор ТВС.

При полной выгрузке топлива и извлечения шахты из корпуса реактора осуществляется контроль металла шахты согласно программы контроля.

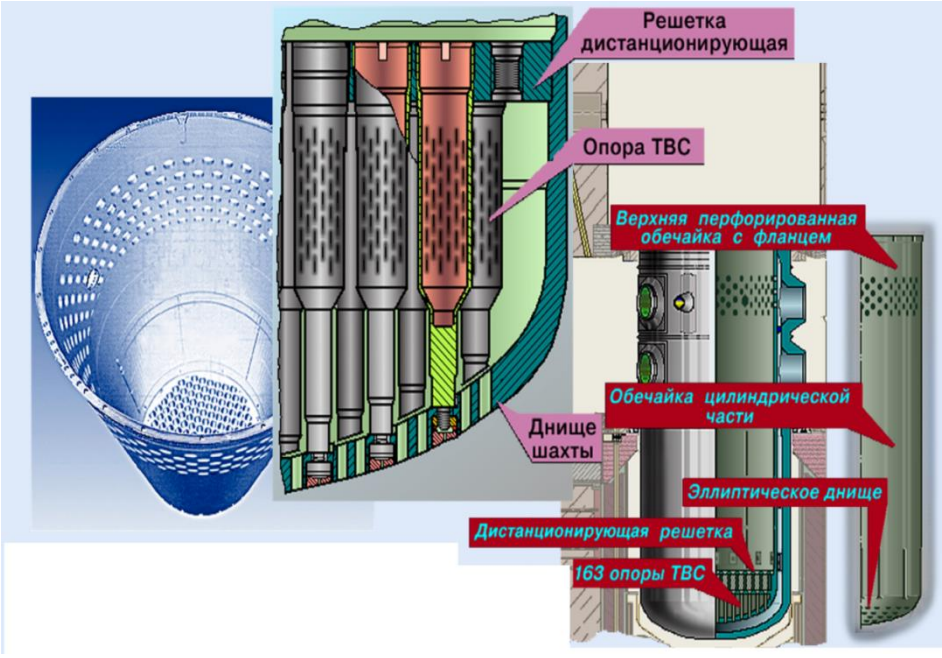


Рисунок 15. Устройство шахты реактора

Подготовка к извлечению шахты с днищем из корпуса реактора

Извлечение шахты из корпуса реактора выполняется по рабочей программе, в которой определяются организационно-технические мероприятия, меры безопасности и лица, ответственные за безопасное выполнение работ.

Последовательность действий:

- установка уровня теплоносителя в корпусе реактора на 1000-1200 мм ниже плоскости главного разъёма.
- проверка выполнения замеров положения шахты в корпусе реактора;
- подготовка захвата с ЗЦ к транспортированию шахты с днищем из реактора;
- проверка работы телекамер, установленных на захвате (для наблюдения за направляющими шпонками и штырями захвата);
- перемещение шахты реактора в шахту ревизии, предварительно сцепившись с установкой для транспортировки шахты внутрикорпусной.

2.3. Извлечение системы внутриреакторного детектирования (СВРД)

СВРД используется для контроля распределения энерговыделения в активной зоне, температуры теплоносителя на входе и выходе из ТВС, а также для контроля появления уровня теплоносителя в реакторе. Для контроля распределения энерговыделения в составе СВРД применяется детектор прямого заряда (ДПЗ), в котором, измеряемый ток возникает за счет кинетической энергии заряженных частиц. В каждой СВРД находится по 7 детекторов прямого заряда. Кроме ДПЗ в составе сборки находятся термоэлектрические преобразователи. Сама же СВРД имеет длину 13 метров и толщину погружной части 7,5 мм.

В реакторной установке В-392М используются несколько типов СВРД (Рисунок 16):

- КНИТ2Т в количестве 46 шт., оснащенные термопарами для контроля температуры теплоносителя на входе в ТВС, на выходе из обогреваемой части пучка ТВЭЛов и среднесмешанной температуры теплоносителя в головке ТВС;
- КНИТ3Т – 4 шт., конструкция аналогична КНИТ2Т, дополнительно оснащена 1 термопарой для контроля температуры теплоносителя под крышкой реактора в смешивающей камере реактора;
- КНИТУ – 4 шт., оснащенные 5 термопарами для контроля образования под крышкой реактора уровня теплоносителя (границы раздела фаз: вода – парогазовая смесь) и одна термопара для контроля температуры на выходе ТВС до 1200°С.

Всего в реактор ВВЭР-1200 устанавливается 54 СВРД.

Срок службы СВРД реакторов ВВЭР-1200 составляет 4 года. При разборке реактора на БЗТ устанавливается траверса, сборки извлекают из активной зоны реактора при помощи кран-балки и устанавливают в транспортное положение путем фиксации не погружаемой части СВРД в верхней плите траверсы, рабочая активная часть остается в БЗТ. В таком положении блок защитных труб вместе со сборками СВРД извлекается из реактора и устанавливаются в шахту ревизии БЗТ на упоры платформы для транспортировки БЗТ на торец проставки, чтобы во время заполнения бассейна перегрузки и выполнения операций с топливом исключить попадание воды в электрические соединители. В таком положении СВРД вместе с БЗТ и установленной на нем траверсой находятся весь период перегрузки топлива вплоть до начала сборки реактора (Рисунок 17).



Рисунок 16. Устройство сборок внутриреакторных детекторов

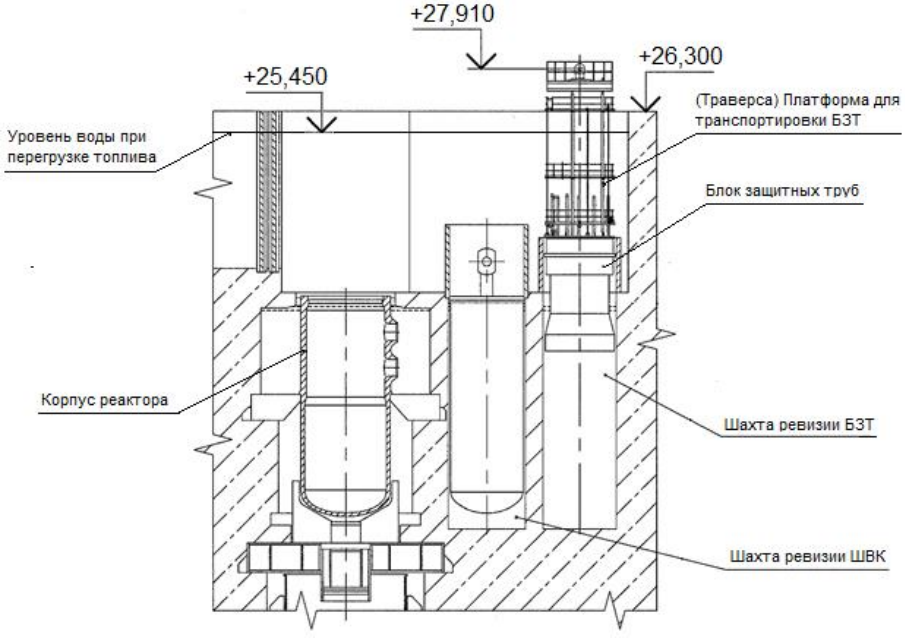


Рисунок 17. Положение оборудования при нахождении СВРД в транспортном положении

После окончания срока службы СВРД, при подготовке к извлечению сборок, блок защитных труб опускается в нижнее положение, шахта ревизии БЗТ заполняется при этом борным концентратом, что обеспечивает биологическую защиту оперативников от ионизирующего излучения активной части СВРД (Рисунок 18). На проставку шахты ревизии БЗТ устанавливается люк, представляющий стальную плиту толщиной 450 мм и предназначенную для установки на неё наматывающей машины. Для обеспечения безопасности персонала от падения с высоты, на люк устанавливаются штатные ограждения. Отверстия для извлечения СВРД закрываются защитными заглушками. Таким образом, до завершения работ по извлечению СВРД невозможно поднять уровень в бассейне перегрузки и приступить к перегрузке топлива. Работа находится на критическом пути ремонта.

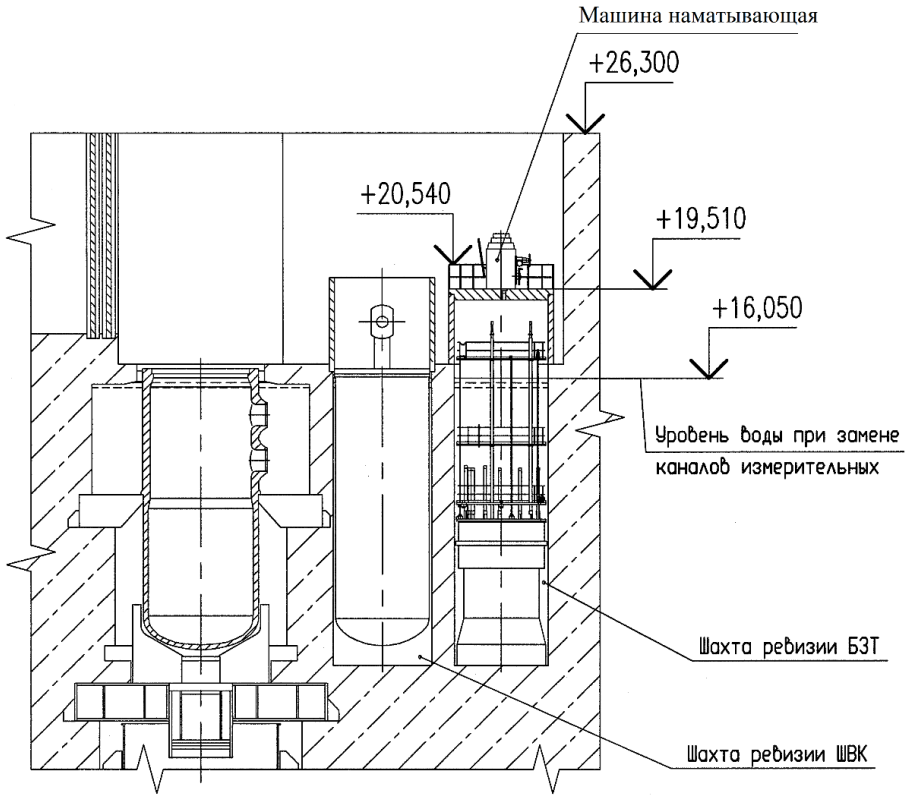


Рисунок 18. Положение оборудования при извлечении СВРД из БЗТ.

При проведении работ по извлечению СВРД проектом предусмотрено применение устройства выема сборки внутриреакторных детекторов производства ОАО «Атоммашэкспорт».

Устройство состоит из нескольких частей. Машина наматывающая предназначена для извлечения и сматывания в мотки (бунты) СВРД из БЗТ в шахте ревизии БЗТ и сброса мотков в защитный контейнер (рисунок 20).

Защитный контейнер с установленной внутри капсулой предназначен для сбора и транспортировки смотанных в бунты СВРД (рисунок 19).

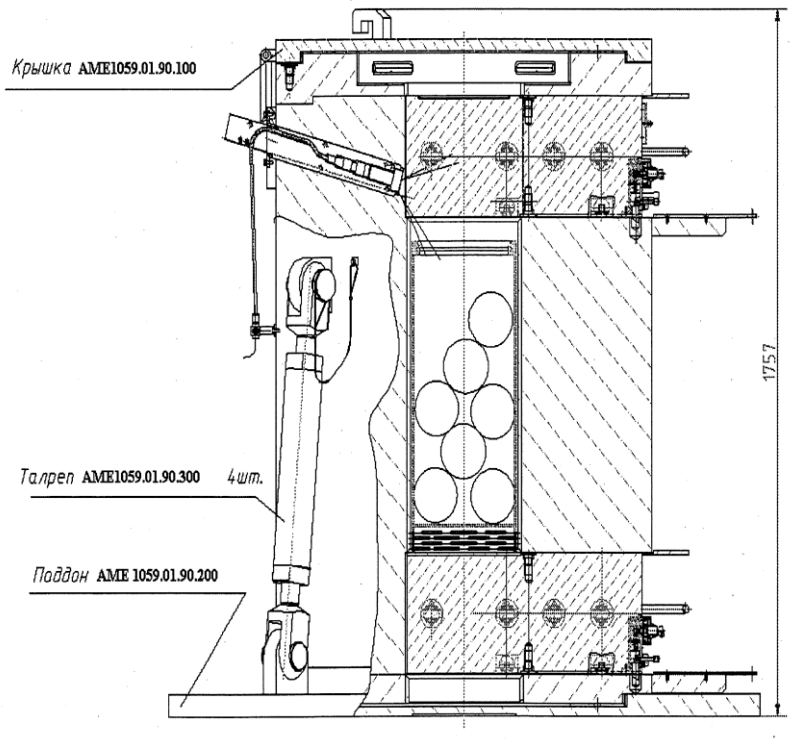


Рисунок 19. Контейнер защитный в разрезе

Система телевизионная специальная предназначена для дистанционного наблюдения за выполняемыми операциями внутри машины наматывающей и в контейнере во время транспортно-технологических операций, связанных с извлечением радиоактивных СВРД, перегрузкой их в контейнер и выгрузке в ячейке ХТРО.

Комплект принадлежностей для транспортирования обеспечивает проведение транспортно-технологических операций.

Перед выполнением работ устройству проводят техническое обслуживание, производится проверка его работоспособности.

Устройство выемки СВРД штатно хранится в мастерских ЗКД, а для извлечения доставляется в центральный зал реакторного отделения спецавтотранспортом.

Контейнер устанавливается на закладной кран-балкой отм. +26,3 и крепится к ней. Для центрирования машины по отверстию в люке шахты ревизии БЗТ и для подачи СВРД используется переходник из комплекта инструмента и принадлежностей. Из люка вынимается заглушка, закрывающая отверстие для выема СВРД.

После чего машина ориентируется на ячейке соответствующего пучка энерговыделения БЗТ и устанавливается на люк отм.+19,5. Персонал производит установку шкафа управления, телевизионной системы и выполняет подключение электрических соединений. Расположение оборудования определяется удобством работы операторов (рисунок 20).

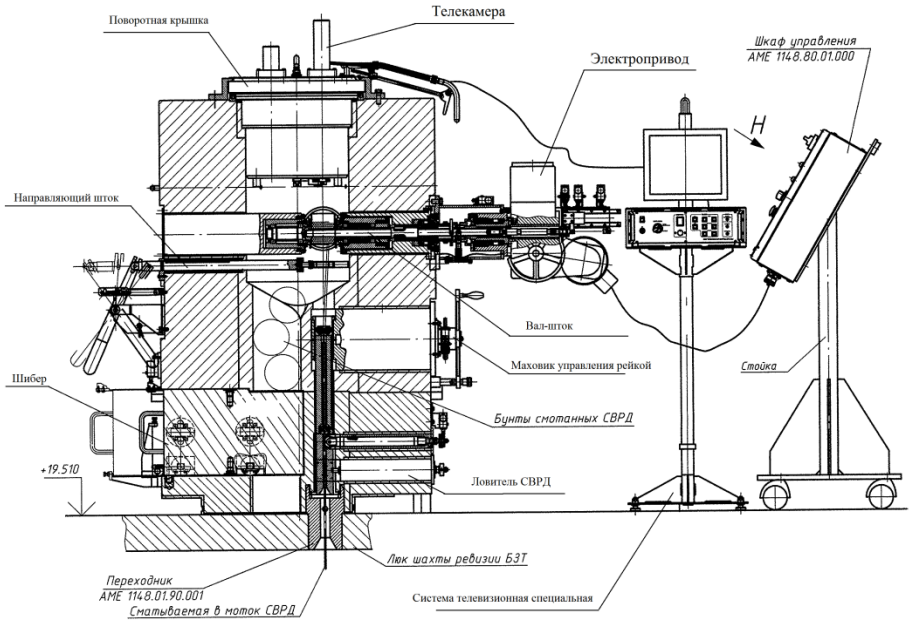


Рисунок 20. Машина наматывающая

Управление наматывающей машиной производится при помощи пульта, органов управления и регулирования на самой машине – переключателя режимов работы вал-штока, рычага направляющего штока, привода рейки, рукояток ловителя, маховика электропривода.

Для извлечения СВРД два оператора выполняют перемещение и ориентацию вал-штока машины под заправку. Двое работников заходят через дверь в проставке на верхнюю площадку платформы для извлечения БЗТ, обрезают утолщенную часть СВРД и подают сборку в полость наматывающей машины на 450 мм, где операторы, наблюдая в монитор СТС, производят заправку СВРД в машине. Введенную через отверстие направляющего штока в прорезь вал-штока сборку загибают на угол от 90 до 180°, опускают в нижнее положение направляющую рейку и производят выдвижение вал-штока. Наматывающая машина готова для извлечения СВРД. Работники покидают платформу для извлечения БЗТ и закрывают дверь проставки. Обрезанная часть СВРД направляется к месту хранения низкоактивных отходов. На пульте управления устанавливается режим «Намотка», кнопкой «Пуск» операторы начинают извлечение СВРД из БЗТ. Намотка СВРД контролируется по изображению на мониторе СТС. При несимметричном и неравномерном расположении витков оператором корректируется качество укладки при помощи рычага направляющего штока.

По окончании процесса намотки на вал-штоке образуется бунт диаметром не более 150 мм. Двигатель машины останавливается автоматически. Оператор осуществляет сброс бунта в накопительную полость машины.

Процесс извлечения сборок повторяется. После извлечения трёх бунтов наматывающая машина отключается от электрооборудования и транспортируется на отметку центрального зала для перегрузки смотанных в бунты СВРД в капсулу, расположенную в защитном контейнере (рисунок 21). Переходник при этом устанавливается в следующее отверстие люка.

После заполнения контейнера девятью бунтами наматывающая машина направляется для извлечения очередного пучка, а защитный контейнер закрывается крышкой. После проведения дезактивации контейнер устанавливается на платформу самоходную и оборудование перемещается через транспортный шлюз в зону работы портального крана.

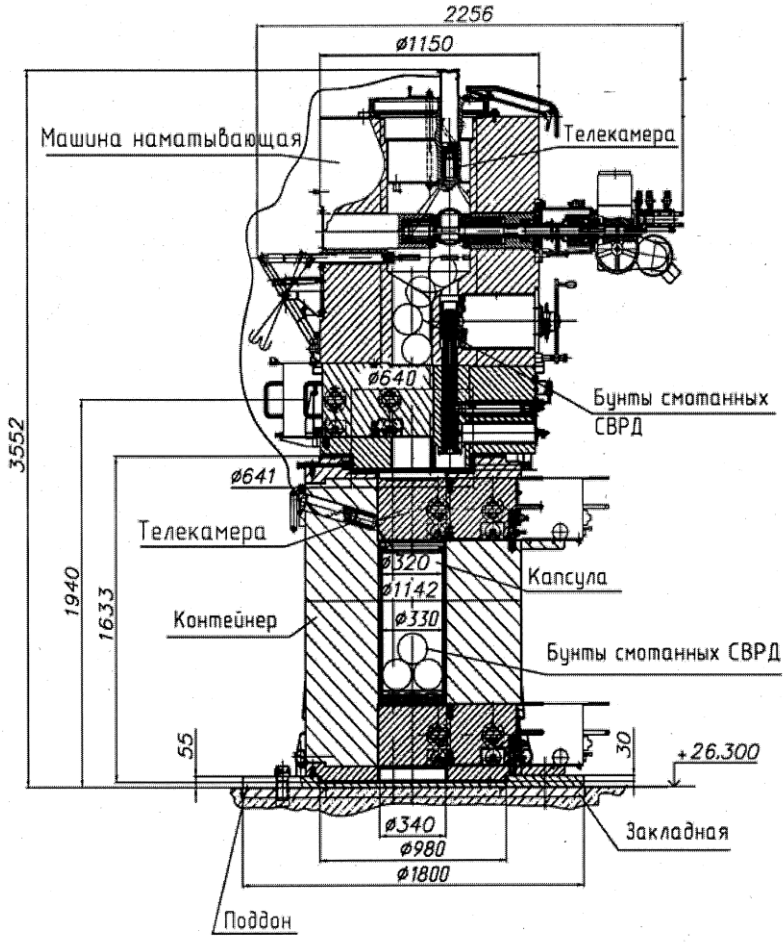


Рисунок 21. Устройство выема сборки внутриреакторных детекторов при перегрузке бунтов из машины в контейнер.

С отметки +26,3 защитный контейнер опускается в кузов спецавтотранспорта, устанавливается в транспортное положение и отправляется в здание ХТРО, в котором капсула из защитного контейнера сбрасывается в ячейку ХТРО, а в защитный контейнер устанавливается новая капсула.

Затем контейнер отправляется обратно в центральный зал здания реактора для загрузки в него очередной партии смотанных бунтов.

Всего для размещения на хранение 54 СВРД требуется 6 циклов загрузки-разгрузки контейнера, в результате которых образуется 0,3 $м^3$ высокоактивных отходов.

С целью оптимизации сроков выполнения работ по извлечению СВРД и организации непрерывной работы наматывающей машины целесообразно использовать несколько защитных контейнеров.

Финальным этапом работы является дезактивация оборудования, транспортировка наматывающей машины, телевизионной системы, блока управления и комплекта инструмента с принадлежностями в здание мастерских зоны контролируемого доступа. Защитный контейнер направляется в здание переработки и хранения радиоактивных отходов. Оформляется полное завершение работ.

Установка новых сборок в активную зону реактора производится вручную во время сборки реактора сразу после установки на штатное место блока защитных труб.

2.4 Контроль металла фланца ГРР

Система контроля фланца корпуса реактора.

Система контроля предназначена для ультразвукового (УЗК), вихретокового (ВТК) и телевизионного (ТВК) контроля фланца корпуса реактора в предэксплуатационный период и в период планово-предупредительного ремонта (ППР). Общий вид манипулятора показан на Рисунке 22.

Аппаратура УЗК предназначена для контроля состояния основного металла в кольцевых зонах вокруг резьбовых гнёзд и определения наличия отслоений наплавленного металла от основного в зонах уплотнительных поверхностей главного разъема реактора (ГРР).

Аппаратура ВТК предназначена для контроля состояния металла резьбовых поверхностей в шпилечных гнёздах М170 × 6 и наплавленного металла на уплотнительных поверхностях, включая поверхности уплотнительных канавок ГРР. Аппаратура ТВК предназначена для визуального и измерительного контроля состояния металла резьбовых поверхностей в шпилечных гнёздах и уплотнительных поверхностей, включая уплотнительные канавки ГРР.

Состав системы контроля.

Манипулятор предназначен для:

- перемещения модулей УЗК в кольцевых зонах вокруг резьбовых гнезд и по уплотнительным поверхностям ГРР;
- перемещения модулей ВТК в шпилечных гнёздах М170х6 и по уплотнительным поверхностям, включая уплотнительные канавки ГРР;

- перемещения камеры в шпилечных гнездах М170х6 и вдоль уплотнительной поверхности, включая уплотнительные наплавки ГРР;
- контроля работы и перемещения рабочих узлов манипулятора с помощью купольной поворотной камеры AutoDome Easy II (Bosch).

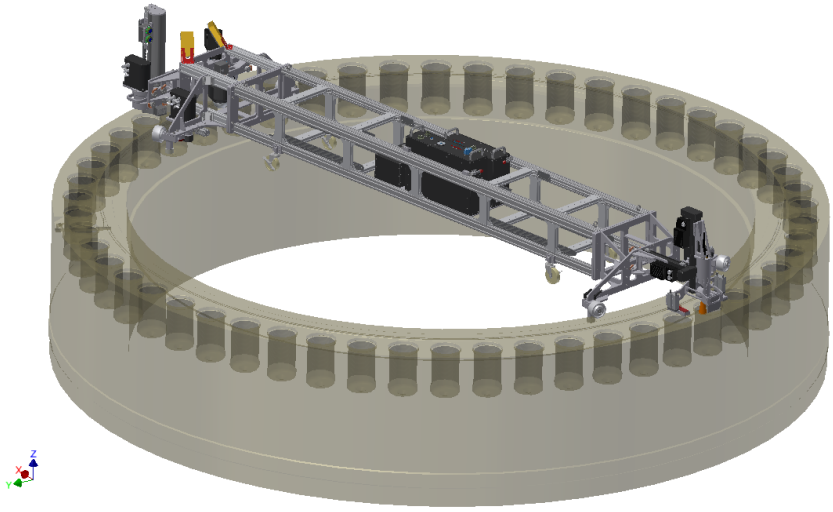


Рисунок 22. Общий вид манипулятора

Для выполнения контроля фланца корпуса реактора в манипуляторе имеется шесть осей перемещения:

1) ось вращения А – используется для основного вращения манипулятора (также для движения сканирования для ВТК, УЗК и ТВК уплотнительных поверхностей);

2) ось вращения С – используется для движения сканирования УЗК резьбовых гнезд;

3) ось перемещения D – используется для радиального движения от оси резьбового гнезда;

4) ось вращения Е – используется для движения сканирования ВТК резьбовых гнезд;

5) ось перемещения X – используется для радиального движения от оси фланца корпуса реактора;

6) ось перемещения Y – используется для движения вдоль оси резьбового гнезда.

Оси перемещения представлены на рисунках 23-24;

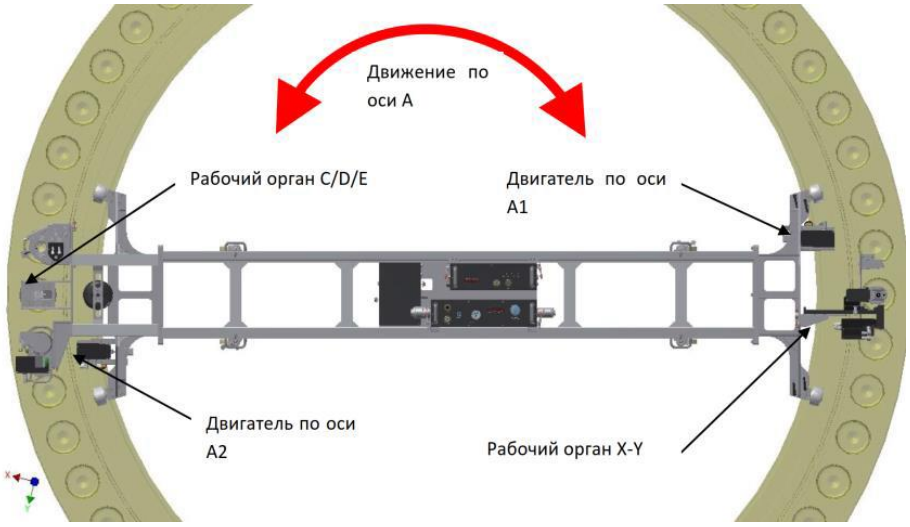


Рисунок 23. Движение по оси A

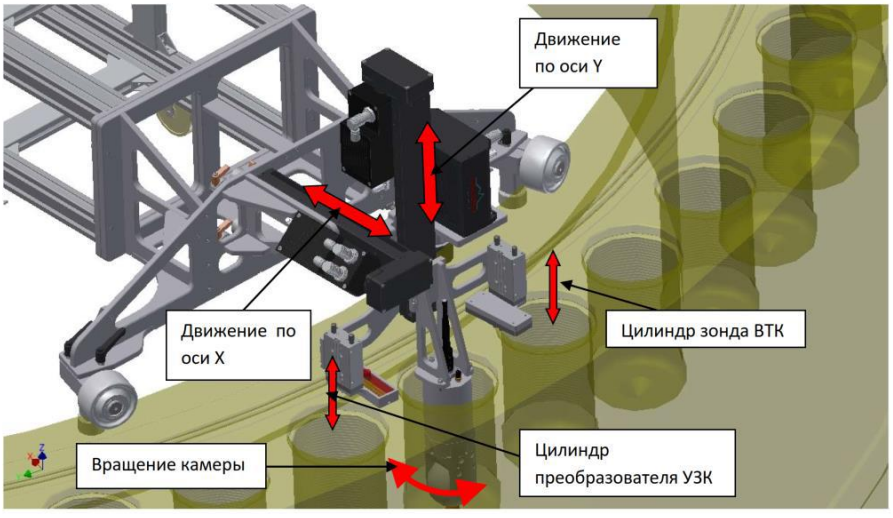


Рисунок 24. Движение по осям X и Y.

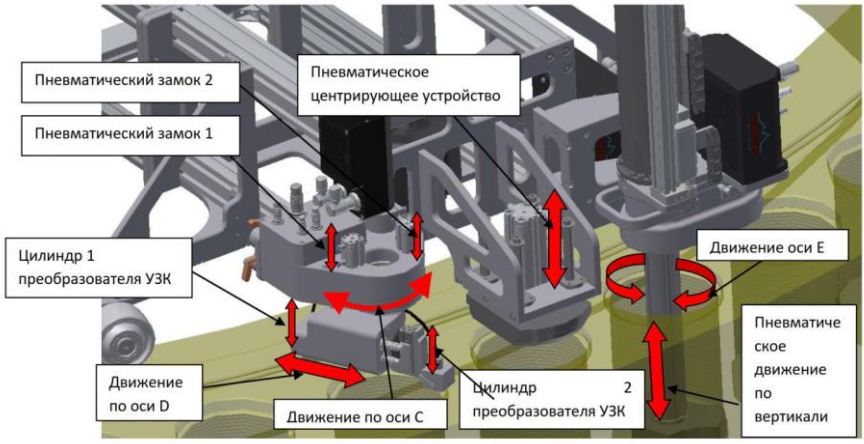


Рисунок 25. Движение по осям C, D, E

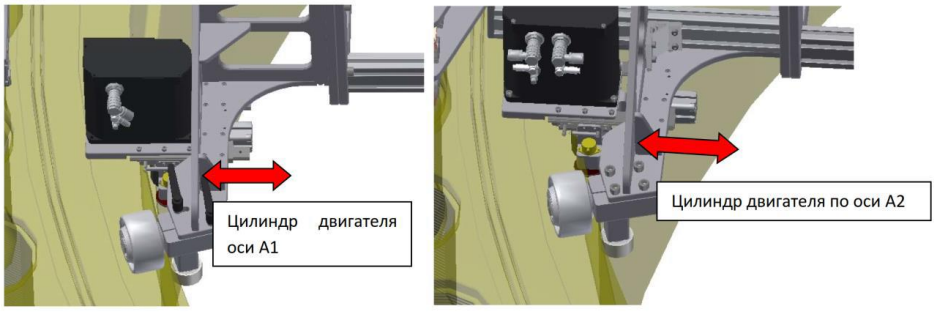


Рисунок 26. Движение по осям A1 и A2

Рама несущая манипулятора выполнена из легких алюминиевых профилей. Узел используется в качестве моста между рамами модуля X-Y и модуля УЗК и ВТК. Две опорные плиты расположены в середине конструкции несущей рамы, используются для монтажа блоков контроля, пневматики и подачи воды. Конструкция несущей рамы приведена на Рисунке 27.



Рисунок 27. Рама несущая

Состав манипулятора для контроля главного разъема реактора:

- блок управления системы контроля представляет собой многоосевой, автономный цифровой регулятор для высокоэффективного применения при высокоскоростной связи через интерфейсы Ether-Cat и/или 10/100/1000 Base T Ethernet. Блок управления не требует обслуживания.;
- аппаратура ВТК (дефектоскоп вихретоковый многочастотный OMNI 200R);
- аппаратура ТВК (камера Spectrum 90);
- аппаратура УЗК (дефектоскоп ультразвуковой Zicon 32/128PR фирмы Zetec, включая комплект ПЭП ФР);
- аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов контроля;
- настроечный стенд предназначен для проверки функциональности и настройки режимов работы манипулятора непосредственно перед контролем;
- комплект настроечных образцов для настройки и оценки параметров ультразвукового дефектоскопа;
- комплект настроечных образцов для настройки и оценки параметров вихретокового дефектоскопа;
- комплект контрольных образцов для настройки и оценки параметров телевизионной аппаратуры;
- контейнер герметичный для переноса и хранения аппаратуры.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) не более 240 минут.

Подготовка системы контроля включает:

- проверку функционирования манипулятора;
- проверку устройства подачи контактной жидкости;
- проверку работоспособности элементов ФР;
- настройку параметров контроля;
- выполнение настройки аппаратуры ВТК;
- выполнение проверки ВТП;
- выполнение настройки и проверки аппаратуры ТВК.

До начала контроля должны быть проведены измерения уровня радиации в зоне проведения контроля, при необходимости, проведена дезактивация объекта контроля до уровня, обеспечивающего выполнение требований инструкций по радиационной безопасности. Контроль резьбовых гнезд и поиск отклонений (несплошностей) в зоне уплотнений разъема корпуса реактора осуществляется на расхоложенном реакторе в период остановки энергоблока для ремонта. Объект контроля должен находиться в следующем состоянии:

- корпус реактора должен быть разуплотнен, верхний блок снят, ГРР доступен;
- обследуемая поверхность должна быть очищена от загрязнений, смазки и посторонних предметов.

При контроле уплотнительной поверхности и резьбовых гнезд главного разъема корпуса реактора применяется ТВК с возможностями отображения видеоизображения в режиме реального времени, видеозаписи и определения линейных размеров и координат обнаруженных отклонений (несплошностей).

Минимальный размер выявляемого ТВК отклонения (несплошности):

- в динамическом режиме – 0,1 мм;
- в статическом режиме – 0,04 мм.

ТВК с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию поверхностных несплошностей (трещины, намины, коррозионные повреждения), резьбовых гнезд и уплотнительной поверхности главного разъема корпуса.

На Рисунке 28 приводится разделение объекта контроля на зоны контроля (контролируемые поверхности ГРР выделены красным цветом, контролируемые поверхности резьбовых гнезд – синим цветом).

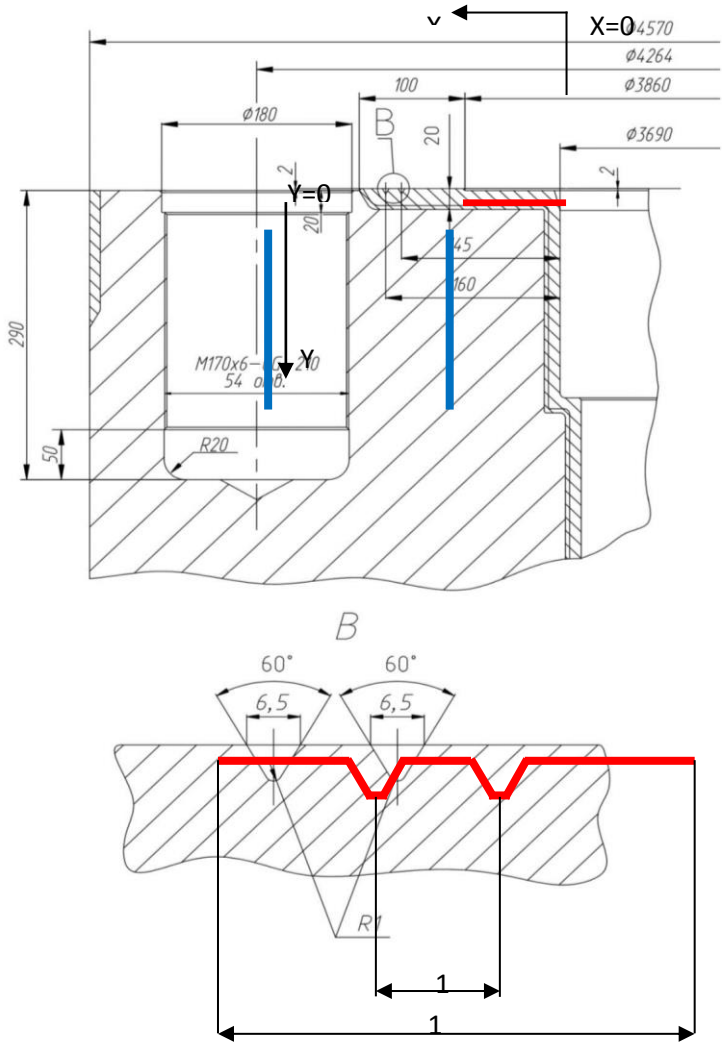


Рисунок 28. Зоны контроля

При контроле уплотнительной поверхности фланца корпуса реактора осуществляется перемещение камеры вокруг центральной оси корпуса реактора, ранее обозначенной как направление А.

Перемещение в плоскости уплотнительной поверхности осуществляется по радиусу, обозначенной как направление Х.

Скорость камеры относительно обследуемой поверхности и размер изображения, получаемого с телевизионной камеры, должны соответствовать значениям, указанным в таблице 3.

Таблица 3. Параметры контроля фланца ГРР.

Контролируемый элемент	Резьбовые гнезда	Уплотнительная поверхность ГРР
Зона контроля	54 гнезда, резьба М170 глубиной 240	Поверхность с двумя канавками шириной 100 мм
Используемый метод измерения размеров	Постоянное расстояние между камерой и объектом контроля	Постоянное расстояние между камерой и объектом контроля
Оси перемещения манипулятора	Вращение по направлению А, перемещение по оси Y, вращение камеры в горизонтальной плоскости (Поворот);	Вращение по направлению А, перемещение по оси X
Расстояние от объектива камеры до поверхности объекта контроля, мм	45	25
Размер получаемого изображения (один кадр), мм	Для режима сканирования 60x48 / для режима измерения 35x28	45x34
Схема контроля	12 проходов вверх/вниз от Y=20 до Y=240 с поворотом между проходами на 30º для контроля одного резьбового гнезда	3 прохода по 360° по направлению А при X1=20, X2=50, X3=80
Скорость сканирования, не более мм/сек	10 мм/с по направлению А и 14,5 мм/с по направлению Y	15

Во время проведения сканирования камера должна быть направлена вертикально вниз и перпендикулярно контролируемой поверхности фланца реактора (наклон = 0 градусов).

Ширина уплотнительной поверхности составляет 100 мм по направлению X, контроль уплотнительной поверхности выполняется в 3 этапа. На первом этапе проводится сканирование по окружности с указанием координаты X = 20 мм, на втором этапе окружности с указанием координаты X = 50 мм, на третьем этапе осуществ-

ляется сканирование по окружности с указанием координаты X3 = 80 мм.

Схема контроля уплотнительной поверхности приводится на Рисунке 29.

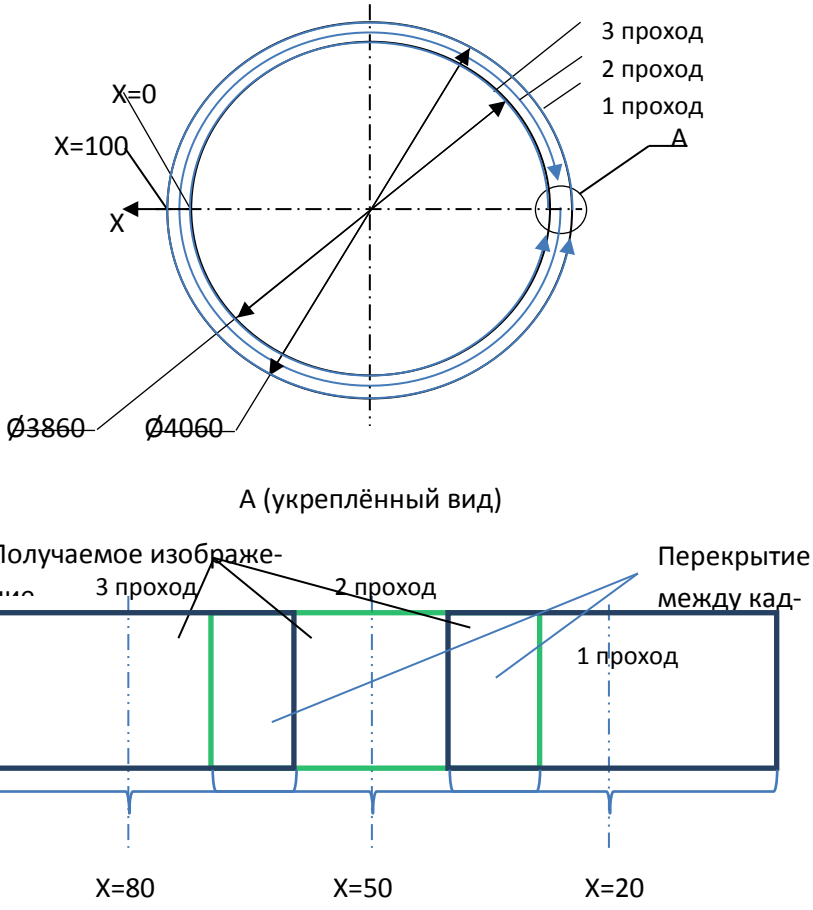


Рисунок 29. Схема контроля уплотнительной поверхности ГРР.

При контроле резьбовых отверстий фланца корпуса реактора осуществляется перемещение камеры вокруг направления А до того момента, пока камера не окажется напротив резьбового гнезда с требуемым номером. Используя клавиши управления перемещением программы управления манипулятором сначала по направлению А, затем по направлению X, следует расположить манипулятор таким образом, чтобы камера находилась над центром резьбового

гнезда, подлежащего контролю. Затем, используя клавиши управления, перемещением по направлению Y следует опустить камеру внутрь резьбового гнезда. Скорость камеры относительно обследуемой поверхности и размер изображения, получаемого с телевизионной камеры, должны соответствовать значениям, указанным в Таблице 3.

Контроль резьбовой поверхности начинается с перемещения камеры по вертикальному направлению Y, совпадающей с осью резьбового гнезда вниз по всей его длине.

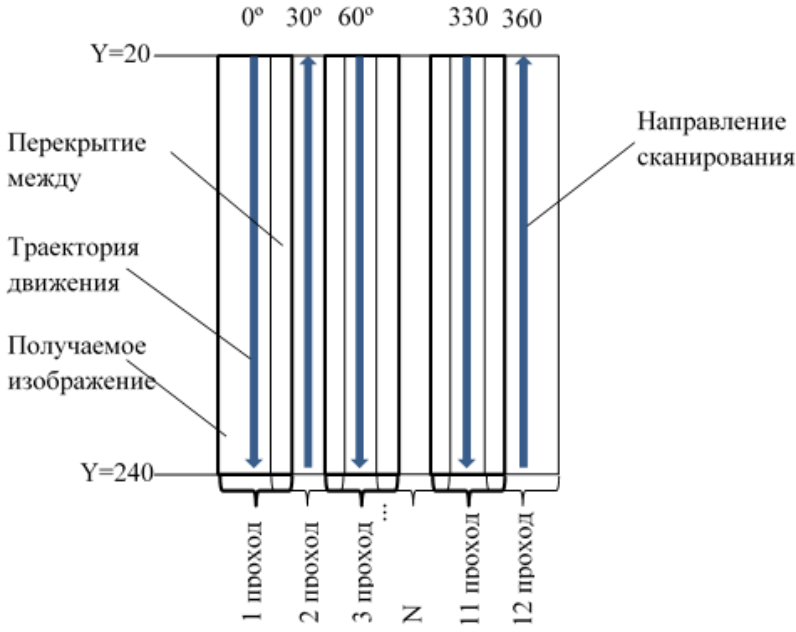


Рисунок 30. Схема контроля резьбового гнезда.

После этого камера опускается вниз на всю длину резьбового гнезда, осуществляется поворот камеры на шаг сканирования и камера перемещается по направлению Y вверх по всей длине. Так происходит 12 раз (6 вниз и 6 вверх), пока не будет проконтролирована вся поверхность резьбового гнезда.

Контроль выполняется в динамическом и статическом режимах. В динамическом режиме контролируется 100% поверхности, статический режим применяется в тех областях, где выявлены отклонения (несплошности) в динамическом режиме.

Окончательная обработка результатов контроля выполняется контроллером после завершения сбора данных.

При ВТК металла РГ настоящая система позволяет обнаруживать индикации, соответствующие отклонениям следующих типов:

- коррозионных повреждений, типа "нехватка материала" (язвы, питтинги и т.п., трещины различной ориентации относительно оси РГ);
- изменения геометрии резьбы в результате коррозионно-механического износа;
- геометрические отклонения РГ;
- изменения геометрии РГ: отсутствие (выкрашивание) гребня в результате механического или коррозионно-механического износа;
- след удара (вмятина).

При проведении ВТК металла уплотнительной поверхности (далее УП) ГРР настоящая система позволяет обнаруживать подповерхностные и поверхностные несплошности (трещины, коррозионные повреждения).

При проведении ВТК металла РГ и УП ГРР применение Системы контроля позволяет выявлять несплошности типа трещин (продольная трещина длиной от 4 мм и более, глубиной от 1 мм и более, раскрытием от 0,3 мм и более).

Последовательность действий при проведении ВТК РГ М170 аналогична последовательности контроля с помощью системы контроля резьбовых гнезд корпусного оборудования от М36 до М100.

УЗК с проведением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию в металле фланца КР в кольцевых зонах шириной 20 мм вокруг резьбовых гнезд (далее – РГ) следующих несплошностей, возникающих при монтаже, ремонте и в процессе эксплуатации:

- трещин, ориентированных перпендикулярно оси КР;
- отслоений наплавленного металла уплотнительной поверхности от основного металла фланца КР.

Система контроля обеспечивает раздельную фиксацию двух несплошностей, минимальное расстояние между которыми более 10 мм.

Система контроля обеспечивает расчетную оценку следующих параметров выявленных несплошностей: эквивалентную площадь и условную протяженность.

При АУЗК фланца КР используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового ФР дефектоскопа, пьезоэлектрических преобразователей на фазированных решётках.

Зона контроля фланца КР включает в себя:

- металл в кольцевых зонах шириной 20 мм вокруг РГ;
- уплотнительные поверхности фланца КР.

Зоны контроля фланца КР показаны на Рисунке 31.

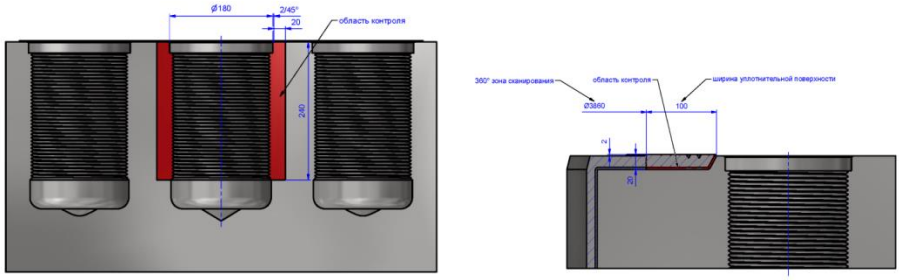


Рисунок 31. Зоны контроля фланца корпуса реактора.

Контроль металла выполняется в режимах поиска и измерения.

Основной металл контролируется продольными волнами ФР с углом ввода 0°.

Контроль в режиме измерения, для гнезд М170, выполняется в случае, если контроль в режиме поиска выявил несплошность с эквивалентной площадью, превышающей минимальное фиксируемое значение. Контроль в режиме измерения выполняется с использованием секторного сканирования продольными волнами. При секторном сканировании с шагом 2,5° ФР излучает продольные волны с углами ввода: 10°; 7,5°; 5°; 2,5°; 0°. При этом происходит накопление данных по всем углам.

Уплотнительная поверхность контролируется продольными волнами ФР с углом ввода 0° сразу по всей ширине уплотнительной поверхности.

Не снимая манипулятор с объекта контроля, проверить качество собранных данных по наличию акустического контакта. Проверить, выполнен ли контроль по всей зоне контроля.

Система контроля обеспечивает проведение полного контроля состояния металла фланца корпуса реактора (включая резьбовые гнезда) не более чем за 24 ч, бригадой в составе до 6 человек.

После завершения контроля система демонтируется с объекта контроля, выполняется ее разборка, дезактивация при необходимости и транспортируется к месту хранения для консервации до следующего использования.

Устройство для контроля шпилек отМ36 до М170

Устройство контроля предназначено для ультразвукового (УЗК) и вихретокового (ВТК) контроля основного металла гладкой части и резьбовых участков шпилек размером от М36 до М170. Система разработана для обеспечения безопасности эксплуатации оборудования за счет своевременного обнаружения недопустимых отклонений от требований нормативной документации по оценке качества металла шпилек, уменьшения продолжительности контроля состояния металла и уменьшения дозовых нагрузок на эксплуатационный персонал. Объектами контроля являются:

- шпильки ГРР М170;
- шпильки коллектора первого контура ПГ М60;
- шпильки люка второго контура ПГ М52;
- шпильки люка-лаза ПГ М48;
- шпильки люка-лаза ёмкости САОЗ М48;
- шпильки блока ТЭН ёмкости САОЗ М36;
- шпильки люка-лаза КД М64;
- шпильки блока ТЭН КД М36;
- шпильки теплообменника СПОТ М48;
- шпильки ГЦНА М100.

Контроль выполняется со стороны наружных поверхностей шпилек в период планово-предупредительного ремонта.

В состав СК входит: манипулятор; аппаратура управления, сбора, обработки, отображения и архивации результатов; комплект силовых и коммутационных кабелей; средства связи; аппаратура ВТК и УЗК, а так же комплект НО.

Аппаратура УЗК предназначена для контроля состояния металла гладких цилиндрических поверхностей шпилек, включая переходные зоны к резьбовым частям (галтели). Зоны контроля разбиты на 3 участка:

- участок 1 – доступная часть основного металла (шпильки М100 и М170) в зонах резьбы;

- участок 2 – галтельный переход (шпильки М36, М48, М52, М60, М64, М100, М170);
- участок 3 – гладкая часть (шпильки М36, М48, М52, М60, М64, М100, М170).

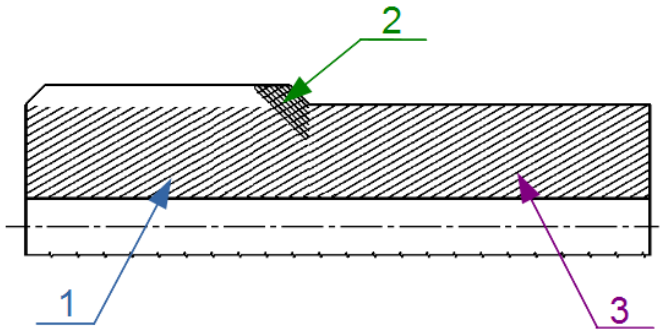


Рисунок 32. Зоны контроля шпильки

Данный вид контроля позволяет своевременно выявить и зафиксировать плоскостные несплошности, возникающие в процессе эксплуатации шпилек:

- трещины, возникающие в результате циклического нагружения в теле шпильки и в галтельном переходе;
- наличие расслоений, несплошностей.

Устройство контроля с входящими в его состав средствами измерений обеспечивает измерение следующих параметров выявленных несплошностей:

- координата расположения;
- геометрические размеры (высота и протяженность).

Измерение геометрических размеров (максимальной высоты и протяженности) выявленных несплошностей и отслоения наплавленного от основного металла выполняется дефектоскопом ZIRCON , входящим в состав системы контроля.



Рисунок 33. Дефектоскоп ZIRCON

При УЗК шпилек используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвуковых пьезоэлектрических преобразователей с фазированной решёткой.

Аппаратура ВТК предназначена для контроля состояния металла резьбовых участков шпилек (РУШ) и позволяет обнаруживать индикации, соответствующие отклонениям следующих типов:

- коррозионные повреждения, типа "нехватка материала" (язвы и т.п., трещины различной ориентации относительно оси шпильки);
- изменения геометрии РУШ: отсутствие (выкрашивание) гребня врезультате механического или коррозионно-механического износа;
- следы удара (вмятина).

Суть метода заключается в получении информации об электромагнитных и геометрических свойствах объекта контроля из металла путем измеренияприращения полного сопротивления обмоток параметрического ВТП, на которые подается синусоидальное напряжение во время его перемещения вдоль поверхности объекта контроля.

При проведении ВТК РУШ используется блок преобразователей (Рис.2.4.15) для резьбы типа HRID BP-BS-PP-PC-Mxxx (где xxx – типоразмер резьбы в мм) с двумя накладными ВТП. Один ВТП представляет собой обычную плоскую обмотку, в другом используются две плоские обмотки с общей точкой, расположенные крестообразно. Использование такого сочетания двух ВТП обеспечивает надежное выявление несплошностей по всему профилю резьбы. При проведении контроля сканирование ВТП контролируемой поверхности проводится по винтовой линии за счет вращения шпиль-

ки и линейного передвижения ВТП вдоль оси шпильки, осуществляемого манипулятором. Сканирование каждого РУШ начинается от начала каждого резьбового участка шпильки и продолжается до окончания резьбового участка. У каждой шпильки контролю подлежат два участка РУШ.

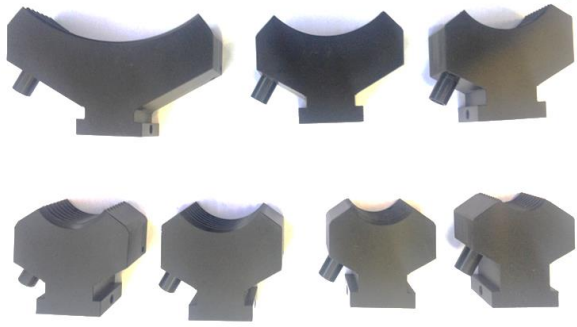


Рисунок 34. Общий вид блоков преобразователей

Непосредственно контроль проходит в здании мастерских ЗКД, куда доставляют шпильки для их предварительной зачистки. После того как проведен визуальный контроль шпилек и не выявлено недопустимых поверхностных дефектов, приступают к УЗ и ВТ контролю. В зависимости от типоразмера шпильки, установка в манипулятор производится вручную, либо при помощи крана.

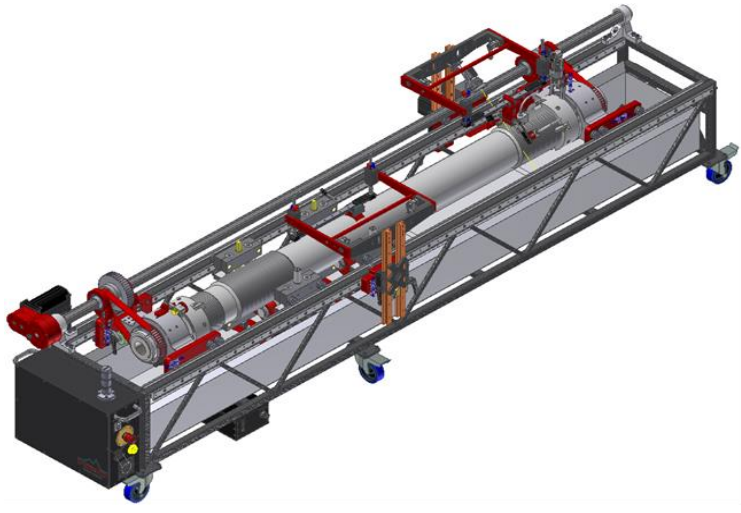


Рисунок 35. Манипулятор с установленной в него шпилькой М170

Для привязки координат на поверхности шпильки к собранным ВТ данным, используется метка, нанесенная на шпильке при её изготовлении, которая задает точку отсчета угловой координаты в поперечном (азимутальном) направлении. При установке шпильки данная точка должна быть ориентирована вверх и совпадать с красной меткой на патроне устройства вращения шпильки манипулятора (Рис. 36). ВТП должен быть ориентирован по осевой координате таким образом, чтобы правая грань ВТП совпадала с точкой отсчета координат. Для отсчета угловой координаты используются аппаратные средства КДСК, при этом за ноль принимается верхнее на «0» часов положение метки.

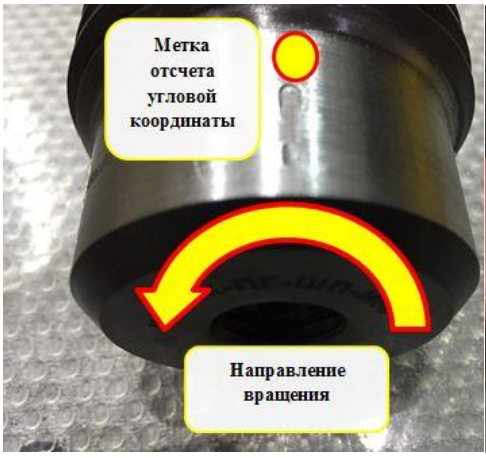


Рисунок 36. Метка начала отсчета угловой координаты на шпильке.

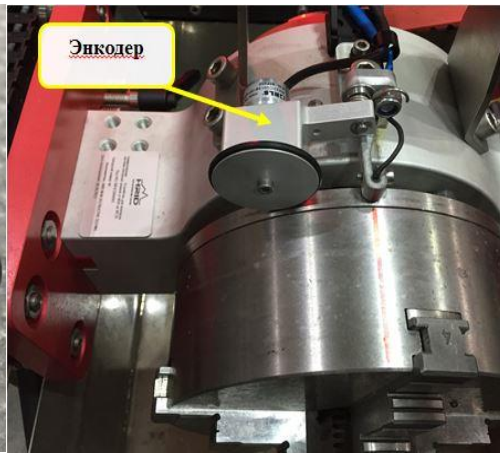


Рисунок 37. Положение энкодера на патроне манипулятора.

После позиционирования шпильки в нужное положение, оператор включает подачу контактной жидкости и вращение шпильки. Сканирование витков резьбы проводится за счет вращения шпильки и движения ВТ блока преобразователей по всей винтовой линии резьбы до схода резьбы. Запись ВТ-данных производится во время всего движения ВТП вдоль витков. После прохождения 1-го РУШ останавливается вращение шпильки, каретка с блоком преобразователей переставляется на заход первого витка (от маркировки шпильки) 2-го участка РУШ. Включается соответствующее вращение шпильки. Запись ВТ-данных проводится во время всего движения ВТП вдоль витков. После прохождения двух РУШ проверяется наличие ВТ информации по проконтролированной шпильке и ее за-

пись на отсутствие признаков неисправности ВТ блока преобразователей.

При УЗК начальной точкой отсчета в кольцевом (ось X) направлении является положение 12 часов, соответствующее маркировке, нанесенной на торце шпильки. Направление кольцевого отсчета ведется по движению часовой стрелки. В осевом направлении (ось Y), начальной точкой отсчета является расположение ФР, максимально приближенное к галтельному переходу шпильки. Направление осевого отсчета – в сторону противоположного торца шпильки. В случае, если невозможно по каким-либо причинам определить начальную точку и направления отсчета, то они выбираются произвольно с привязкой к любым особенностям контролируемой шпильки и обязательным внесением координат отсчета в заключение по результатам контроля.

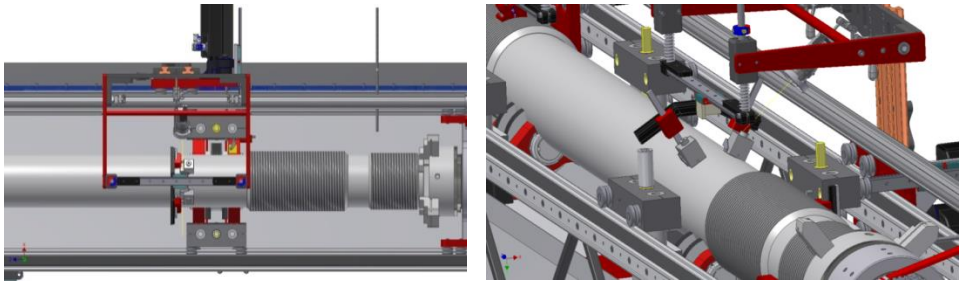


Рисунок 38. Манипулятор в рабочем положении

Контроль участков 2 и 3 на наличие поперечных несплошностей, расположенных в металле шпильки и выходящих на внутреннюю и внешнюю поверхности, проводить со стороны гладкой части шпилек ФР прямым и однократно отраженным лучом.

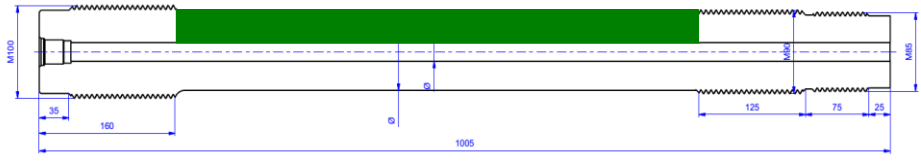


Рисунок 39. Зоны контроля 2 и 3 для наклонного преобразователя

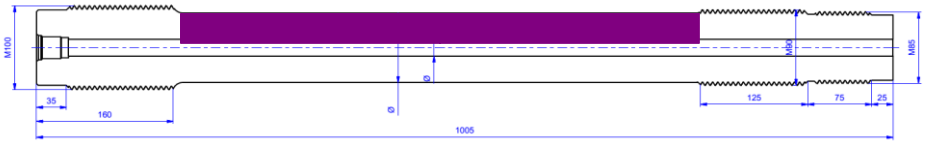


Рисунок 40. Зона контроля 3 для прямого преобразователя

Контроль проводить путем продольного перемещения ФР по траектории вдоль оси шпильки (ось Y), приведенной на рисунке с шагом, определенным в методике контроля.

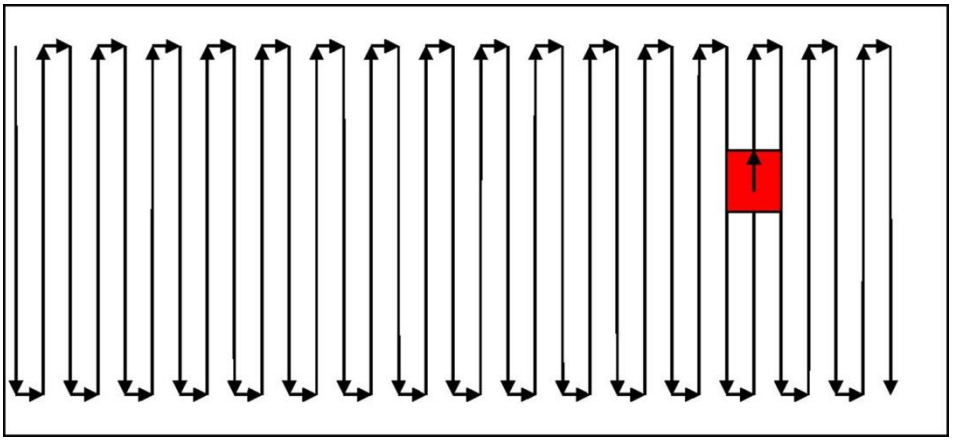


Рисунок 41. Траектория сканирования гладкой части шпильки (зоны 2 и 3)

По окончании сканирования (1 оборот вокруг продольной оси), необходимо развернуть акустический блок с ФР на 180° и повторить сканирование в обратном направлении.

Контроль участка 1 на наличие осевых несплошностей проводится для шпилек М100 и М170 ФР с улом ввода 0º по торцу шпильки. Контроль проводится по траектории, приведенной на рисунке …?….. с шагом, определенным в методике.

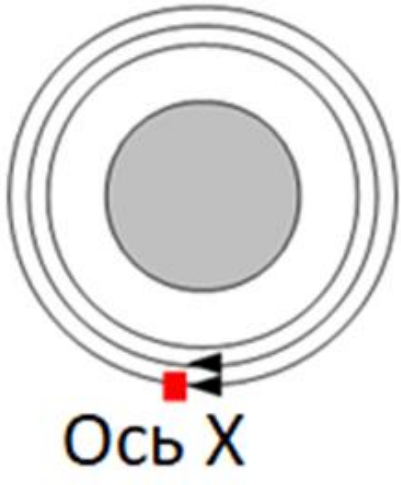


Рисунок 42. Траектория сканирования со стороны торца шпильки (круговое сканирование с радиальным шагом – ось X)

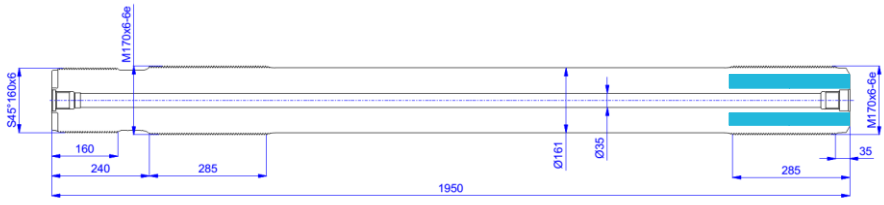


Рисунок 43. Зона контроля 1 со стороны торца

Оценка и анализ данных производится согласно нормативной документации и методикам. Детали манипулятора выполнены из материалов, не подверженных коррозионному воздействию воды. Двигатели и электронные компоненты помещены в корпусы и герметично уплотнены от протечек воды. Разъемы применяемые в составе системы, произведены в водозащищенном исполнении.

В период между использованием все составные части устройства для контроля шпилек хранятся на складе ТТО в герметичных контейнерах, предварительно пройдя процедуру технического обслуживания и консервации.

2.5 Заполнение БМП для перегрузки топлива.

При заполнении бассейна мокрой перегрузки будет происходить заполнение основного оборудования первого контура.

Перед заполнением должны быть выполнены все организационно-технические мероприятия по исключению пролива воды:

- оборудование должно быть уплотнено,

- граничная арматура закрыта.

Для исключения образования воздушного кармана в КД и, как следствие, в дальнейшем внезапного снижения уровня в бассейне мокрой перегрузки при заполнении, воздушники КД должны быть открыты.

Перед заполнением необходимо убедиться в соответствии качества раствора борной кислоты диагностическим показателям, указанным в Таблице 4.

Таблица 4. Диагностические показатели качества борного концентрата системы FAL

Наименование показателей	Контрольный уровень
Концентрация борной кислоты, г/дм^3	16÷20
Величина pH (при 25 ºС), не менее	4,2
Концентрация хлорид – ионов и фторид-ионов, мг/дм3	не более 0,1
Концентрация сульфат – иона, мг/дм3, не более	0,2
Концентрация кремниевой кислоты, мг/дм3, не более	1,0
Концентрация общего органического углерода (масла и тяжёлые нефтепродукты), мг/дм3, не более	1,0
Прозрачность воды, δ%, не ниже	95
1. Прозрачность определяется при состоянии энергоблока «перегрузка топлива»; 2. Контроль показателей качества проводится перед проведением ТТО в шахте ревизии ВКУ.	

2.6 Операции с ядерным топливом

Обращение с ядерным топливом ВВЭР-1200 рассматривается на примере проекта В-392М (энергоблоки № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2). Проект В-491 (энергоблоки № 1 и № 2 Ленинградской АЭС-2) имеет ряд отличий в части системы обращения со «свежим», то есть необлученным, полученным с завода-изготовителя ядерным топливом (далее по тексту используется термин «свежее» без кавычек – свежие ТВС, свежее ядерное топливо и т.п.).

Комплекс систем хранения и обращения с ядерным топливом на АЭС представляет собой совокупность систем, предназначенных для хранения, загрузки, выгрузки, транспортирования и контроля ядерного топлива.

В состав комплекса входят следующие системы:

- система хранения и обращения со свежим ядерным топливом;
- система перегрузки активной зоны реактора;
- система прireакторного хранения отработавшего ядерного топлива;
- система внутристанционного транспортирования ядерного топлива по территории АЭС.

В соответствии с классификацией систем и элементов АС системы комплекса по назначению являются системами нормальной эксплуатации, а по влиянию на безопасность являются системами важными для безопасности.

Все операции по перемещению ядерного топлива являются ядерно-опасными работами, к которым предъявляются специальные требования.

Система хранения и обращения со свежим ядерным топливом предназначена для операций, связанных с приемом на АЭС, хранением, контролем и подготовкой к загрузке в реактор составных частей активной зоны (свежих ТВС и ПС СУЗ). Тепловыделяющие сборки (ТВС) доставляются на АЭС в комплекте упаковочном (транспортном упаковочном комплекте ТК-С5-М для ТВС ВВЭР-1200), поглощающие стержни систем управления и защиты (ПС СУЗ) поставляются на АЭС или установленные в ТВС, или размещенные отдельно в специально оснащенном комплекте упаковочном. Размещенные в упаковочные комплекты ТВС и ПС СУЗ при транспортировании на АЭС находятся в горизонтальном состоянии.

Для этих целей предусмотрено отдельно стоящее хранилище свежего топлива (ХСТ), укомплектованное необходимым транспортно-технологическим оборудованием. Кроме того, в здании ХСТ располагаются вспомогательные и обслуживающие системы, системы электроснабжения, спецканализации и вентиляции.

Компоновка ХСТ представлена на рисунке 44.

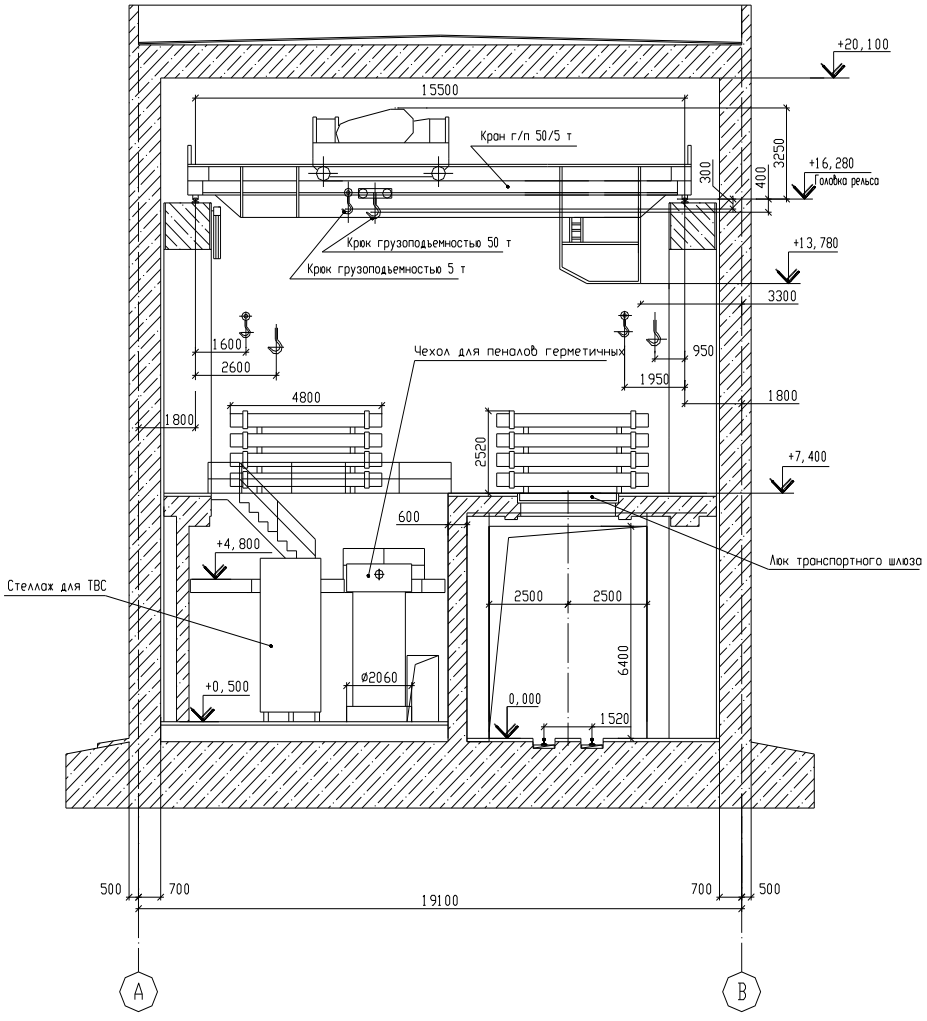


Рисунок 44. Компоновка ХСТ

В ХСТ выполняются следующие основные транспортно-технологические операции:

- доставка в транспортный коридор ХСТ на железнодорожном вагоне свежих ТВС (ПС СУЗ), размещенных в комплектах упаковочных;
- транспортирование комплектов упаковочных со свежими ТВС (ПС СУЗ) на место хранения или на кантователь;

- кантование из горизонтального в вертикальное положение комплекта упаковочного, извлечение свежих ТВС (ПС СУЗ) из приведенного в вертикальное состояние комплекта упаковочного и установка их в стеллаж или в чехол транспортный (далее, вплоть до транспортирования отработавшего ядерного топлива из реакторного отделения для хранения или переработки на соответствующих предприятиях, ТВС и ПС СУЗ находятся на АЭС в вертикальном положении);
- подача платформы внутристанционной в транспортный коридор ХСТ, установка чехла транспортного со свежими ТВС (ПС СУЗ) на платформу внутристанционную;
- транспортирование чехла транспортного со свежими ТВС (ПС СУЗ) из ХСТ в РО.

В процессе приема свежих ТВС (ПС СУЗ) в ХСТ проводится их комиссионный входной контроль с целью проверки соответствия установленным требованиям. Входной контроль проводится в помещении ХСТ, предназначенном для его приёмки и хранения. Объём входного контроля определяется процедурами АЭС, разработанными на основании документов завода-изготовителя компонентов активной зоны (технические условия, руководства по эксплуатации и т.д.):

- маркировка ТВС (ПС СУЗ);
- внешний вид ТВС (ПС СУЗ);
- габаритные, присоединительные и установочные размеры ТВС (наружный диаметр хвостовика ТВС, ширина по ребрам верхней обечайки головки ТВС, наружный диаметр фиксатора на хвостовике ТВС, ширина ребер верхней обечайки головки ТВС, наружный диаметр верхней обечайки головки ТВС);
- проходимость направляющих каналов ТВС;
- отсутствие посторонних предметов в направляющих каналах ТВС;
- сцепление ТВС с перегрузочными средствами;
- проходимость инструментального канала;
- правильность расположения ПС СУЗ в ТВС (при наличии ПС СУЗ в ТВС);
- входимость ПС СУЗ в направляющие каналы ТВС;
- сцепление ПС СУЗ с перегрузочными средствами или штангой привода СУЗ;

- входимость головки ПС СУЗ в плиту БЗТ.

На комплектах упаковочных устанавливаются индикаторы ударов и толчков, регистрирующие превышение допустимых динамических перегрузок при транспортировании. Динамические перегрузки, возникающие при транспортно-технологических операциях с комплектами упаковочными с ТВС, не должны превышать 4g. Срабатывание индикаторов ударов и толчков, не является для ТВС браковочным признаком. В этом случае входной контроль ТВС и ПС СУЗ с обязательным участием представителя завода-изготовителя. При этом для ТВС дополнительно проверяются зазоры между рядами ТВЭЛов, а также размеры «под ключ» дистанционирующих решеток.

При проведении входного контроля применяются приспособления, разработанные заводом-изготовителем.

Свежее ядерное топливо, подготовленное к загрузке в реактор в хранилище свежего топлива и установленное в чехол транспортный, подается в реакторное здание в следующем порядке:

- свежие ТВС (ПС СУЗ), загруженные в чехол транспортный, доставляются на внутристанционной платформе к транспортному порталу реакторного здания;
- снимаются элементы для закрепления чехла на грузовой платформе;
- на чехол надевается амортизатор с помощью траверсы, входящей в комплект поставки амортизатора;
- чехол совместно с амортизатором с помощью крана эстакады поднимается на площадку транспортного портала, отметка +26,300 м; общая высота подъема чехла составляет 26,8 м;
- производится съем амортизатора с чехла с помощью траверсы, входящей в комплект поставки амортизатора;
- чехол устанавливается на шлюзовую тележку;
- открывается защитная откатная дверь тамбура транспортного шлюза;
- открывается наружная дверь транспортного шлюза реакторного отделения;
- шлюзовая тележка с чехлом въезжает внутрь транспортного шлюза;
- закрывается наружная дверь шлюза и открывается внутренняя;

- шлюзовая тележка въезжает в центральный зал реакторного отделения;
- чехол с помощью вертикальной траверсы транспортируется круговым краном в контейнерный отсек бассейна выдержки и устанавливается в гнездо универсальное, под которым установлен амортизатор;
- свежие ТВС или ПС СУЗ перегружаются из чехла в стеллаж бассейна выдержки или устанавливаются сразу в реактор.

Система перегрузки активной зоны реактора предназначена для обеспечения перемещения ТВС (ПС СУЗ) в активной зоне реактора и бассейне выдержки (БВ). Физический смысл перегрузки реактора состоит в том, чтобы создать в активной зоне реактора необходимый запас реактивности для несения энергоблоком номинальной мощности в течении времени между планово-предупредительными ремонтами. При формировании активной зоны ВВЭР-1200 часть наиболее выгоревших ТВС располагается на периферии активной зоны, а свежие ТВС располагаются ближе к центру активной зоны. Такие компоновки повышают эффективность использования ядерного топлива, увеличивают эффективность аварийной защиты и снижают поток быстрых нейтронов на корпус реактора. В настоящее время компоновки указанного типа широко применяются на АЭС для всех типов реакторов ВВЭР.

Проект активной зоны ВВЭР-1200 позволяет использовать топливные циклы с одной перегрузкой раз в 12, 18 или 24 месяца. Средняя продолжительность работы топливной загрузки в 12-ти месячном топливном цикле составляет не менее 336 эффективных суток, в 18-ти месячном топливном цикле составляет около 500 эффективных суток. 24-х месячный топливный цикл на момент написания данного пособия не рассматривается. Длительность, обозначаемая «эффективные сутки» соответствует суткам работы реакторной установки на мощности 100%.

На ВВЭР-1200, как и на всех реакторах типа ВВЭР, перегрузка активной зоны осуществляется на остановленном и разобранном реакторе под слоем воды. Реактор и бассейн выдержки объединяются в бассейн перегрузки через транспортный коридор.

Основные функции системы перегрузки состоят в следующем:

- выгрузка ТВС (ПС СУЗ) из реактора в БВ;
- перестановка ТВС (ПС СУЗ) внутри активной зоны реактора;
- загрузка свежих ТВС (ПС СУЗ) в реактор;

- загрузка отработавших ТВС (ПС СУЗ) из бассейна выдержки в ТУК для отработавших ТВС.

Перемещение ПС СУЗ может осуществляться как в составе ТВС, так и отдельно с применением специального каркаса.

Перечень и классификация оборудования системы перегрузки представлены в таблице 6.

Все операции по перегрузке ядерного топлива выполняются в последовательности, определенной рабочей программой и рабочим графиком транспортно-технологических операций с топливом. Идентификация перегружаемых ТВС на соответствие программе перегрузки проводится по маркировке с помощью телевизионной камеры, расположенной на машине перегрузочной.

Операции по перемещению ТВС и ПС СУЗ в реакторе и БВ выполняются с помощью машины перегрузочной, которая проводит операции только с одной ТВС, или с одним ПС СУЗ, или с ТВС в комплекте с ПС СУЗ.

На машине перегрузочной предусмотрены следующие блокировки:

- исключающие наезд рабочей штанги на стены БВ, шахты реактора и контейнерного отсека БВ;
- исключающие вертикальное перемещение винтового захвата рабочей штанги при превышении максимально допустимых контрольных усилий, не более 735 Н при извлечении и не менее 735 Н (потеря веса) при установке ТВС;
- исключающие вертикальное перемещение захвата кластера рабочей штанги при превышении максимально допустимых контрольных усилий, не более 127 Н при извлечении и не менее 127 Н (потеря веса) при установке ПС СУЗ;
- исключающие расцепление захватов с перегружаемыми изделиями, за исключением зон, где эти операции разрешены;
- исключающие поворот рабочей штанги вне транспортного положения, кроме зон размещения пеналов герметичных, пеналов СОДС, их пробок.

Машина перегрузочная состоит из моста, тележки, рабочей и телевизионной штанги системы управления (рисунок 45, 46).



Рисунок 45. Машина перегрузочная

Мост предназначен для установки на нем тележки с рабочими органами и наведения их на заданную координату вдоль рельсового пути.

Мост перемещается по рельсовому пути на четырех ходовых колесах, два из которых приводные. «Сползанию» моста с рельсового пути препятствуют направляющие ролики, которые установлены в одной из концевых балок. Кроме того, в концевых балках моста установлены захват, препятствующие сбросу моста с рельсового пути во время землетрясения, а также сейсмические тормоза, обеспечивающие гашение энергии удара при землетрясении.

Тележка обеспечивает наведение на заданную координату рабочей штанги в поперечном направлении бассейна выдержки по рельсовому пути моста.

Рабочая штанга является основным рабочим органом машины перегрузочной.

Рабочая штанга состоит из двух частей: штанги телескопической и привода захватов.

Штанга телескопическая состоит из наружной секции, средней и внутренней секции. Внутренняя секция включает в себя винтовой захват для ТВС и захват кластера.

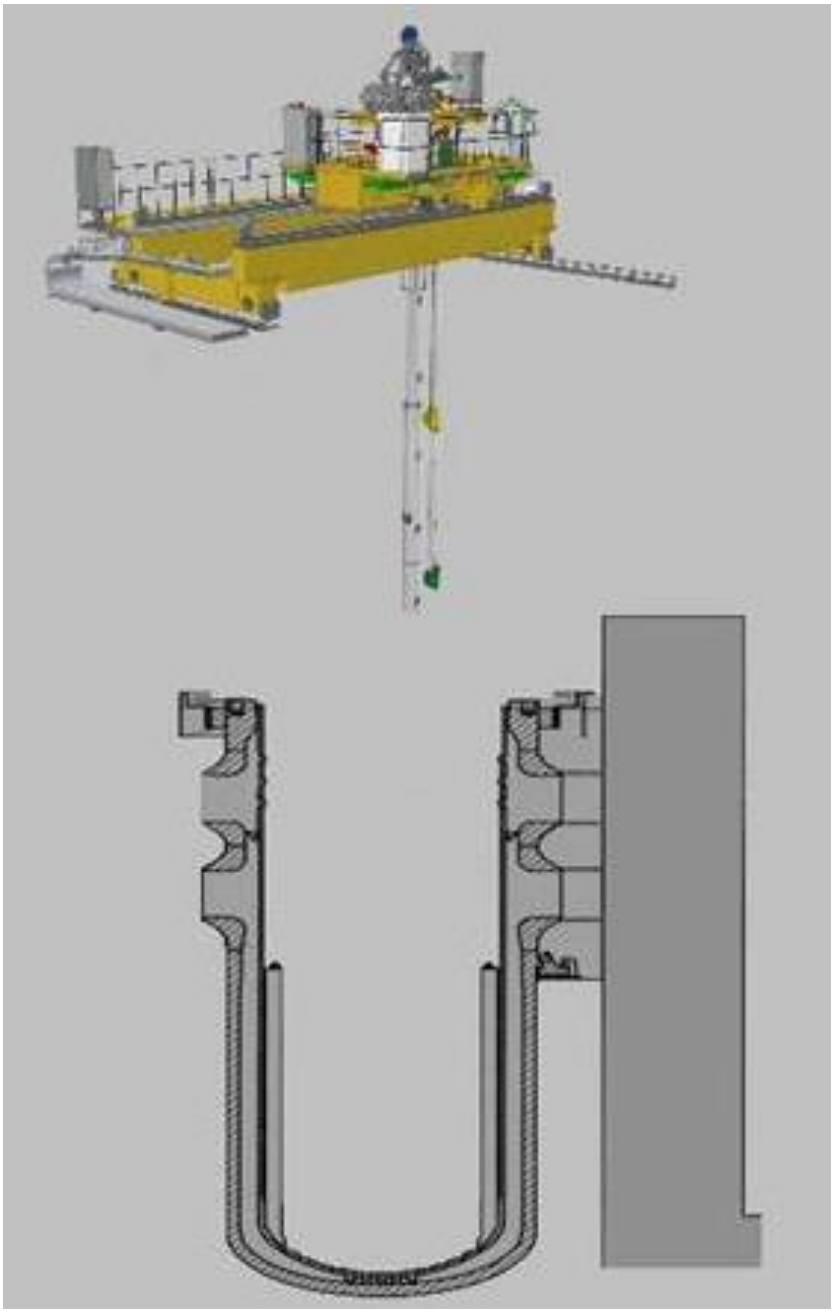


Рисунок 46. Общий вид машины перегрузочной

Секция наружная представляет собой трубу с направляющими роликами и упорами для средней секции.

Секция средняя представляет собой трубу с направляющими шпонками.

Секция внутренняя является захватной частью рабочей штанги. Секция внутренняя состоит из винтового захвата для ТВС и захвата ПС СУЗ. Захват ПС СУЗ в исходном положении находится на некотором уровне от нижнего торца винтового захвата для ТВС, благодаря чему имеется возможность перемещения его внутри винтового захвата при подъеме и опускании.

Весь комплекс транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ выполняемых перегрузочной машиной, должен контролироваться с помощью телевизионной камеры, установленной на машину перегрузочную, которая с помощью телевизионной штанги опускается на необходимую глубину.

После подъема ТВС в транспортное положение в рабочей штанге с помощью системы контроля герметичности оболочек ТВЭЛов ТВС машины перегрузочной (СКГО МП) определяются предварительные данные о герметичности ТВЭЛов ТВС. После этого, сразу или после перемещения в БВ, ТВС проходят контроль герметичности ТВЭЛов в пенале системы обнаружения дефектных сборок (СОДС). Объем и порядок КГО определяется рабочей программой. Негерметичные ТВС, достигшие критерия пенального хранения, хранятся в герметичных пеналах в течение срока службы энергоблока.

КГО при помощи СОДС проводится путем анализа водяных проб, взятых из контура СОДС, в пенале которой размещается контролируемая ТВС.

Критерии негерметичности ТВС устанавливаются соответствующей методикой.

Для предотвращения падения предметов в бассейн выдержки и реактор полярный кран оснащен блокировкой «запретная зона». Указанная блокировка исключает транспортирование над бассейном выдержки и реактором грузов, не связанных с перегрузкой активной зоны.

Для исключения распространения активных загрязнений при авариях с топливом, все работы по перегрузке топлива проводятся в герметической оболочке. Доступ персонала в оболочку производится только через предусмотренные проектом шлюзы.

Для пересечения герметичной оболочки различными коммуникациями предусмотрено использование специальных герметичных проходок, обеспечивающих надлежащее уплотнение.

Охлаждение перегружаемых ТВС при перегрузке активной зоны производится системой аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки.

Обеспечение безопасности при перегрузке ядерного топлива.

Состояние РУ, в котором ведется перегрузка ядерного топлива, характеризуется следующими условиями и параметрами:

- обеспечена подкритичность реактора не менее 2% (без учета погруженных в активную зону ОР СУЗ), концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, в бассейне перегрузки и бассейне выдержки топлива не менее16 г/дм^3;
- температура теплоносителя первого контура в бассейне выдержки при проведении работ по перегрузке топлива менее 60ºС;
- ВБ и БЗТ сняты;
- бассейн перегрузки заполнен раствором борной кислоты надлежащего качества с концентрацией 16 ÷ 20 г/дм^3 до уровня 25,35 ÷ 25,55 м;
- демонтированы гидрозатворы транспортного канала.

При перегрузке ядерного топлива реактора должен проводиться периодический контроль концентрации борной кислоты с отбором проб из первого контура. При обнаружении непредусмотренного снижения концентрации борной кислоты (менее 16 г/дм^3) в корпусе реактора, операции по перегрузке топлива должны быть прекращены до выяснения причин и восстановления требуемой концентрации борной кислоты.

Все операции с ядерным топливом выполняются с обеспечением контроля состояния нейтронного потока активной зоны реактора с помощью аппаратуры контроля нейтронного потока (АКНП).

АКНП состоит из двух независимых четырехканальных комплектов. В состав каждого комплекта входят:

- четыре канала контроля нейтронного потока;
- три устройства детектирования плотности потока нейтронов (УДПН) в режимах загрузки/перегрузки ядерного топлива (внереакторная СКП) и в диапазоне источника (ДИ);

- три устройства детектирования плотности потока нейтронов (УДПН) в режимах загрузки/перегрузки ядерного топлива с тремя вспомогательными блоками (внутриреакторное СКП).

Схема расположения активной зоны и измерительных каналов ИК, распределения ОР СУЗ по группам на энергоблоке № 1 НВ АЭС-2

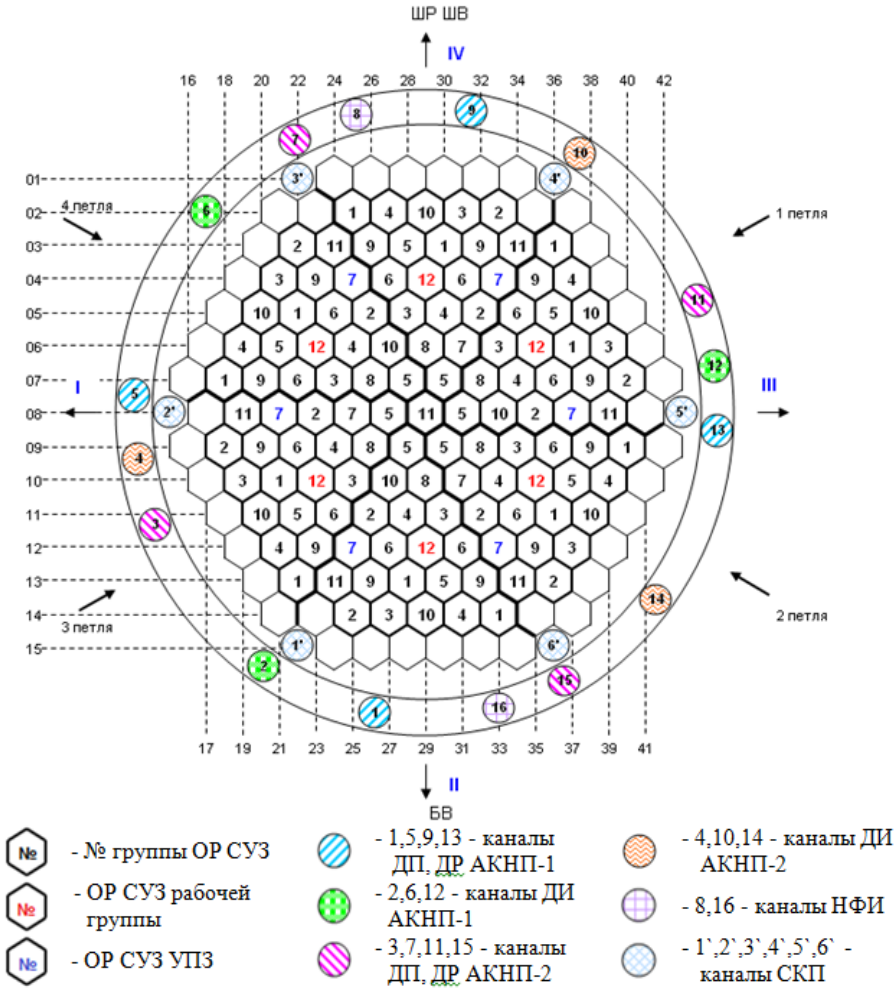


Рисунок 47. Схема расположения измерительных каналов АКНП

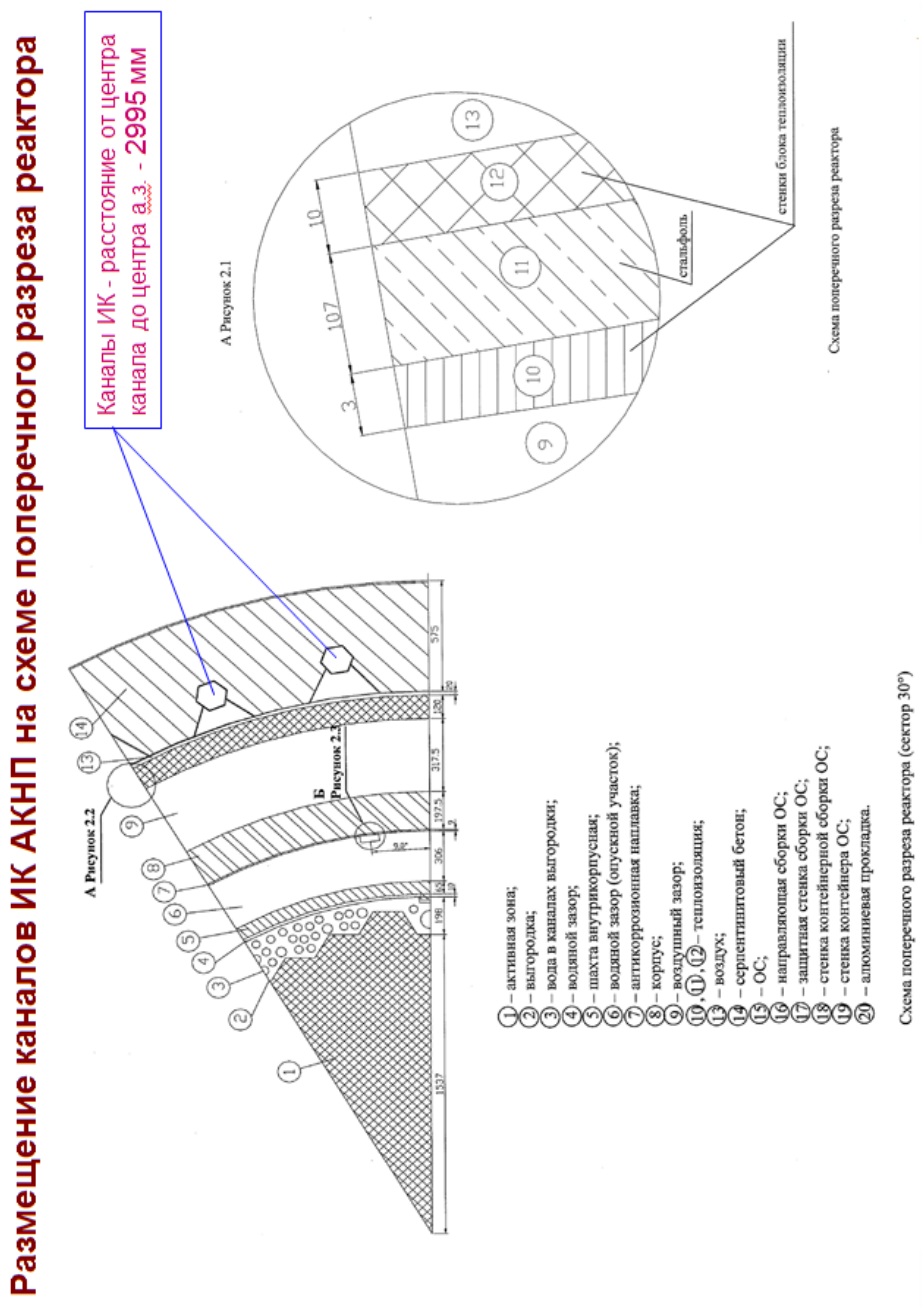


Рисунок 48. Схема размещения каналов ИК

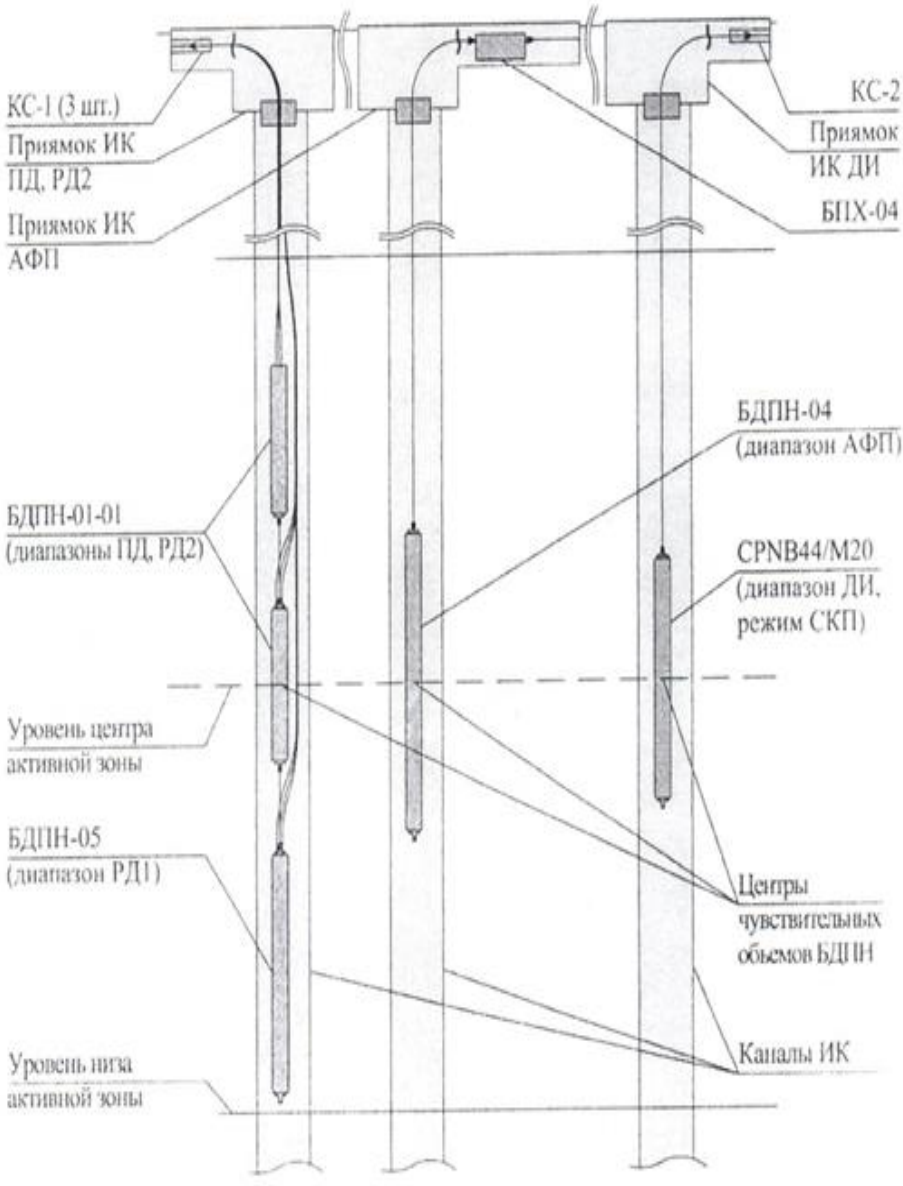
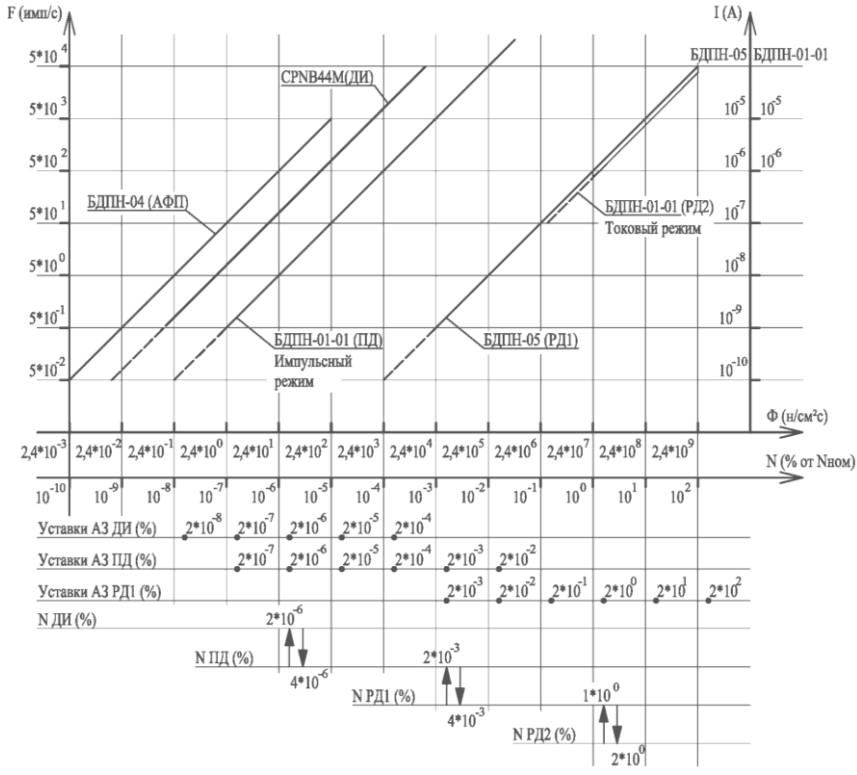


Рисунок 49. Схема размещения БДПН (блок детектирования потока нейтронов) относительно центра активной зоны реактора

Поддиапазоны контроля АКНП для энергоблоков ВВЭР-1200.



Наименование поддиапазона, обозначение	Пределы контроля мощности, % от $N_{ном}$	Плотность потока нейтронов, $см^{-2} \cdot с^{-1}$
Поддиапазон физического пуска АФП	От $1 \cdot 10^{-10}$ до $1{,}0 \cdot 10^{-5}$	От $2{,}4 \cdot 10^{-3}$ до $2{,}4 \cdot 10^{2}$
Поддиапазон источника ДИ	От $1 \cdot 10^{-9}$ до $1{,}0 \cdot 10^{-4}$	От $2{,}4 \cdot 10^{-2}$ до $2{,}4 \cdot 10^{3}$
Пусковой поддиапазон ПД	От $1{,}0 \cdot 10^{-7}$ до $1{,}0 \cdot 10^{-2}$	От $2{,}4 \cdot 10^{0}$ до $2{,}4 \cdot 10^{5}$
Рабочий поддиапазон РД1	От $1{,}0 \cdot 10^{-3}$ до 150	От $2{,}4 \cdot 10^{4}$ до $3{,}6 \cdot 10^{9}$
Рабочий поддиапазон РД2	От 1 до 150	От $2{,}4 \cdot 10^{7}$ до $3{,}6 \cdot 10^{9}$
Примечание – Предполагается, что при 100 % от Nном плотность нейтронного потока в каналах ИК составляет $2{,}4 \cdot 10^{9}$ $см^{-2} \cdot с^{-1}$.		

Рисунок 50. Поддиапазоны контроля плотности нейтронного потока

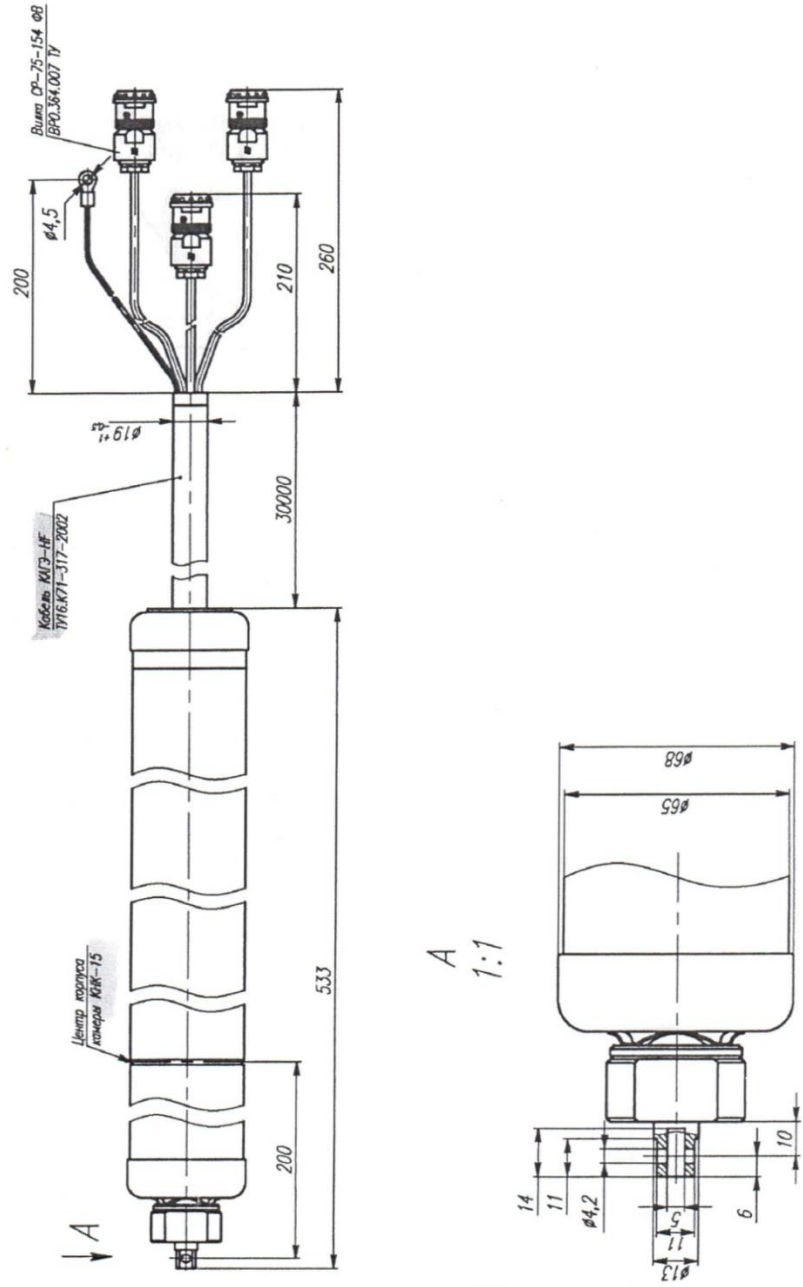


Рисунок В.4 – Блок детектирования БДПН-06. Габаритный чертеж

Рисунок 51. Габаритный чертеж БДПН-06

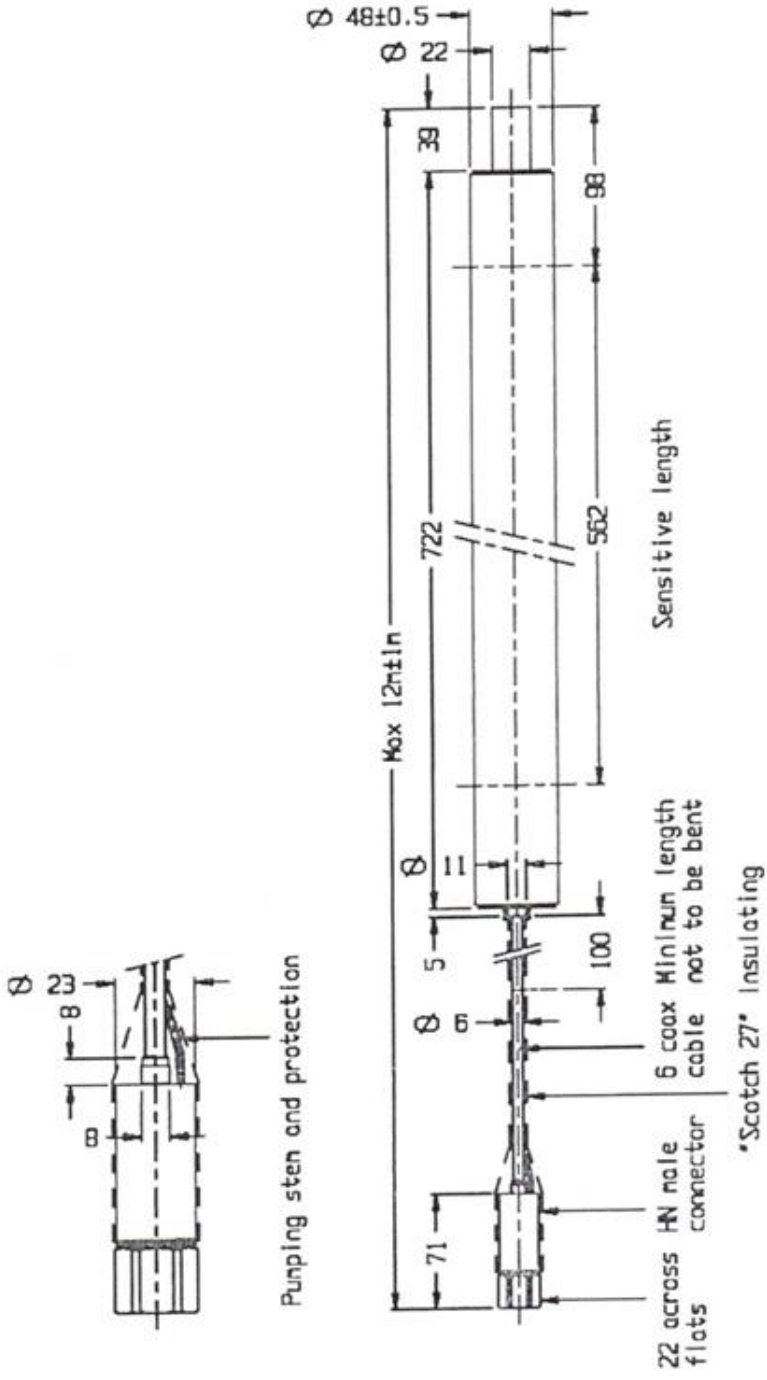


Рисунок 52. Габаритный чертеж CPNB44/M20

Для представления персоналу визуальной и акустической информации о параметрах контроля перегрузки топлива в АКНП предусмотрены блоки, выполняющие функции оптической и акустической сигнализации о величине средней частоты и сигналов РАБОТА, СТОП и РЕВЕРС, поступающих от АКНП.

Для представления информации о работе АКНП на пульте машины перегрузочной предусмотрен оперативный дисплей БИЦ-08 со штатным блоком питания для обеспечения персонала информацией о параметрах контроля перегрузки, который получает информацию от обоих комплектов АКНП.

Для контроля процесса перегрузки ядерного топлива в составе АКНП предусмотрены блоки оптико-акустических сигнализаторов БСР-01 для индикации дискретных и частотных сигналов от обоих комплектов АКНП.

На оперативных дисплеях БИЦ-08 в числовом виде и в виде гистограмм представлена информация (Рисунок 53) о контролируемых во время перегрузки ядерного топлива нейтронно-физических параметрах, о значениях уставок СТОП и РЕВЕРС, информация об исправности каналов контроля (сигнал РАБОТА), о превышении уставок.



Рисунок 53. Оперативный дисплей БИЦ-08

Блок сигнализации БСР-01 (рисунок 54) предназначен для подачи звуковых сигналов различной тональности в зависимости от входной частоты и обеспечения звуковой и световой сигнализации дискретных сигналов РАБОТА, СТОП, РЕВЕРС. Световая сигнализация сигналов СТОП, РЕВЕРС сопровождается звуковой сигнализацией в виде постоянного тона частотой 2600 и 3200 Гц соответственно. Диапазон входной частоты разбит на пять диапазонов, каждому из которых соответствует своя тональность звукового сигнала.

Действия персонала при срабатывании сигналов СТОП, РЕВЕРС определяются инструкцией по обеспечению ядерной безопасности при хранении, транспортировании и перегрузке ядерного топлива на энергоблоке.

Показания частоты импульсов по каналам аппаратуры СКП, регистрируемые в процессе перегрузки ядерного топлива, как правило, не выше значений перед началом выгрузки ТВС из активной зоны.

При загрузке ТВС с выгоранием (отработавшим одну и более кампаний) в ячейку рядом с детектором СКП возможно срабатывание сигнала СТОП, РЕВЕРС от уставки по периоду. В этом случае рекомендуется сделать выдержку времени до снятия сигнала и установления показаний частоты импульсов, после чего можно продолжить загрузку данной ТВС в активную зону.



Рисунок 54. Блок сигнализации БСР-01

Система прireакторного хранения ОЯТ предназначена для снижения активности и остаточных энерговыделений ОТВС до допустимых значений для его транспортирования. Функции системы прireакторного хранения ОЯТ состоят в следующем:

- размещение ОЯТ, выгруженного из реактора;
- хранение ОЯТ до вывоза из реакторного отделения;
- отвод остаточных тепловыделений от ОЯТ;
- обеспечение биологической защиты персонала от хранящихся в бассейне выдержки ОЯТ.

Перечень и классификация оборудования системы прireакторного хранения отработавшего топлива представлены в Таблице 5.

Таблица 5

Наименование оборудования	Класс безопасности по НП-001-15
Стеллажи бассейна выдержки	2Н
Пеналы герметичные	3НЛ
Гидрозатворы бассейна выдержки	2НЗ
Амортизатор контейнерного отсека	2НЗ
Железобетонные ограждающие конструкции	2НЛ
Герметизирующая стальная облицовка	1НЛ
Стенд инспекции и ремонта ТВС	3Н

Ограждающие конструкции БВ предназначены для удержания активных продуктов деления, выделяющихся при различных режимах эксплуатации АЭС, а также для ослабления ионизирующего излучения.

При хранении отработавшего топлива в бассейне выдержки установлены критерии безопасности:

- не превышение допустимого эффективного коэффициента размножения нейтронов 0,95 в условиях нормальной эксплуатации и при проектных авариях;
- обеспечение неповреждаемости ОЯТ.

Безопасное функционирование системы прireакторного хранения топлива обеспечивается поддержанием температуры воды в БВ не более 60 ^{0}С, а также применением следующих систем, элементов, оборудования и сооружений:

- система охлаждения бассейна выдержки, включая заполнение, опорожнение и подпитку;
- система очистки воды бассейна;
- система технологического контроля;
- радиационный контроль;
- вентиляция;
- контроль сбора и возврата протечек.

Ядерная безопасность при хранении отработавшего топлива обеспечивается:

- ограничением шага расположения ТВС в стеллажах;
- применением гетерогенных и гомогенных поглотителей и контролем за концентрацией поглотителя;
- контролем за расположением ТВС;
- контролем за наличием, состоянием и составом охлаждающей среды;
- контролем за технологическими параметрами системы прireакторного хранения отработавшего ЯТ.

Конструкция стеллажей в хранилищах ОЯТ обеспечивает их устойчивость в условиях нормальной эксплуатации и при МРЗ.

В проекте предусмотрены технические средства для хранения негерметичных и дефектных ТВС;

Строительные конструкции бассейна выдержки выполнены в виде прямоугольной железобетонной конструкции с двойной металлической облицовкой. Они обеспечивают удержание активных продуктов деления, выделяющихся при различных режимах эксплуатации АЭС, а также, ослабление ионизирующих излучений при хранении ОЯТ.

Для отвода остаточных тепловыделений от отработавших ТВС, установленных в бассейне, предусмотрена возможность охлаждения воды бассейна выдержки.

Для обеспечения радиационной и ядерной безопасности при хранении топлива бассейн заполнен водным раствором борной кислоты концентрацией от 16 до 20 г/кг. Вода БВ циркулирует через си-

стему охлаждения и связанную с ней систему очистки воды бассейна выдержки. Для поддержания заданного уровня воды БВ (при хранении и перегрузке одинаковый уровень – отметка плюс 25,450 мм) предусмотрена подпитка БВ.

Все трубопроводы, входящие или выходящие из топливных отсеков БВ, заведены сверху бассейна таким образом, чтобы их разрывы не приводили к снижению уровня ниже уровня, требуемого в режиме хранения топлива. Емкость бассейна выдержки (рисунок 58) составляет 756 ячейки, из них:

- 732 ячейки для ТВС;

- 24 ячейки для пеналов герметичных;

Бассейн выдержки расположен в пределах парогенераторного бокса, между главными циркуляционными петлями. Он соединен с верхней частью бетонной шахты реактора перегрузочным каналом, рассчитанным на транспортирование одной топливной сборки. Верхняя отметка бассейна плюс 26,300 м определяется конструкцией реактора и величиной защитного уровня воды (около 3 метров) над активной частью отработавшей сборки при проносе ее в перегрузочном канале.

Бассейн выдержки состоит из отсека, предназначенного непосредственно для хранения ОТВС, и контейнерного отсека – зоны загрузки транспортного контейнера ОТВС и разгрузки чехла ранспортного со свежими ТВС.

Контейнерный отсек связан с бассейном выдержки перегрузочным каналом. Через канал производится перемещение свежих и отработавших ТВС. Контейнерный отсек оборудован амортизатором и универсальным гнездом для установки в него чехла транспортного (для свежего топлива) и ТУК (для отработавшего топлива). Амортизатор предназначен для снижения нагрузки на чехол транспортный и ТУК, а также на строительные конструкции дна контейнерного отсека бассейна выдержки, в случае их падения.

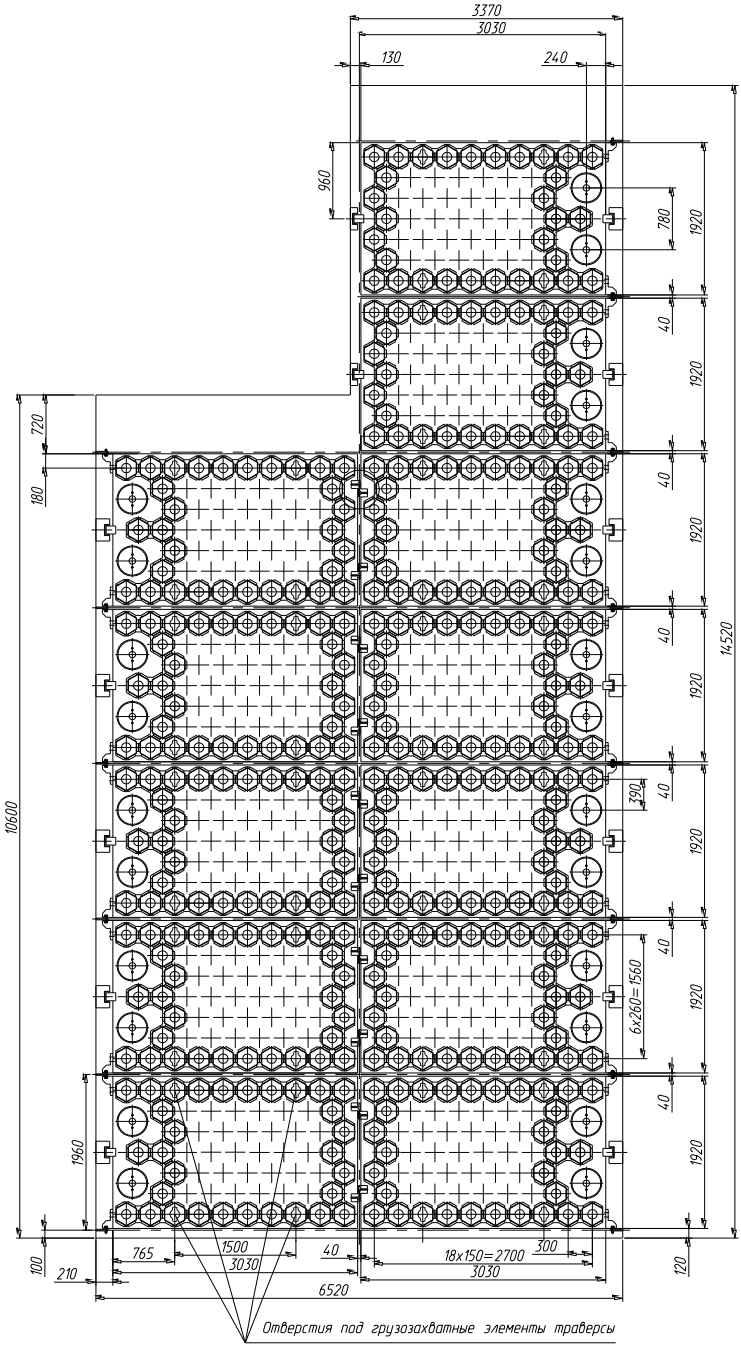


Рисунок 55. Емкость бассейна выдержки

Пенал герметичный предназначен для длительного хранения одной ТВС с негерметичными ТВЭЛами, которая критерия пенального хранения, с целью изоляции кассеты от окружающей среды. Пеналы герметичные устанавливаются в ячейки стеллажей бассейна выдержки.

Пенал представляет собой цилиндрическую сварную конструкцию, состоящую из корпуса и пробки и рассчитанную на рабочее давление 0,5 МПа. Корпус выполнен в виде цилиндрической обечайки с днищем и головкой, в которые вварены трубки охлаждения. Внутри корпуса имеется шестигранный чехол из борированной стали с внутренним размером «под ключ» 245 мм. Снаружи на днище пенала имеется фиксатор, который удерживает от проворота, установленный в стеллаже пенал при съеме-установке пробки. Пробка предназначена для герметизации внутренней полости пенала от окружающей среды. Пробка имеет захватные пальцы для транспортирования, элементы уплотнения и клапан, предназначенный для сброса давления внутри пенала, превышающего рабочее на 0,05 МПа, а также для кратковременной разгерметизации внутренней полости при съеме и установке пробки. В днище имеется клапан для заполнения пенала водой БВ в случае падения давления во внутренней полости.

Система внутристанционного транспортирования ЯТ по территории АЭС предназначена для выполнения следующих операций:

- доставка свежего ядерного топлива в ХСТ;
- доставка свежего ядерного топлива из ХСТ в реакторное здание;
- вывоз с АЭС ОТВС в транспортных упаковочных комплектах в железнодорожных вагонах-контейнерах.

При транспортировании ЯТ по территории АЭС осуществляются следующие операции:

- прием вагонов со свежим топливом и вагон-контейнерного состава с порожними ТУК для ОЯТ по железнодорожному пути на площадке отстоя и формирования состава;
- транспортирование вагонов со свежим топливом в ХСТ с помощью тепловоза;
- отправка из ХСТ свежего топлива на внутристанционной платформе в реакторное здание на загрузку в реактор;
- подача вагона-контейнера для отработавшего ЯТ под портал реакторного здания для загрузки ТУК с ОЯТ;
- формирование вагон-контейнерного состава и вывоз ОЯТ с АЭС.

2.7. Сборка реактора

Ремонт реактора, его вид и трудоемкость зависят от сроков освидетельствования корпуса реактора и состояния его активной зоны. Основное отличие вида ремонта реактора связано с перегрузкой топлива после капитального (полной), среднего (частичной).

Сборка реактора осуществляется после проведения контроля металла узлов и деталей согласно вида ремонта (график ППР) и устранения выявленных дефектов.

При получении положительных результатов контроля и при согласованных отклонениях (если таковые имеются) с проектной организацией можно приступать к сборке.

Далее, согласно утвержденной программы ядерно-опасных работ, производится загрузка топлива в шахту реактора из бассейна выдержки с помощью перегрузочной машины ремонтным подразделением под контролем эксплуатационного подразделения и отдела контроля за ядерным топливом АЭС.

Для сборки реактора необходимо выполнить комплекс мероприятий. В сборке реактора участвуют различные подразделения атомной энергетической станции (АЭС). После подготовительных мероприятий производится допуск персонала к ремонтным работам по сборке реактора.

Состав подготовительных работ:

- изготовление прокладки для ГРР с оформлением комплекта документов;
- подготовка комплектов (получение) уплотнительных (материалов, прокладок);
- подготовка крепежа;
- подготовка приспособлений;
- получение ЗиП с подтверждающими качество документами.

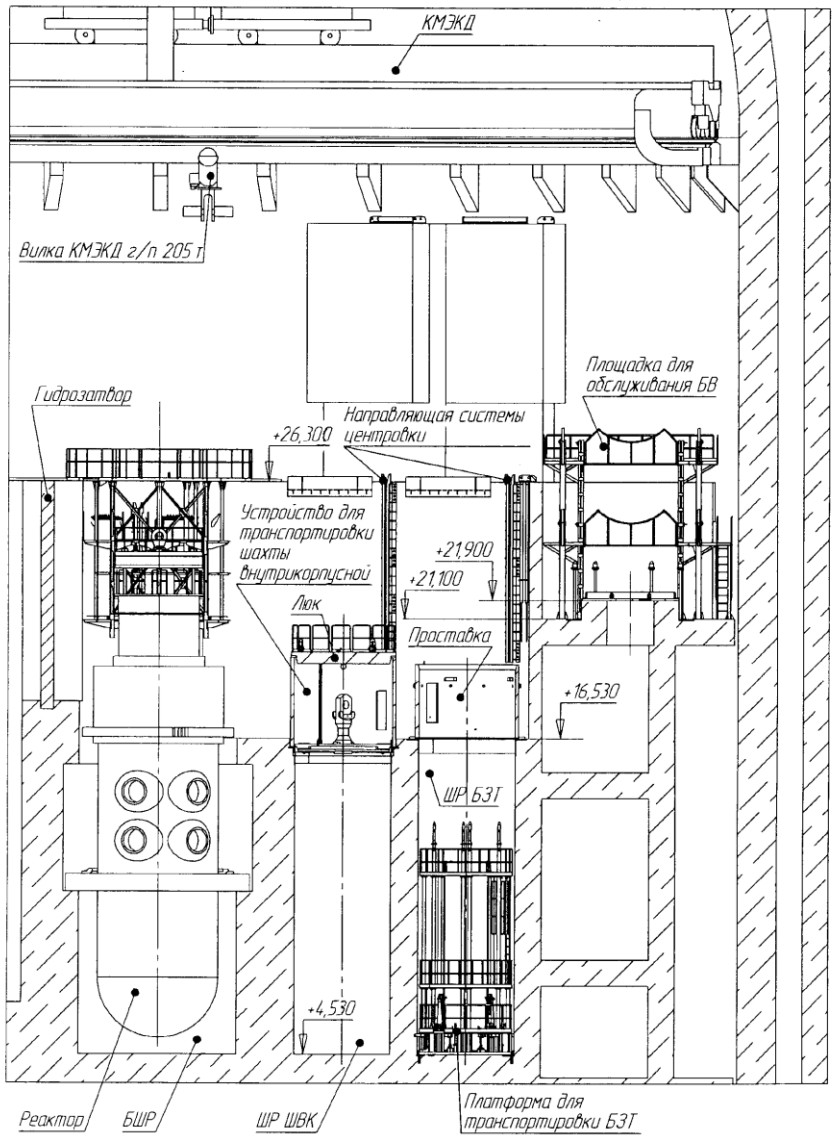
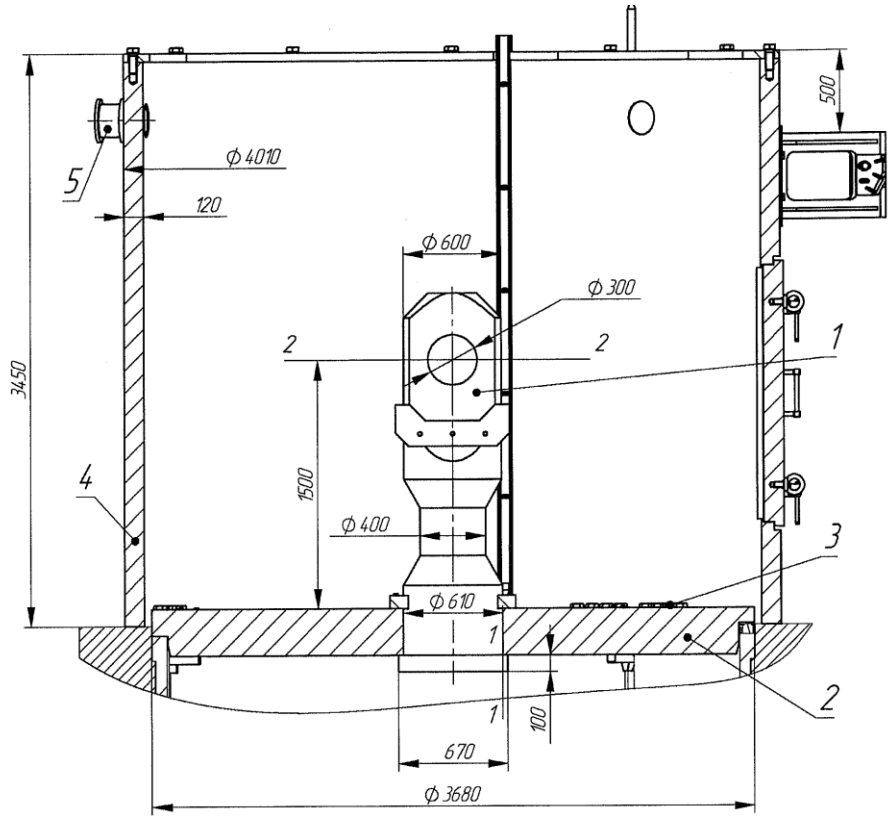


Рисунок 56. Расположение мест ревизий тяжеловесного оборудования разобранного реактора.

На шахте ревизии производится сцепление оборудования для транспортировки с шахтой внутрикорпусной.



1 - проушина
2 - плита
3 - болт М48
4 - обечайка
5 - цапфа
1-1 - расчетное сечение
2-2 - расчетное сечение

Рисунок 57. Оборудование для транспортировки шахты внутрикорпусной.

Приспособление для транспортировки шахты (УТШ).

При полной разборке реактора последовательно выполняются следующие операции:

1) проверка готовности к выполнению работ;

2) составление актов готовности;

3) установка шахты реактора с днищем в корпус с выгородкой.

4) подготовка реактора к перегрузке (выгрузке) активной зоны;

5) загрузка активной зоны реактора;

6) монтаж БЗТ в корпус реактора;

7) проверка состояния пружинных блоков на БЗТ;

8) проверка положения блока защитных труб (БЗТ и шахты относительно корпуса);

9) установка прокладок ГРР на фланец корпуса реактора;

10) установка верхнего блока (ВБ);

11) проверка прижимных устройств;

12) уплотнение главного разъема реактора (ГРР);

13) уплотнение СВРД;

14) установка и уплотнение каналов энерговыделения (ЭВ);

15) уплотнение патрубков температурного контроля (ТК);

16) установка съемной теплоизоляции верха реактора;

17) монтаж съемных участков трубопроводов контроля протечек реактора

18) сцепление приводов ШЭМ-3 с ТВС;

19) установка датчиков положения;

20) монтаж трубопроводов шахтного объема;

21) подключение и снятие систем диагностики и контроля;

Общие требования к выполнению транспортно-технологических операций (ТТО) (данные операции выполняются согласно проектным схемам).

При выполнении каждой из перечисленных выше ТТО обязательно выполнение следующих требований:

- получение разрешения перед каждой операцией у начальника смены атомной станции (начальника смены очереди);
- выполнение каждой операции по соответствующей программе;
- оформление каждой выполненной операции промежуточным актом о выполнении работ в журнале актов участка с последующим оформлением отчетной документации в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;
- соблюдение специальных требований при проведении операций, связанных с выполнением ядерно-опасных и особо ядерно-опасных работ.

Проверка готовности к выполнению работ:

1) Проверка готовности реактора:

- реактор должен быть заполнен согласно регламента на вид проводимых работ;
- уровень теплоносителя в реакторе не ниже, чем 1200 мм от плоскости главного разъёма реактора;
- концентрация раствора борной кислоты в реакторе соответствует стояночной;
- давление в реакторе атмосферное,
- вентиляционные системы переведены из «стационарного режима» в «режим перегрузочных и ремонтных работ».

2) Проверка выполнения организационно-технических мероприятий:

- выполнение мероприятий по охране труда и обеспечению радиационной безопасности;
- выдачу наряда-допуска на проведение работ по разборке реактора в условиях радиационной опасности;
- введение режима работы со вскрытием (разуплотнением) реактора, бассейна выдержки, контейнерного отсека, начиная с момента вскрытия хотя бы одного узла, разуплотнения разъёма верхнего блока и до момента уплотнения последнего разъёма верхнего блока.

3) Проверка:

- готовности транспортно-технологического оборудования и перегрузочной машины с составлением актов о готовности;
- наличия карты-схемы (плана размещения) раскладки оборудования в центральном зале;
- готовности средств оснащения, в состав которых входят:

• ручной и механизированный инструмент согласно ведомости оснастки (реестра);
• приспособления для разборки (сборки) реактора;
• технологическая оснастка для выполнения ремонтных работ (станки для обработки посадочных поверхностей, телевизионное оборудование, штанги для доставки телекамер в зону контроля и т.д.);

- комплект исправных технологических заглушек, устанавливаемых на оборудование в соответствии с реестром.

4) Проверка готовности к выполнению работ собственного и привлекаемого персонала:

- наличие документов о прохождении обучения по выполняемым видам работ, в том числе по правилам пользования средствами индивидуальной защиты;
- наличие документа об аттестации по видам работ;
- наличие квалификационного удостоверения;
- персонал ознакомлен под роспись с конструкторско-технологической документацией по видам ремонтных работ;
- отсутствие медицинских противопоказаний.

Подготовка к установке шахты с днищем из шахты ревизии в корпус реактора.

Монтаж шахты в корпус реактора выполняется по рабочей программе, в которой приводятся организационно – технические мероприятия, меры безопасности и лица, ответственные за безопасное выполнение работ.

Последовательность действий:

- установить уровень теплоносителя в корпусе реактора на 1000-1200 мм ниже плоскости главного разъёма.
- проверить выполнение замеров положения шахты в корпусе реактора;
- подготовить захват с ЦЗ к транспортированию шахты с днищем в реактор;
- проверить работу телекамер, установленных на захвате (для наблюдения за направляющими шпонками и штырями захвата);
- шахту перемещают в корпус реактора, предварительно сцепившись с установкой для транспортировки шахты внутрикорпусной.

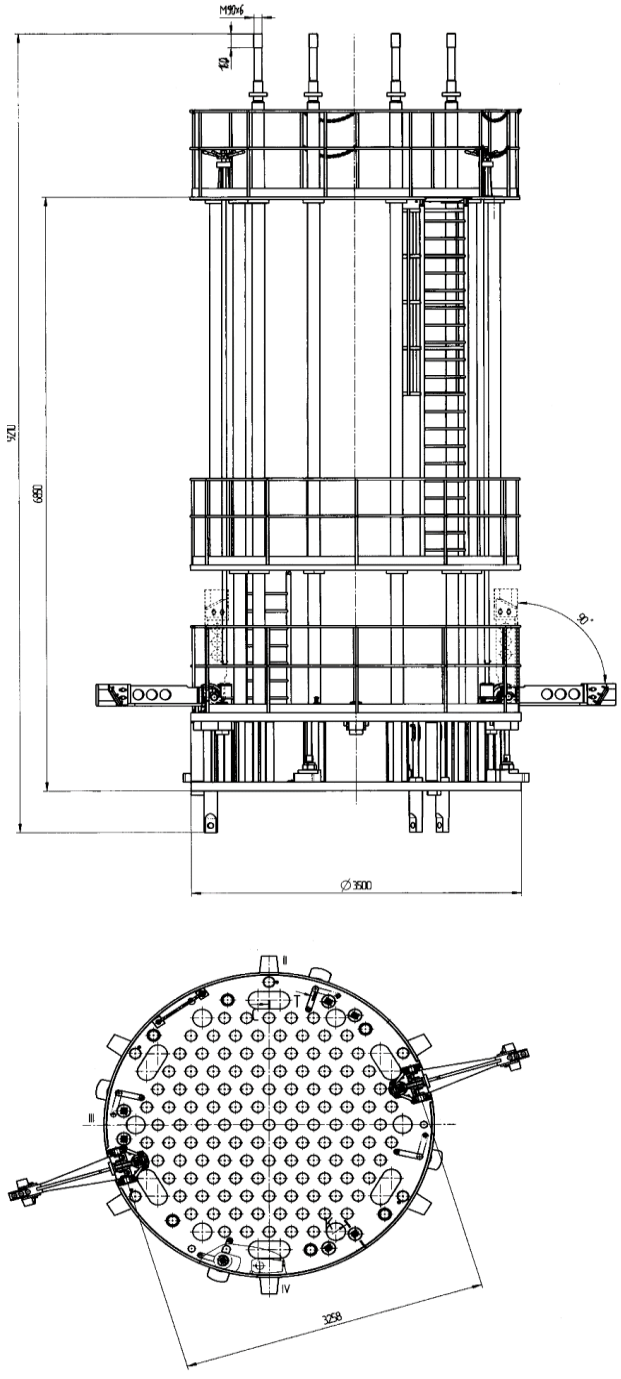


Рисунок 58. Внешний вид платформы для транспортировки БЗТ.

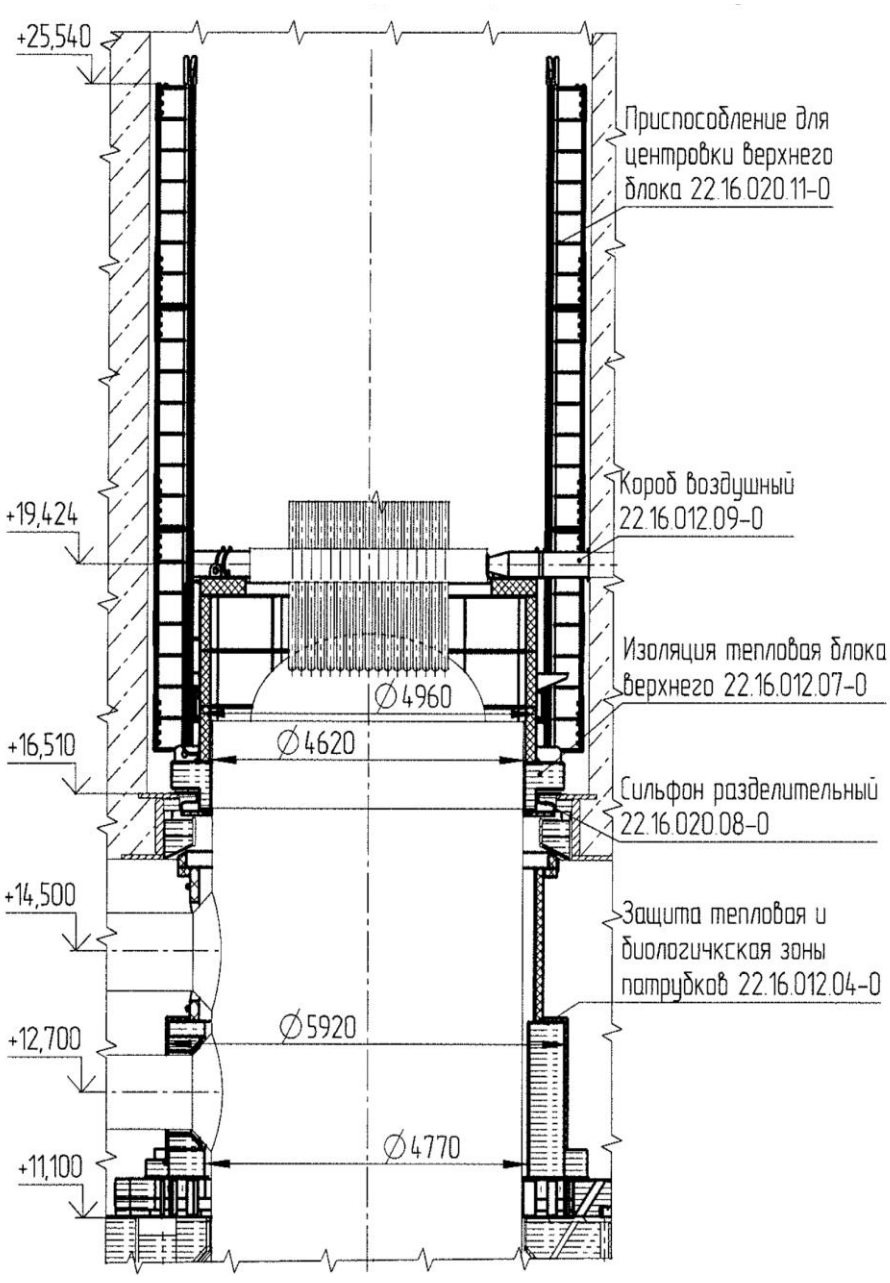


Рисунок 59. Расположение по отметкам обеспечивающих систем ВБ

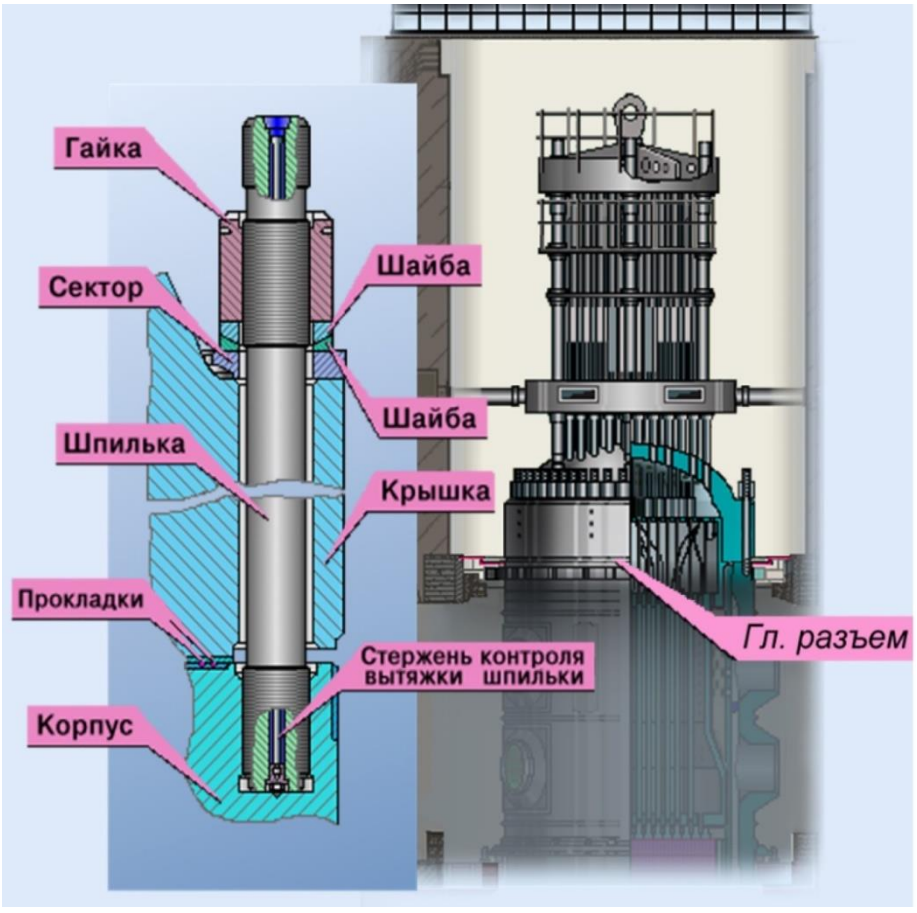
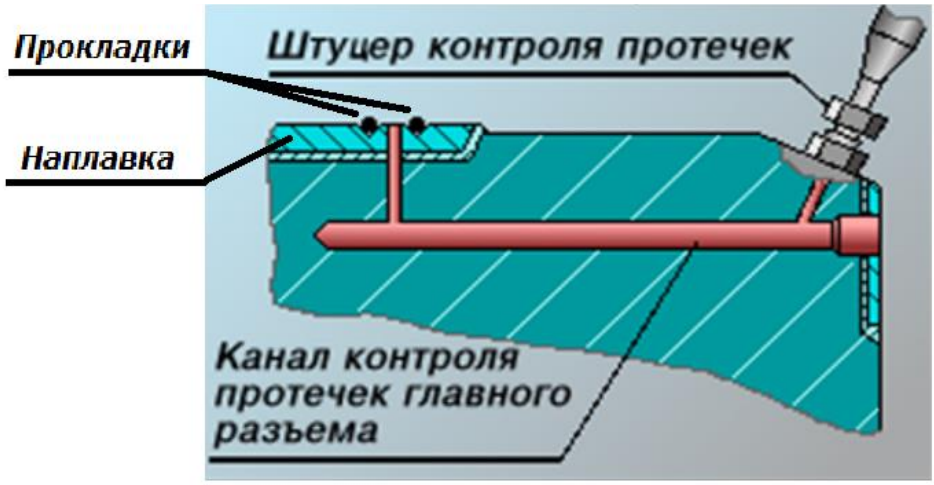


Рисунок 60. Положение крепежных деталей ГРР

Установка прокладок ГРР на фланец корпуса реактора

Изготовленные прокладки (*никелевые*) сечением 5мм оттранспортировать с помощью специального приспособления на главный разъем реактора. Уложить в канавки, закрепить эл. прижимами до монтажа ВБ.



Верхний блок

Для сборки реактора необходимо соблюдать определенный порядок сборки верхнего блока.

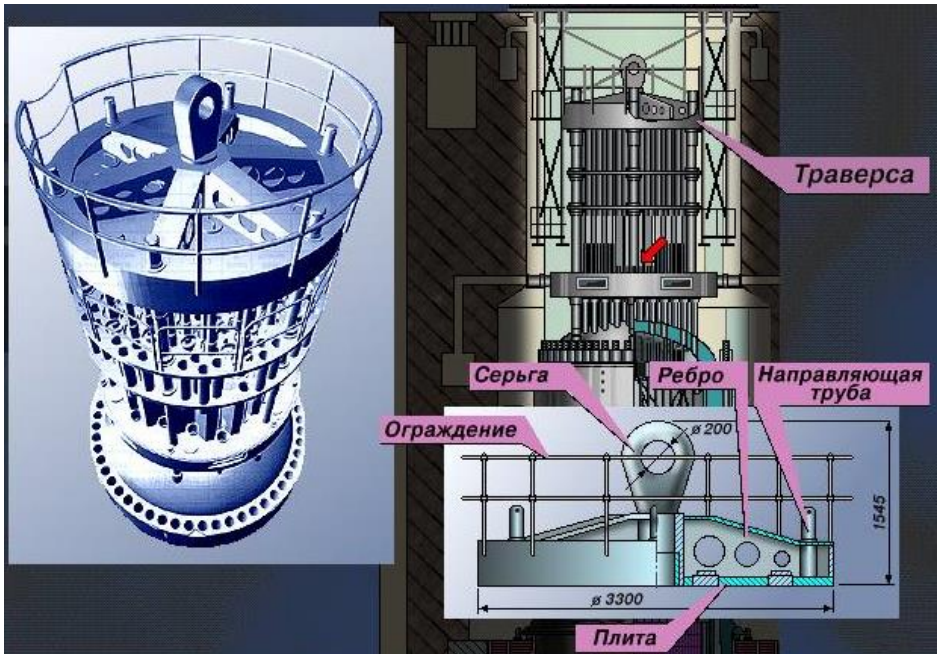


Рисунок 61. Установка ВБ

В зависимости от вида ремонта, проводимого в ППР, после монтажа ВБ из шахты ревизии (ШРВБ) производится сборка реактора согласно конструкторско – технологической документации с обеспечением поузлового контроля работ.

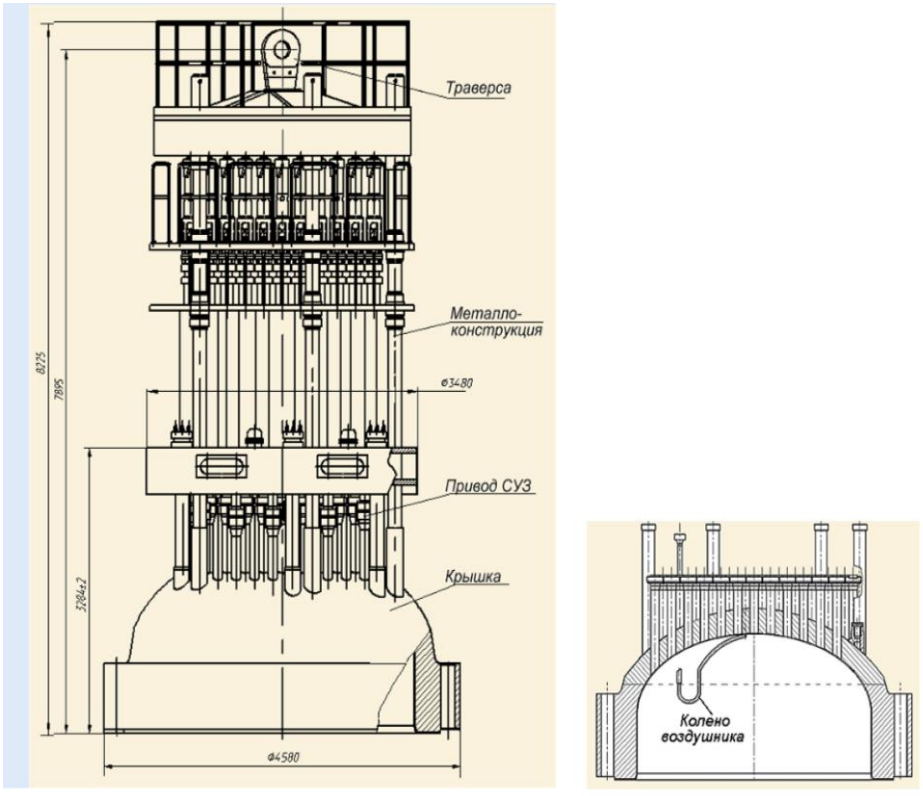


Рисунок 62. Внешний вид верхнего блока.

Уплотнение разъемов ВБ

Устанавливается специальная площадка обслуживания и гайковертс одновременным уплотнением 54 шпилек диаметром 170х6 (ГОВШ).

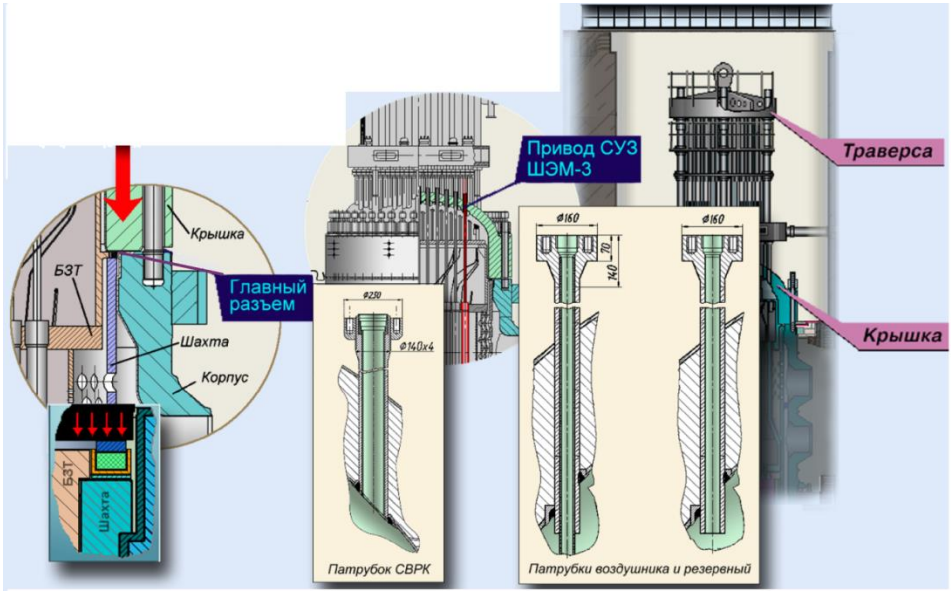


Рисунок 63. Уплотнение ГРР и патрубков находящихся на крышке реактора.

Уплотнение разъемов на энергоблоках с ВВЭР-1200 в основном производится на прокладки из терморасширенного графита после проверки сопроводительной документации и оформления акта входного контроля качества продукции. На Рисунке 64 образец паспорта на партию прокладок из расширенного графита.

ПАСПОРТ № ***2033*** ДЛЯ АЭС

на партию прокладок армированных из расширенного графита
АРГ∅30/24х6,0 ТУ 95 2531-94 чертёж № ***428.01.13.01***

Предприятие-изготовитель: ***ОКБ "ГИДРОПРЕСС"***

Предприятие-потребитель: ***Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»***

Номер партии - ***2033***

Количество прокладок, шт. - ***120***

Размер прокладок, мм ***∅30/24х6,0***

Плотность прокладок, кг/м^3 (г/см^3) - ***(1,64 ÷ 1,87)***
(плотность материала прокладок по чертежу 1,7±0,2г/см^3)

Количество ящиков, шт. - ***1***

Дата изготовления: ***август 2015г.***

Гарантийный срок хранения 9 лет с даты изготовления

Заключение предприятия-изготовителя:
Прокладки соответствуют чертежу № ***428.01.13.01,*** ТУ 95 2531-94

План качества № 15-12/0149/4

В настоящем изделии драгоценные металлы отсутствуют.

Главный инженер-начальник отделения Е.А. Лисенков

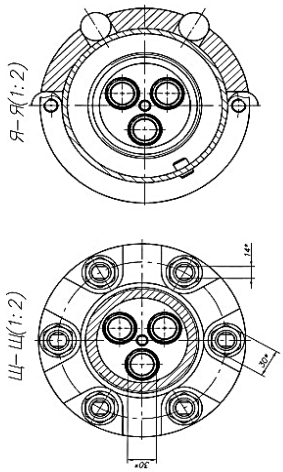
Начальник ОТК Е.Ф. Болтышов

Представитель ОТК Н.М. Захарова

Рисунок 64. Образец паспорта

Уплотнение патрубков СВРД (ВРК) (18шт)

Фланец (поз.46) уплотняется за два-три прохода, окончательный крутящий момент Мкр=(200+30)Нм.



Поз.	Наименование	Обозначение	Кол.
6	Стакан	1209.02.02.200	1
7	Шпилька	1209.02.02.230	6
35	Упор	1209.02.02.022	1
36		или -01	1
37		или -02	1
38		или -03	1
39	Втулка	1209.02.02.023	1
40	Кольцо пружинное	1209.02.02.024	3
41	Гайка	1209.02.02.025	6
42	Пробка	1209.02.02.026	3
43	Втулка	1209.02.02.027	3
44	Втулка	1209.02.02.028	6
45	Втулка разрезная	1209.02.02.029	3
46	Фланец	1209.02.02.031	1

Примечание. Количество деталей указано для одного разъёма ВРК.

*размеры для справок

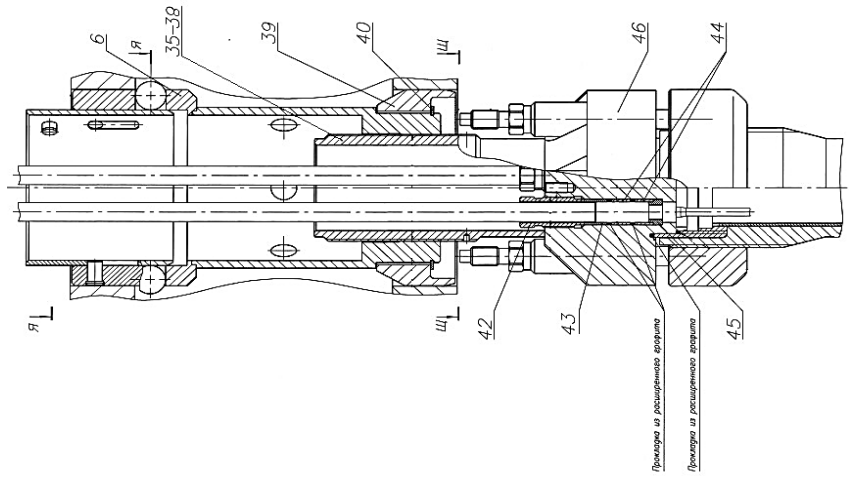
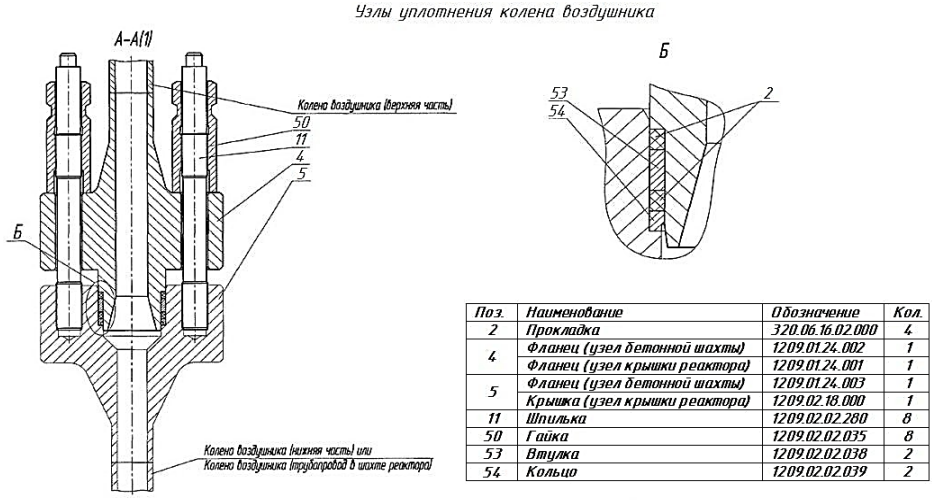


Рисунок 65. Детали уплотнения патрубков СВРД

Уплотнение фланца воздушника

Фланец (поз.4) уплотняется за три прохода, окончательный крутящий момент Мкр=(115+5,8)Нм. (фланцевых соединений 2шт, один резервный – уплотняется заглушкой)



Поз.	Наименование	Обозначение	Кол.
2	Прокладка	320.06.16.02.000	4
4	Фланец (узел бетонной шахты)	1209.01.24.002	1
	Фланец (узел крышки реактора)	1209.01.24.001	1
5	Фланец (узел бетонной шахты)	1209.01.24.003	1
	Крышка (узел крышки реактора)	1209.02.18.000	1
11	Шпилька	1209.02.02.280	8
50	Гайка	1209.02.02.035	8
53	Втулка	1209.02.02.038	2
54	Кольцо	1209.02.02.039	2

Рисунок 66. Детали уплотнения фланца воздушника

Уплотнение чехла СУЗ (121шт.)

Чехол СУЗ черт. 407.503.05 уплотняется за три прохода, окончательный крутящий момент Мкр=(115+5,8) Нм.

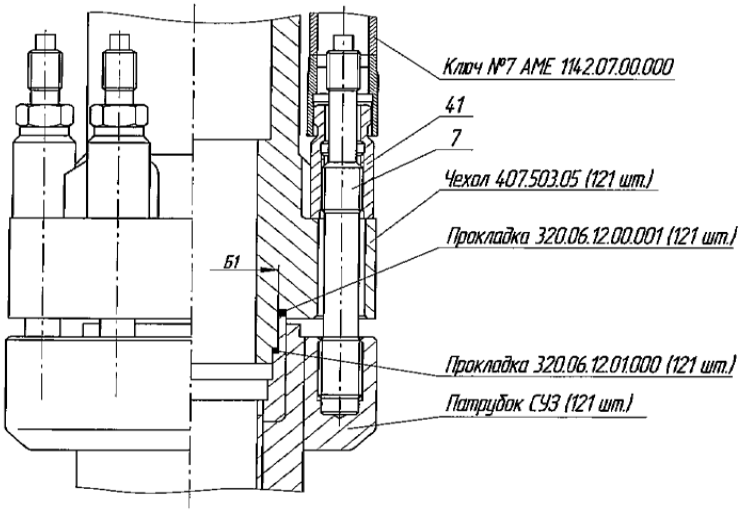


Рисунок 67. Детали уплотнения чехла СУЗ

Теплоизоляция ВБ

Установка теплоизоляции ВБ выполняется по нижеприведенной схеме.

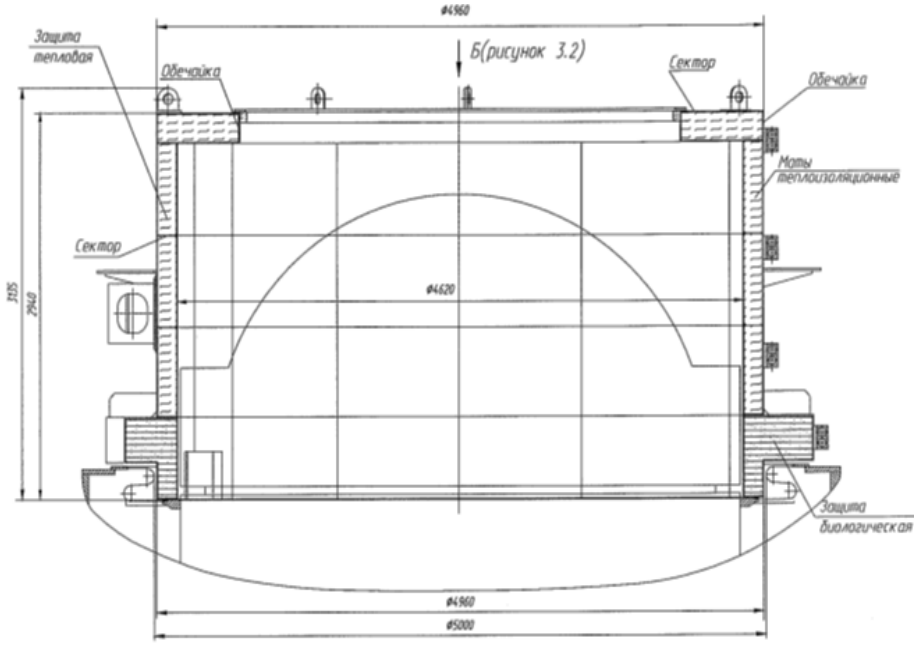


Рисунок 68. Схема установки теплоизоляции ВБ на крышке реактора.

Следующим этапом монтажа ВБ служит установка блока электроразводок (БЭР).

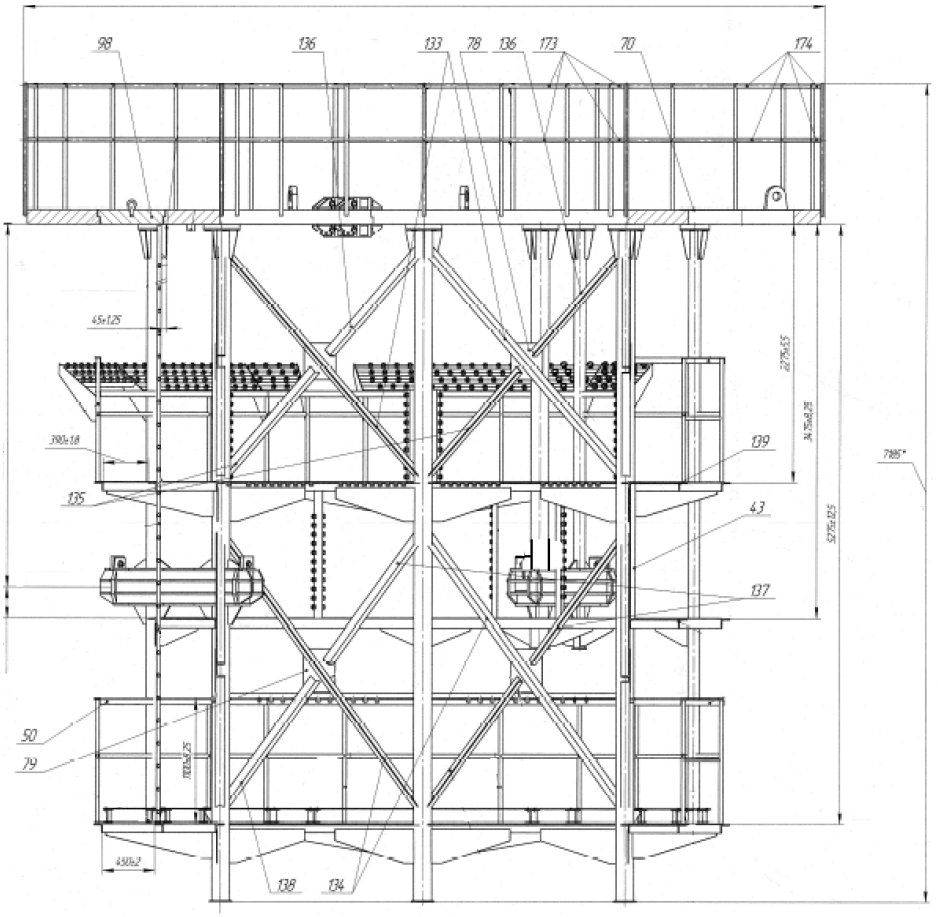


Рисунок 69. БЭР (блок электроразводок)

Привод ШЭМ-3

После уплотнения ГРР необходимо произвести сцепление штанг ПС СУЗ с ТВС.

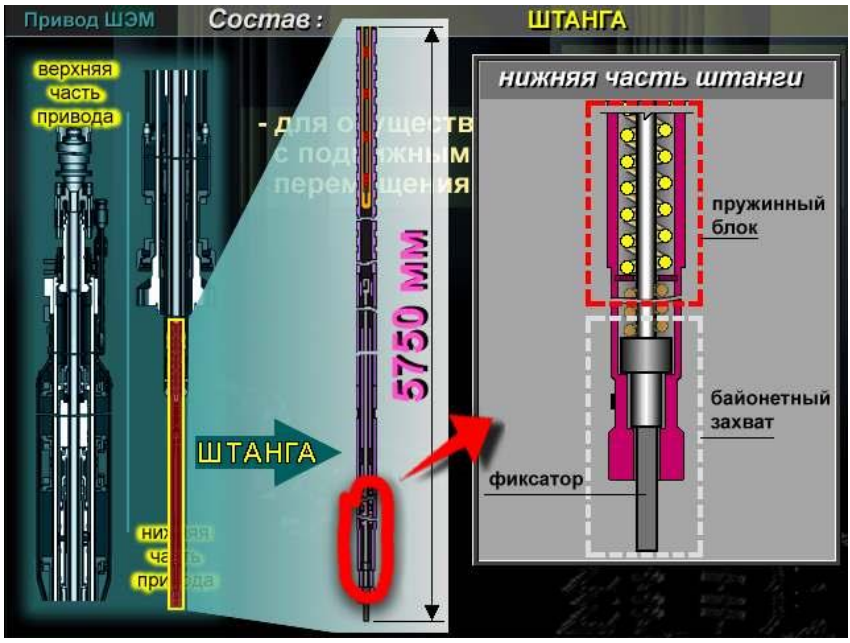


Рисунок 70 Привод ШЭМ-3

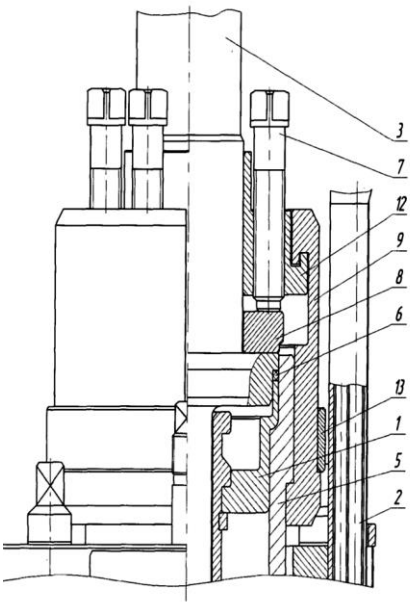
Для этого необходимо:

- приподнять и снять штанги с чеки, опустить штанги с высоты 1,5м *(транспортное положение)* до 350мм, установить на чеку. Данные работы производятся высококвалифицированными бригадами, состоящими из 5 электослесарей, имеющими квалификационный разряд не ниже 7-го;
- приподнять и снять штанги с чеки (121) с высоты 350мм;
- произвести сцепление штанги (121шт.) с ТВС при помощи специального ключа и физического усилия 2-х эл. слесарей. Сцепление производить эл.слесарю не ниже 7 разряда;

С блока электроразводок (БЭМ), находящегося на корпусе реактора, производится установка датчиков положения из специальных стеллажей с помощью поворотного устройства для демонтажа СУЗ ШЭМ-3.

Уплотнение ДПШ (121шт.)

ДПШ уплотняется за три прохода, первый проход – крутящий момент Мкр=(40+5)Нм, втророй проход – крутящий момент Мкр=(80+5)Нм, и контрольный проход – крутящий момент Мкр=(80+5)Нм.



Поз.	Наименование	Обозначение	Кол.
1	Блок перемещения	407503.01	121
2	Блок электромагнитов	407503.02	121
3	Датчик ДПШ	407503.03	121
5	Чехол	407503.05	121
6	Прокладка	320.06.12.01.000	121
7	Болт	407503.007	726
8	Кольцо упорное	407503.008	121
9	Втулка разрезная	407503.013	121
12	Фланец	407503.014	121
13	Кольцо	407503.015	121

Рисунок 71. БЭР (блок электроразводок)

Установка траверсы на ВБ

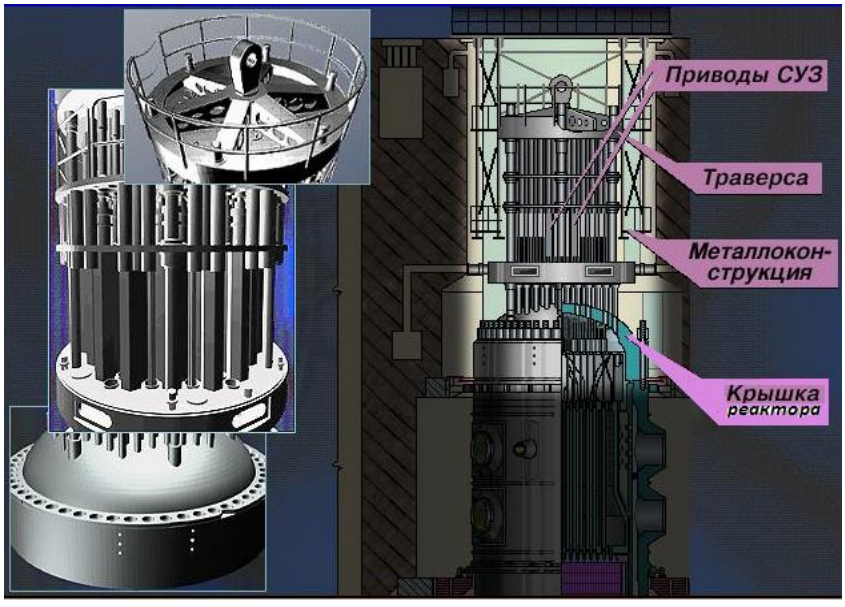


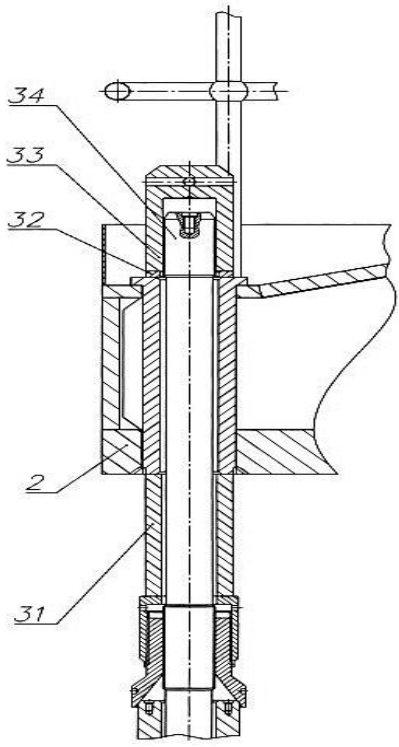
Рисунок 72. Установка траверсы на ВБ

Операция по установке траверсы выполняется в следующей последовательности:

- вилкой крана грузоподъёмностью 360 тонн сцепиться с проушиной траверсы;
- установить траверсу с ВБ;
- установить направляющие на штанги верхнего блока;
- навернуть гайки и одеть с шайбам по 6шт. со штанг верхнего блока (М90);

При подъёме траверсы не допускать повреждения резьбовых частей штанг ВБ при выходе из отверстий траверсы.

- транспортировать траверсу на место хранения в центральном зале согласно плану раскладки (расстановки) оборудования.



2 – траверса черт. 1209.02.02.100;
31 – труба черт. 1209.02.02.17;

Рисунок 73. Положение траверсы при установке на ВБ

Транспортировка гайковерта типа ГОВШ

Транспортировка гайковерта типа ГОВШ с одновременной вытяжкой шпилек для разборки реактора и после уплотнения ГРР на место хранения производится специальным транспортом.



3. РЕМОНТ КОМПЕНСАТОРА ДАВЛЕНИЯ

Компенсатор давления в сборе является составной частью первого контура реакторной установки.

Компенсатор давления (далее КД) производства ОАО «Ижорские заводы» г.Санкт-Петербург предназначен:

- для создания давления в первом контуре;
- для поддержания давления в заданных пределах при стационарных режимах;
- для ограничения отклонений давления в переходных и аварийных режимах РУ;
- также для поддержания давления в первом контуре (в режимах разогрева и расхолаживания) азотом от системы газовых сдувок.

Поддержание давления происходит за счет подогрева и испарения теплоносителя при работе встроенных блоков ТЭН или конденсации пара над уровнем теплоносителя при впрыске теплоносителя из напорного участка «холодной» нитки петли №3 первого контура и впрыска концентрированного раствора борной кислоты от системы аварийного ввода бора.

В реакторной установке с четырьмя циркуляционными петлями установлен один КД. Трубопроводом соединительным КД связан с «горячей» ниткой петли №4 первого контура, а трубопроводом впрыска через арматуру с напорным участком «холодной» нитки петли №3 первого контура.

Таблица 6. Основные технические данные и характеристики КД

Наименование параметра (показателя)	Значение
Давление номинальное стационарного режима (абсолютное), МПа	16,1±0,3
Давление расчетное, МПа	17,64
Температура теплоносителя в КД номинальная стационарного режима, °С	347,9
Температура расчетная, °С	350
Общий объем КД, м	79
Объем теплоносителя при номинальном стационарном режиме, $м^3$	55

Наименование параметра (показателя)	Значение
Объем теплоносителя при нулевой мощности РУ, м	38,7
Общая мощность блоков трубчатых электро-нагревателей, кВт	2520
Давление гидроиспытаний, МПа	24,50±0,39
Рабочая среда	Пар, теплоноситель первого контура
Уровень теплоносителя в номинальном режиме, мм	8170±150
Уровень теплоносителя при нулевой мощности РУ,мм	5100
Температура металла КД при гидравлических испытаниях, °С, не менее	85

Основные материалы, применяемые для изготовления компенсатора давления:

- сталь марки 10ГН2МФА – корпус, горловина, крышка лаза, переходной патрубок сброса пара, переходной патрубок впрыска теплоносителя, переходной патрубок аварийного впрыска бора, патрубок подвода теплоносителя I контура, полукольца упорные;
- сталь марки 08Х18Н10Т – коллектора, кронштейны, лестницы, площадки, подвески, бобышки, втулки, планки, стяжки, скобы, шайбы, стойки ограждений, ограждения площадок, кожух предохранительный, направляющие, упоры, экраны, обечайка опорная, пластины, форсунки, чехлы, болты, гайки, уши, ребра, полосы, штифты;
- сталь марки 08Х18Н10Т-У – труба переходника, патрубок впрыска теплоносителя, патрубок сброса пара, патрубок аварийного впрыска бора, штуцера, втулки направляющих, чехлы, сосуды уравнительные, ниппели, переходник патрубка подвода теплоносителя;
- сталь марки 08Х18Н10Т-У, 08Х18Н10Т – трубы, патрубки, лестницы;
- сталь марки 38ХН3МФА – шпильки;
- сталь марки 25Х1МФ – гайки, шайбы, болты отжимные;
- сталь марки 22К – опора, клинья;
- сталь марки 20 – чехол дополнительный, цапфы, болты;
- сталь марки 10 – гайки;

- сталь марки Ст3сп5-св – ребра, уголки, пластины, уши, втулки, шайбы;
- сплав ХН35ВТ – гайки.

Для изготовления прокладок компенсатора давления применен графит в виде фольги «Графлекс» типа ГФ-Д.

Компенсатор давления в сборе состоит из корпуса компенсатора, сосудов уравнительных, внутрикорпусных устройств компенсатора, блоков ТЭН, элементов крепления компенсатора давления, деталей закладных элементов крепления компенсатора давления, ошиновки, блочной съёмной тепловой изоляции компенсатора давления.

Корпус компенсатора давления представляет собой толстостенный цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами, устанавливаемый вертикально на цилиндрической опоре.

Корпус компенсатора давления представляет собой толстостенный цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами, устанавливаемый вертикально на цилиндрической опоре.

Общий вид компенсатора давления представлен на Рисунке 74.

Корпус компенсатора давления представляет собой толстостенный цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами, устанавливаемый вертикально на цилиндрической опоре.

Корпус компенсатора давления – это сварная конструкция, состоящая из четырех цилиндрических кованых обечаек и штампованных днищ. Корпус выполнен из стали 10ГН2МФА. Внутренняя поверхность корпуса, контактирующая со средой первого контура, плакирована наплавкой антикоррозионными материалами.

На верхней обечайке расположено шесть штуцеров для подключения к уравнительным сосудам, один чехол, в который устанавливается термопреобразователь сопротивления для измерения температуры среды в компенсаторе давления.

Штуцеры и чехол выполнены из стали 08Х18Н10Т-У. Штуцеры привариваются снаружи корпуса к предварительно выполненным аустенитным наплавкам. Поверхность каналов к штуцерам в корпусе плакирована антикоррозионной наплавкой.

Чехол приварен с внутренней стороны корпуса к усиленной местной аустенитной наплавке и проходит через стенку корпуса с посадочным зазором. С наружной стороны корпуса вокруг чехла выполнена предварительная аустенитная наплавка для возможности приварки чехла снаружи корпуса.

Рисунок 74. Конструкция компенсатора давления



Основные характеристики КД

Давление расчётное	МПа	17.64
Давление гидроиспытаний	МПа	24.5
Давление номинальное (абсолютное)	МПа	16.1
Температура расчётная	°С	350
Температура номинальная	°С	347.9
Высота корпуса	мм	12910
Наружный диаметр	мм	3330
Внутренний диаметр	мм	3000
Полный объём	$м^3$	79
Общая мощность блоков ТЭН	кВт	2520

Компенсатор давления в сборе является составной частью первого контура реакторной установки. Он предназначен для создания давления в первом контуре, поддержания давления в заданных пределах при стационарных режимах и ограничения отклонений давления в переходных и аварийных режимах реакторной установки за счет подогрева и испарения теплоносителя при работе встроенных трубчатых электронагревателей (блоков ТЭН) или конденсации пара над уровнем теплоносителя при впрыске теплоносителя из напорного участка «холодной» нитки петли №3 первого контура, а также поддержания давления в первом контуре (в режимах разогрева и расхолаживания) азотом от системы газовых сдувок. В реакторной установке с четырьмя циркуляционными петлями установлен один КД. Трубопроводом соединительным КД связан с «горячей» ниткой петли №4 первого контура, а трубопроводом впрыска через арматуру с напорным участком «холодной» нитки петли №3 первого контура.

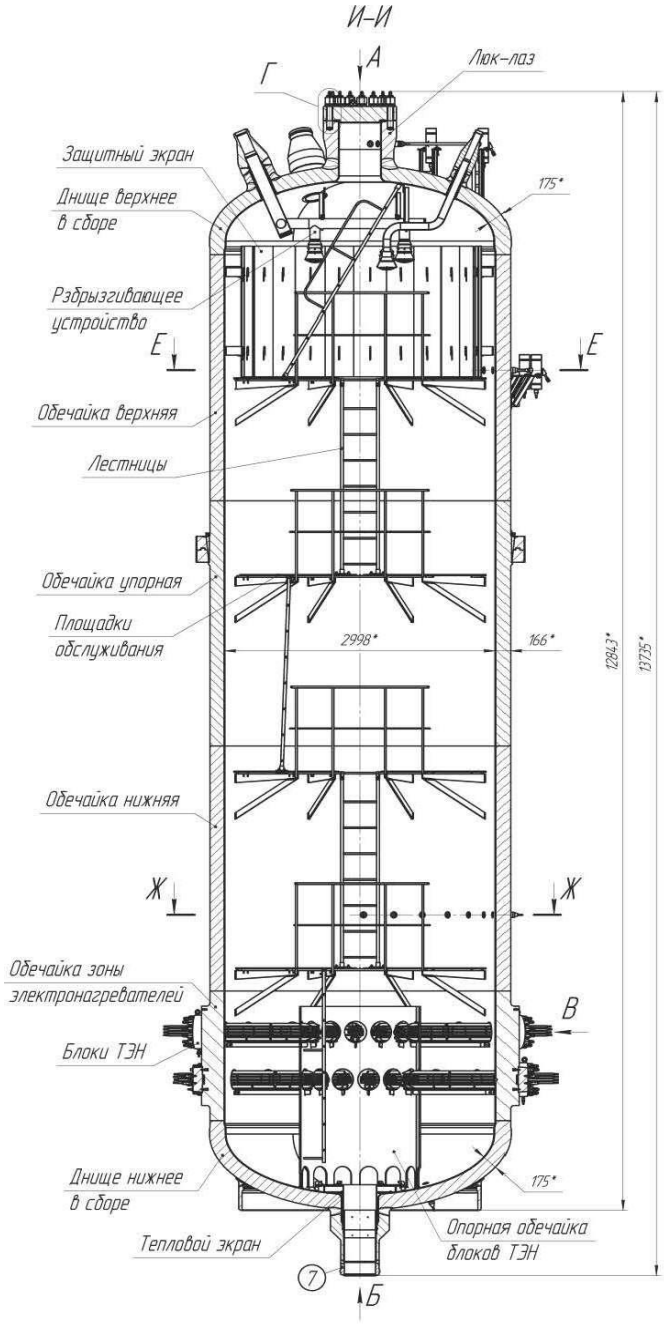
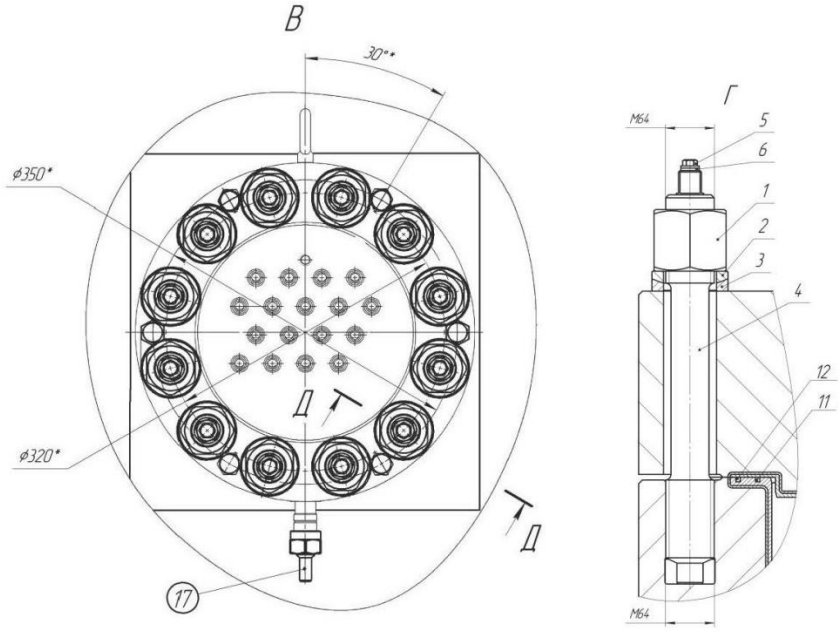


Рисунок 75. Компенсатор давления в разрезе



1 – гайка М64
2 – шайба сферическая
3 – шайба сферическая
4 – шпилька
5 – пробка
6 – прокладка
7 – гайка М36
8 – шайба
9 – шпилька
11 – прокладка РГ
12 – прокладка РГ
13 – прокладка РГ
14 – прокладка РГ

Рисунок 76. Детали крепежа

На упорной обечайке приварены две накладки с грузоподъёмными цапфами. Цапфы установлены по обе стороны обечайки и смещены от диаметральной плоскости на 110 мм для возможности безопасной кантовки компенсатора давления при его изготовлении, транспортировании и монтаже. На обечайке имеется кольцевой выступ с буртиком для установки упорного кольца элементов крепления.

На нижней обечайке расположено семь штуцеров для подключения к преобразователям разности давления трубами 14х2 мм; три чехла, в которые устанавливаются термопреобразователи сопротивления для измерения температуры среды в компенсаторе давления; бобышка с чехлом, в который устанавливается термопреобразователь сопротивления для измерения температуры стенки корпуса и четыре аустенитные наплавки для приварки волноводов акустических датчиков.

Обечайка зоны ТЭН имеет утолщенную стенку для компенсации ослабления отверстиями под установку блоков ТЭН. Отверстия расположены в два яруса по 14 отверстий в каждом с относительным смещением отверстий ярусов в плане на половину углового шага.

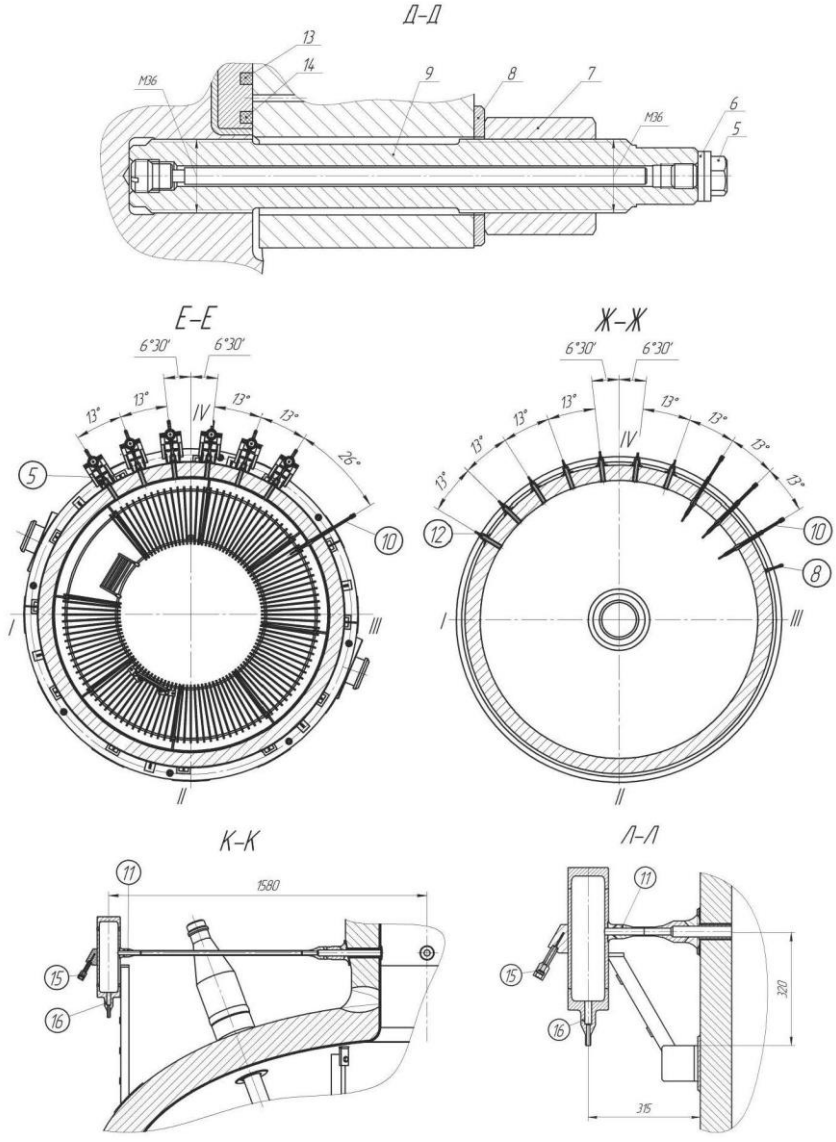


Рисунок 77. Компенсатор давления (отдельные элементы)

Вокруг каждого отверстия на наружной поверхности обечайки выполнены кольцевые проточки под установку графитовых прокладок для уплотнения крышки блока ТЭН. Поверхность отверстия и поверхность крышки блока ТЭН имеют антикоррозионную наплавку.

Для крепления крышки блока ТЭН имеется 12 глухих отверстий М36-6Н под установку шпилек.

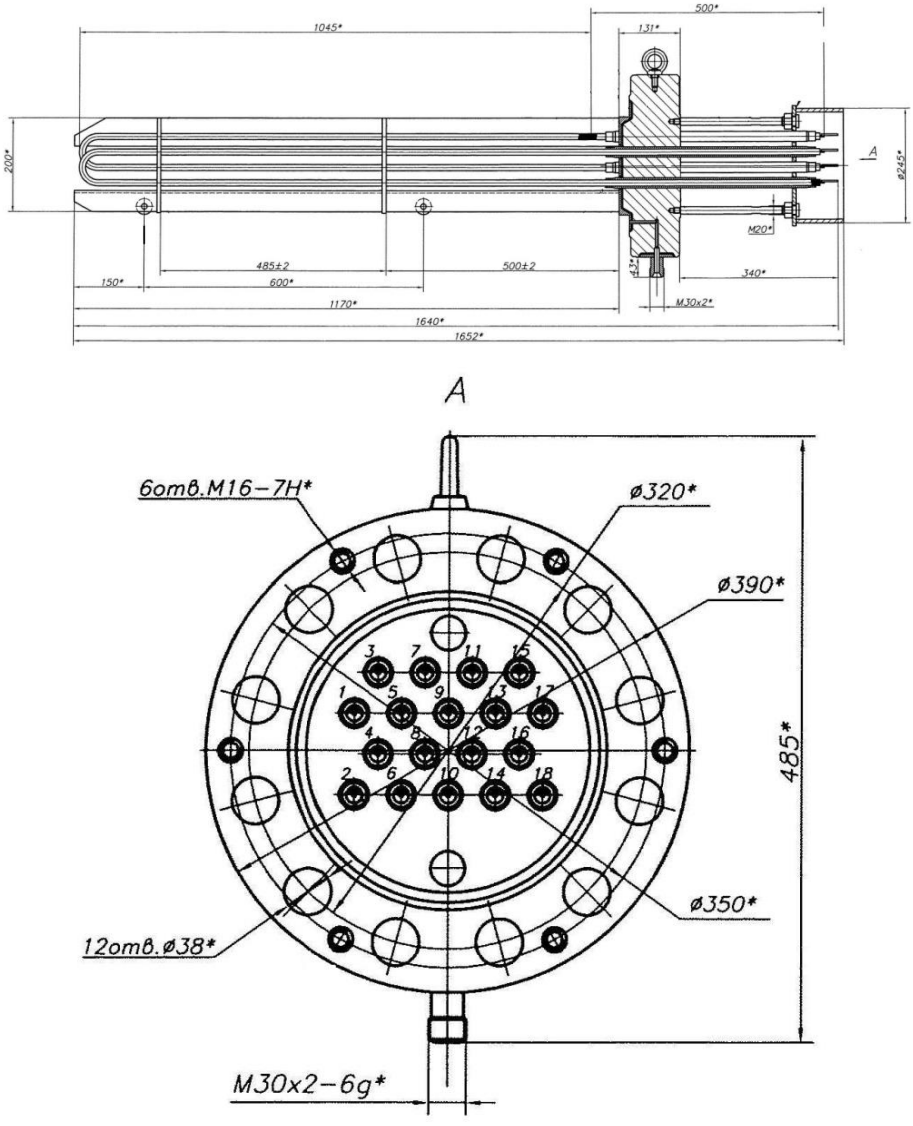


Рисунок 78. Блок ТЭН (Трубчатые электронагреватели)

На верхнем днище в центральной его части имеется люк-лаз для обеспечения возможности проведения работ внутри корпуса. Люк образован горловиной, приваренной к днищу и закрываемой съемной крышкой. Для крепления крышки на торце горловины имеются 16 глухих отверстий М64-6Н под установку шпилек.

Крепление крышки люка-лаза производится 16 шпильками М64-6g и гайками М64-6Н. Для уменьшения изгибных напряжений в шпильках под гайками крышки люка-лаза установлены сдвоенные шайбы с контактными вогнуто-выпуклыми сферическими поверхностями, обеспечивающими самоустановку шпилек по направлению затягивающего усилия.

Затяжка шпилек крышки люка-лаза контролируется по величине удлинения шпилек.

Крышка выполнена из стали 10ГН2МФА, со стороны, обращенной к первому контуру, включая посадочные места под уплотнительные прокладки, имеет антикоррозионную наплавку. Для уплотнения крышки люка-лаза применены две прокладки из расширенного графита прямоугольного сечения, которые устанавливаются в кольцевые прямоугольные проточки горловины. Между проточками выполнен кольцевой паз для образования контрольной полости. Из контрольной полости между прокладками через сверление в горловине, а затем через штуцер контроля плотности люка-лаза, организован вывод протечек в систему контроля герметичности уплотнения.

На верхнем днище размещаются патрубок сброса пара из компенсатора давления под трубу 245х19 мм, патрубок впрыска теплоносителя первого контура в компенсатор давления под трубу 219х20 мм, патрубок впрыска от системы аварийного впрыска бора под трубу 89х8 мм, бобышка с чехлом, в который устанавливается термопреобразователь сопротивления.

На горловине люка-лаза установлены штуцер «воздушник», присоединенный к трубопроводу 38х3,5 мм для сброса парогазовой смеси в барботер, штуцер газовых сдувок для подвода и отвода азота и два штуцера для подключения к уравнительным сосудам трубами 25х3 мм.

К нижнему днищу приварен патрубок под соединительный трубопровод 426х40 мм, соединяющий компенсатор давления с главным циркуляционным трубопроводом через вставку, бобышка для уста-

новки термопреобразователя сопротивления для измерения температуры стенки корпуса и штуцер отбора проб.

Внутрикорпусные устройства состоят из следующих составных частей:

- разбрызгивающего устройства;
- защитного экрана;
- опорной обечайки блоков ТЭН;
- теплового экрана;
- площадок и лестниц.

Разбрызгивающее устройство предназначено для распыления в паровом объёме компенсатора давления впрыскиваемого теплоносителя и концентрированного раствора борной кислоты, на каплях которых происходит конденсация

пара, что приводит к снижению давления в первом контуре. Теплоноситель в компенсатор давления подаётся через патрубок впрыска теплоносителя из напорного участка «холодной нитки петли №3 первого контура.

Концентрированный раствор борной кислоты подаётся в компенсатор давления через патрубок аварийного впрыска бора от системы аварийного ввода бора.

Впрыск теплоносителя производится от четырёх форсунок, размещённых на двух коллекторах, соединённых через переходник, вставленный по посадке в патрубок впрыска теплоносителя.

Впрыск концентрированного раствора борной кислоты производится от одной форсунки, труба которой по посадке устанавливается в патрубок аварийного впрыска бора.

Ниже посадочных мест в патрубках имеется зазор между патрубком и трубой с впрыскиваемой средой, исключающий непосредственный контакт патрубков и труб.

Крепление коллекторов выполнено с помощью хомутов и подвесок, которые болтами соединяются с пластинами, приваренными к верхнему днищу.

Каждая форсунка крепится на резьбе к втулке, приваренной к трубе коллектора.

Форсунка стопорится шайбой с отгибаемыми лапками, одна из которых приварена к втулке, а другая к форсунке.

Разбрызгивающие устройства выполнены из стали 08Х18Н10Т.

Защитный экран служит для защиты корпуса от попадания теплоносителя из разбрызгивающего устройства, при котором возможны термоциклические нагрузки на внутренней поверхности корпуса.

Для обеспечения возможности диагностирования и ремонта корпуса компенсатора давления экран выполнен из съёмных пластин, которые крепятся на кронштейнах-кницах, приваренных к корпусу. Каждая пластина имеет два продольных окна, которыми она устанавливается на кронштейны и фиксируется в их вертикальных пазах за счет собственной массы. Для облегчения установки и съёма пластин на торцах книц выполняются заходные фаски. Защитный экран выполнен из стали 08Х18Н10Т.

Опорная обечайка блоков ТЭН предназначена для размещения направляющих планок, по которым перемещаются ролики блоков ТЭН при установке в компенсатор давления, и для организации циркуляции теплоносителя в районе электронагревателей при их работе.

Обечайка может также воспринимать нагрузки от конструкций блоков ТЭН при их упругих перемещениях от возмущающих потоков теплоносителя. Обечайка изготовлена из листа и приваривается к нижнему днищу корпуса. Для протока теплоносителя между обечайкой и днищем в нижней части обечайки выполнены арочные вырезы. Верхняя часть обечайки крепится к цилиндрической части корпуса направляющими планками, один конец которых приварен к обечайке, а другой соединён болтом с пластиной, приваренной к корпусу.

Опорная обечайка выполнена из стали 08Х18Н10Т. Тепловой экран предназначен для уменьшения перепада температур на стенках нижнего днища и патрубка при теплосменах, вызванных теплоносителем, протекающим в патрубке.

Тепловой экран состоит из обечайки с фланцем и приваренного к фланцу кольца, опирающегося на днище. Внутри обечайки установлена дополнительная обечайка, упирающаяся нижней кромкой в стенку патрубка. Обечайки дистанционированы буртами и соединяются штифтами. Наружная обечайка дистанционирована от патрубка приварными планками.

Объём между экраном и днищем с патрубком заполнен теплоносителем, который выполняет функции теплоизолирующего слоя, снижающего тепловой поток на стенки корпуса при теплосменах. Отверстия в обечайке и фланце, а также зазоры между днищем, патрубком и экраном обеспечивают циркуляцию теплоносителя. Тепловой экран закреплен на днище через шесть подставок и фиксируется упорами, которые прикреплены болтами к подставкам. Тепловой экран выполнен из стали 08Х18Н10Т.

Площадки и лестницы размещены внутри корпуса и служат для проведения осмотра внутренней поверхности корпуса, конструкций компенсатора давления и, при необходимости, ремонта. Площадки изготовлены из прутков, приваренных к кольцевым опорам, которые установлены на кронштейнах, закрепленных на корпусе. Из люка на верхнюю площадку ведет наклонная лестница, закрепленная на днище и площадке. К остальным трем площадкам и внутрь опорной обечайки установлены вертикальные лестницы. Площадки и лестницы, их ограждения и перила выполнены из стали 08Х18Н10Т.

Трубчатые электронагреватели предназначены для разогрева теплоносителя во время пуска реакторной установки и поддержания заданного уровня температур и, соответственно, давления в первом контуре в процессе работы. Они выполнены в виде блоков, каждый из которых состоит из девяти горизонтально расположенных U-образных электронагревателей, закрепленных в крышке. Гибы нагревателей расположены в вертикальных плоскостях и смещены по вертикали, образуя шахматно расположенный пучок. По длине нагреватели дистанционированы, располагаясь в отверстиях двух перегородок. Перегородки закреплены вверху планкой, а внизу швеллером, приваренным к крышке. В швеллере размещены два ролика, по которым блок вкатывается в компенсатор давления.

Трубки электронагревателей выполнены из стали 08Х18Н10Т. Внутри трубки на активном участке теплообмена размещен спиральный нагреватель из нихромовой проволоки, соединенный с токопроводами. Пространство внутри трубки заполнено спрессованным электроизоляционным и теплопроводным наполнителем из периклаза. Трубки электронагревателей выведены из крышки через втулки, закрепленные в крышке, и приварены к ним. Полость трубок на концах у выхода токопроводов загерметизирована.

Крышка блока выполнена из стали 22К и со стороны, обращенной к первому контуру, включая уплотнительные поверхности, имеет антикоррозионную наплавку. Для уплотнения крышки блока ТЭН при-

менены две прокладки из расширенного графита прямоугольного сечения, которые устанавливаются в кольцевые прямоугольные проточки обечайки. На крышке блока ТЭН имеется контрольная полость в виде кольцевого паза. Из контрольной полости, между прокладками через отверстие в крышке, а затем через штуцер контроля плотности разъема блока ТЭН, организован вывод протечек в систему контроля герметичности уплотнения.

Крепление крышки блока ТЭН производится 12 шпильками М36-6g и гайками М36-6Н. Шпильки выполнены из стали 38ХН3МФА, гайки и шайбы выполнены из стали 25Х1МФ. Затяжка шпилек крышки блока ТЭН контролируется по величине удлинения шпилек.

Сосуды уравнительные применяются для измерения уровня теплоносителя в компенсаторе давления с помощью преобразователей разности давления. Сосуды уравнительные устанавливаются вертикально и не теплоизолируются. В них происходит постоянная конденсация пара и слив конденсата до уровня нижней образующей бокового штуцера, который соединяется с паровым объемом компенсатора давления. Преобразователи разности давления подключаются одной камерой к сосуду уравнительному с постоянным уровнем, а другой – к объему теплоносителя компенсатора давления с переменным измеряемым уровнем.

Сосуды уравнительные выполнены в виде цилиндрической емкости с приваренными штуцерами: вверху сбоку – для подсоединения к паровому объему компенсатора давления, внизу – для подсоединения к преобразователю разности давления. На наружной поверхности корпусов уравнительных сосудов приварены чехлы для установки термопреобразователей сопротивления для измерения температуры стенки корпуса.

Паровые верхние штуцеры сосудов уравнительных выполнены под размер присоединяемых труб 25х3 мм, нижние штуцеры сосудов, так же как штуцеры под уровнем теплоносителя в КД, выполнены под размер присоединяемых труб 14х2 мм. Трубы, соединяющие верхние штуцеры сосудов с компенсатором давления, для гарантированного слива конденсата расположены с уклоном не более 0,04 в сторону компенсатора давления.

На корпусах сосудов с обеих сторон горизонтально приварены пластины опор, которыми они устанавливаются на соответствующие опоры кронштейнов, приваренных к корпусу компенсатора давления. Болты крепления опор затянуты до упора во втулки, установ-

ленные с зазором в отверстия опор. Высота втулок больше толщины опор сосудов, что в совокупности обеспечивает свободу термических перемещений сосудов с соединяющими паровыми трубами относительно опор кронштейнов. Сосуды уравнительные выполнены из стали 08Х18Н10Т-У.

Элементы крепления компенсатора давления состоят из нижней и верхней опор, воспринимающих статические и динамические нагрузки на корпус компенсатора давления и детали закладные.

Нижняя опора изготовлена из вальцованных обечаек и состоит из двух частей. Одна часть приваривается к днищу и поставляется вместе с компенсатором давления. Другая часть приваривается к закладному кольцу, закрепленному в фундаменте. После установки компенсатора давления на монтаже обе части опоры соединяются сваркой. В нижней части опоры возле закладного кольца имеются два круглых отверстия для вывода трубопроводов и осмотра днища. Опора выполнена из стали 22К.

Верхняя опора обеспечивает тепловые перемещения компенсатора давления в вертикальном направлении, ограничивая его перемещения в горизонтальном направлении, и предназначена для восприятия горизонтальных нагрузок. Она состоит из упорного кольца, охватывающего верхнюю часть корпуса и зафиксированного буртом на корпусе от смещения вниз. От смещения вверх и проворачивания кольцо удерживается шестью ребрами, привариваемыми к кольцу и корпусу. Упорное кольцо выставляется на корпусе клиньями, которые установлены в наклонные пазы кольца между корпусом и кольцом.

Кольцо упорное выполнено из стали 10ГН2МФА, а остальные детали – из углеродистых сталей.

Ремонт компенсатора давления

Необходимость ремонта компенсатора давления определяется по результатам технического освидетельствования, проводимого не реже одного раза в четыре года в составе системы компенсации давления первого контура.

Составные части компенсатора давления подлежат ремонту в случаях, если в процессе эксплуатации выявлены:

- протечки через фланцевые соединения;
- видимые повреждения в резьбовых соединениях;

- образование недопустимых дефектов в сварных соединениях, выявленных в результате эксплуатационного контроля;
- видимые повреждения штуцеров и трубопроводов.

Необходимость ремонта компенсатора давления определяется по результатам технического освидетельствования. Объем ремонта компенсатора давления определяется по результатам дефектации при плановом ремонте, а также по результатам ревизии после аварийных ситуаций.

Ремонт компенсатора давления может быть проведен ремонтной службой АЭС, либо силами специализированной организации.

Перед ремонтом компенсатор давления дезактивируется. Все снятые для ремонта узлы и детали, после проведения их повторной дезактивации (при необходимости), проходят ремонт на специально оборудованных участках.

Перед разборкой компенсатор давления необходимо осмотреть с целью выявления внешних признаков повреждений.

4. РЕМОНТ ПАРОГЕНЕРАТОРА 1000МКП

Парогенератор является составной частью ГЦК реакторной установки В-392М и предназначен для производства сухого насыщенного пара за счет тепла, переносимого в парогенератор из активной зоны ядерного реактора теплоносителем первого контура. Сухой насыщенный пар, вырабатываемый парогенератором, используется в турбогенераторной установке для производства электроэнергии.



Рисунок 79. Монтаж парогенератора 1000МКП на энергоблоке 1 НВ АЭС-2

Функции системы парогенераторов:

- обеспечение надежного охлаждения теплоносителя первого контура до требуемого уровня температур в проектных режимах;
- обеспечение охлаждения теплоносителя первого контура в режиме естественной циркуляции при останове всех ГЦНА;
- обеспечение при необходимости расхолаживания реакторной установки в режимах с нарушениями нормальных условий эксплуатации и при проектных авариях через систему продувки и аварийного расхолаживания парогенератора;

- обеспечение нормального функционирования РУ без остановки при сейсмическом воздействии, равном проектному землетрясению;
- обеспечение отвода тепла от реакторной установки при запроектных авариях через систему пассивного отвода тепла, предназначенную для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора при полной потере станцией всех источников электроснабжения;
- ПГ являются границей теплоносителя первого контура.

Описание конструкции парогенератора

Парогенератор ПГВ-1000МКП с опорами (рисунок 102)

Парогенератор ПГВ-1000МКП включает в себя следующие составные части:

- парогенератор (поз. 1);
- коллектор пара (поз. 2);
- опоры (поз. 3);
- гидроамортизаторы (поз. 4);
- однокамерные (поз. 5) и двухкамерный (поз. 6) уравнительные сосуды;
- детали закладные под опоры (поз. 7) и под гидроамортизаторы (поз. 8).

В вышеперечисленном составе парогенератор эксплуатируется на АЭС. Парогенератор подсоединяется к трубопроводам ГЦК питательной воды и пара, опирается на две подвижные опоры и закрепляется восемью гидроамортизаторами и системой крепежных элементов.

Компоновка оборудования первого контура РУ, в том числе схема размещения парогенераторов в боксах с привязкой к строительным конструкциям показана на рисунке 80.

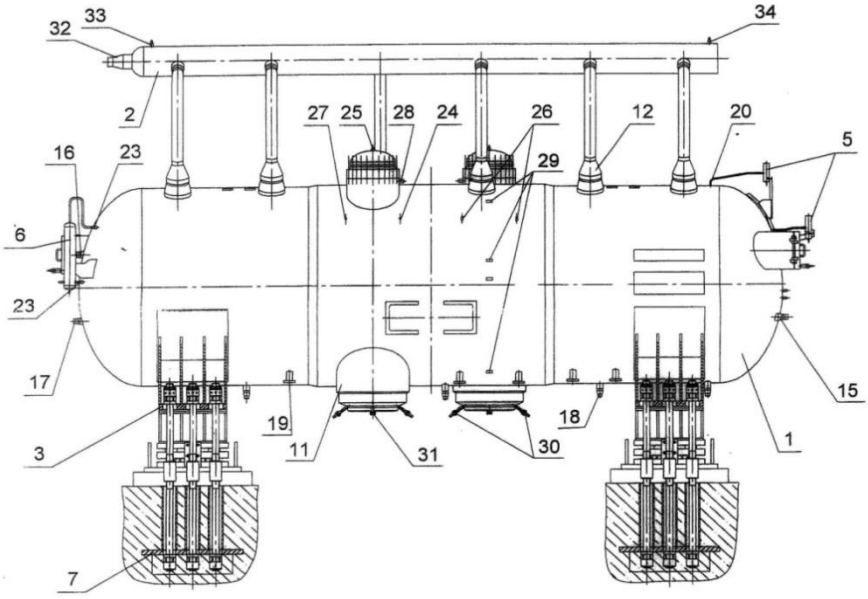


Рисунок 80. Парогенератор ПГВ-1000МКП с опорами





Рисунок 81. Транспортировка и временное хранение парогенератора ПГВ-1000МКП на площадке НВ АЭС-2 перед монтажом

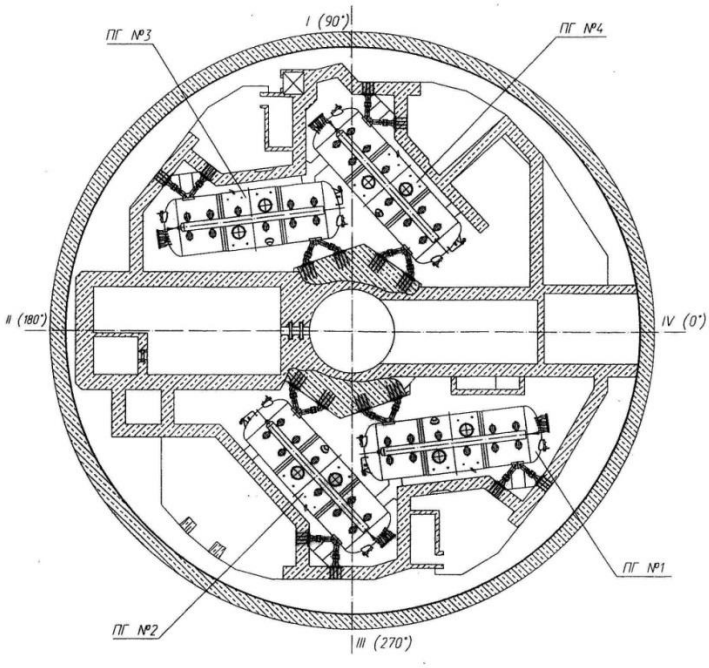


Рисунок 82. Схема размещения парогенераторов в боксах

Парогенератор представляет собой однокорпусный теплообменный аппарат горизонтального типа с погруженной теплообменной поверхностью и состоит из следующих основных составных частей (рисунки 83, 84):

- корпуса с патрубками различного назначения (поз.1);
- пучка теплообменных труб с элементами крепления и дистанционирования (поз.2);
- коллекторов теплоносителя первого контура (поз.3);
- устройства подвода и раздачи питательной воды (поз.4, поз.36);
- устройства подвода и раздачи питательной воды в аварийных режимах (поз.5);
- потолочного (пароприемного) дырчатого листа (поз.6);
- погруженного дырчатого листа (поз.7);
- устройства подачи химических реагентов (поз.8);
- устройства для отвода воды в продувку (поз.15,18,30,35).

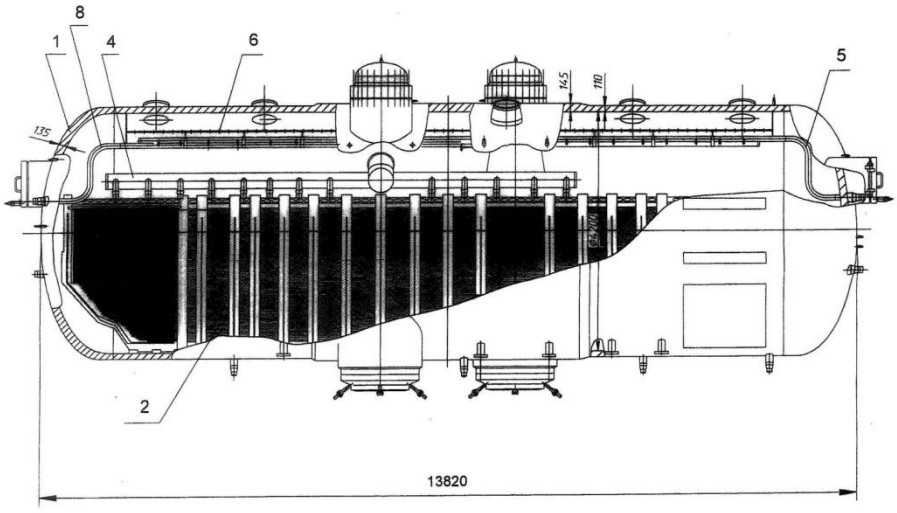


Рисунок 83. Парогенератор ПГВ-1000МКП (продольный разрез)

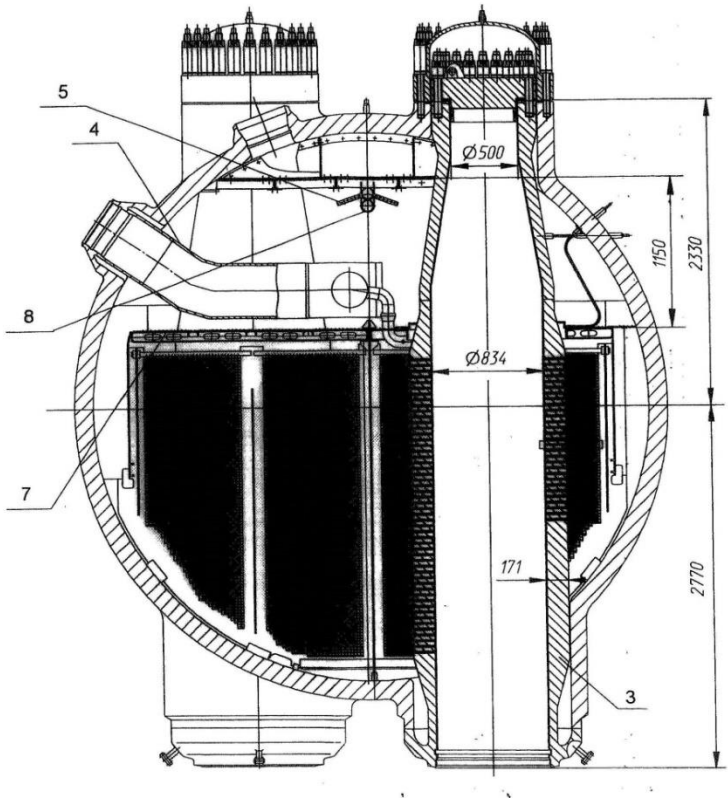


Рисунок 84. Парогенератор ПГВ-1000МКП (поперечный разрез)

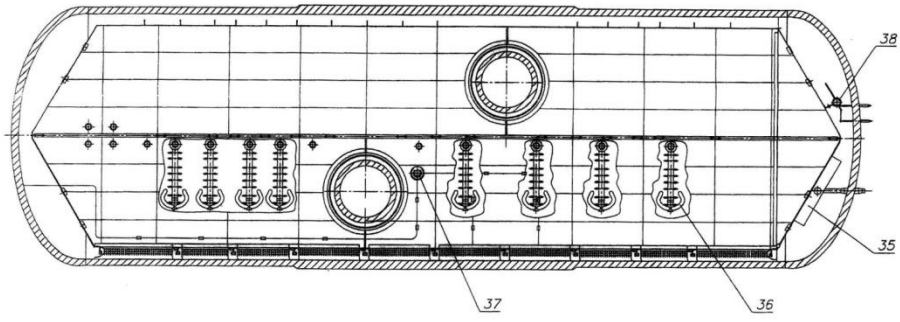


Рисунок 85. Парогенератор ПГВ-1000МКП (продолжение)

Корпус является составной частью парогенератора, в котором расположены коллекторы первого контура, теплообменная поверхность и внутрикорпусные устройства. Это сварной цилиндрический сосуд длиной 13820 мм с внутренним диаметром 4200 мм, по торцам которого с двух сторон приварены эллиптические днища.

На корпусе имеются:

- два люка второго контура (поз.9) для обслуживания коллекторов первого контура – Ду800;
- два люка-лаза (поз.10) для доступа в объем второго контура -Ду 500;
- два патрубка (поз.11) для подвода и отвода теплоносителя первого контура – Ду1200;
- 10 патрубков (поз.12) для отвода пара – Ду200;
- один патрубок (поз.13) для подачи питательной воды – Ду400;
- два патрубка на «холодном» днище – один (поз.14), для подачи питательной воды в аварийных режимах – Ду100, другой (поз. 15), для продувки из «солевого» отсека – Ду50;
- два патрубка на «горячем» днище – один (поз.16), для подачи химических реагентов при промывке ПГ – Ду100, другой (поз. 17) для возврата конденсата из системы пассивного отвода тепла – Ду100;
- четыре патрубка (поз.18) для продувки в нижней части корпуса – Ду50;
- семь патрубков (поз.19) для установки смывных устройств – Ду50.

Патрубки имеют разъемные фланцевые соединения с плоскими крышками, которые уплотняются прокладками из расширенного графита и закреплены с помощью восьми болтов;

- шесть штуцеров (поз.20) на «холодном» днище и один (поз.20) на цилиндрической части корпуса для подсоединения однокамерных уравнительных сосудов уровнемеров – Ду20;
- шесть штуцеров (поз. 21) на «холодном» днище и один (поз. 21) на цилиндрической части корпуса для подсоединения импульсных линий уровнемеров – Ду10;
- два штуцера на «холодном» днище (поз.22) для подсоединения датчика оперативного контроля уровнемеров;
- два штуцера на «горячем» днище (поз.23) для подсоединения двух-камерного уравнительного сосуда – Ду20;

- два штуцера воздушников первого контура – Ду15 (поз.24);
- два штуцера воздушников второго контура – Ду20 (поз.25);
- два штуцера под индикатор уровня – Ду10 (поз. 26);
- два штуцера контроля плотности фланцевых соединений первого контура – Ду10;
- четыре штуцера (поз.28) контроля плотности фланцевых соединений второго контура – Ду10 (поз.27);
- четыре малоуглеродистые наплавки для приварки чехлов термометров сопротивления (поз.29).

Конструкция корпуса обеспечивает доступ для осмотра внутрикорпусных устройств со стороны второго контура. Для этой цели на эллиптических днищах имеются люки Ду500 с разъемными фланцевыми соединениями и плоскими крышками, которые закрепляются 20 шпильками М48.

Для доступа к коллекторам первого контура имеются два люка второго контура Ду800 с аналогичными разъемными фланцевыми соединениями и эллиптическими крышками. Эллиптические крышки закреплены с помощью 24 шпилек М52.

Усилие затяга шпилек контролируется по вытяжке, для чего в каждой шпильке имеется отверстие с установленным в него стержнем. Уплотнение всех разъемов первого и второго контуров обеспечивается двумя прокладками из расширенного графита толщиной 7 мм, расположенными концентрично, а плотность соединения при эксплуатации контролируется по отсутствию избыточного давления в МПП.

Конструкция сварных соединений корпуса позволяет проводить все виды неразрушающего контроля. Сварные соединения выполнены без усиления, заподлицо с основным металлом. По обе стороны от кольцевых и продольных сварных соединений имеются подготовленные поверхности для проведения объемного ультразвукового контроля. Поверхности всех угловых, кольцевых и продольных сварных соединений подготовлены для проведения контроля капиллярными тодами или магнитопорошковой дефектоскопией. Корпус выполнен из стали 10ГН2МФА.

На верхней наружной образующей корпуса и патрубках Ду1200 предусмотрены площадки 060 мм для установки на магнитах датчиков системы обнаружения свободных предметов, входящей в состав СКУД.

Коллектор теплоносителя первого контура представляет собой толстостенный цилиндр. Общая высота (без крышки с вытеснителем) 5100 мм, максимальный диаметр 1176 мм при толщине стенки 171 мм.

Коллекторы первого контура и змеевики являются как частями парогенератора, так и элементами главного циркуляционного контура, а также барьером, разделяющим первый, активный, контур от второго.

Коллектор, в который входит теплоноситель от реактора, называется «горячим», второй коллектор, из которого теплоноситель поступает на всас ГЦНА, называется «холодным».

Коллектор выполнен из стали 10ГН2МФА электрошлакового переплава. Внутренние поверхности частей коллектора, включая крышку, плакированы антикоррозионной наплавкой. Плакированные поверхности механически обработаны.

Верхняя часть коллектора имеет конический переход от цилиндра к фланцевому соединению люка, который снабжен плоской крышкой с приваренным к ней вытеснителем.

Вытеснитель на крышке выполняет роль дросселирующего устройства, предназначенного для уменьшения проходного сечения до условного прохода диаметром менее 100 мм и ограничения истечения теплоносителя первого контура во второй при проектной расчетной аварии – отрыве крышки коллектора.

Верхняя часть коллектора имеет разъем, состоящий из фланца коллектора Ду500 с резьбовыми гнездами и плоской крышки. Шпильки М60 (20 шт.) разъема изготовлены из стали 38ХН3МФА, гайки – из стали 25Х1МФ.

В центральной цилиндрической части коллектора имеется 10978 отверстий с номинальным диаметром 16,25 мм. Расположение отверстий шахматное: шаг отверстий 44 мм по вертикали и 30,8 мм по горизонтали (на наружной поверхности). Отверстия служат для закрепления в них концов теплообменных труб.

Нижняя часть коллектора выполнена в виде цилиндра с переходом на массивную часть – переходное кольцо, посредством которого коллектор соединяется с патрубком Ду1200 корпуса парогенератора и с главным циркуляционным трубопроводом.

На переходном кольце коллектора имеются два штуцера (поз.30) непрерывной и периодической продувки из «карманов» и для установки смывных устройств – Ду32 и один штуцер (поз.31) для установки смывного устройства – Ду30. Штуцера непрерывной и перио-

дической продувки из «карманов» и для установки смывных устройств имеют разъемные фланцевые соединения, которые уплотняются прокладками из расширенного графита и закреплены с помощью шести болтов. Штуцер для установки смывного устройства имеет разъемное фланцевое соединение с плоской крышкой, которое уплотняется прокладкой из расширенного графита и закреплено с помощью шести болтов.

В нижней части коллектора имеется кольцевая канавка прямоугольного профиля, предназначенная для закрепления специальной заглушки при гидравлических испытаниях ПГ на заводе-изготовителе. При эксплуатации эта канавка может быть использована для опорной площадки при обслуживании и техническом освидетельствовании коллектора, а также для установки устройства

отсекающего для герметичного отсечения парогенератора по первому контуру в период ППР.

Теплообменная поверхность состоит из 10978 труб 16х1,5мм из стали 08Х18Н10Т. Теплообменные трубы выполнены в виде U-образных змеевиков и скомпонованы в теплообменный пучок. Расположение труб в пучке коридорное с шагами по высоте 22 мм, по горизонтали 24 мм. Змеевики расположены с уклоном к коллекторам (20 мм на длине змеевика) для обеспечения возможности полного дренирования труб.

Трубы закрепляются в коллекторах путем обварки концов с внутренней поверхностью коллектора (глубина проплавления не менее 1,4 мм). По толщине стенки коллектора проводится гидравлическая раздача труб с механической довальцовкой у наружной поверхности коллектора до полного устранения зазора (щели). Трубы дистанционируются в пучке с помощью волнообразных полос и плоских планок, конструкция закрепления позволяет трубам перемещаться при тепловом расширении.

В корпусе располагаются внутрикорпусные устройства:

- Устройство подвода и раздачи питательной воды расположено над трубным пучком. Состоит из трубопроводов и раздающих труб, имеющих по своей длине отверстия для выхода питательной воды. Устройство раздачи питательной воды состоит из трубы питательной Ду400, коллектора Ду250, проходящего вдоль парогенератора и соединенного с патрубком на боковой стороне корпуса. К коллектору Ду250 подсоединены раздающие коллекторы Ду80, имеющие по своей длине трубки Ду15 для выхода питательной воды. К восьми раздающим коллекторам подсоедине-

ны устройства, раздающие с заведением их в межтрубное пространство трубного пучка (поз.36).

Питательная вода подается на «горячую» сторону трубного пучка через десять и на «холодную» сторону через пять раздающих коллекторов, и поступает в пространство между трубным пучком и ПДЛ, а также через устройства, раздающие в межтрубное пространство трубного пучка.

Материал устройства раздачи питательной воды: трубы Ду400 сталь марки 20, раздающих коллекторов, устройства раздающего – сталь марки 08Х18Н10Т (12Х18Н10Т);

- Устройство раздачи питательной воды в аварийных режимах, расположено в паровом пространстве состоит из коллектора закрепленного на каркасе потолочного (пароприемного) дырчатого листа и раздающих труб, имеющих по своей длине отверстия для выхода воды.

Вода от насосов системы аварийного расхолаживания ПГ, по трубопроводу подводится к коллектору через патрубок, расположенный на «холодном» днище парогенератора. Подача воды от системы аварийного расхолаживания ПГВ через данный патрубок предусмотрена только в режимах, связанных с ННУЭ и ПА.

Материал устройства – сталь 08Х18Н10Т (12Х18Н10Т);

- Устройство раздачи химических реагентов при промывке ПГ расположено в паровом пространстве состоит из коллектора, имеющего по своей длине отверстия для выхода раствора химических реагентов. Материал – сталь 08Х18Н10Т (12Х18Н10Т);
- Потолочный (пароприемный) дырчатый лист с перфорацией 4,8 % расположен в верхней части парогенератора предназначен для выравнивания расхода пара. Лист состоит из секций, которые закреплены на каркасе с помощью болтов. Материал – сталь 12Х18Н10Т;
- Погруженный дырчатый лист с переменной перфорацией от 4,5 до 6,5 % расположен над трубным пучком. Предназначен для выравнивания паровой нагрузки зеркала испарения. Основной материал – сталь 12Х18Н10Т;
- Устройство для отвода воды в непрерывную продувку, состоящее из «солевого» отсека и трубопровода. Из «солевого» отсека вода парогенератора отводится на непрерывную продувку через короб, предотвращающий захват пара в трубопровод. Материал устройств – хромоникелевая сталь аустенитного класса марки 08Х18Н10Т (12Х18Н10Т).

– Индикатор уровня (поз.37) расположен на погруженном дырчатом листе в центральной части ПГ. Предназначен для проверки приборов измерения уровня (уровнемеров) при пусконаладочных работах и проведении сепарационных испытаний ПГ. Материал – сталь 08Х18Н10Т;

- Датчик оперативного контроля уровнемеров (поз.38) расположен в районе «холодного» днища предназначен для проверки уровнемеров при работе ПГ на любом уровне мощности. Материал – сталь 08Х18Н10Т.

К внутрикорпусным устройствам также относятся:

- каркас пароприемного дырчатого листа;
- система опор трубного пучка;
- закраина погруженного дырчатого листа;
- защитное устройство на минусовом отборе однокамерного уровнемера ;
- успокоительное устройство на минусовых отборах двухмерных уровнемеров;
- импульсные и пробоотборные линии от индикатора уровня и датчика оперативного контроля уровнемеров.

Устройства для отвода воды в продувку предназначены для осуществления постоянной и периодической продувки парогенераторов при работе энергоблока на мощности. В составе устройства четыре патрубка (поз.18) на нижней образующей корпуса ПГ и четыре штуцера (поз.30) из «карманов» коллекторов первого контура, через которые должна осуществляться периодическая продувка парогенератора, а также «солевой» отсек, через который должна выполняться постоянная продувка ПГ.

Система продувки ПГ в комплексе с системой раздачи питательной воды обеспечивает снижение концентраций коррозионно-активных примесей в воде парогенератора в зоне «горячего» и «холодного» коллекторов и улучшение водно-химического режима за счет перераспределения питательной воды по длине парогенератора, вызывающего переток воды в сторону «холодного» днища, где организован «солевой» отсек.

Коллектор пара

Коллектор пара, конструкция которого показана (поз.2) служит для сбора генерируемого в парогенераторе пара и подачи его в главный паропровод.

Коллектор пара расположен над парогенератором. Он состоит из трубы 630х25 мм из стали 16ГС, днища и десяти гнутых труб-колен Ду200 из стали 20. К нему на монтаже подсоединяется станционный трубопровод пара.

На коллекторе пара имеются:

- патрубок Ду200 (поз.32) для отвода пара к системе пассивного отвода тепла;
- штуцер Ду10 (поз. 33) воздушника второго контура;
- штуцер Ду10 (поз. 34) отбора давления в систему контроля и управления.

Фланцевые соединения

Фланцевые соединения люков – коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов. Общие сведения.

На фланцах люков – коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов и крышках фланцевых соединений в местах установки уплотнительных прокладок имеются твердые антикоррозионные наплавки. На фланцах люков-коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов выполнены уплотнительные канавки. На крышках – люков коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов – плоские уплотнительные поверхности.

Каждое фланцевое соединение уплотняется на двух прокладках из расширенного графита прямоугольного сечения высотой 7 мм. Прокладки укладываются в канавки фланцев или крышек (люк-лаз).

Герметичность фланцевых соединений контролируется как в процессе разогрева-расхолаживания, так и при эксплуатации на мощности.

Для контроля герметичности фланцевых соединений люков – коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов предусмотрена система МПП.

Отвод протечек по первому и второму контурам, в случае их появления при гидравлических испытаниях и эксплуатации, организован в общестанционные системы.

Контроль затяга фланцевых соединений должен производиться по вытяжке шпилек. Конструкция шпилек (рисунок 86) предусматривает измерения величин их вытяжек при затягах.

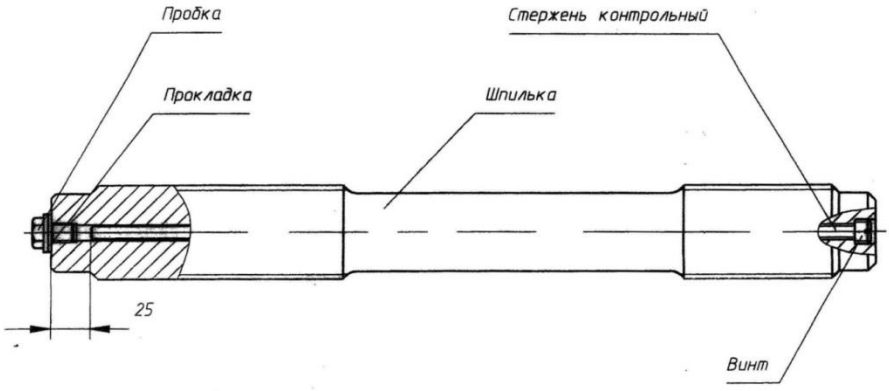


Рисунок 86. Шпилька фланцевого соединения

Гайки фланцевых соединений цилиндрической формы имеют шлицы, обеспечивающие надежное соединение с ключом для передачи крутящего момента.

Затяг фланцевого соединения выполняется гидравлическими (вытяжными) гайковертами, может производиться ручным ключом.

Шпильки имеют выступающие над гайками резьбовые концы для соединения с вытяжными гайковертами.

Материал шпилек – сталь марки 38ХН3МФА, гаек – сталь марки 25Х1МФА.

Фланцевые соединения патрубков и штуцеров под смывные устройства и штуцеров для организации продувки. Общие сведения.

На нижней образующей корпуса ПГ имеется семь патрубков Ду50 для проведения осмотра внутренних поверхностей ПГ и установки смывных устройств. Патрубки имеют разъемные фланцевые соединения с плоскими крышками, которые уплотняются прокладками из расширенного графита (по одной прокладке на разъем). Уплотнение фланцевых соединений патрубков выполняется с помощью восьми болтов.

Два штуцера Ду32, расположенные на переходном кольце коллектора первого контура для организации непрерывной и периодической продувки из «карманов» и для установки смывных устройств и один дополнительный штуцер Ду30 для установки смывного устройства имеют разъемные фланцевые соединения, которые

уплотняются прокладками из расширенного графита (по одной прокладке на разъем).

Уплотнение фланцевых соединений штуцеров выполняется с помощью шести болтов.

Затяг фланцевого соединения должен производиться специальным ключом с контролем величины момента.

Материал болтов – сталь марки ХН35ВТ, гаек – 08Х18Н10Т.

Подготовка к сборке-разборке фланцевых соединений

К началу сборки-разборки фланцевых соединений люков-коллекторов первого контура, люков второго контура и люков-лазов должен быть готов к работе мостовой кран реакторного отделения или смонтирована временная таль для подъема и перемещения крышек люков.

Для сборки фланцевых соединений одного ПГ требуется:

- гидравлический гайковерт (или ключ) для затяга фланцевых соединений;
- графитовая смазка для гаек и шпилек фланцевых соединений люков-коллекторов первого контура – 1 кг;
- смазка дисульфидмолибденовая марки ВНИИ НП-232 ГОСТ 14068-7 9 для гаек, шпилек и болтов фланцевых соединений второго контура – 2,5 кг;
- бензин марки Б -100/130 ГОСТ 1012-75 – 5 кг;
- ацетон технический ГОСТ 2768-84 – 15 кг;
- салфетки хлопчатобумажные (ветошь) – 5 кг;
- кисти и щетки волосяные – 4 шт.

Графитовая смазка должна быть приготовлена из графита марки ГС-4 по ГОСТ 8295-73 и глицерина по ГОСТ 6259-75 при соотношении (по массе) компонентов 25-33% графита и 15-61% глицерина.

Графитовая смазка может быть также приготовлена только из графита, смешанного с дистиллированной водой до сметанообразной консистенции.

Перед приготовлением смазки графит и глицерин проверить на содержание (отсутствие) хлоридов и реакцию pH. Водная вытяжка из графита (соотношение объемов графита и воды 1:1) и глицерина должны иметь нейтральную реакцию (pH 7), а содержание хлоридов в графите должно быть не более 20 мг/кг.

Промывка и очистка от консервации гаек, шпилек, шайб и их визуальный контроль должны проводиться в отдельном помещении.

При работе с легковоспламеняющимися жидкостями (бензин, ацетон) должны соблюдаться меры по противопожарной безопасности. Не допускается содержать эти жидкости на рабочих местах в стеклянной таре.

Все грязные обтирочные материалы должны складываться в течение рабочей смены в металлический ящик, а по окончании смены подлежат удалению и уничтожению.

Для измерения вытяжек шпилек и контроля затяга применяются электронные датчики (глубиномеры), входящие в состав вытяжного гайковерта, может применяться индикаторный глубиномер (рисунок 87) с комплектом принадлежностей.

Сборка фланцевого соединения

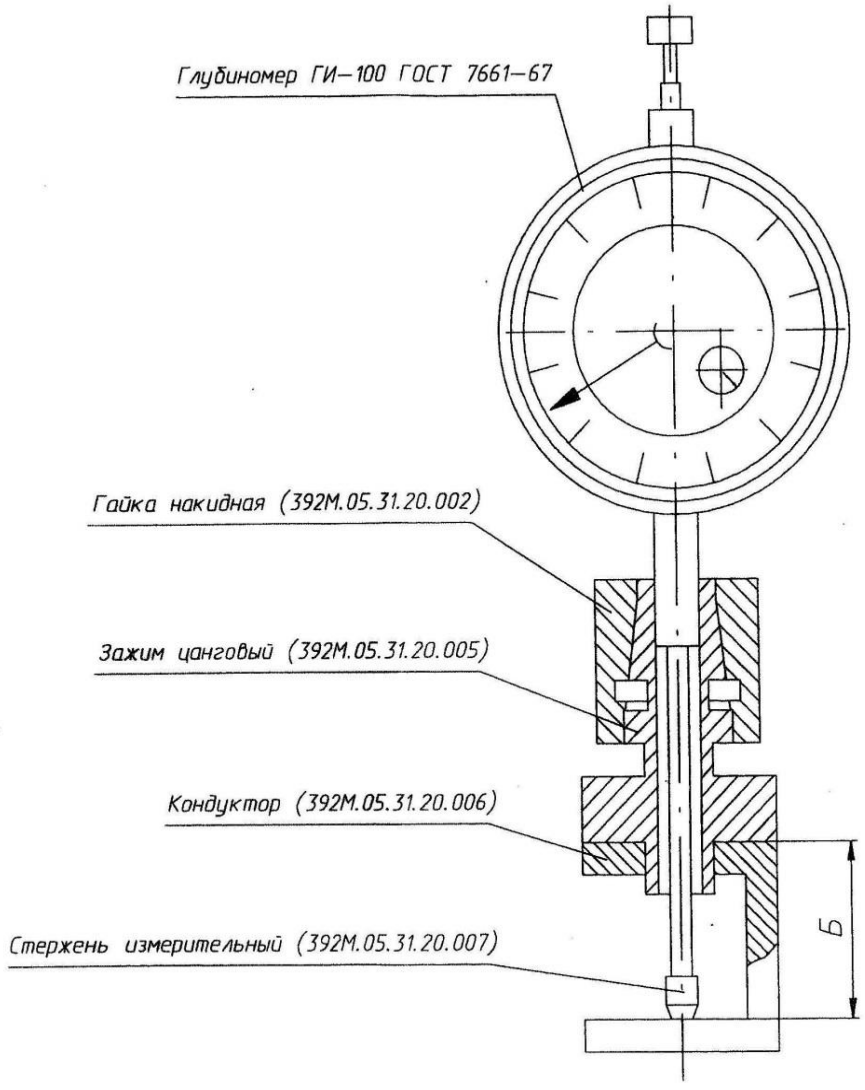
Сборку фланцевого соединения производить в следующем порядке:

- шпильки, болты, шайбы, гайки, очищенные и промытые от консервационной смазки, уложить на мягкий подстилочный материал на площадке обслуживания парогенератора;
- крышки люков разместить на площадке обслуживания и установить на деревянные подкладки;
- подготовить ключ для затяга фланцевого соединения;
- осмотреть все уплотнительные поверхности на крышках и фланцах;
- мелкие дефекты в виде рисок и забоин в уплотнительных канавках удалить шлифованием с последующей полировкой;
- при наличии глубоких рисок или других недопустимых дефектов должен быть проведен ремонт уплотнительных поверхностей или канавок с применением сварки по технологии, согласованной с главным конструктором ПГ;
- проверить профиль уплотнительных канавок. При отклонении профиля от заданных размеров выполнить их ремонт.

В каждой шпильке проверить установку контрольного стержня на отсутствие продольного люфта.

Для устранения люфта необходимо контрольный стержень подтянуть винтом, винт после устранения люфта контрольного стержня раскернить.

В любых случаях при отсутствии люфта контрольного стержня винт должен быть раскернен.



Настраиваемая база должна быть не менее 25 мм.

Показания глубиномера, соответствующие размеру Б, подлежат записи в протокол уплотнения фланцевого соединения.

Рисунок 87. Глубиномер с приспособлением для измерений

На время затяга шпильки пробка должна быть вывинчена для возможности проведения измерений вытяжки шпильки, после затяга установлена на свое место. Далее необходимо:

- осмотреть все шпильки, болты, гайки, сферические шайбы, резьбовые отверстия, прокладки на наличие дефектов;
- резьбовые отверстия осмотреть с помощью лупы четырех-семи кратного увеличения;
- поверхностные дефекты (забоины или вмятины) на резьбах и прокладках не допускаются;
- проверить маркировку на всех съемных деталях. Сферические шайбы должны быть подобраны попарно по маркировке;
- проверить систему МПП и составить акт о ее готовности;
- перед сборкой уплотнительные поверхности, канавки, прокладки протереть хлопчатобумажной тканью (ветошью), обезжирить ацетоном или бензином;
- резьбы гнезд, отверстий, шпилек, болтов, гаек, контргаек, сферические поверхности шайб смазать тонким слоем смазки.

Для деталей фланцевого соединения люка – коллектора первого контура применить графитовую смазку, для деталей фланцевых соединений второго контура – дисульфидмолибденовую смазку марки ВНИИ НП-232 по ГОСТ 14068-79.

Разуплотнение и уплотнение разъемов происходит гайковертом фланцевых разъемов парогенератора 1209.77.10.00 (рисунок 88).

Основные проблемы, возникающие при ремонте ПГ, заключаются в высокой загруженности полярного крана в ГО, необходимого для перемещения гайковерта между парогенераторами. Для исключения этой проблемы целесообразно установить дополнительные ГПМ для возможности перемещения гайковерта.

Сборка и затяг фланцевого соединения люка коллектора первого контура

Закрыть (если не выполнено ранее) технологическим кольцом поверхности уплотнения люка второго контура от механических повреждений и попадания посторонних предметов.

Уложить в канавки фланца коллектора первого контура прокладки.

Крышку люка коллектора первого контура сцентрировать по отверстию коллектора и медленно опустить на фланец, при этом визуально контролировать положение прокладок на предмет их возможного выхода из канавок и сдвига в нерабочее положение.



Рисунок 88. Гайковерт 1209.77.10.00 для парогенератора ПГВ-1000МКП

Ввернуть в резьбовые отверстия шпильки до упора, затем сдать на 0,5 оборота назад.

Установить сферические шайбы и навинтить гайки.

Установить гидравлический (вытяжной) гайковерт и выполнить уплотнение фланцевого соединения.

При работе вытяжным гайковертом, кроме замеров давления, должна контролироваться предварительная вытяжка шпилек в момент нагружения давлением.

Затяг шпилек с помощью ключа (при отсутствии вытяжного гайковерта) выполняется в несколько проходов.

Разборка фланцевых соединений люка – коллектора первого контура и люка-лаза производится также как и разборка фланцевого соединения люка второго контура.

Извлечение бывших в применении прокладок из уплотнительных канавок должно выполняться непосредственно перед установкой новых прокладок.

Эта операция должна исключать повреждения уплотнительных поверхностей фланцевого соединения.

Шпильки, после разборки фланцевых соединений должны укладываться в стеллажи, гайки и шайбы в поддоны.

Цель, периодичность и объем вихретокового контроля металла перемычек коллекторов первого контура

Целью вихретокового контроля металла перемычек коллекторов первого контура ПГ является проверка металла на отсутствие трещин в перемычках

между отверстиями в коллекторах, в которых заделаны теплообменные трубы.

Вихретоковый контроль металла перемычек коллекторов должен проводиться аттестованными средствами контроля с подтверждёнными метрологическими характеристиками.

Персонал, проводящий контроль, должен быть аттестован.

Вихретоковый контроль металла перемычек коллекторов первого контура должен проводиться по рабочей программе, разработанной на основе требований настоящего документа и требований программы, в которой приведены:

- цель контроля;
- требования к парогенератору при проведении контроля;
- методика контроля;
- объем контроля;
- критерии оценки металла перемычек;
- документирование результатов контроля.

Вихретоковый контроль металла перемычек коллекторов первого контура парогенераторов должен проводиться не реже одного раза в четыре года после предыдущего контроля для каждого парогенератора, а также во время текущего ВТК теплообменных труб.

Контроль металла перемычек коллекторов в ремонтных зонах проводить в каждый очередной ППР.

Критерии оценки металла перемычек указаны в программе.

В случае обнаружения трещин в металле перемычки коллектора принимается решение о ремонте коллектора, согласованное с разработчиком ПГ.

По окончании контроля должна представляться информация, указанная в программе, а также:

- координатная сетка с указанием на ней проконтролированных перемычек;
- координатная сетка с указанием результатов предыдущего контроля;
- осциллограмма записей датчика с указанием координаты дефекта.

Цель, периодичность и объем вихретокового контроля металла теплообменных труб

Целью вихретокового контроля теплообменных труб является определение состояния металла труб, а именно, выявление и определение места расположения дефектов, классификация дефектов, определение геометрических размеров и ориентации дефектов.

В процессе эксплуатации парогенераторов при вихретоковом контроле теплообменных труб должны выявляться:

- коррозионные повреждения типа «нехватка металла» (язвы, питтинги, трещины различной ориентации относительно оси теплообменной трубы) как с внешней, так и с внутренней стороны трубы;
- утонение стенки теплообменной трубы в результате коррозионно-механического износа в местах установки дистанционирующих планок;
- наличие электропроводящих отложений на теплообменных трубах.

Вихретоковый контроль металла теплообменных труб парогенераторов должен проводиться по рабочей программе эксплуатационного вихретокового контроля металла, разработанной на основе требований настоящего документа.

Объём и зоны вихретокового контроля должны быть согласованы с главным конструктором ПГ.

Минимальная глубина выявляемых дефектов должна быть 20 % от толщины стенки трубы.

Теплообменные трубы имеют следующие характеристики:

- номинальный наружный диаметр D ном = 16 мм;
- номинальная толщина стенки S ном = 1,5 мм;
- допуск на номинальный наружный диаметр – ± 0,3 мм;
- допуск на толщину стенки – ± 15 %;
- материал – сталь аустенитного класса марки 08Х18Н10Т;
- минимальный внутренний диаметр трубы на гибовом участке - 10,65 мм.

Каждая труба согнута в U-образный змеевик, имеет семь гибовых участков, радиус гиба: 200, 100 и 60 мм, сектор гиба – 90° максимальный.

Средства и методики, применяемые при контроле, должны быть аттестованы по программе, согласованной с главным конструктором ПГ.

Аттестация должна проводиться с использованием образцов с реальными дефектами.

Персонал, проводящий контроль, должен быть аттестован.

Перед контролем должна быть проведена осушка трубного пучка за счёт тепла нагретого металла парогенератора при открытых коллекторах первого контура и люках-лазах второго контура, а также с использованием специальных устройств (вентиляторов и т.п.) для осушки внутренних поверхностей теплообменных труб.

Контроль труб должен проводиться на полную их длину.

Допускается проводить контроль с двух концов теплообменной трубы, т.е. наполовину длины трубы с каждого конца.

Объём первого и последующего эксплуатационного вихретокового контроля металла теплообменных труб парогенераторов должен проводиться в объеме не менее 10 % от общего количества труб в ПГ.

Периодичность, объем и зоны текущего вихретокового контроля теплообменных труб определяются в зависимости от фактического состояния металла теплообменных труб по результатам эксплуатации ПГ и результатов ранее проведенных контролей.

В объем обязательного контроля должны быть включены трубы, имеющие индикации по результатам проведения предыдущего контроля.

По результатам обработки и оценки данных основного вихретокового контроля может быть принято решение о проведении дополнительного контроля теплообменных труб.

Решение о глушении дефектных теплообменных труб по результатам вихретокового контроля принимается после анализа характера дефектов, их

количества и места расположения индивидуально для каждого парогенератора и каждого дефекта на теплообменной трубе.

Порядок определения периодичности и объёма вихретокового контроля, а также критерии глушения теплообменных труб регламентируются руководящими документами эксплуатирующей организации, согласованными с главным конструктором ПГ.

Документирование результатов вихретокового контроля теплообменных труб

По результатам контроля теплообменных труб ПГ и расшифровки полученных индикаций оформляется акт с указанием:

- объема проведенного контроля;

- координат дефектных труб, расположения дефектов или индикаций относительно дистанционирующих решеток парогенератора;
- количества обнаруженных дефектов, с указанием типа, расположения и размеров дефектов;
- наличия и границ электропроводящих отложений.

В акте указывается:

- название АЭС;
- номер блока;
- заводской (станционный) номер ПГ;
- коллектор, на котором проводился контроль;
- дата проведения контроля.

Результаты контроля теплообменных труб записываются в электронном виде.

В комплект файлов должны входить:

- файл, содержащий информацию об индикациях и дефектах каждой проконтролированной трубы (информация о дефекте включает его размеры, тип и другие характеристики, в соответствии с требованиями к примененной системе ВТК, согласованными с главным конструктором ПГ);
- файл с координатами всех проконтролированных труб;
- файл с координатами всех заглушенных труб;
- информационный файл (даты, фамилии контролеров и аналитиков, типы использованного оборудования и т.п.).

Информация по вихретоковому контролю теплообменных труб ПГ в электронном виде должна передаваться разработчику ПГ (ОКБ «ГИДРОПРЕСС»).

5. РЕМОНТ ГЦНА-1391

Главный циркуляционный насосный агрегат ГЦНА-1391 входит в состав оборудования 1-го контура ядерной энергетической установки с водо-водяным энергетическим реактором ВВЭР-1200 предназначен:

- для создания циркуляции теплоносителя;
- для отвода тепла из активной зоны реактора.

Так же ГЦНА имеет дополнительную функцию обеспечения циркуляции теплоносителя на выбеге при различных нарушениях с обесточиванием, что позволяет осуществлять плавный выход на режим естественной циркуляции.

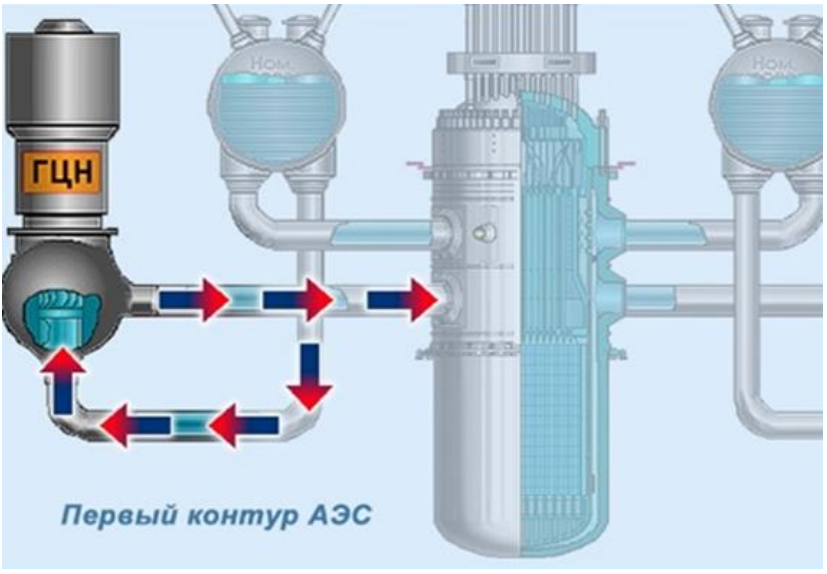


Рисунок 89. ГЦНА в составе 1-го контура

Обозначение насосного агрегата – ГЦНА-1391;

- заводское обозначение установки – ГЦНА-1714;

- обозначение по системе KKS – 10JEB10AP001

а) 1 – первый блок;

б) 0 – нормальной эксплуатации;

в) JEB – системе главного циркуляционного насоса;

г) 10 – первая петля;

д) АР – насосный агрегат.

Главный циркуляционный насосный агрегат ГЦНА представляет собой вертикальный, центробежный, одноступенчатый насос с блоком торцевого уплотнения вала, консольным рабочим колесом и выносным асинхронным двигателем ДАВДЗ.

Классификация ГЦНА-1391

В соответствии с классификацией по категориям безопасности, ГЦНА относится к устройствам нормальной эксплуатации.

В соответствии с «Общим положением обеспечения безопасности атомных станций» НП-001-15 детали ГЦНА, находящиеся под действием внутреннего давления и шпильки крепежа разъемов, имеют классификационное обозначение 1Н, а электродвигатель с маховиком – классификационное обозначение 3Н. В соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» НП-089-15 ГЦНА относится к группе А. По категориям сейсмостойкости ГЦНА относится к I категории сейсмостойкости и рассчитано на проектное землетрясение в 5 баллов и на максимальное расчетное землетрясение в 7 баллов по шкале MSK-64 в соответствии с «Нормами проектирования сейсмостойких атомных станций» НП-31-01.

Таблица 7. Технические характеристики ГЦНА

Наименование	Значение
Подача насоса, $м^3/ч$	22600
Температура теплоносителя, °С	298^{+2}
Давление на входе в насос, МПа (кгс/см)	$16^{+0,2}(163^{+2})$
Напор насоса, МПа	0,67±0,06
Мощность, потребляемая насосным агрегатом при работе на горячей воде, кВт, не более	5400
Мощность, потребляемая насосным агрегатом при работе на холодной воде, кВт, не более	7100
Превышение давления на входе в насос сверх упругости паров (на всех режимах работы АЭС), МПа ($кгс/см^2$), не менее	1,47 (15,00)
Частота вращения (синхронная), об/мин	1000
Направление вращения вала ГЦНА, если смотреть сверху	Против часовой стрелки

Состав ГЦНА-1391

Главный циркуляционный насосный агрегат состоит из следующих составных частей и деталей:

- сферического корпуса;
- нижней проставки;
- опорных устройств;
- верхней проставки;
- выемной части;
- электродвигателя;
- вспомогательных систем.

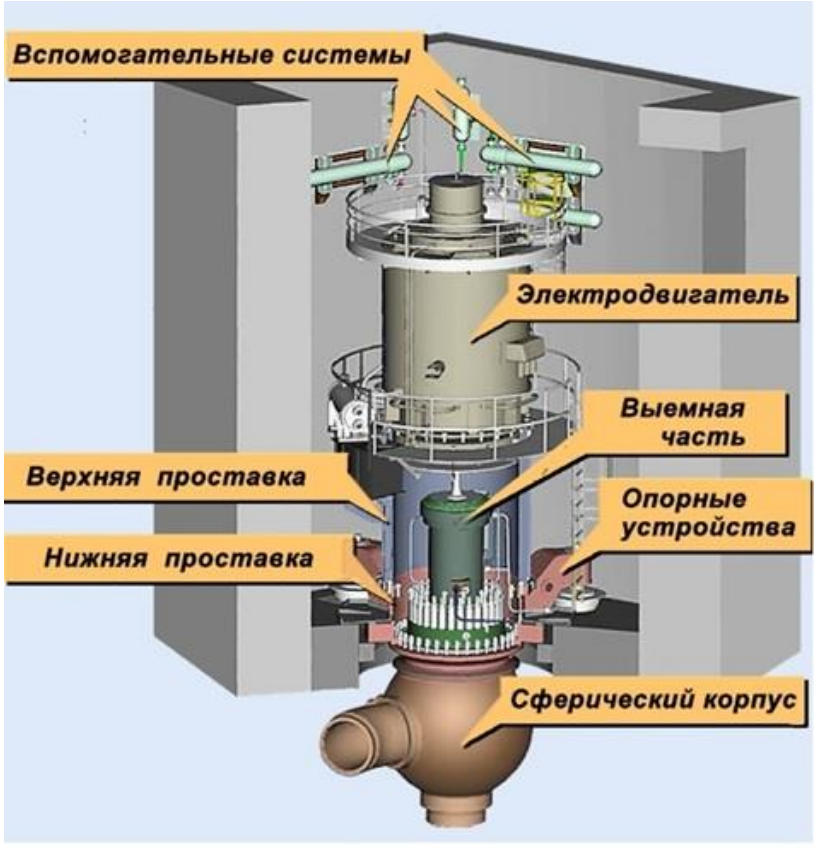


Рисунок 90. Основные элементы ГЦНА -1391

Сферический корпус

Корпус сферический главного циркуляционного насосного агрегата предназначен для организации подвода и отвода теплоносителя первого контура АЭС от рабочего колеса.

Сферический корпус представляет собой штампосварной корпус из нержавеющей стали 06Х12Н3Д.

Направляющий аппарат уменьшает радиальные нагрузки на рабочее колесо.

Сферический корпус имеет цапфу, к которой крепится тяга, воспринимающая нагрузку при сейсмических воздействиях.

Напорный и всасывающий патрубок главного насосного агрегата имеет переходники длиной не менее 250 мм из стали 10ГН2МФА с антикоррозийной наплавкой на внутренней поверхности. Приварка переходников производиться на заводе-изготовителе ГЦНА.

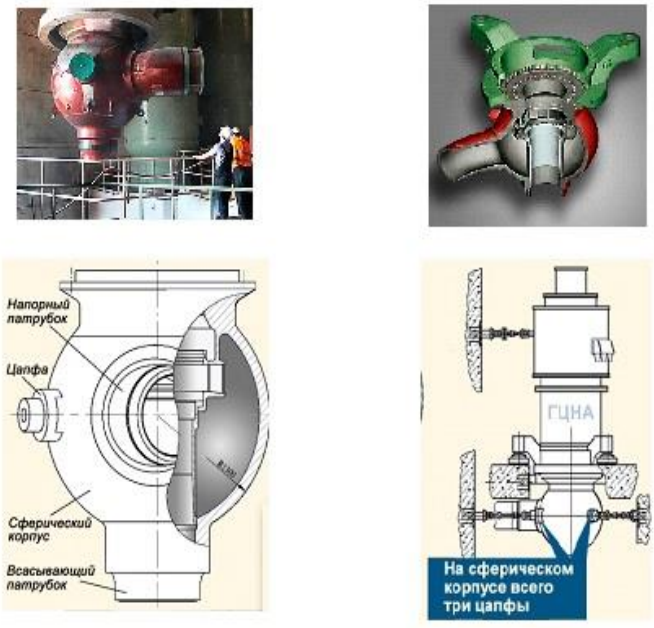


Рисунок 91. Корпус ГЦНА – 1391

Нижняя проставка

Основной несущей конструкцией насоса является сварнолитая нижняя проставка с тремя кронштейнами.

Проставка имеет три окна для подвода и отвода трубопроводов вспомогательных систем насоса на верхний фланец нижней проставки устанавливается сварная верхняя проставка.

Нижним фланцем нижняя проставка соединяется болтами со сферическим корпусом насоса.

В свою очередь кронштейны нижней проставки опираются на роликовые опоры, установленные на перекрытии, что позволяет главному циркуляционному насосному агрегату перемещаться, следуя за температурными подвижками главного циркуляционного трубопровода до 80 мм в любом горизонтальном направлении.

Фиксация и сохранение во время работы взаимной центровки верхней проставки, нижней проставки и сферического корпуса осуществляется при помощи радиальных цилиндрических штифтов, установленных в плоскостях разъема.

Строительный проем в районе нижней проставки перекрывается кольцом биологической защиты, изготовленным из углеродистой стали. Зазор между кольцом биологической защиты и нижней проставкой уплотняется резиновым кольцом.

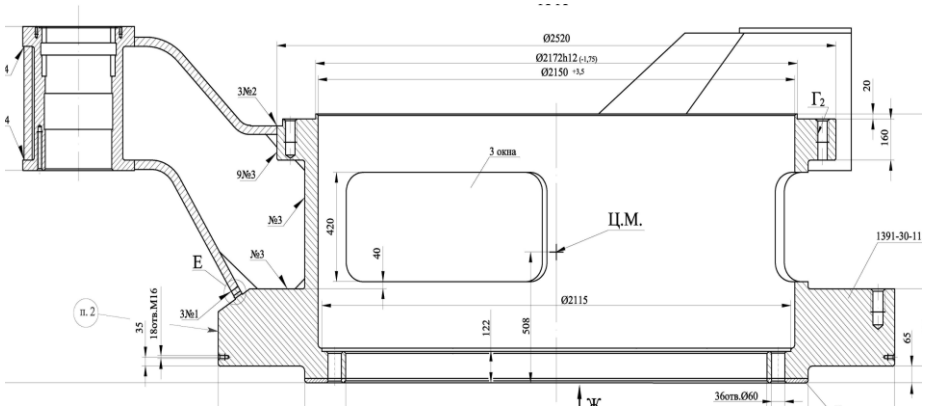


Рисунок 92. Нижняя проставка (главный вид)

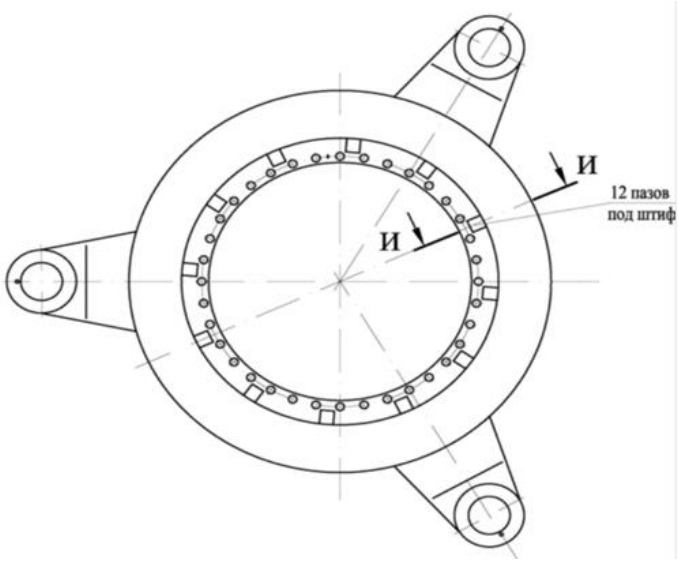


Рисунок 93. Нижняя проставка (вид сверху)

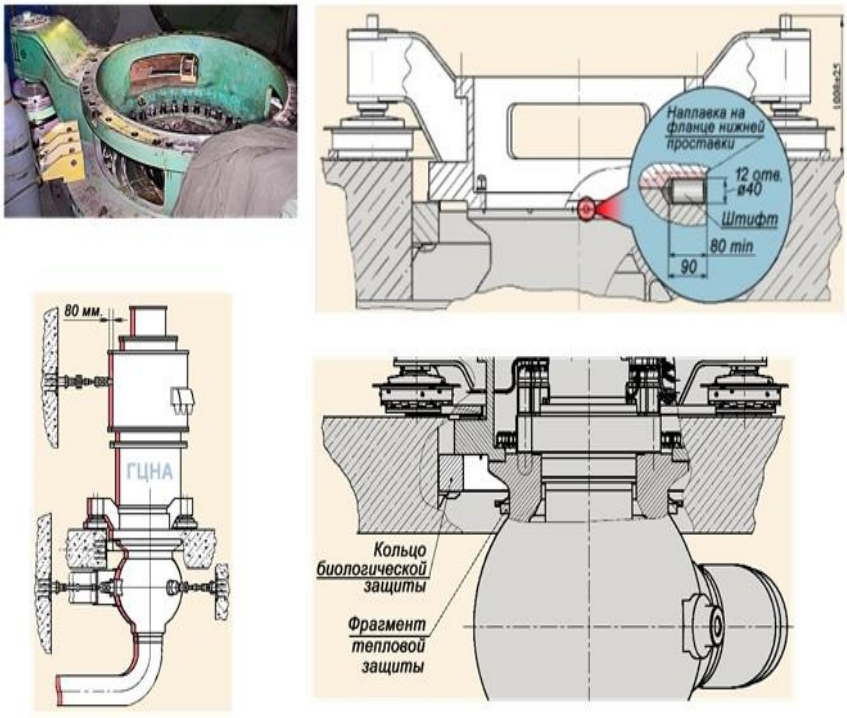


Рисунок 94. Нижняя проставка ГЦНА -1391

Верхняя проставка

Верхняя проставка предназначена для соединения электродвигателя и нижней проставки, а так же для размещения маслобака.

Верхняя проставка имеет 3 окна, что обеспечивает доступ к торсионной муфте.

На верхней проставке расположены кронштейны для установки и закрепления маслобака и площадки обслуживания.

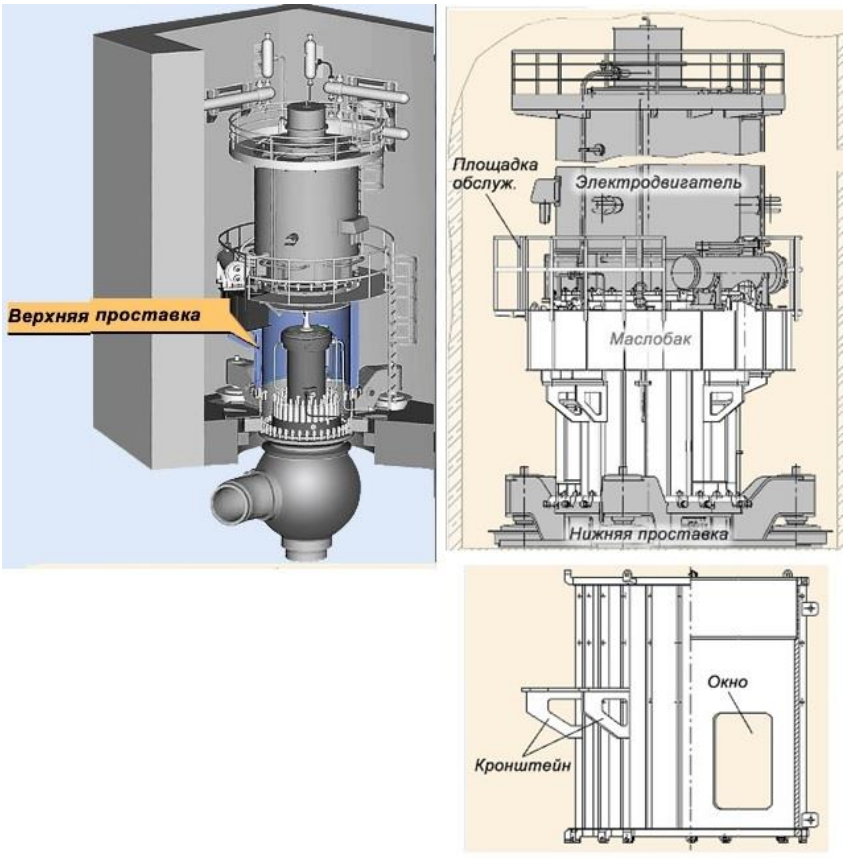


Рисунок 95. Верхняя проставка ГЦНА -1391

Выемная часть

Выемная часть главного циркуляционного насосного агрегата состоит из следующих основных деталей и узлов:

1 – корпуса;

2 – вала;

3 – пускового электромагнита;
4 – антиреверсного устройства;
5 – радиально-осевого подшипника;
6 – блока торцевого уплотнения вала;
7 – нижнего радиального подшипника скольжения;
8 – вспомогательного колеса;
9 – теплового барьера с лабиринтными уплотнениями;
10 – рабочего колеса.

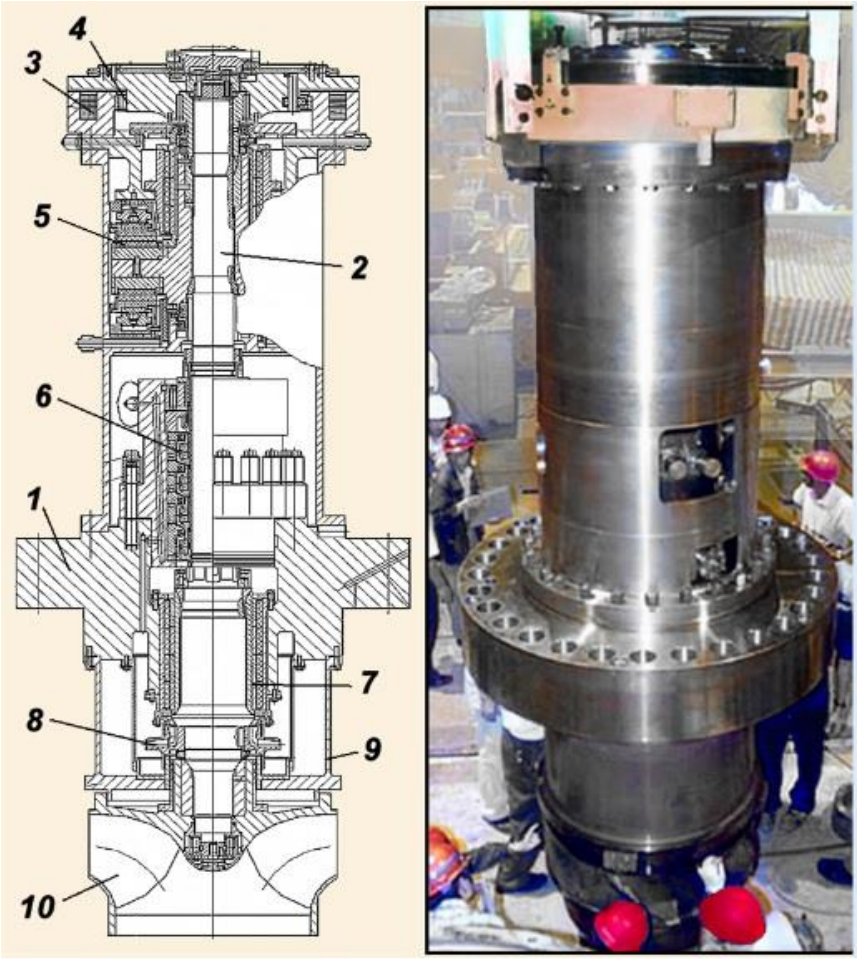


Рисунок 96. Выемная часть ГЦНА -1391

Корпус выемной части

Корпус является основным несущим узлом выемной части.

Корпус выемной части представляет собой сварную конструкцию из стали 08Х18Н10Т.

Сверху в корпус устанавливается блок торцевого уплотнения вала.

Для обеспечения герметичности главного разъема между сферическим корпусом и выемной частью последовательно устанавливаются две прокладки, выполненные из материала «Графлекс», с контролем протечек между ними.

Также корпус выемной части имеет каналы для протока воды автономного контура.

Внутренняя расточка корпуса позволяет устанавливать в него сверху блок торцевого уплотнения вала и нижний подшипник скольжения.

От теплоносителя первого контура вода АК отделена тепловым барьером с лабиринтными уплотнениями, установленным снизу на корпус выемной части.

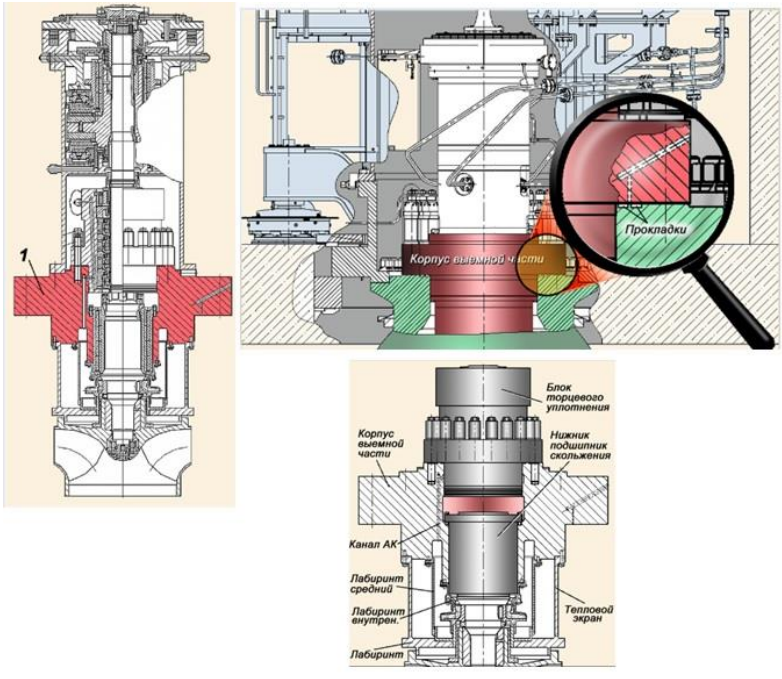


Рисунок 97. Корпус выемной части ГЦНА -1391

Вал насоса

Вал насоса цельнокованый изготавливается из стали 14Х17Н2 и имеет эвольвентные шлицы для посадки рабочего колеса, гребня радиально – осевого подшипника и фланца торсиона с гибкой муфтой.

Вал насоса динамически балансируется совместно с рабочим колесом, импеллером автономного контура, гребнем РОП, съемной втулкой нижнего под-шипника и обоймой диска ЭМ.

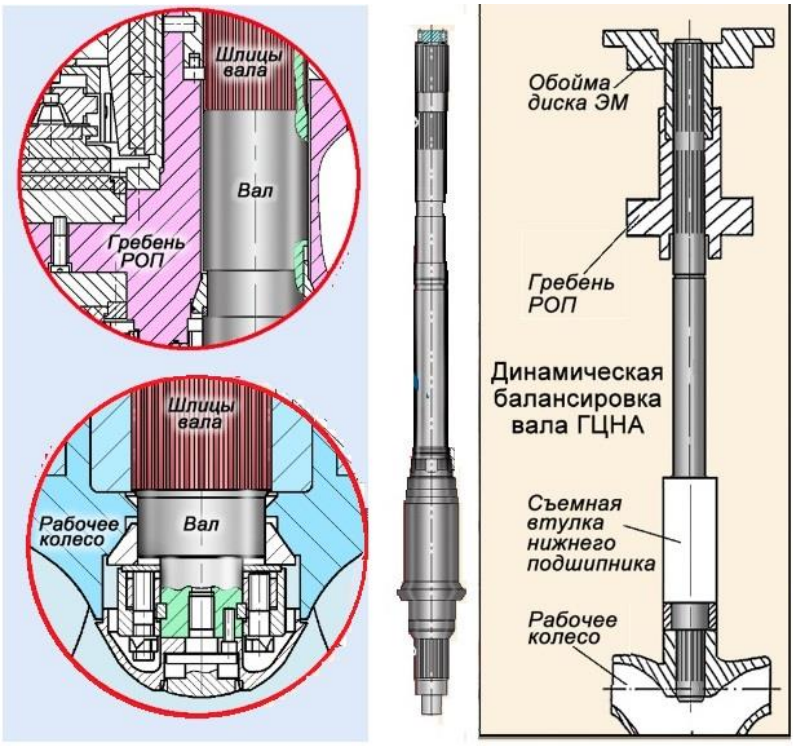


Рисунок 98. Вал насоса ГЦНА -1391

Нижний радиальный подшипник

Нижний радиальный подшипник скольжения воспринимает усилия, действующие на вал насоса, и передают их на корпус выемной части.

Нижний радиальный подшипник состоит из корпуса с вкладышами из графитофторопластового материала 7В-2А, установленного в корпусе выемной части, и втулки из стали 25Х17Н2Б-Ш, установ-

ленной на валу насоса, опирающейся на конусные поверхности и закрепленной на валу насоса с помощью байонетного соединения болтами, стопорящимися шайбами.

Подшипник смазывается и охлаждается водой, циркулирующей в системе автономного контура.

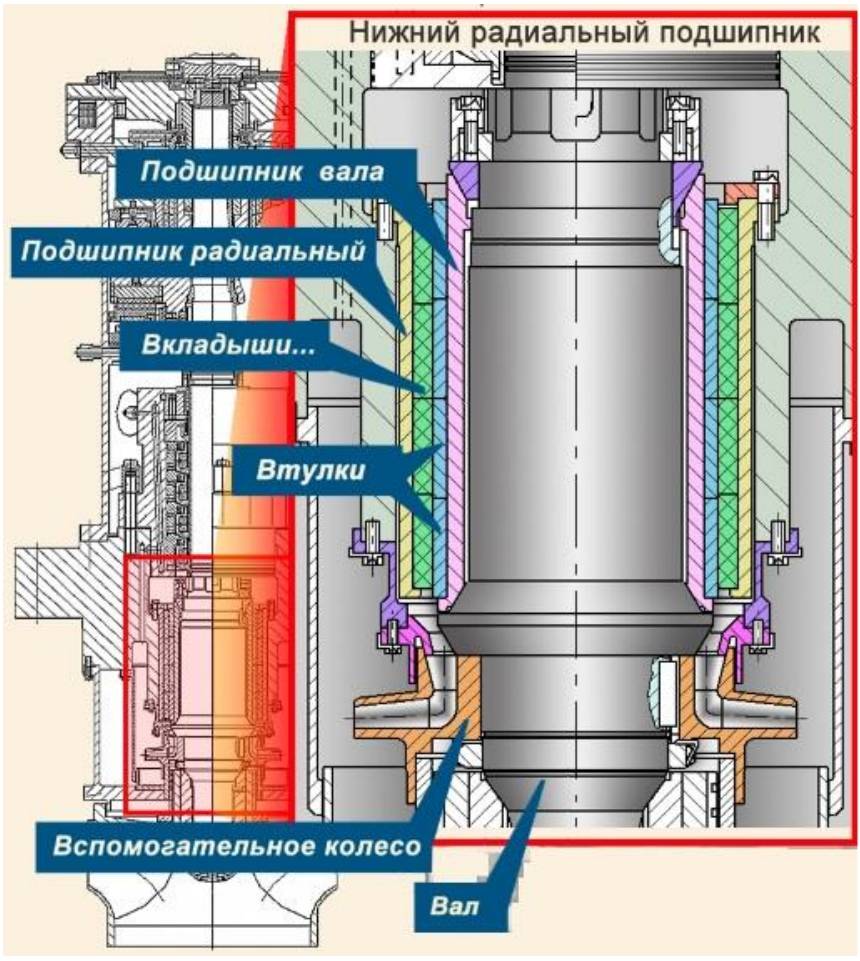


Рисунок 99. Нижний радиальный подшипник ГЦНА -1391

Рабочее колесо

Рабочее колесо центробежное, закрытого типа с 6 лопатками двойной кривизны.

В ступицу рабочего колеса запрессована втулка, которая имеет центрирующий конус, что вместе с нижним конусом обеспечивает беззазорную посадку рабочего колеса на валу, независимо от температуры рабочей среды. Рабочее колесо крепится на валу при помощи эвольвентных шлицов, выполненных во втулке, а в осевом направлении крепится болтами и шпильками с гайками.

На нижнем конце вала имеется обтекатель.

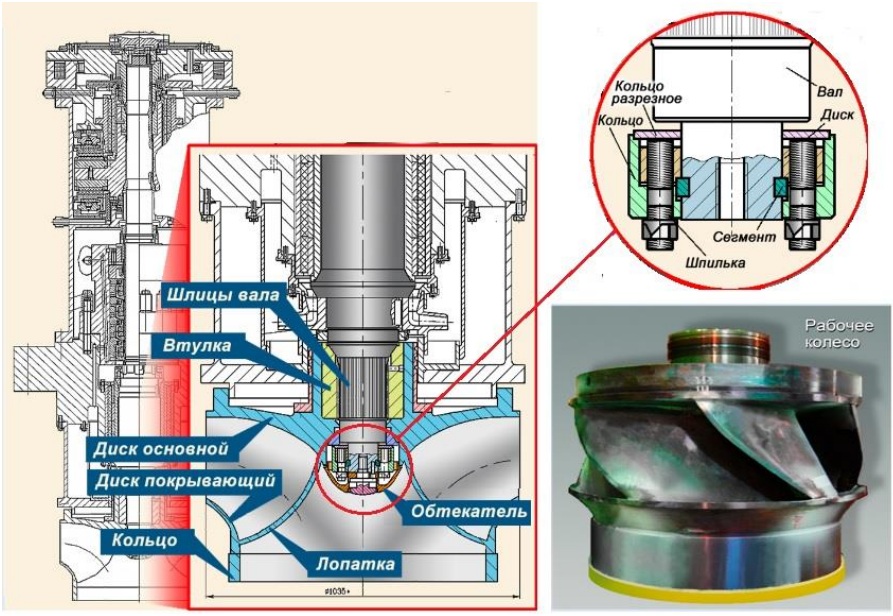


Рисунок 100. Рабочее колесо ГЦНА -1391

Вспомогательное колесо

Вспомогательное колесо обеспечивает циркуляцию воды в автономном контуре при работающем главном циркуляционном агрегате, а при остановленном обеспечивается естественная циркуляция.

Вспомогательное колесо – центробежное, закрытого типа, с цилиндрическими лопатками, сварено из двух частей из поковок стали 08Х18Н10Т.

Установлено на вал насоса, за рабочим колесом, по посадке движения при помощи гайки, застопоренной шайбой. Вспомогательное колесо удерживается от поворота призматической шпонкой.

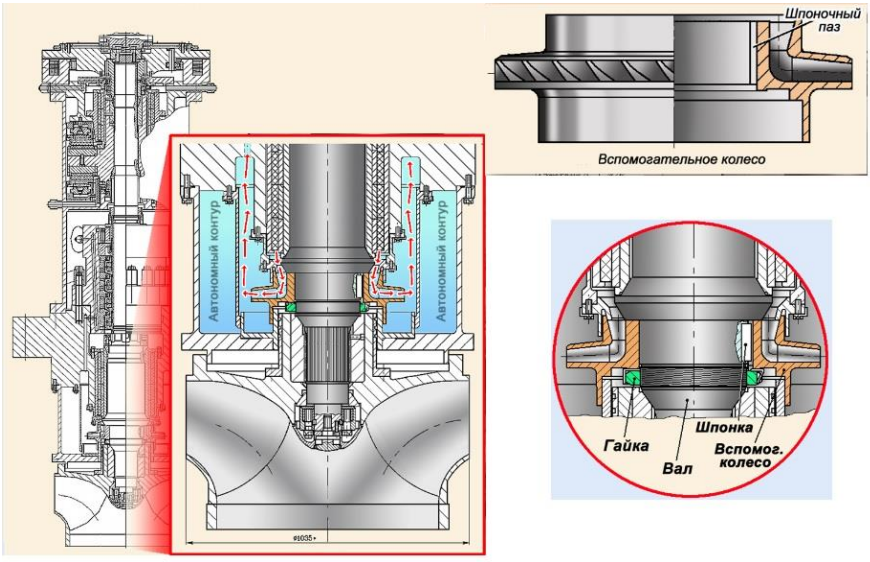


Рисунок 101. Вспомогательное колесо ГЦНА -1391

Блок уплотнений

Блок торцевого уплотнения вала предназначен для предотвращения протечек воды первого контура из насоса.

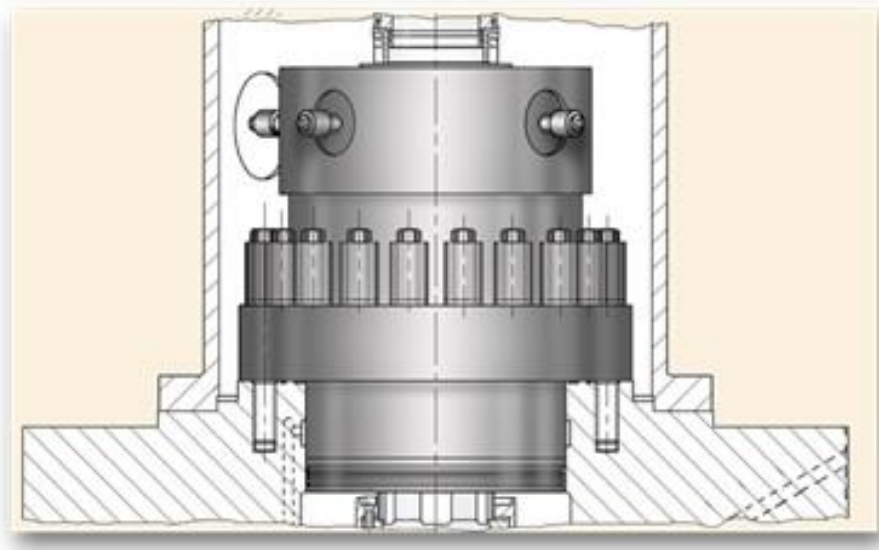


Рисунок 102. Блок торцевого уплотнения вала ГЦНА -1391

Торцевое уплотнение вала представляет собой блок, состоящий из корпуса, втулки, разделительной ступени торцевого типа, двух основных торцевых ступеней, концевой ступени торцевого типа, фланца, упорного кольца, упорных винтов, фиксатора, втулки, проставки.

Разделительная ступень предназначена для ограничения протечек воды, подаваемой на уплотнение как в первый контур из уплотнения, так и из первого контура в различных режимах эксплуатации.

Основные ступени уплотнения дросселируют полное давление до уровня давления в системе организованных протечек. При нормальной работе уплотнения давление между основными ступенями распределяется примерно поровну.

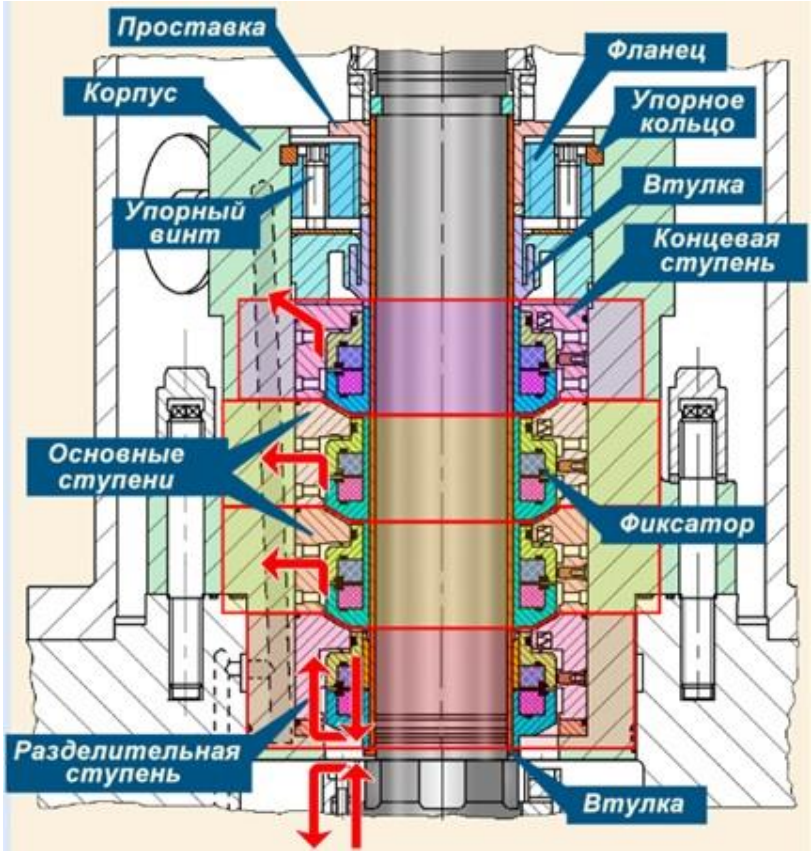


Рисунок 103. Блок торцевого уплотнения вала ГЦНА -1391

В случае выхода из строя первой основной ступени уплотнения, вторая основная ступень будет дросселировать полный перепад давления и насос останавливается защитой. В случае выхода из строя второй основной ступени, первая основная ступень будет дросселировать полный перепад давления, при этом насос останавливается оператором. В случае выхода из строя обеих основных ступеней полный перепад давления удерживается концевой ступенью, насос останавливается защитой с закрытием вентилей на линии организованных протечек и вентиля дросселя.

Концевая ступень уплотнения служит для обеспечения организованных протечек и ограничения величины утечек наружу, а также при стоянке ГЦНА для проведения гидроопрессовки контура РУ.

Разделительная, основные дросселирующие и концевая ступени уплотнения торцевого типа одинаковы по конструкции. Представляют собой узел, состоящий из корпуса, в который устанавливается не вращающийся элемент уплотнения (статор), установленный на втулке, закреплённой на валу насоса и вращающегося элемента уплотнения (ротора).

Статор уплотнения имеет возможность осевого перемещения и предварительно поджимается к ротору пружинами. От проворота статор удерживается штифтами. Корпуса с установленными статорами уплотнения устанавливаются в корпус БУ и поджимаются болтами, вворачиваемыми во фланец, зафиксированный разрезным кольцом, установленным в проточку корпуса БУ. Для устранения перетечек воды по зазорам устанавливаются круглые резиновые прокладки.

Контактные торцевые поверхности всех уплотнений выполнены из силицированного графита марки СГ-П 0,5.

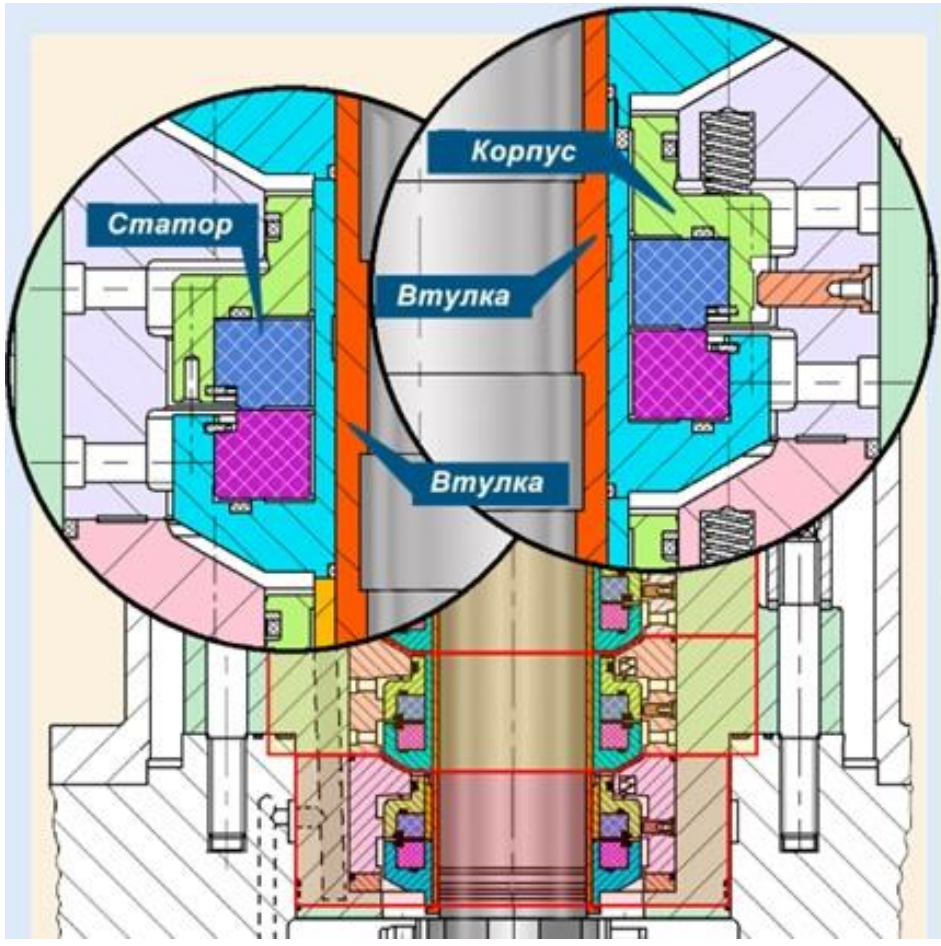


Рисунок 104. Статор уплотнения ГЦНА -1391

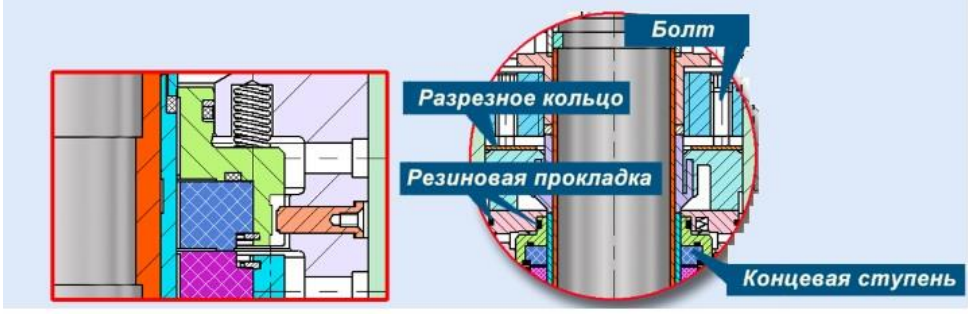


Рисунок 105. Статор уплотнения ГЦНА -1391 (продолжение)

Организованные протечки после основных ступеней уплотнения отводятся в станционную систему.

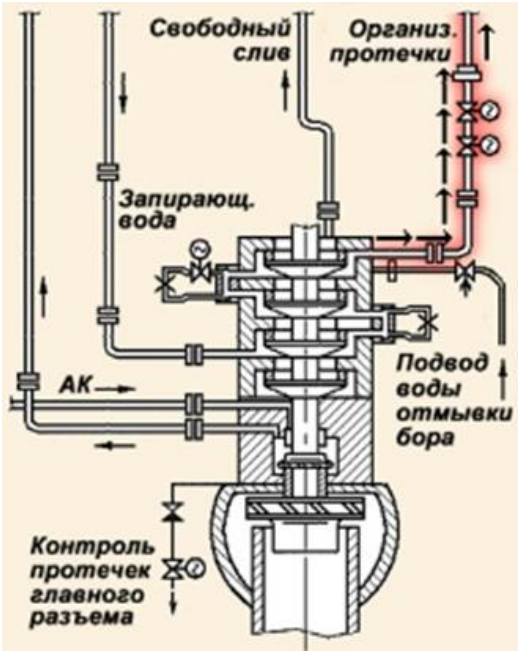


Рисунок 106. Организованные протечки ГЦНА -1391

Для исключения отложения кристаллов бора в концевой ступени БУ, предусмотрен подвод обессоленной воды в полость над уплотнением с отводом её вместе с протечками через концевую ступень уплотнения в станционную систему.

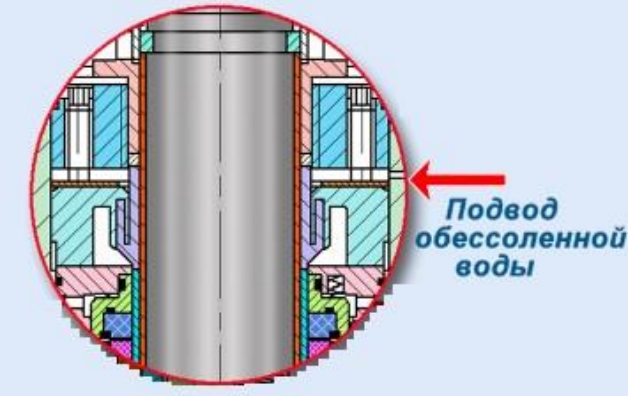


Рисунок 107. Корпус уплотнения из стали 12Х18Н1ОТ.

В корпусе выполнены каналы с выходными штуцерами для:

- подвода и отвода охлаждающей воды БУ;
- подвода и отвода воды автономного контура;
- подвода и отвода воды отмывки кристаллов борной кислоты;
- каналы с гнездами под установку выносных обтоковых дросселей первой и второй основных ступеней.

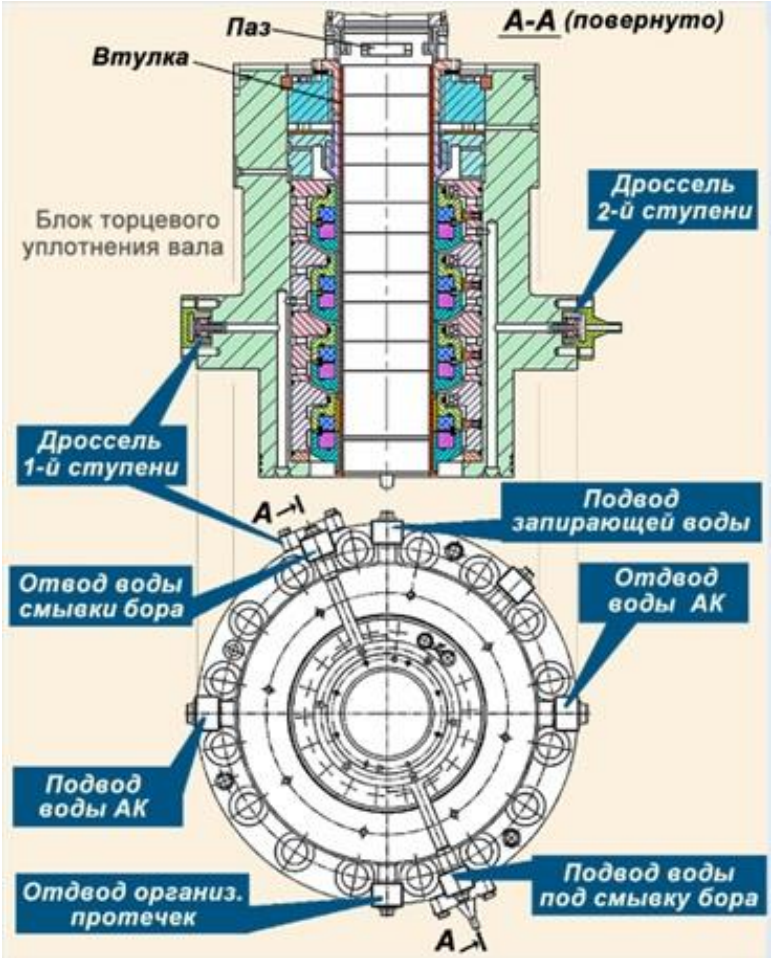


Рисунок 108. Каналы с выходными штуцерами

Промежуточная втулка выполнена из стали 14Х17Н2 и предназначена для удержания вращающихся элементов узла уплотнения вала при сборке уплотнения вне насоса. На верхнем конце втулки

имеется четыре радиальных паза, в которые при сборке с валом закладываются шпонки. Через эти шпонки по втулке передается на вал и далее на упорный подшипник осевое усилие, возникающее вследствие неуравновешенности по давлению вращающегося элемента уплотнения.

Для надежного предотвращения протечек воды основного контура из насоса через каналы в корпусе в полость уплотнения от линии системы продувки- подпитки 1-го контура подается охлажденная запирающая вода с давлением, превышающим давление на нагнетание ГЦНА на 0,2÷0,5 МПа. Одна часть запирающей воды через разделительную ступень попадает в первый контур, а другая часть дросселируется через две торцевые ступени и выносные дроссели. Протечки через концевую ступень не превышают 0,05 м3/ч.

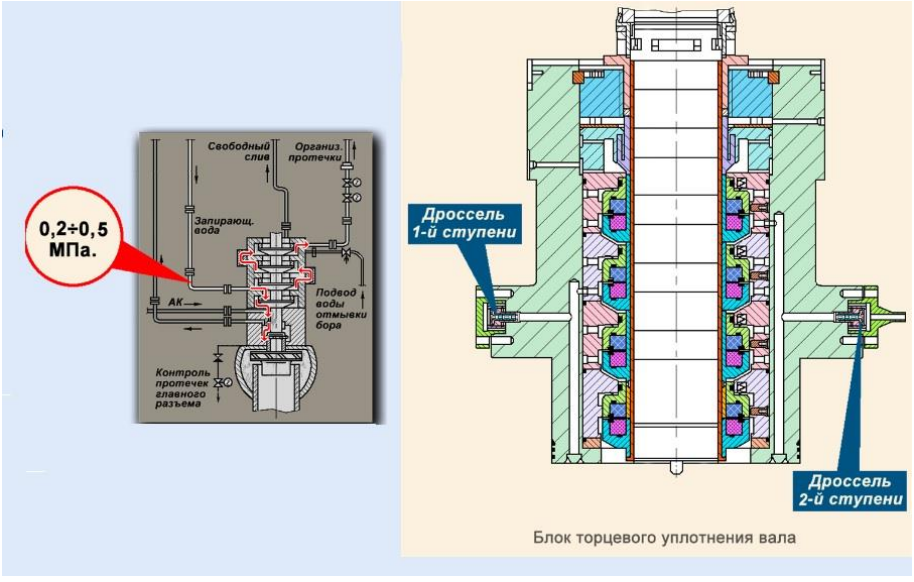


Рисунок 109. Ступени уплотнения ГЦНА

Все ступени уплотнения однотипны по составу:

- неподвижная обойма статора, в которую устанавливается статор;

- вращающийся элемент уплотнения (ротора).

Статор уплотнения имеет возможность осевого перемещения и предварительно поджимается к ротору пружинами. От вращения он удерживается штифтами. Для устранения перетечек воды по зазору между обоймой и статором устанавливается О-образная резиновая прокладка.

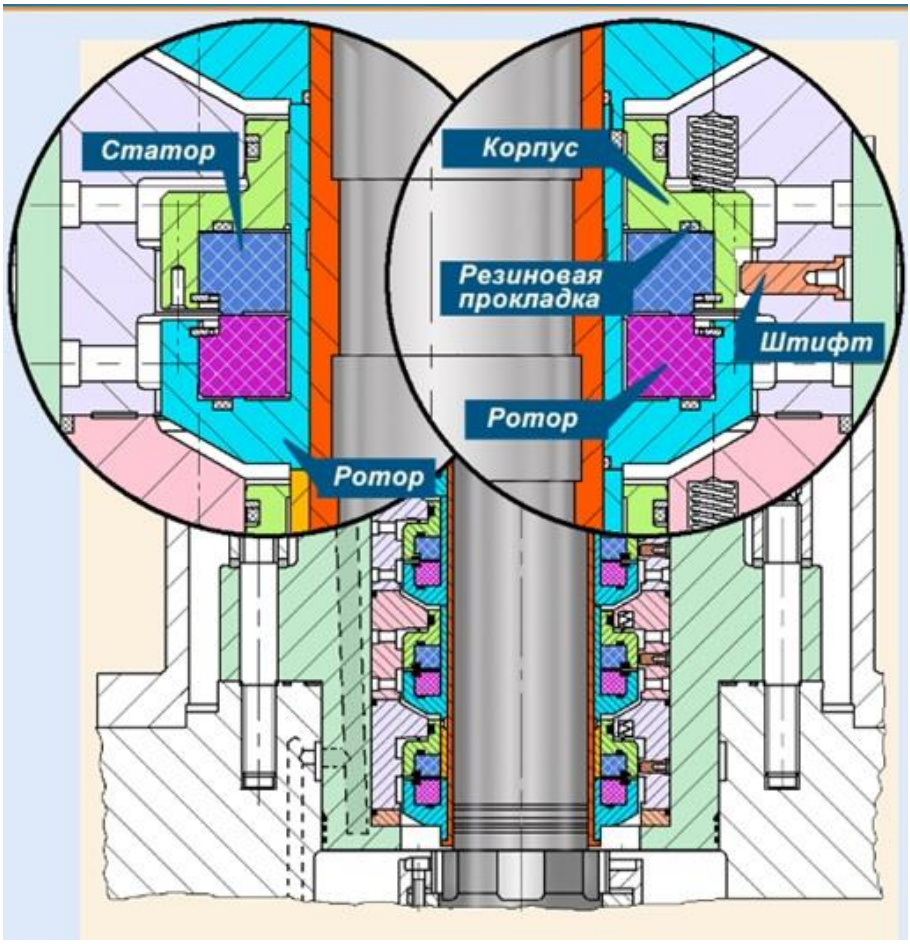


Рисунок 110. Статор уплотнения

Статор уплотнения состоит из металлического корпуса, в который вставлено кольцо из силицированного графита, удерживаемого в корпусе установочным кольцом, а от проворачивания – шпонкой. Уплотнение графитового кольца в корпусе осуществляется О-образным резиновым кольцом.

Ротор уплотнения состоит из металлического корпуса, в который вставлено кольцо из силицированного графита, удерживаемое установочным кольцом и шпонкой от проворачивания. Уплотнение кольца из силицированного графита в корпусе осуществляется О-образным резиновым кольцом.

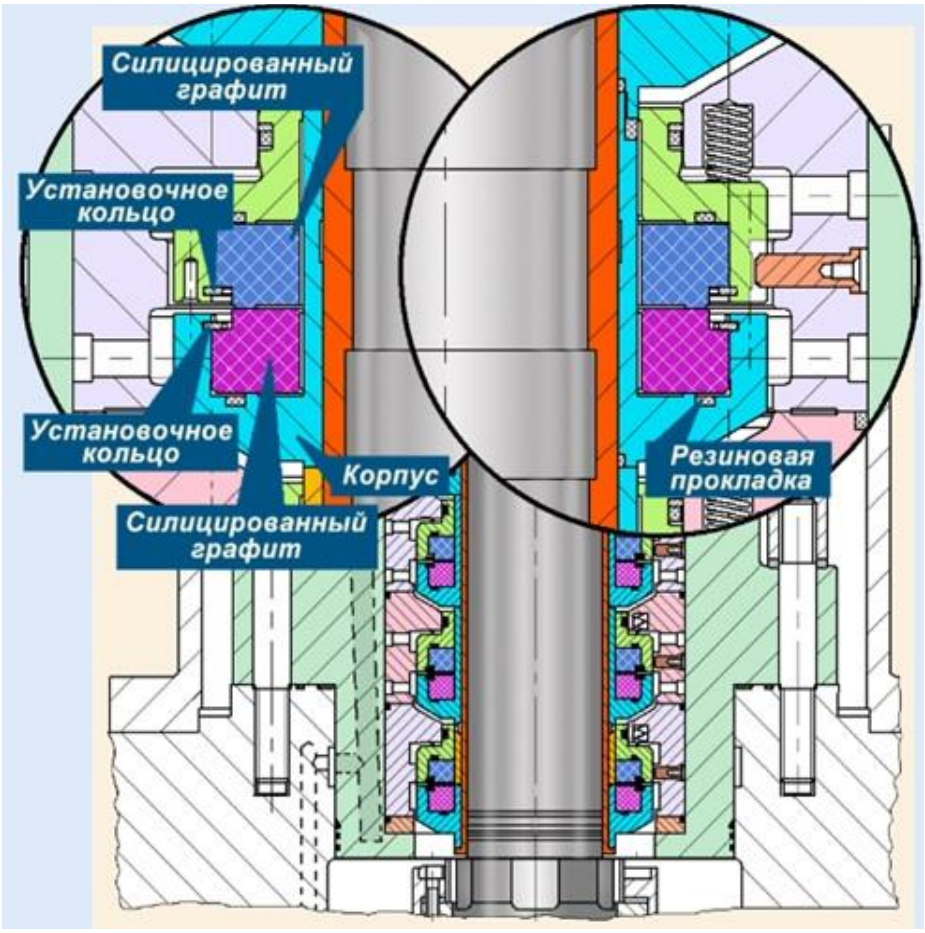


Рисунок 111. Статор уплотнения (продолжение)

Для предотвращения протечек между ступенями уплотнения устанавливаются О-образные уплотнительные прокладки.

Над верхней концевой ступенью организована полость, в которую подается дистиллят для отмывки кристаллов борной кислоты.

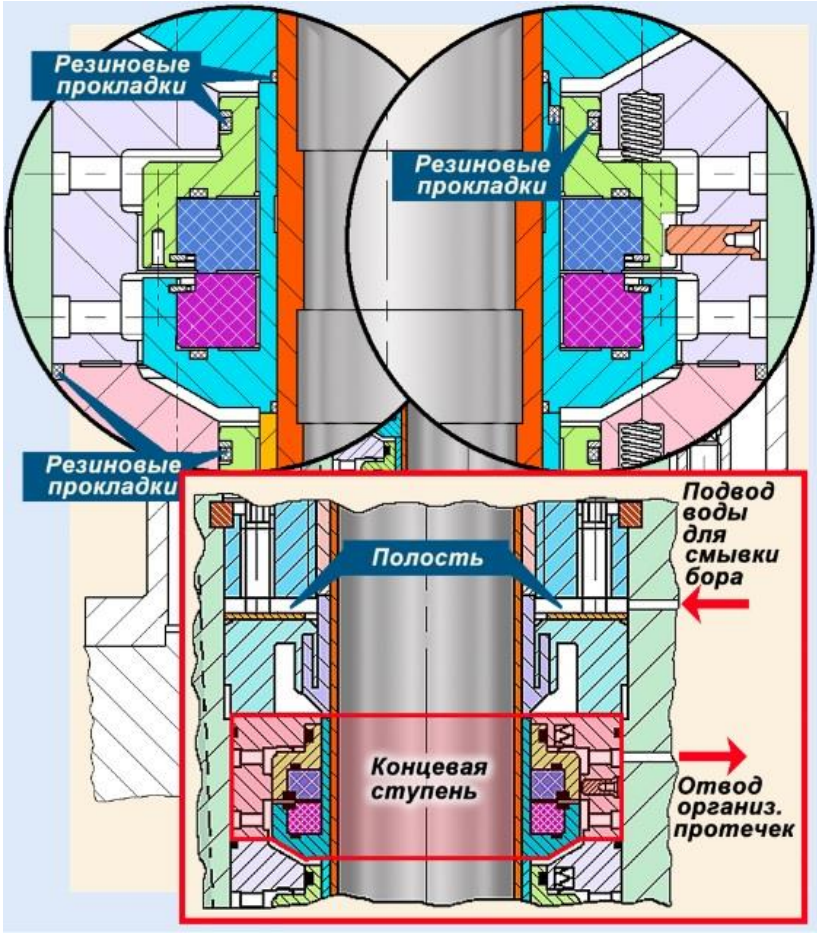


Рисунок 112. Полость в которую подается дистиллят для отмывки кристаллов борной кислоты

Радиально-осевой подшипник

Радиально-осевое усилие, действующее на вал насоса, воспринимается радиально-осевым подшипником.

Радиально – осевой подшипник состоит:

- корпус;
- верхнее и нижнее упорные кольца;
- верхний радиальный подшипник;
- гребень;
- верхняя и нижняя торцовые ступени уплотнения;
- лабиринтно-винтовой насос.

Радиально-осевой подшипник устанавливается на корпус выемной части.

Фиксация и сохранение соосности корпуса выемной части и корпуса радиально-осевого подшипника обеспечивается радиальными цилиндрическими штифтами, устанавливаемыми по разъему корпуса радиально – осевого подшипника при совместной обработке в заводских условиях. Упорный гребень радиально-осевого подшипника устанавливается на валу на двух конусах и эвольвентных шлицах, в осевом направлении фиксируется болтами и фланцем.

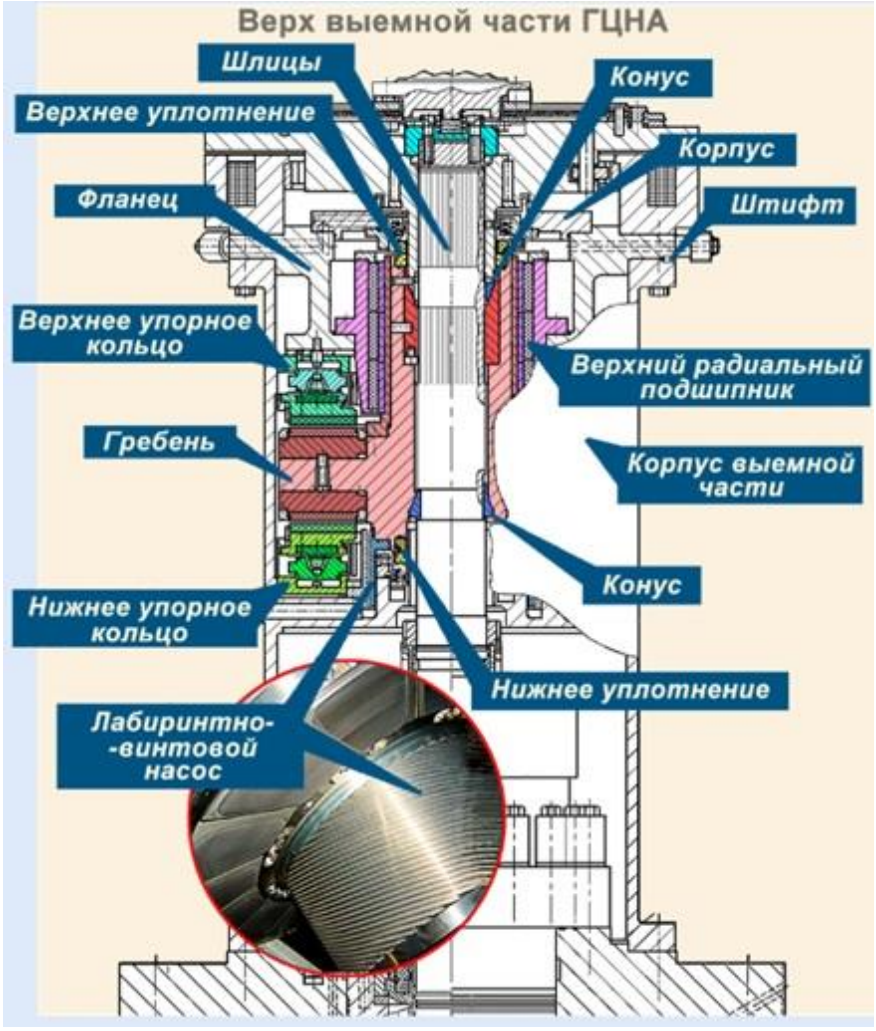


Рисунок 113. Выемная часть ГЦНА

Осевое усилие, действующее на вал насоса, через гребень передается на упорные колодки, опирающиеся на рычажную балансирную систему, обеспечивающую равномерное распределение нагрузки между ними и далее на корпус насоса. Рабочие поверхности упорных колодок и накладки гребня выполнены из антифрикционного материала и имеют такую форму поверхности, которая обеспечивает их смачивание и охлаждение рабочей жидкостью.

В корпусе упорного подшипника установлено два упорных кольца: верхнее, воспринимающее осевые силы, действующие вверх, и нижнее при обратном направлении осевых сил.

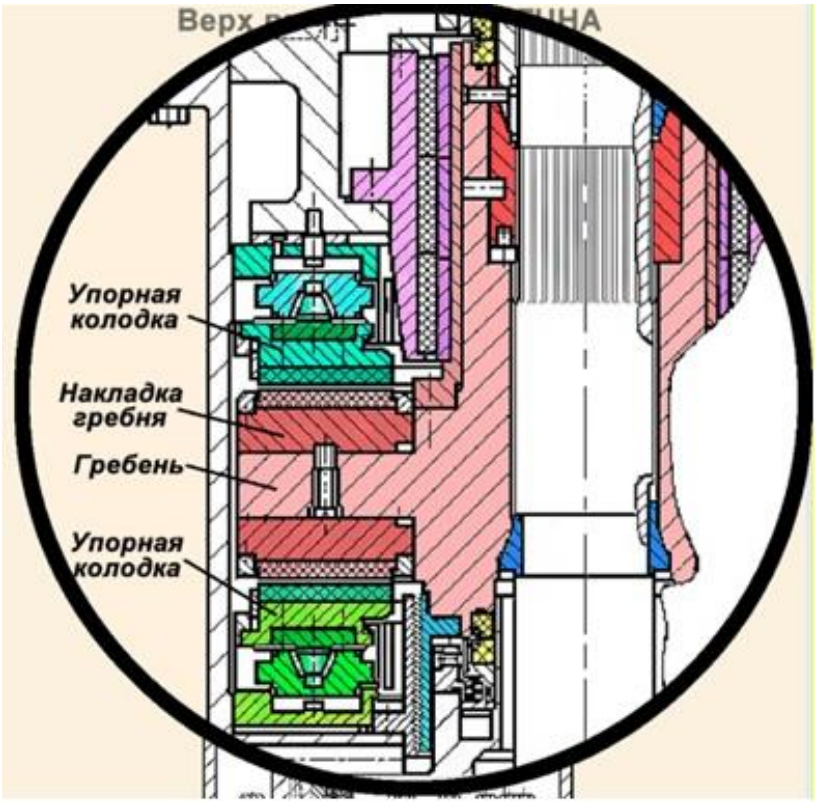


Рисунок 114. Упорные кольца

Кольца состоят из обоймы, упорных колодок, верхнего и нижнего уравновешивающих рычагов которые составляют рычажно-балансную систему типа «Кингсбери».

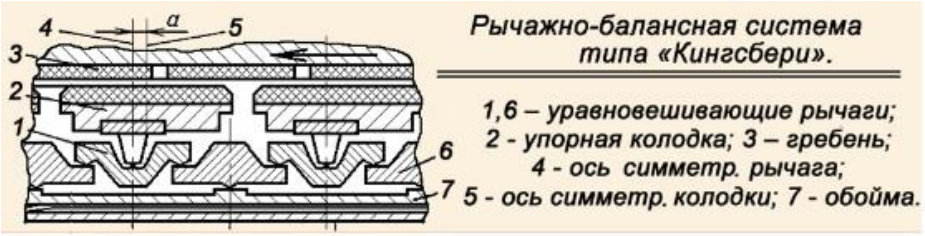


Рисунок 115. Рычажно-балансную систему типа «Кингсбери»

В колодках закреплены секторы из материала СГ-П05. Поверхность трения упорного диска набрана из отдельных секторов силицированного графита, что обусловлено особыми условиями охлаждения и смазки, а также значительными размерами.

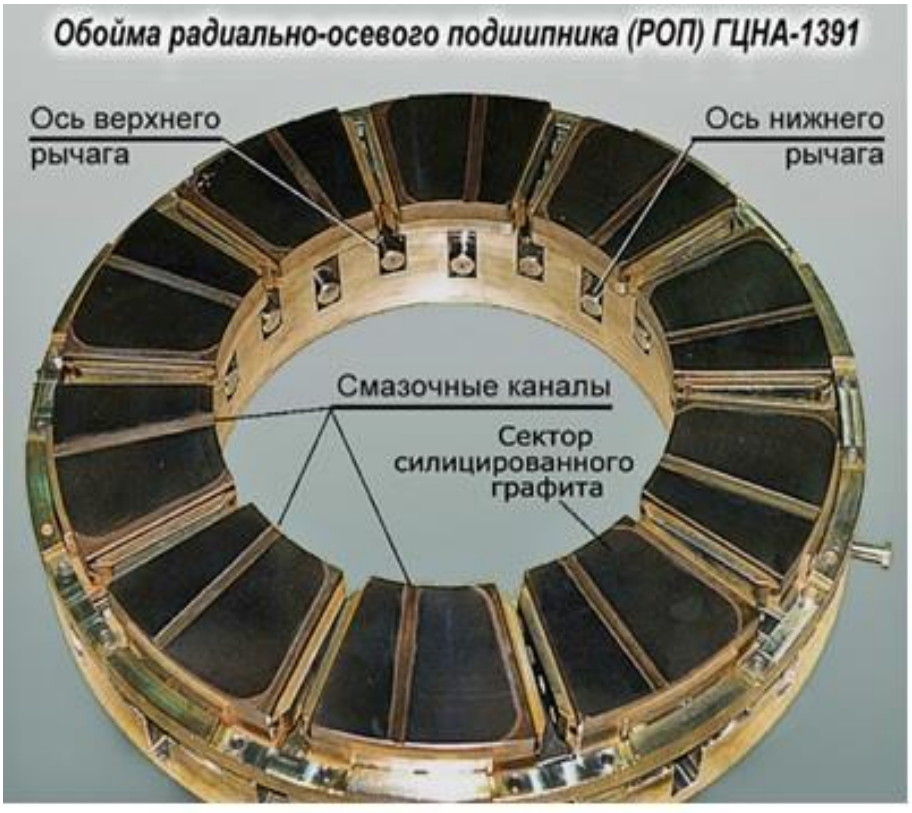


Рисунок 116. Секторы из материала СГ-П05

Набор поверхности упорного диска из отдельных элементов привел к необходимости выполнить смазочные каналы с отклонением от радиального направления на некоторый угол, позволяющий исключить ударный характер встречи отдельных колодок с набором секторных элементов упорного диска.



Радиальное усилие воспринимается верхним радиальным подшипником. Верхний радиальный подшипник представляет собой корпус с запрессованны

ми втулками из графитофторопластовой прессмассы. Ответной парой трения являются втулки вала, напрессованные на съемную втулку, которая установлена на цилиндрической поверхности гребня.

Смазка и охлаждение радиально-осевого подшипника производится водой контура охлаждения, подпитываемого автоматически при необходимости хи-мобессоленной водой из системы КВС10-30.

Циркуляция охлаждающей жидкости осуществляется вспомогательным электронасосом JEB11AP001, который подает воду на всас лабиринтно-винтового насоса. Полость радиально-осевого подшипника уплотняется двумя торцовыми уплотнениями, конструктивно аналогичными ступеням уплотнения вала.

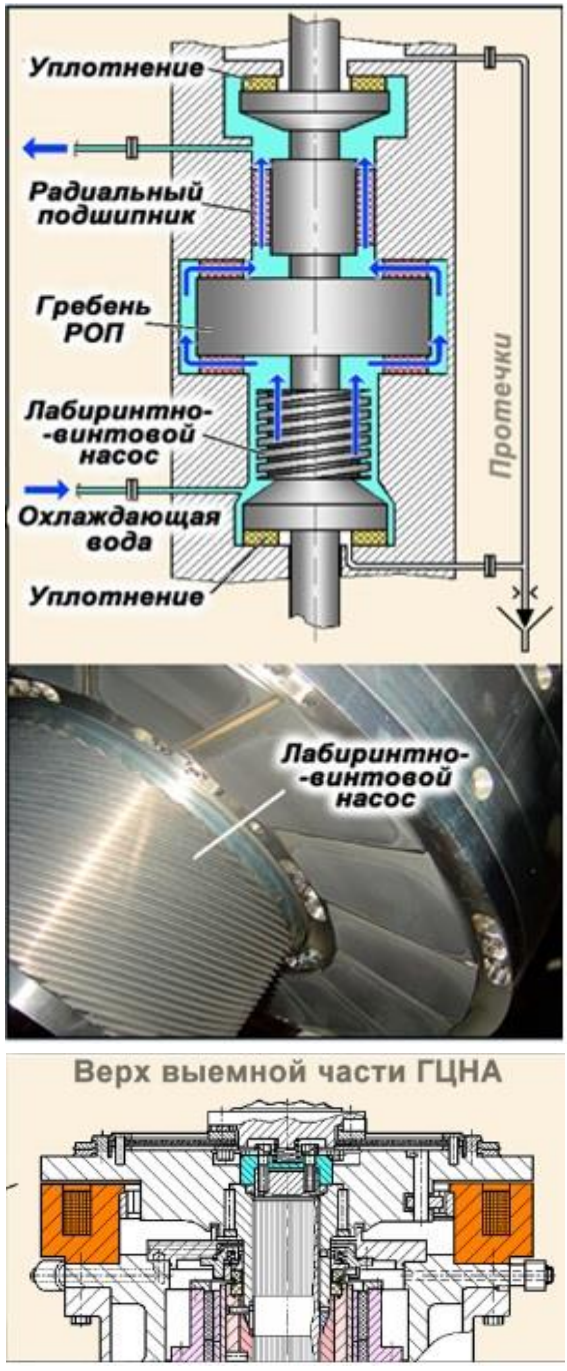


Рисунок 117. На корпус РОП устанавливается пусковой электромагнит

Электромагнит

Электромагнит предназначен для облегчения режимов пусков и остановок ГЦНА при давлении в 1-ом контуре более 6,86 Мпа.

Электромагнит состоит из разгрузочного диска (якоря) и корпуса (неподвижного магнитопровода) с катушкой, изолированной от корпуса кремний – органической изоляцией.

Магнитное поле, создаваемое электромагнитом, воздействует на обойму, создавая осевое усилие порядка 30 тс, направленное вниз по оси насоса.

Электромагнит с водяным охлаждением. На внешней боковой поверхности корпуса электромагнита устанавливается рубашка охлаждения с подводом воды промконтура.

Охлаждаемый ЭМ даёт возможность использовать его для разгрузки осевого усилия в постоянном режиме работы при давлении в основном контуре более 13,0 МПа, что позволяет снизить нагрузку на осевой подшипник, что в свою очередь, позволяет создать более благоприятные условия работы, повышая надежность и ресурс работы РОП.

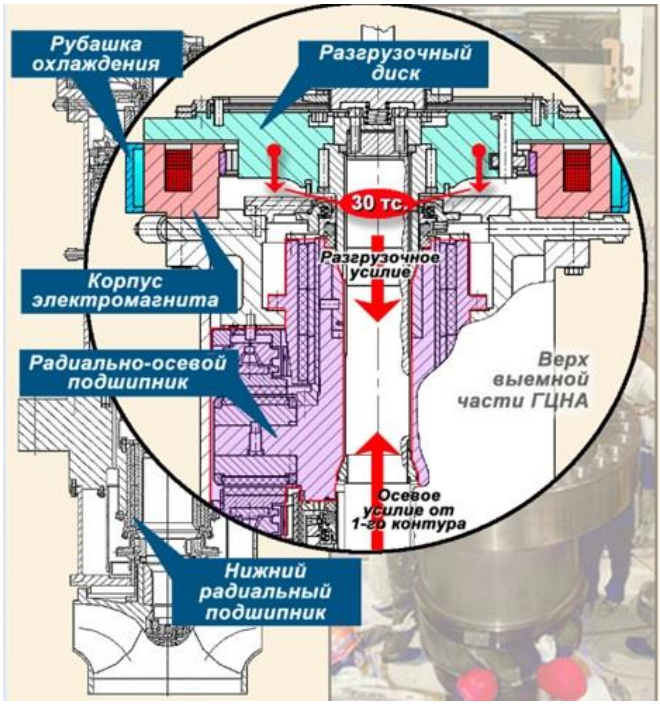


Рисунок 118. Электромагнит

Антиреверсное устройство

Антиреверсное устройство, служит для предотвращения обратного вращения вала насоса при противотоке теплоносителя.

Антиреверсное устройство состоит из храпового венца, установленного в корпус пускового электромагнита, обоймы, имеющей пазы для установки упоров, закрепленных на осях**.**

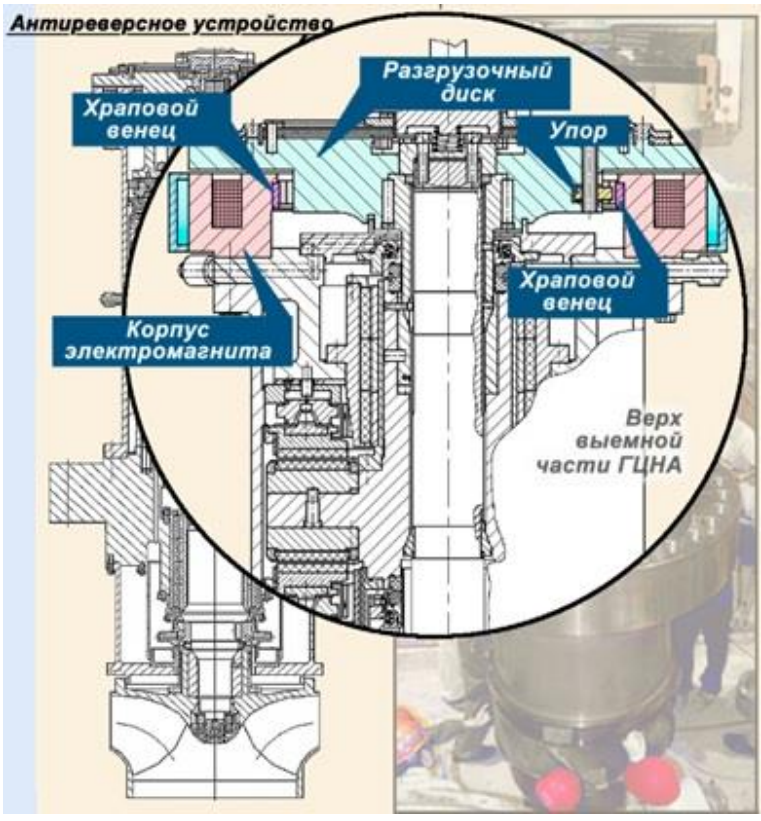


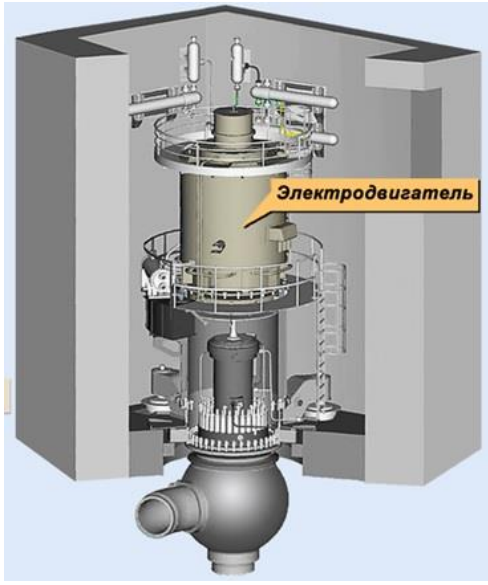
Рисунок 119. Антиреверсное устройство

После пуска ГЦНА более тяжелая часть упора под действием центробежной силы поворачивается вокруг оси, выходит из зацепления с зубцами храпового венца и не препятствует вращению вала насоса в прямом направлении.

При остановке ГЦНА центробежная сила перестает действовать на упоры и они под воздействием пружин входят в зацепление с зубцами храпового венца, предотвращая проворачивание вала насоса при противотоке теплоносителя.

Электродвигатель

В качестве привода главного циркуляционного насосного агрегата применён вертикальный асинхронный двухскоростной трехфазный электродвигатель переменного тока ДАВДЗ 7100/2800-10000-6/8-АМ05 с двумя направляющим подшипниками и одним упорным подшипником (подпятником).



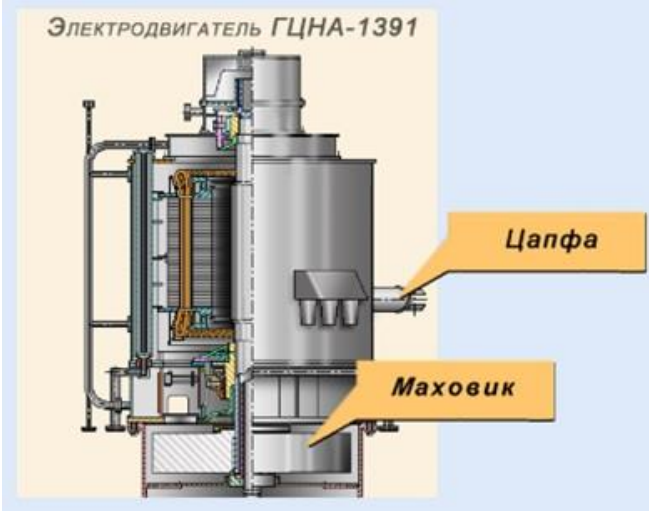


Рисунок 120. Вертикальный асинхронный двухскоростной трехфазный электродвигатель переменного тока ДАВДЗ 7100/2800-10000-6/8-АМ05

Двигатель имеет две цапфы расположенные в одной горизонтальной плоскости для установки гидроамортизаторов.

Состав электродвигателя

Электродвигатель состоит из:

- статора;
- ротора;
- направляющих подшипников, верхнего и нижнего;
- подпятника;
- воздухоохладителей;
- электронагревателей.

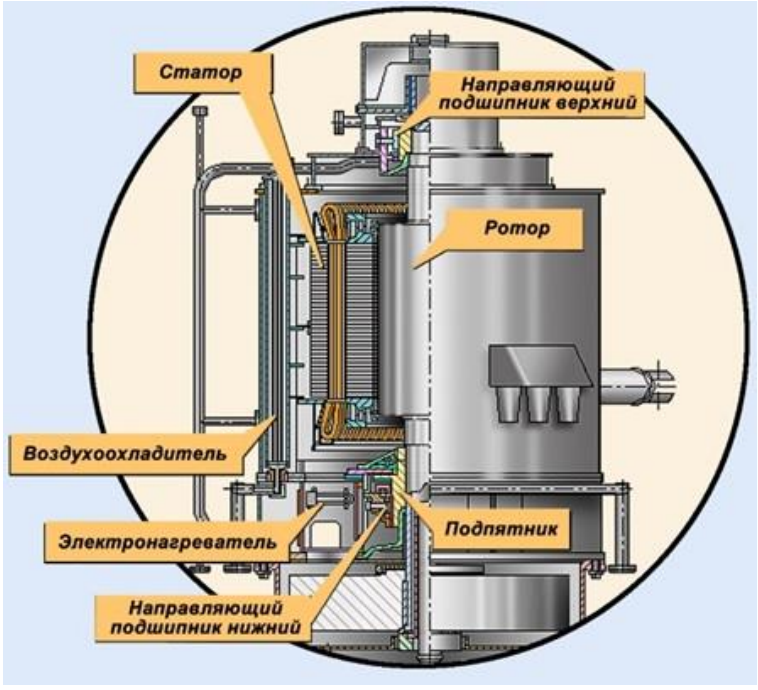


Рисунок 121. Элементы электродвигателя

Статор электродвигателя

Статор состоит:

- корпус;
- сердечник;
- обмотка.

Корпус статора сварной выполнен из листовой стали. В корпусе установлены кольцевые рамы, связанные между собой брусьями в сечении имеющих форму «ласточкиного хвоста» для крепления сердечника статора.

В верхних фланцах корпуса выполнены соосные отверстия прямоугольной формы, которые образуют вертикальные шахты для установки воздухоохладителей. В нижних фланцах статора выполнено восемь отверстий для прохода патрубков от воздухоохладителей зафиксированных фланцами.

Сердечник статора состоит из гладких штампованных, изолированных лаком сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм.

Обмотка статора двухслойная, петлевая, катушечная, полюсопереключаемая, соединена по схеме звезда.

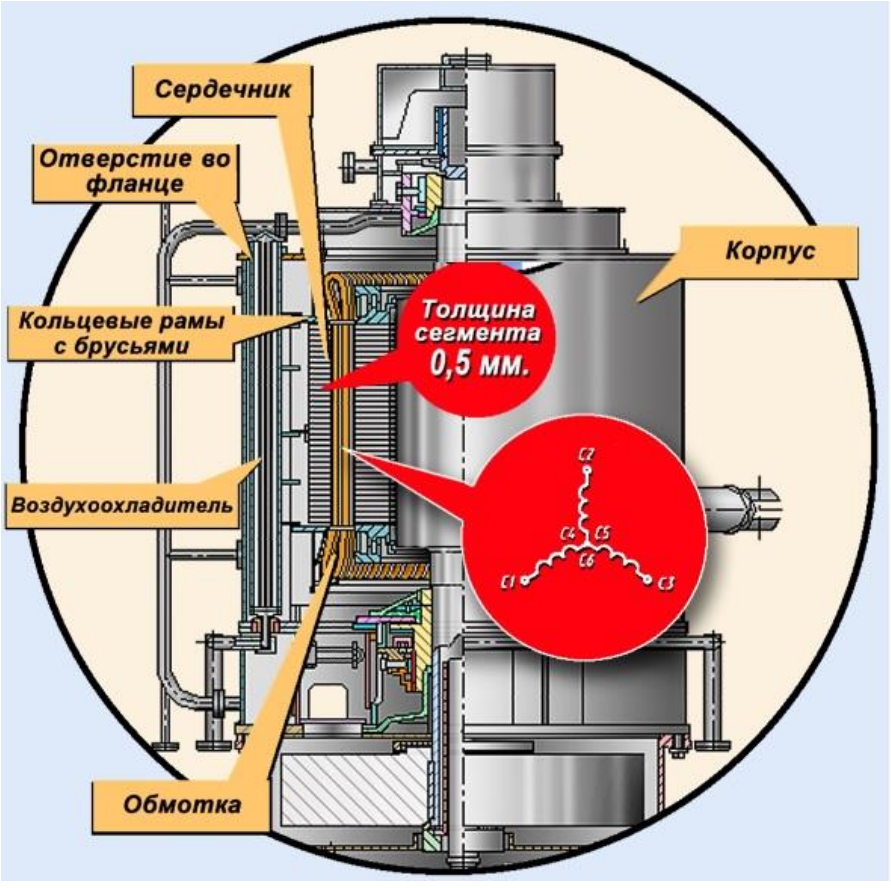


Рисунок 122. Статор электродвигателя

Ротор электродвигателя

Ротор состоит из сердечника с обмоткой, насаженного на ребристый вал.

Сердечник ротора набран из штампованных, изолированных лаком сегментов электротехнической стали толщиной 0,5мм. По высоте сердечник разделен на пакеты радиальными вентиляционными каналами и насажен на оребренный вал.

Обмотка ротора выполнена из бронзовых стрежней трапецеидальной формы, замкнутых по торцам медными кольцами, на которые насажены бандажные кольца из немагнитной стали. Стержни расклинены в пазу специальными клиньями.

На нижнем конце вала ротора в центральное отверстие установлена втулка торсиона и предусмотрено посадочное место для маховика.

Ротор электродвигателя вращается в двух направляющих подшипниках, осевые нагрузки воспринимаются подпятником.

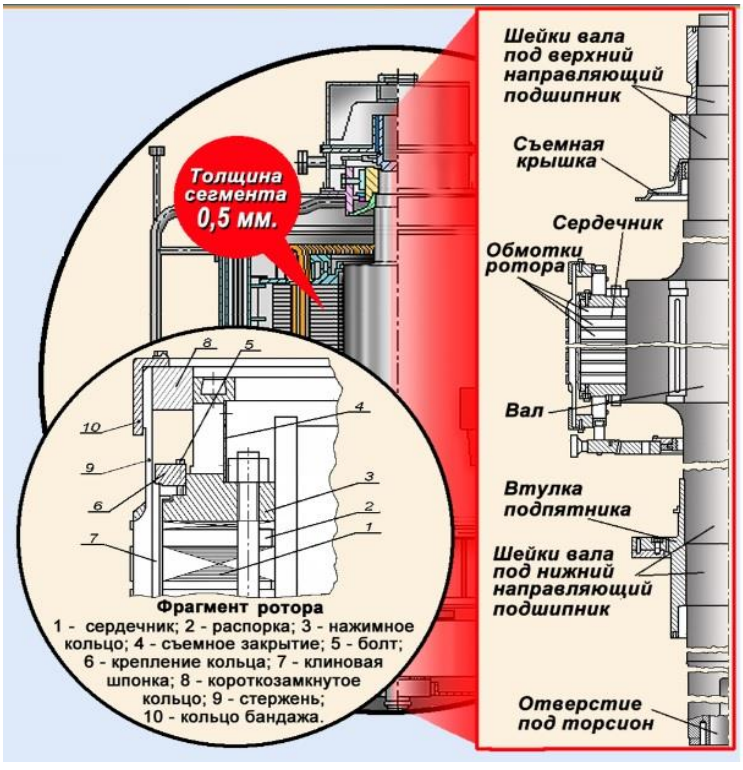


Рисунок 123. Ротор электродвигателя

Направляющие подшипники электродвигателя.

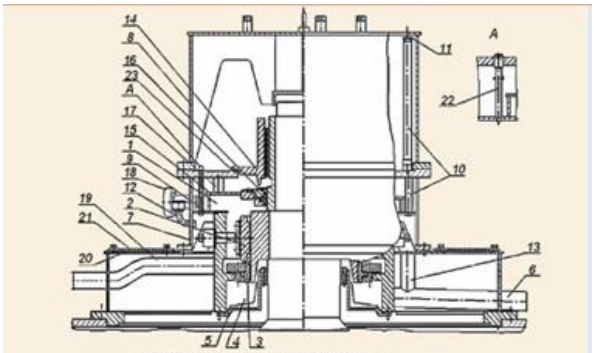
Направляющие подшипники – сегментные, самоустанавливающиеся.

Сегменты подшипника верхнего и нижнего направляющего подшипника опираются на сферическую поверхность опорных винтов, ввернутых в гнездо подшипника, поверхность трения сегментов облицована баббитом.



НИЖНЯЯ КРЕСТОВИНА

1 - центральная часть (камера смазки); 2 - верхняя часть камеры смазки; 3 - втулка подпятника; 4 - втулка подпятника; 5 - опорный диск; 6 - упорный диск; 7 - верхнее радиальное уплотнение; 8 - верхняя камера дренажа; 9 - верхняя разъемная крышка; 10 - сменный уплотнительный элемент; 11 - отверстие; 12 - нижняя дренажная камера; 13 - съемная крышка; 14 - выгородка; 15, 16, 17 - труба; 18 - патрубок; 19 - фланец; 20 - дроссельная шайба; 21 - люк; 22 - патрубок; 23 - уплотнительное кольцо; 24 - нижняя обойма; 25 - верхняя обойма; 26 - прокладка; 27 - резиновый уплотнитель; 28, 29 - опорный винт; 30 - электронагреватель; 31 - пробка.



ВЕРХНЯЯ КРЕСТОВИНА

1 - камера смазки; 2 - верхнний направляющий подшипник; 3 - нижнее радиальное уплотнение; 4 - дренажная камера; 5 - съемная крышка; 6, 10, 18, 19 - труба; 7 - подставка маслобака; 8 - колпак; 9 - фланец; 11 - дроссельная шайба; 12 - сапун; 13 - труба сапуна; 14 - втулка; 15 - опора; 16 - уплотнение; 17 - патрубки; 19 - фланец; 20 - люк; 21 крышка; 22 - ппробка; 23 - прокладка.

Рисунок 124. Верхняя и нижняя крестовина

Сегменты верхнего направляющего подшипника имеют изоляцию от подшипниковых токов.

Подпятник электродвигателя

Подпятник состоит из восьми самоустанавливающихся сегментов подпятника, поверхность трения которых облицована баббитом.

Каждый сегмент подпятника установлен на сферической головке опорного винта. Регулировка положения каждого сегмента по высоте производится поворотом опорного винта.

Между сегментами подпятника и сферической головкой установлена прокладка из меди, способствующая выравниванию нагрузки между сегментами, по баббитовой поверхности трения сегментов вращается шлифованный стальной диск, укрепленный болтами на втулке и зафиксированный штифтами.

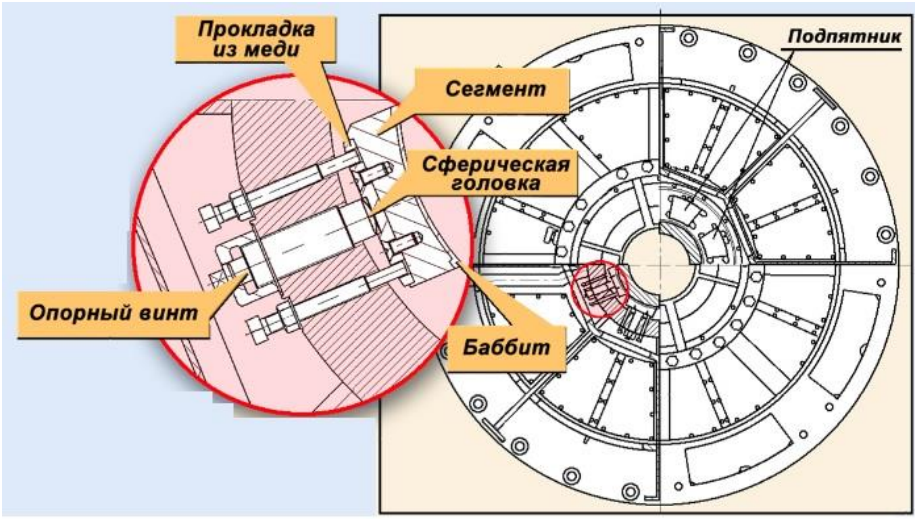


Рисунок 125. Подпятник электродвигателя

Система смазки электродвигателя

Система смазки направляющих подшипников и подпятника обеспечивается от индивидуальной маслосистемы.

Маслосистема состоит из бака со встроенными в него маслонасосами и фильтрами, охладителями смазки, обратного клапана на напорном трубопроводе.

Заполнение смазкой маслобака двигателя и подшипниковых узлов обеспечивается стартовым маслонасосом. После запуска двигателя и выхода его на номинальную частоту вращения стартовый маслонасос автоматически отключается.

В двигатель смазка поступает по напорному трубопроводу в камеру входа в импеллер, затем за счет напора, создаваемого импеллером, смазка поступает в маслобак, расположенный на фланце верхней крестовины, и последовательно в полость смазки верхней крестовины, далее в нижнюю крестовину в охладитель смазки и сливается в маслобак.

Протечки из камер дренажа сливаются в маслобак, минуя охладитель смазки.

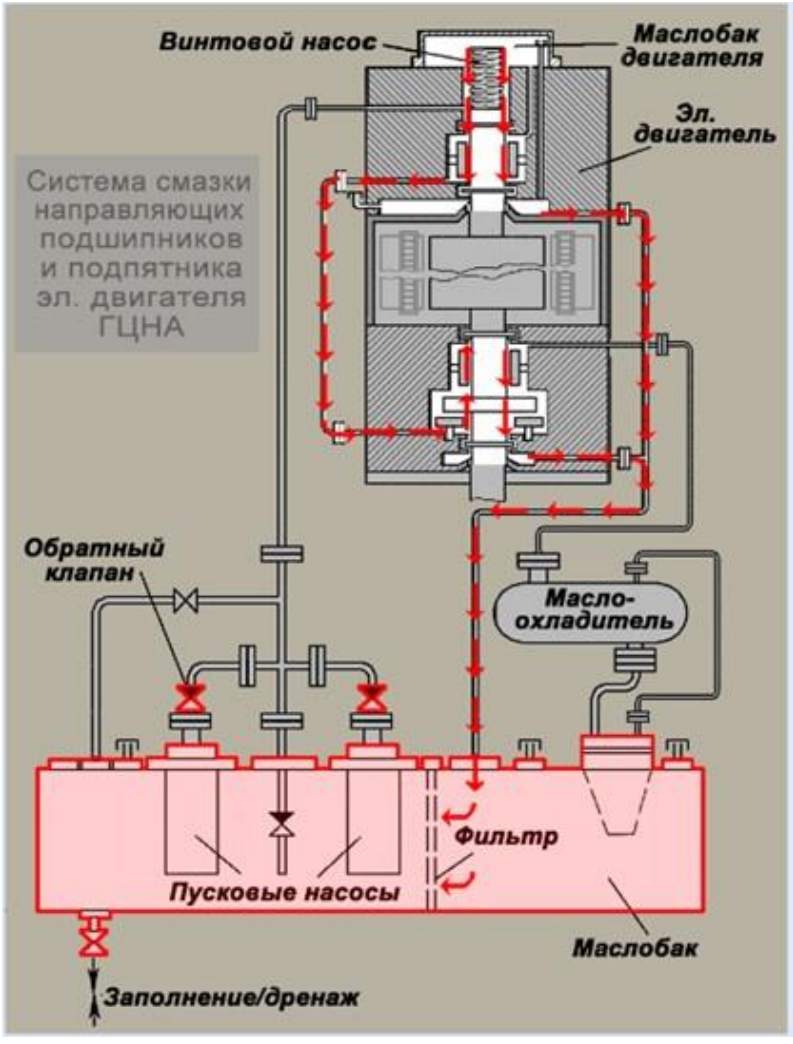


Рисунок 126. Система смазки направляющих подшипников и подпятника

При работе двигателя под нагрузкой и последующем выбеге в течение 4-5 минут включение маслонасоса не требуется, так как охлаждение и смазка подшипников происходит за счет циркуляции смазки, находящейся в маслобаке двигателя. При работе двигателя на холостом ходу сразу после отключения двигателя должен быть включен стартовый маслонасос.

При внеплановых остановках главного циркуляционного аппарата, с целью обеспечения повторного пуска двигателя, сразу после его остановки, через десять секунд после отключения двигателя должен быть включен стартовый маслонасос.

Радиальные уплотнения валов смазки электродвигателя

Радиальные уплотнения валов, установленные в крестовинах, предназначены для ограничения утечки масла из камер смазки.

Уплотнения, установленные в верхней и нижней крестовинах, имеют аналогичную конструкцию. Уплотнительное кольцо, поверхность трения которого залита баббитом, установлено между двумя резиновыми кольцами.

Конструкцией уплотнения обеспечивается подвижность уплотняющего кольца в радиальном направлении.

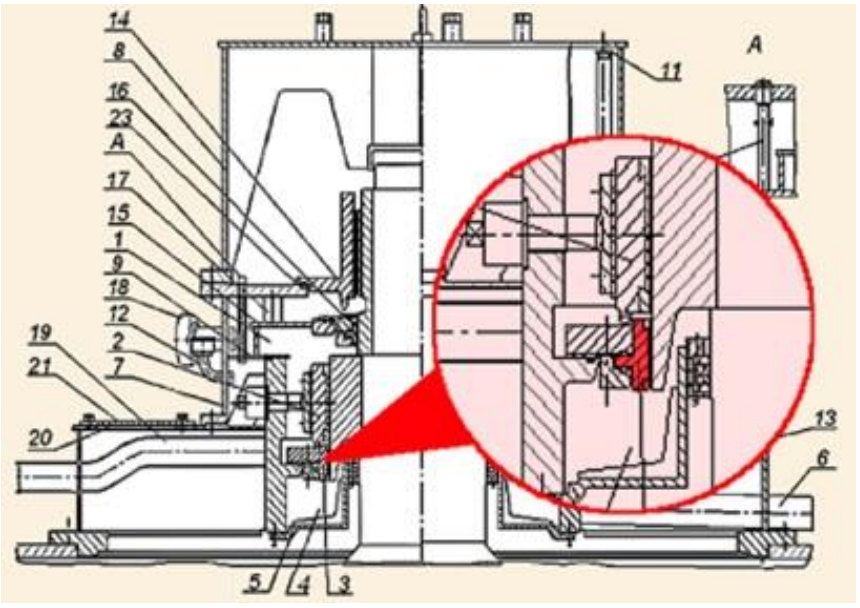


Рисунок 127. Верхняя крестовина

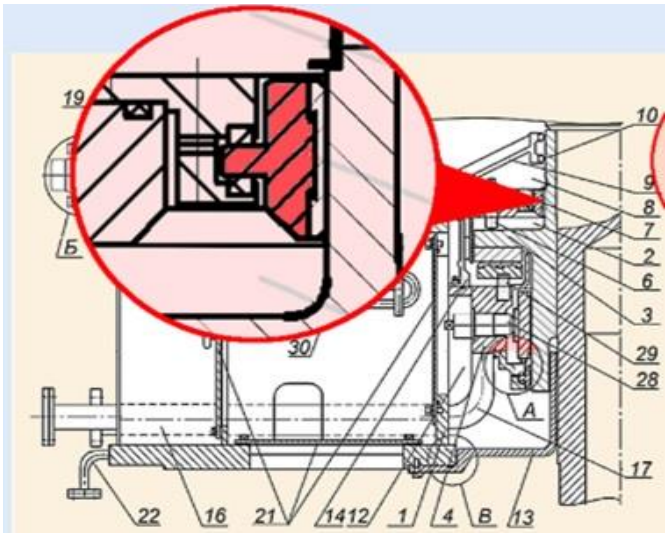


Рисунок 128. Нижняя крестовина

Воздухоохладители электродвигателя

Так как двигатель выполнен закрытым, то используются четыре встроенных водяных воздухоохладителя, с самовентиляцией по замкнутому циклу.

Воздухоохладители размещены в корпусе статора между сердечником и наружной обшивкой.

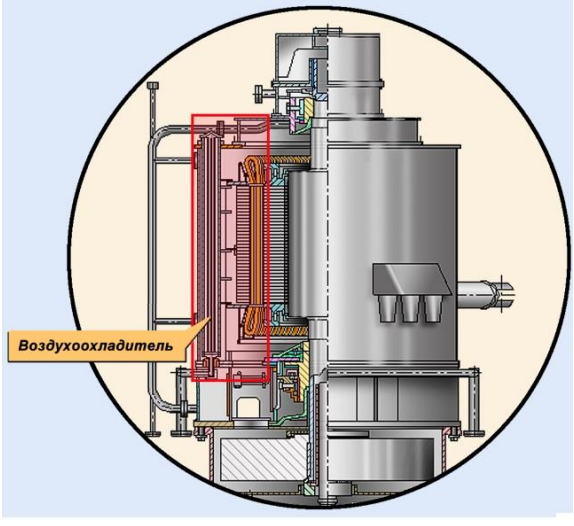


Рисунок 129. Воздухоохладители электродвигателя

Каждый воздухоохладитель разделен по высоте с помощью перегородок на три зоны. Нагретый воздух, прошедший через сердечник и обмотку статора, поступает в средние зоны воздухоохладителей, распределяется на две струи и через верхнюю и нижнюю зоны охладителей, пройдя через лобовые части обмотки, возвращается в осевые каналы ротора.

Воздухоохладители трехрядные, с шахматным расположением трубок.

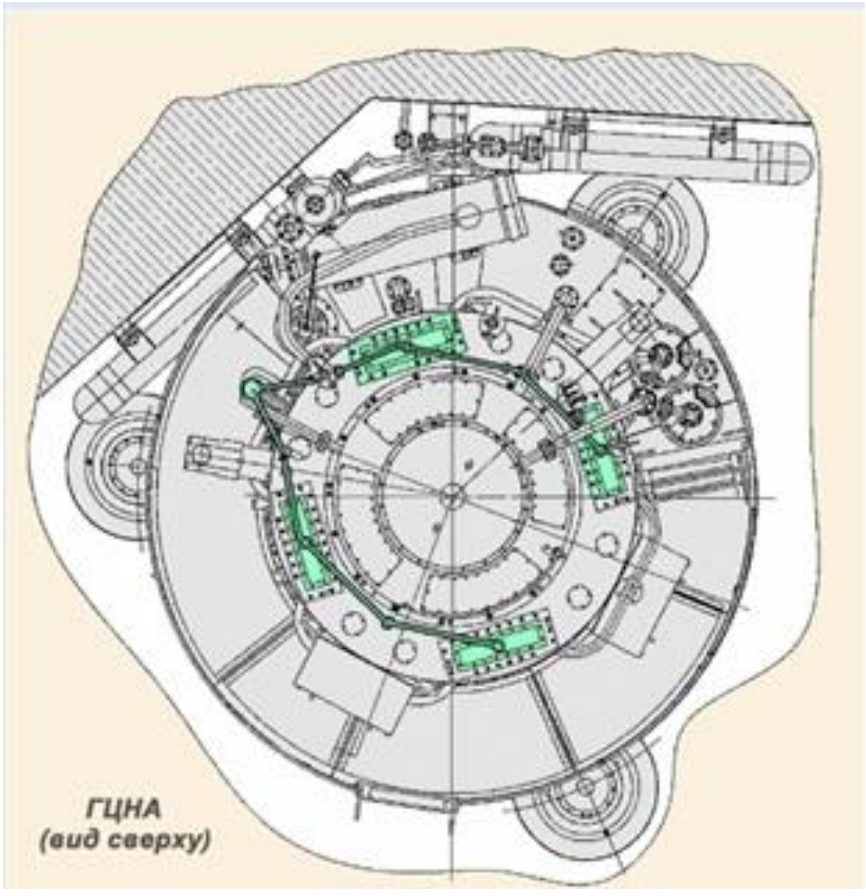


Рисунок 130. Расположение воздухоохладителей

Воздухоохладители соединены в две параллельные ветви по два охладителя.

Циркуляция воздуха осуществляется за счет напора, развиваемого ротором.

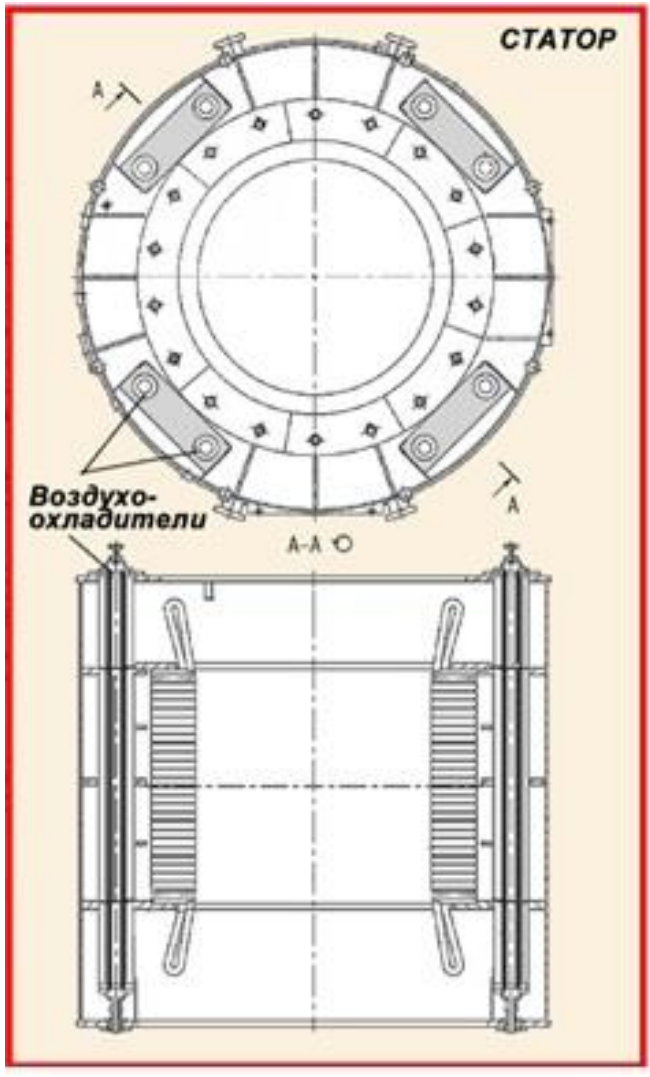


Рисунок 131. Расположение воздухоохладителей (продолжение)

Нагреватели электродвигателя

Электронагреватели предназначены для предотвращения увлажнения изоляции неработающего двигателя. Нагреватели соединены в три параллельные ветви, мощность каждой ветви 2,52 кВт, питание нагревателей от трехфазной сети переменного тока напряжением 380 В.

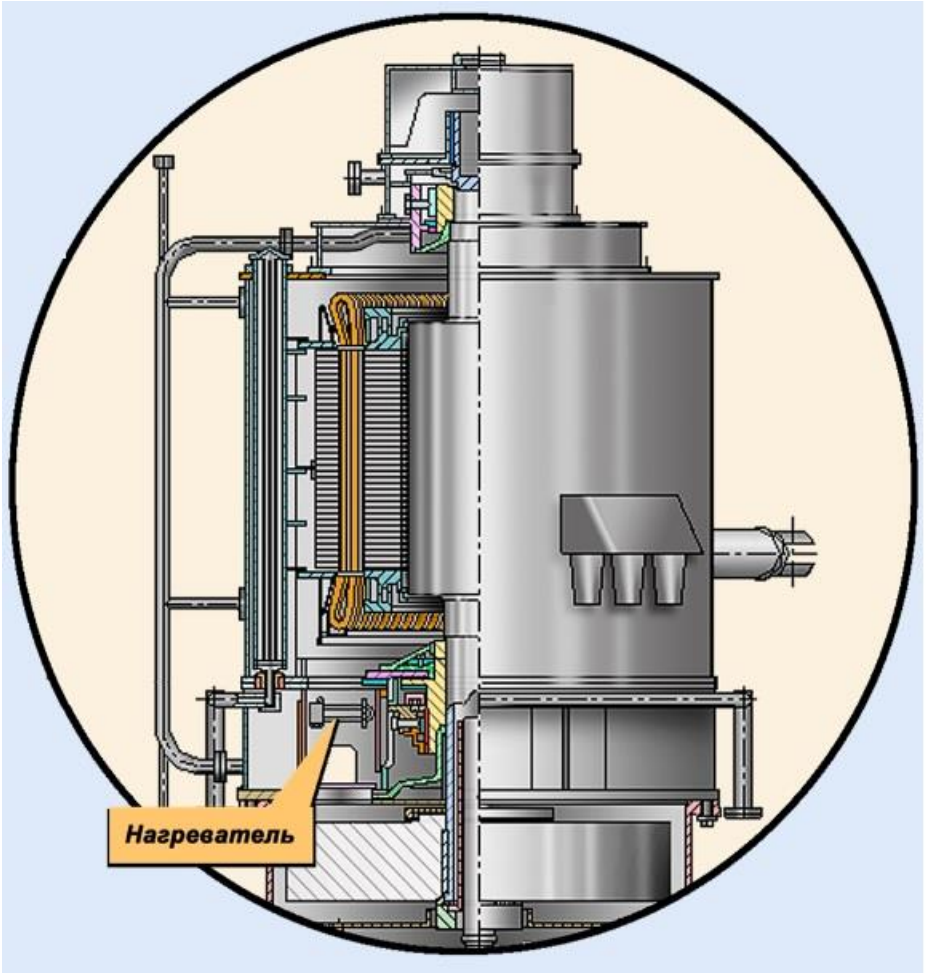


Рисунок 132. Электронагреватели электродвигателя

Контроль температуры нагрева подпятника и направляющих подшипников осуществляется с помощью термопреобразователей сопротивления, установленных в сегментах.

Нагрев обмотки сердечника статора контролируется с помощью термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы сердечника при укладке обмотки. Температура горячего и охлаждающего воздуха контролируется термопреобразователями сопротивления, установленными в корпус статора.

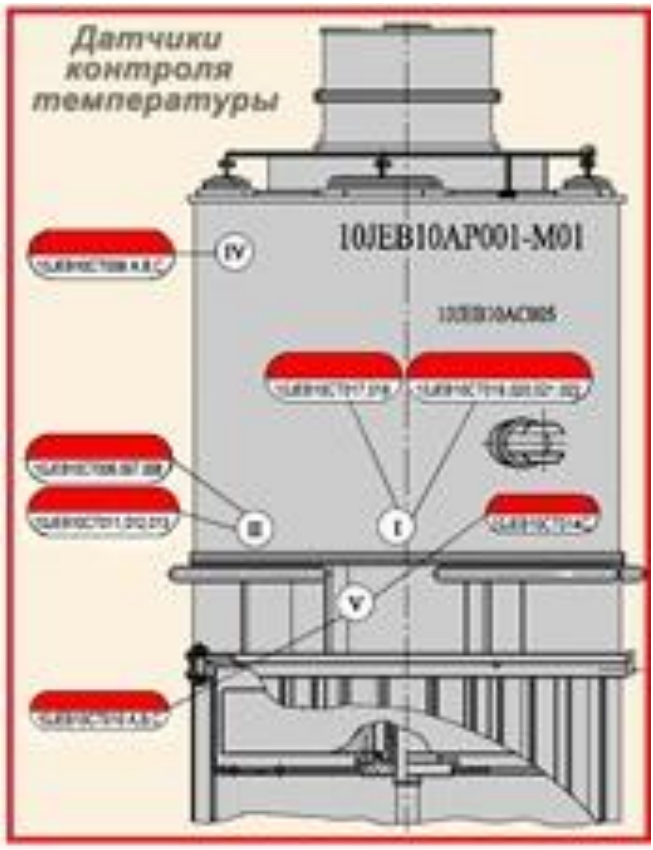


Рисунок 133. Электронагреватели электродвигателя (продолжение)

Торсионная муфта

Торсионная муфта состоит из:

- торсиона;
- мембранного диска;
- пружины;
- обоймы и крепежа.

Верхним концом торсион входит в зацепление эвольвентными шлицами со шлицевой втулкой, запрессованной в ротор двигателя. Нижним концом торсион через мембранный диск и шлицевую обойму, (соединены между собой штифтами) передает крутящий момент на вал насоса.

В отличие от жесткого соединения, торсионная муфта обеспечивает (компенсирует) значительно большую несоосность валов насоса и электродвигателя.

У главного циркуляционного насосного агрегата допускается максимальное смещение осей насоса и электродвигателя не более 0,1 мм; максимальный излом осей не более 0,08 мм/м.

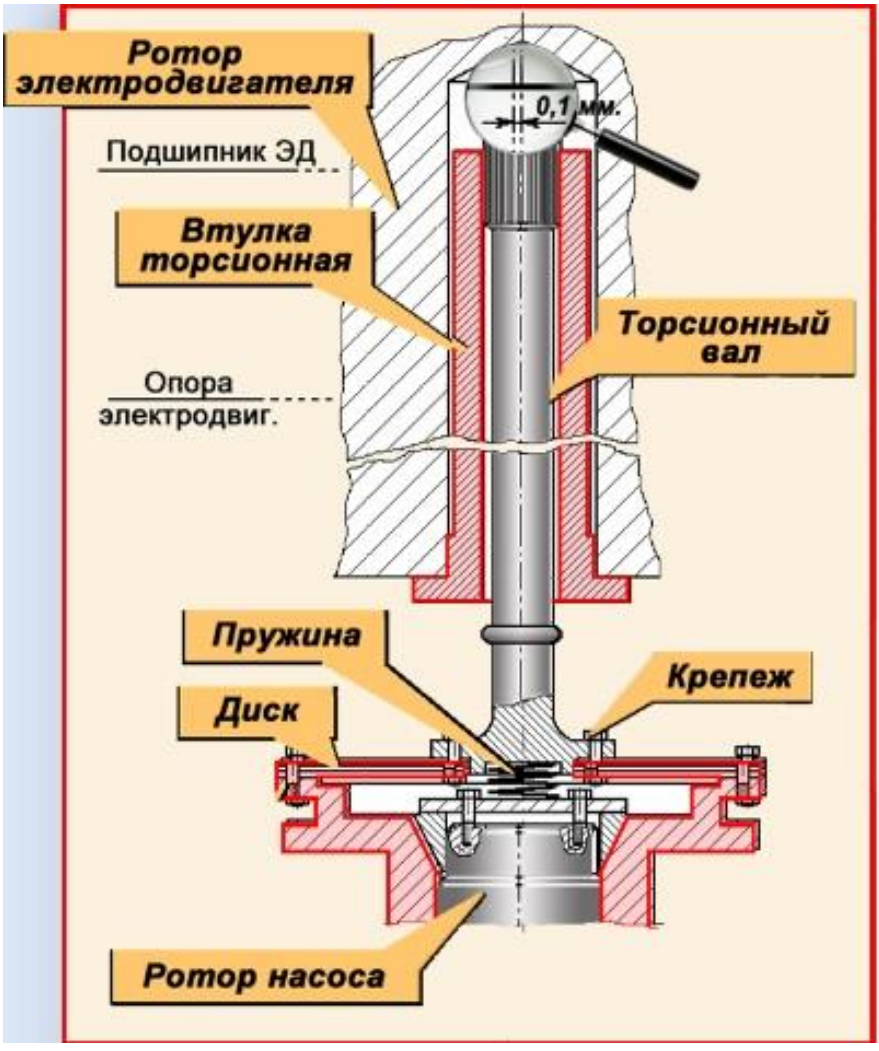


Рисунок 134. Торсионная муфта

Маховик

На роторе электродвигателя установлен маховик.

Маховик предназначен для обеспечения необходимого выбега насоса при обесточивании.

Маховик представляет собой плоский диск имеющий цилиндрическую форму (масса – 10500 кг), выполненный из легированной конструкционной стали марки 26ХН3М2ФА.

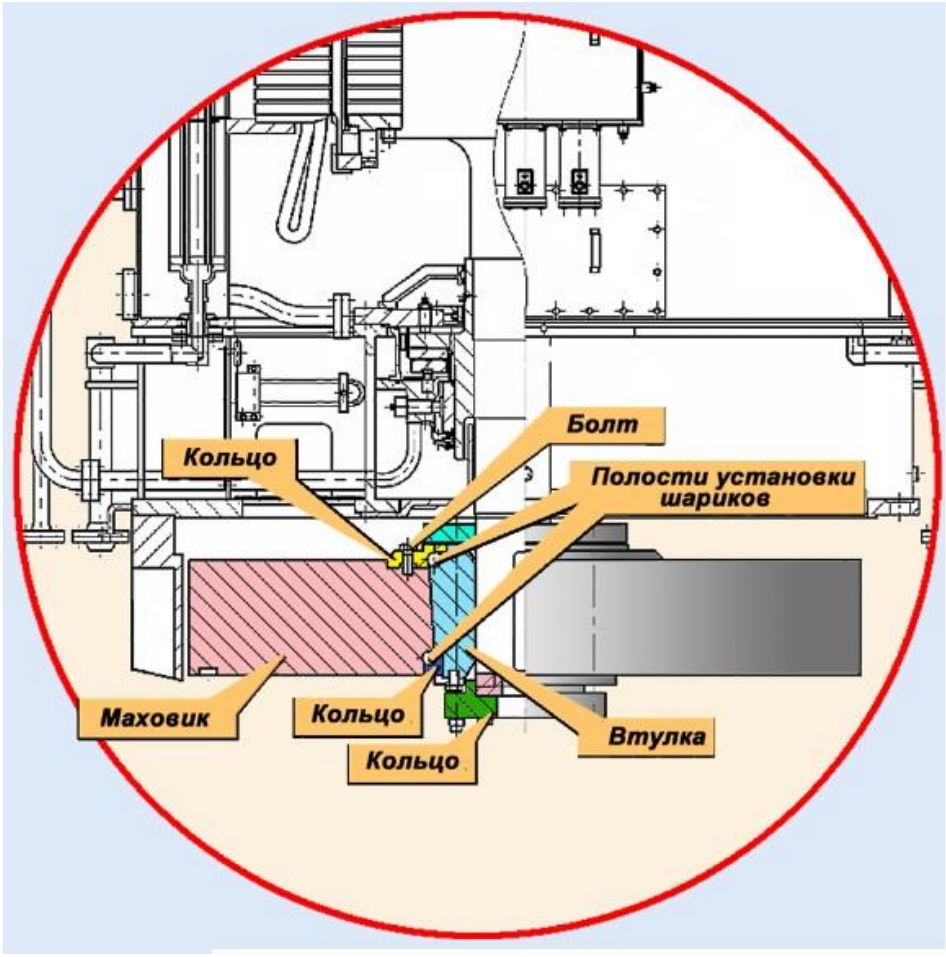


Рисунок 135. Маховик

Массивный маховик жестко закреплен своей внутренней поверхностью на наружной поверхности втулки, установленной на валу электродвигателя.

На наружной поверхности втулки выполнены две кольцевые канавки. Оппозитно этим канавкам во внутренней поверхности маховика также выполнены две кольцевые канавки.

Каждая из канавок, выполненных на внутренней поверхности маховика, имеет цилиндрическую поверхность в зоне размещения шариков, переходящую в коническую поверхность.

Полости, в которых расположены шарики, заполнены консистентной смазкой.

В нормальных режимах эксплуатации ГЦНА (от 0 до 1000 об/мин) массивный маховик и втулка жестко соединены между собой за счет натяга в сопрягаемых поверхностях.

При достижении расчетных угонных оборотов (в диапазоне от 1400 до 1600 об/мин) в результате разрыва главного циркуляционного трубопровода, под действием центробежных сил натяг в сопрягаемых поверхностях ослабевает и при достижении зазора в сопрягаемой поверхности происходит разъединение массивного маховика и втулки. При этом массивный маховик вращается за счет собственной инерционной массы с фиксированной скоростью, величина которой не может превысить 1900 об/мин. При этом напряжение в маховике составляет не более 235 МПа.

Вспомогательные системы

Работу ГЦНА обеспечивают следующие системы:

- автономного контура;
- запирающей воды;
- смазки радиально-осевого подшипника;
- смазки электродвигателя;
- промежуточного контура;
- воды отмывки бора;
- воздухоудаления;
- дренажей.

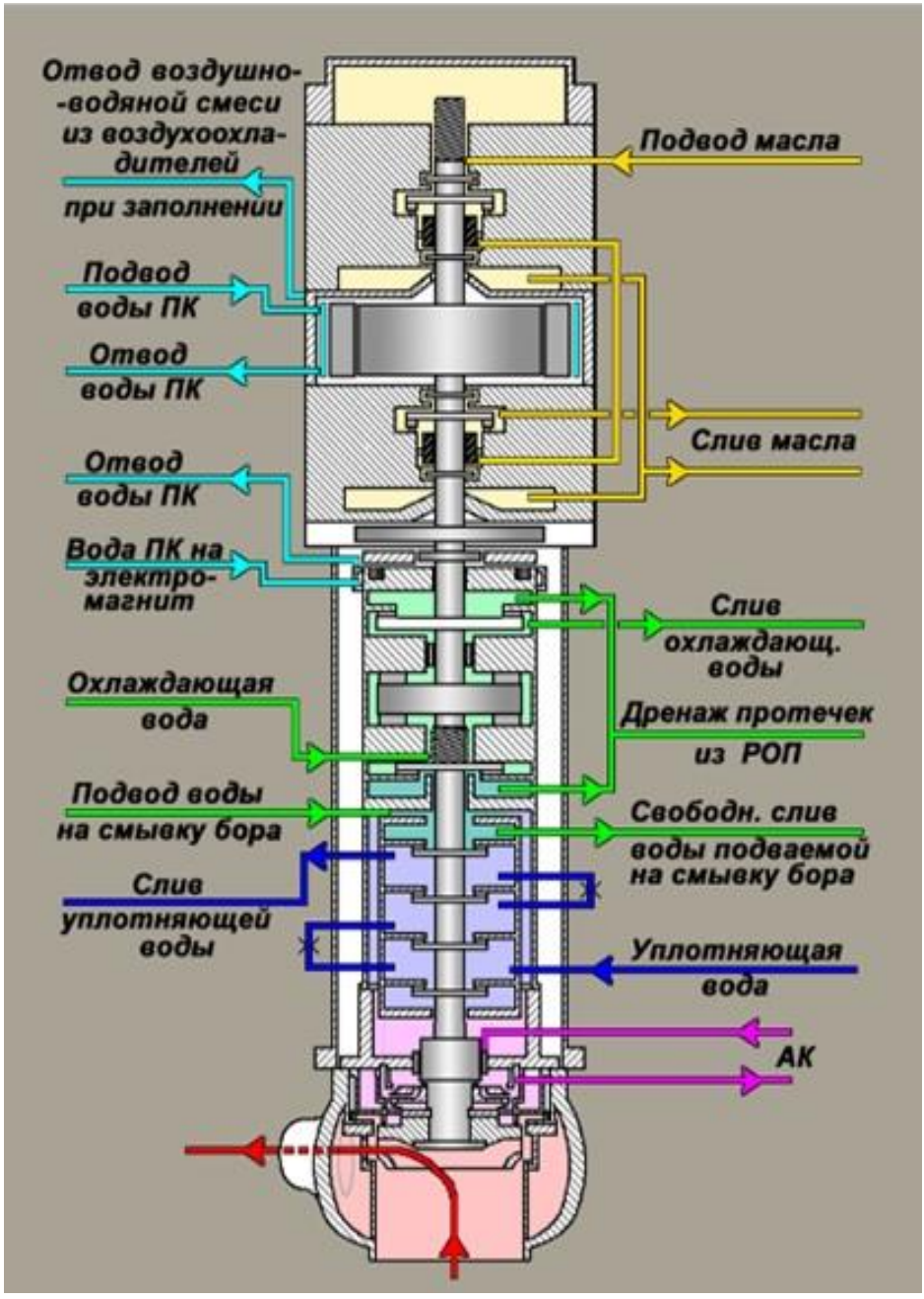


Рисунок 136. Вспомогательные системы

Система автономного контура

Система автономного контура обеспечивает охлаждение и смазку нижнего радиального подшипника.

Автономный контур состоит из импеллера, воздухоотделителя, трубопроводов и холодильника.

В режиме стоянки охлаждение осуществляется естественной циркуляцией.

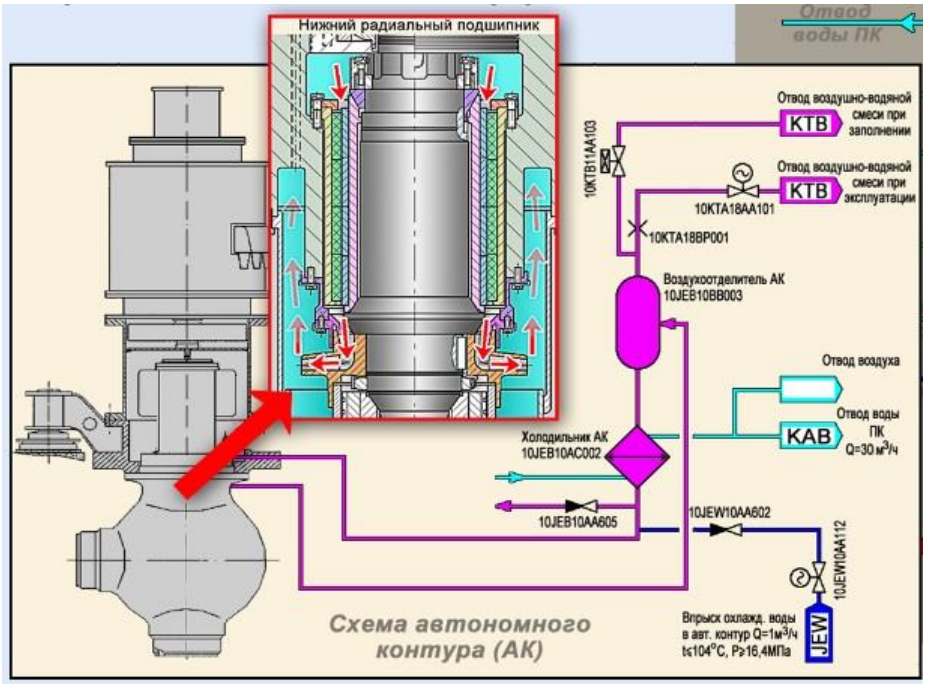


Рисунок 137. Система автономного контура

Система запирающей воды

Система запирающей воды обеспечивает подачу воды в блок уплотнения, а система воды отмывки бора – подачу в него дистиллята для смыва отложений бора в уплотнительных ступенях.

Система запирающей воды состоит из холодильника, трубопроводов и арматуры.

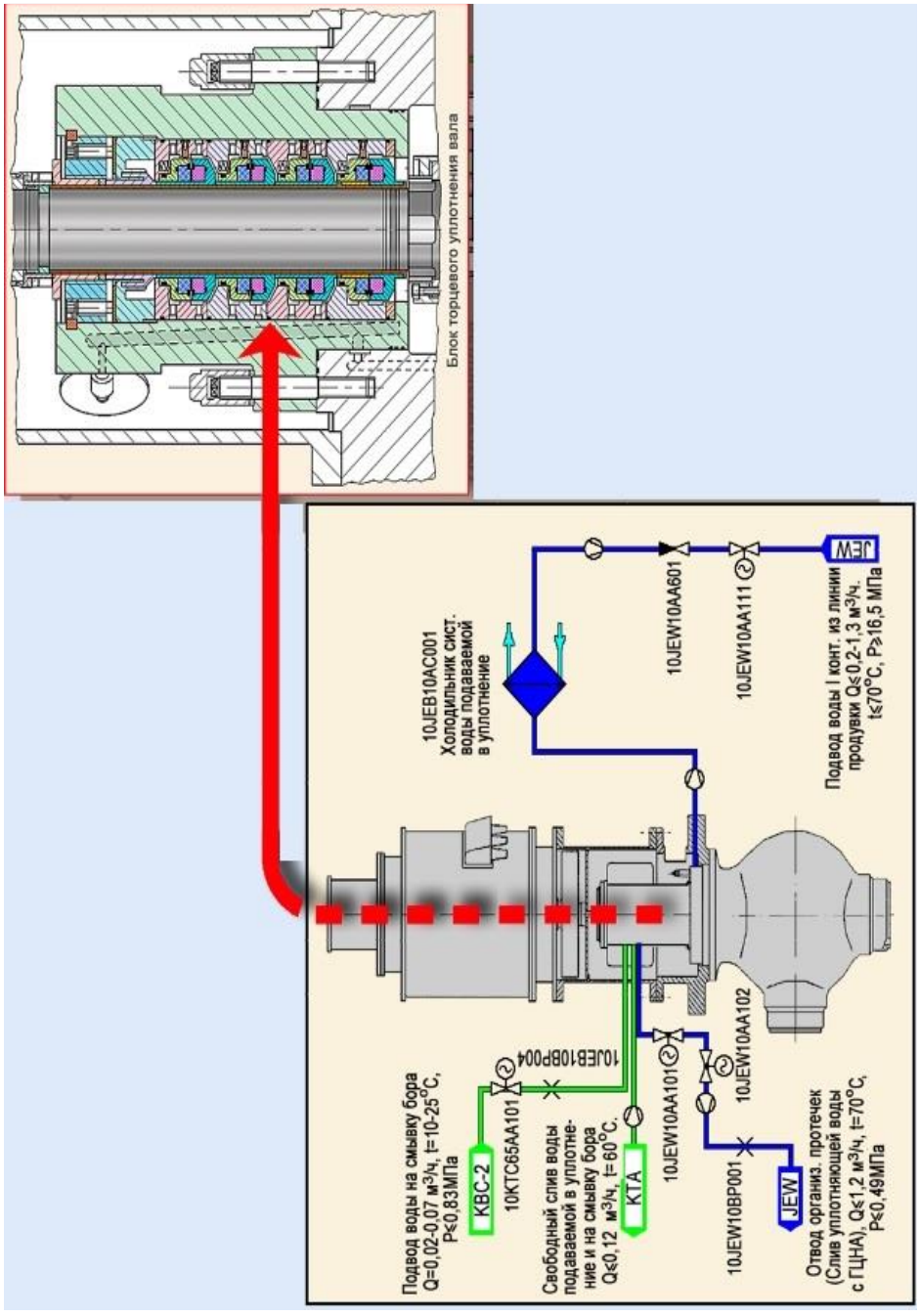


Рисунок 138. Система запирающей воды

Система смазки радиально-осевого подшипника

Система смазки радиально-осевого подшипника, предназначенная для его смазки и охлаждения, состоит из вспомогательного насоса, винтового насоса, холодильника, подпорного бака РОП, трубопроводов и арматуры.

Смазка осуществляется чистым конденсатом, утечка которого восполняется станционной системой. Конструкция ГЦНА исключает попадание чистого конденсата в первый контур.

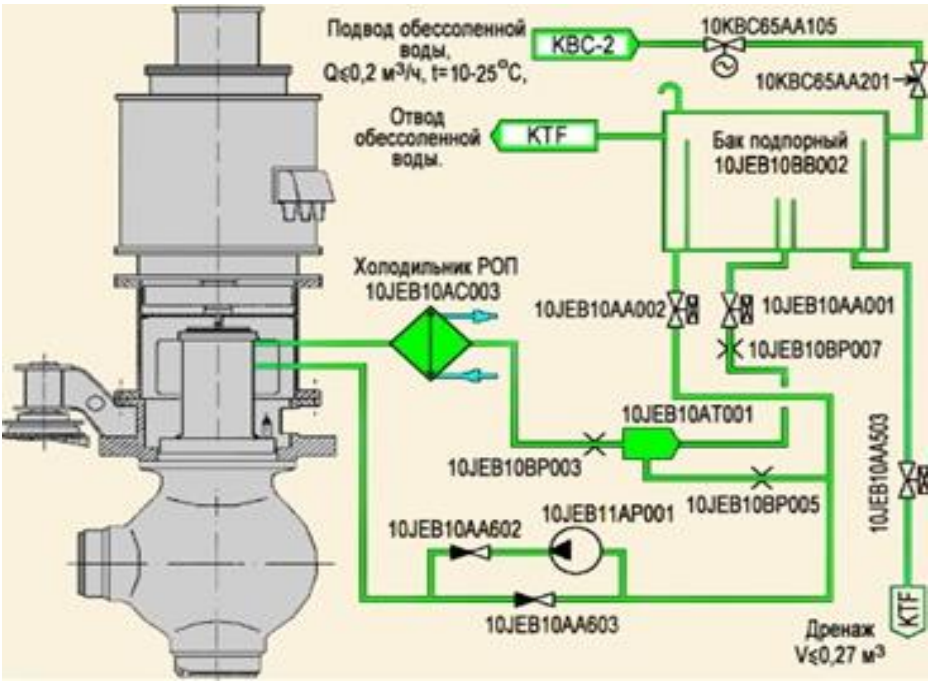


Рисунок 139. Система смазки радиально-осевого подшипника

Система смазки электродвигателя

Система смазки электродвигателя, предназначенная для смазки и охлаждения подшипников электродвигателя. Она представляет собой замкнутую индивидуальную систему для каждого ЭД и состоит из масляного бака с маслоохладителем, двух масляных насосов, установленных на крышке маслобака, предназначенных для заполнения маслосистемы перед запуском ГЦНА, насоса-импеллера, трубопроводов и необходимой арматуры. В качестве смазки используется огнестойкое масло – Fyrquel-L.

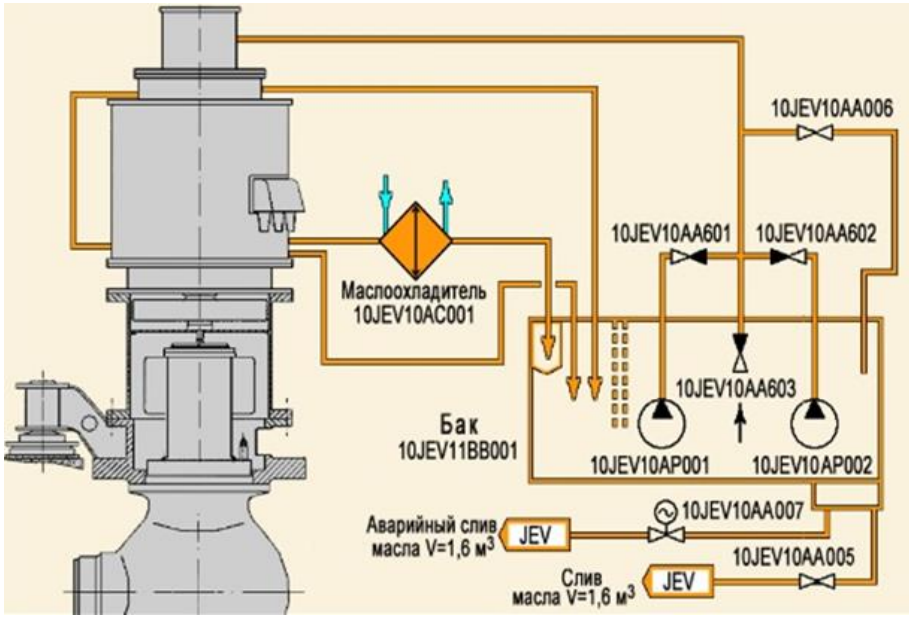
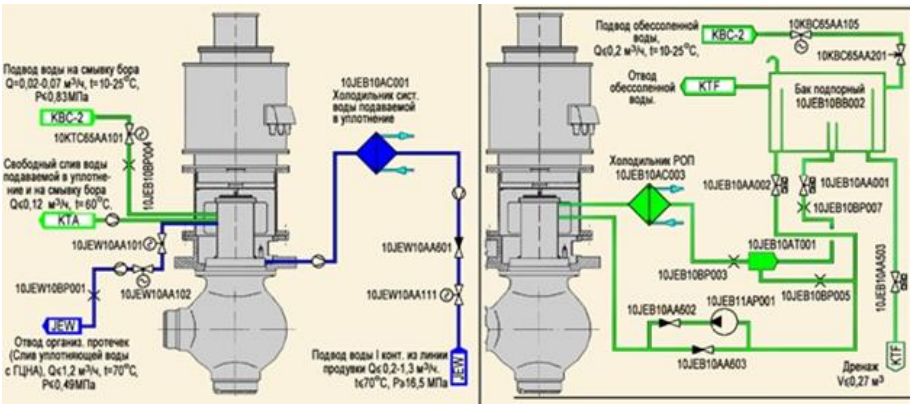


Рисунок 140. Система смазки электродвигателя

Система подвода запирающей и охлаждающей воды

Подвод запирающей и охлаждающей воды, а также дистиллята для отмывки бора и подпитки системы смазки радиально-осевого подшипника осуществляется от систем АЭС.

С помощью системы промежуточного контура осуществляется охлаждение рубашки статора электродвигателя, а также холодильников всех вспомогательных систем ГЦНА, холодильника блока уплотнения насоса и электромагнита разгрузки.



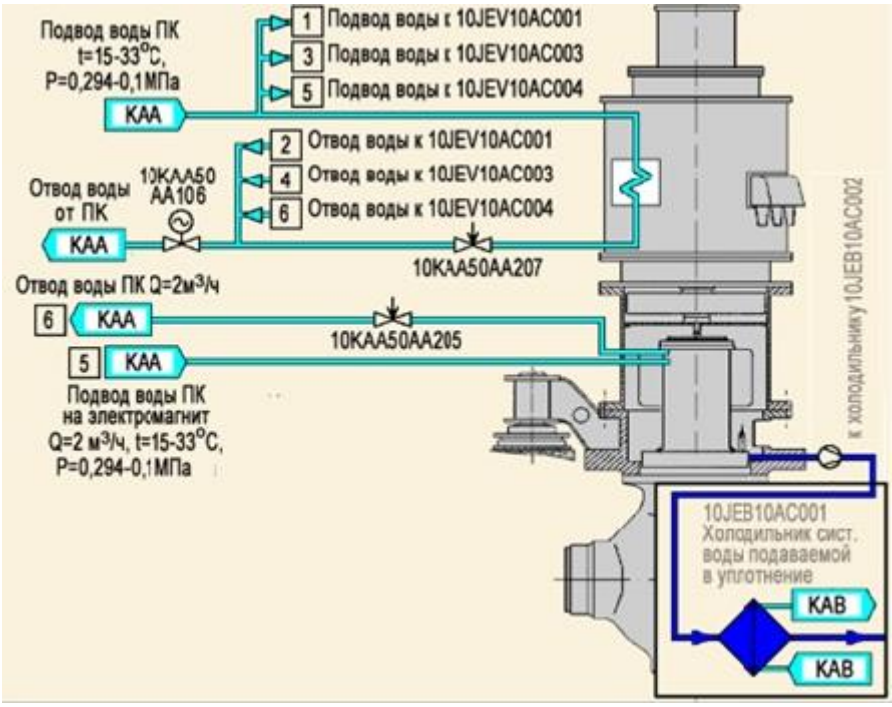


Рисунок 141. Система промежуточного контура

Система воздухоудаления

Система воздухоудаления предназначена для удаления газов из автономного контура и блока уплотнения и отвода их в систему АЭС, а система дренажей – для отвода протечек.

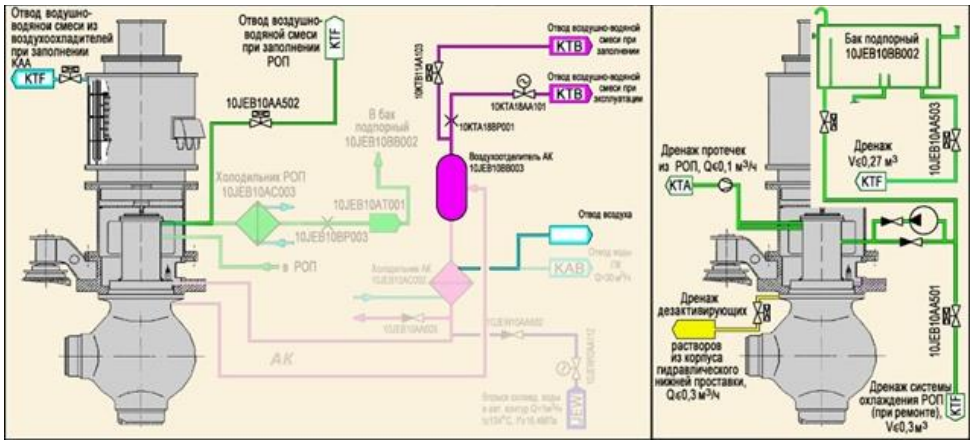


Рисунок 142. Система воздухоудаления

Регламент технического обслуживания и ремонта

Техническое обслуживание ГЦНА в процессе эксплуатации делится на обслуживание насосного агрегата в период работы РУ на мощности и обслуживание в период проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР) РУ.

Обслуживание ГЦНА-1391 в период работы РУ:

Обслуживание насосного агрегата в период работы РУ заключается в выполнении эксплуатационных требований Руководства по эксплуатации ГЦНА – 1714-00-0001 РЭ:

- оперативных включениях и отключениях ГЦНА и вспомогательного оборудования;
- контроле основных параметров работы ГЦНА согласно схемы теплотехнического контроля 1714-00-0001 РЭ не реже одного раза в 4 ч, на переходных режимах эксплуатации реакторной установки – постоянно;
- постоянном контроле вибрационного состояния насосного агрегата (системой СТД);
- контроле проб воды автономного контура на содержание воздуха и графита (в процессе подъема давления и разогрева первого контура после его заполнения);
- контроле проб воды охлаждающей воды РОП на содержание графита, хлорид-йонов и фторид-йонов (при каждом допуске в гермозону РУ);

- контроле проб воды в замкнутой системе воды отмывки бора (не реже одного раза в 1 месяц);
- качестве масла в маслобаке на содержание влаги, мехпримесей и соответствие физико-химических характеристик требованиям ТУ62512-75 (при каждом допуске в гермозону РУ);
- осмотр насосного агрегата не реже одного раза в 3 месяца (при каждом допуске в гермозону РУ), а также перед каждой технологической остановкой и пуском насосного агрегата.

Возможные неисправности, возникающие во время работы ГЦНА, методы их обнаружения и устранения приведены в таблице 8.

Таблица 8

Признаки неисправности	Возможная причина неисправности	Методы обнаружения и устранения неисправности
Насосный агрегат не запускается.	Отсутствует электропитание.	Восстановить электропитание.
	Не исправен двигатель.	Убедиться в исправности двигателя (провести электрические испытания).
	Отклонение от нормального функционирования вспомогательных систем (срабатывание защит).	Привести функционирование вспомогательных систем в соответствие с требованиями настоящего Руководства.
При работе насосного агрегата наблюдается посторонний шум; повышенная вибрация.	Плохое раскрепление навесных элементов (площадки обслуживания, маслобак, трубопроводы и т.д.)	Закрепить навесные элементы согласно требований сборочных и монтажных чертежей.
	Задевание вращающихся частей о неподвижные элементы насосного агрегата.	Насосный агрегат остановить, разобрать, устранить причину задевания, проверить радиальные и осевые зазоры выемной части и двигателя.
При работе насосного агрегата наблюдается посторонний шум; повышенная вибрация.	Неудовлетворительная центровка ротора двигателя и выемной части.	Насосный агрегат остановить, проверить центровку
	Неудовлетворительная балансировка роторов	Произвести добалансировку роторов двигателя

Признаки неисправности	Возможная причина неисправности	Методы обнаружения и устранения неисправности
	двигателя и выемной части.	и выемнойчасти.
Повышенный нагрев воды охлаждения РОП (JEB10CT005 A,B,C), °С более 70	Уменьшение расхода или повышение температуры воды промконтура на холодильник РОП JEB10AC003.	Проверить и привести в норму подачу воды промконтура.
	Износ подшипников РОП, неравномерная нагрузка на упорные колодки.	Насосный агрегат остановить, разобрать РОП и проверитьсостояние радиального подшипника и упорных колодок.
Уменьшение расхода организованных протечек KBA61CF001, $м^3$/ч, менее 0,6.	Закрытие вентилей на организованных протечках KBA61AA001, KBA61AA002 и вентиля JEB10AA001 дросселя первой ступени (полузакрытое положение запорного органа).	Открыть вентиля KBA61AA001, KBA61AA002 и JEB10AA001.
	Засорены дросселя блока уплотнений.	Насосный агрегат остановить, промыть и продуть дросселя.
Уменьшение расхода организованных протечек KBA61CF001, $м^3$/ч, менее 0,6 и увеличение расхода воды свободного слива KBC31CF001, $м^3$/ч, более 0,07.	Выход из строя концевой ступени.	Насосный агрегат остановить, разобрать, выявить и устранить дефект концевой ступени.
Изменение давления воды за первой ступенью уплотнений JEB10CP003 выходящее за границы закона распределения давлений $1,7 \le \frac{JEB\ 10CP002}{JEB\ 10CP003} \le 2,4$	Засорение или размыв внутренних дроссельных втулок дросселей первой и второй ступеней. Засорение фильтров дросселей.	Насосный агрегат остановить, демонтировать и разобрать выносные дросселя первой и второй ступеней. Проверить и заменить, при необходимости, дроссельные втулки. Промыть фильтры дросселей.
Увеличение расхода организованных протечек KBA61CF001	Выход из строя одной из основных ступеней уплотнения. Нарушение	Насосный агрегат остановить, разобрать, выявить и устранить де-

Признаки неисправности	Возможная причина неисправности	Методы обнаружения и устранения неисправности
более 0,12 м^3/ч.	закона деления по ступеням 1,7 ≤ JEB 10CP002 ≤2,4 JEB 10CP003	фекты ступеней.
Повышение температуры воды организованных протечек KBA61CT001, °С более 70	Повышение температуры воды промконтура.	Проверить и привести функционирование вспомогательных систем в соответствии с требованиями настоящего Руководства.
Повышение давления организованных проте- чек KBA61CP001 A,B,C, KBA61CP002 A,B,C, МПа, более 0,49	Выход из строя ступеней блока уплотнения.	Насосный агрегат остановить, разобрать, выявить и устранить дефекты ступеней.
Изменился напор развиваемый насосным агрегатом (при работе четырех агрегатов).	Изменились частота или напряжение электропитания двигателя.	Проверить электропитание двигателя и привести его в соответствие с требованиями настоящего Руководства.
Появление течи или парения по главному разъему JEB10CP015, МПа, более 0,98.	Ослабление вытяжки шпилек главного разъема.	Насосный агрегат остановить и переуплотнить главный разъем.
	Высокая скорость расхолаживания реакторной установки.	Снизить скорость расхолаживания реакторной установки.
Повышение температуры масла JEV10CT001 A, B в маслобаке выше 45 °С.	Повышенная температура воды промконтура (выше 33° С).	Проверить и привести функционирование системы промконтура в соответствие с требованиями настоящего Руководства.
	Пониженный расход промконтура на холодильник JEV10AC001 (менее 20 м3/ч).	
Понижение перепада давления масла между баком двигателя и входом в двигатель JEV10CP001 A, B, C менее 0,10 МПа.	Неплотность фланцевых разъемов. Неисправность плавающих уплотнительных колец верхней (нижней) крестовины. Неисправность винтового насоса на роторе двигателя.	Насосный агрегат остановить, провести ремонт маслосистемы и двигателя.

Обслуживание ГЦНА-1391 в период проведения ППР

ГЦНА и его вспомогательные системы. ГЦНА предусматривает следующие виды ремонтов в период ППР:

- текущий ремонт (ТР);
- средний ремонт (СР);
- капитальный ремонт (КР).

Таблица 9. Виды ремонта

Виды ремонта	ТР	СР	КР
Система масляная	1,2,3,4,9	1,2,3,4,9	1,2,3,4,9
Система промконтура.	1,2,3	1,2,3	1,2,3
Система охлаждения блока уплотнений	1,2	1,2,3	1,2,3
Система охлаждения РОП	1,2,3	1,2,3	1,2,3
Система автономного контура	1,2	1,2,3	1,2,3
Торсион	1,6,7,8	1,6,7,8	1,6,7,8
Двигатель ДАВДЗ	1,5,7,8	1,5,7,8	1,5,7,8
Выемная часть	1	7,10,11,12	6,7,10,11,12
Опорные устройства	1	1	1,9
Сферический корпус	13	13	6,13,14

1- внешний осмотр
2- ремонт входящего оборудования
3- переуплотнение фланцев
4- дозаливка масла
5- проверка центровки
6- контроль основного металла
7- агрегатная замена
8- ремонт двигателя
9- замена рабочих сред (вода охлаждения РОП, масло, смазки) по результатам физико-химического анализа
10 - замена нижнего подшипника
11 - ремонт блока уплотнений
12 - ремонт РОП
13 - дозатяжка шпилек главного разъема
14 - контроль гидравлической части

ТР проводится без разуплотнения главного разъема. Как правило, ТР проводится в случае обнаружения эксплуатационных отклонений в функционировании систем, обслуживающих двигатель, блока уплотнений, нижнего радиального подшипника или РОП.

Рекомендуемые виды и объемы ТР приведены в Таблице 9 ТР заключается в устранении повреждений и неисправностей отдельных узлов и деталей ГЦНА и его вспомогательных систем, не связанных с ремонтом непосредственно выемной части.

СР заключается в устранении повреждений и неисправностей отдельных узлов и деталей ГЦНА и его вспомогательных систем и восстановления ресурса насоса (замена подшипниковых пар, блока уплотнений и т.д.) без разуплотнения главного разъема.

Рекомендуемые виды и объемы СР приведены в Таблице 9.

КР проводится с разуплотнением главного разъема для технического освидетельствования сферического корпуса и корпуса выемной части. Рекомендуемые виды и объемы КР приведены в Таблице 9. Капитальный ремонт проводится не реже чем один раз в четыре года.

В связи с тем, что на АЭС предполагается 18 – месячный топливный цикл, для соблюдения всех требований НП-089-15 и ресурсов подшипниковых пар в ремонт должны выводиться не менее двух ГЦНА. Предполагаемый межремонтный цикл ГЦНА приведен в Таблице10. Для сокращения времени ремонта, к началу ремонта целесообразно иметь, как минимум одну запасную, готовую к установке, выемную часть.

В период остановки блока и дренирования первого контура ниже разъема ГЦНА производится демонтаж двух выемных частей, с установкой в одну петлю ЗИПовской выемной части и установкой заглушки на вторую петлю.

В ремонтной зоне производится дезактивация, разборка, дефектация, освидетельствование металла корпуса одной выемной части. Другая часть в это время проходит дезактивацию или стоит на очереди для ревизии в транспортном контейнере.

Таблица 10. Межремонтный цикл ГЦНА

Год эксп.	**1,5**		**3,0**		**4,5**		**6,0**		**7,5**	
№ ГЦНА	Э	О	Э	О	Э	О	Э	О	Э	О
JEB10AP001	12960	К	12960	-	25920	К	12960	-	25920	К
JEB20AP001	12960	К	12960	-	25920	К	12960	-	25920	К
JEB30AP001	12960	-	25920	К	12960	-	25920	К	12960	-
JEB40AP001	12960	-	25920	К	12960	-	25920	К	12960	-

Примечания:

Э – эксплуатация.

О – остановка на планово-предупредительный ремонт.

К – капитальный ремонт.

В процессе проведения ремонтов производится замена узлов и деталей, вышедших из строя или не отвечающих требованиям ремонтной документации. Обязательной замене в процессе проведения ремонтов подлежат детали одноразового применения и детали выработавшие свой ресурс, приведенные в таблице XXX. Другие узлы и детали должны меняться по мере необходимости, по мере обнаружения на них дефектов выше норм, указанных в технических условиях на капитальный ремонт 1714-00-000 УК.

При проведении ремонтов и дефектации деталей необходимо вести записи состояния не замененных деталей. В формуляры на ГЦНА 1714-00-0001 ФО и на выемную часть 1714-01-0001 ФО заносить все виды проведенных ремонтов, произведенные замены узлов и деталей, контролируемые размеры узлов и деталей.

При ремонтах выемных частей проводится контроль сопротивления обмотки и изоляции электромагнита и при необходимости сушка обмотки.

При проведении ремонтов производится контроль сопротивления обмотки и изоляции всех пусковых маслонасосов. Ревизия маслонасосов проводится не реже одного раза в 12 лет или при отклонении рабочих характеристик.

При проведении ремонтов производится контроль сопротивления обмотки и изоляции всех электронасосов БЭН 8-35 В системы охлаждения РОМ. Ревизия электронасосов БЭН 8-35 В проводится не реже чем через 48000 ч или при нарушении в его работе в процессе эксплуатации.

При проведении ремонтов производится контроль зазоров в роликовой опоре на соответствие зазорам,полученным при монтаже не реже одного раза в 12 лет или при повышении вибрации насосного агрегата в эксплуатации.

Перед каждым пуском насосного агрегата проводится контроль работы защит и блокировок ГЦНА в испытательном режиме.

Таблица 11

Вид ремонта	ТР	СР	КР
Кольца графитовые уплотнительные (КГУ)	+	+	+
Резиновые уплотнительные кольца	+	+	+
Резиновые уплотнительные кольца БУ	—	+	+
Фторопластовые кольца БУ	—	+	+
Графитовые кольца БУ	—	—	+

Вид ремонта	ТР	СР	КР
Упорные колодки РОП	—	—	+
Упорные накладки гребня РОП	—	+	+
Подшипник радиальный верхний РОП	—	+	+
Верхний подшипник РОП (втулка вала)	—	+	+
Графитовые кольца РОП	—	—	+
Резиновые уплотнительные кольца РОП	—	+	+
Фторопластовые кольца РОП	—	+	+
Подшипник радиальный нижний	—	+	+
Подшипник вала нижний (втулка вала)	—	+	+

Общие технические требования к ремонту:

1. Подготовка насоса к ремонту, вывод в ремонт, производство ремонтных работ и приемка из ремонта должна производиться в соответствии с действующими на АЭС нормативными документами, с СТО 1.1.1.01.002.0069-2019 «Организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций» и нормативно-технической документацией Ростехнадзора.

2. Требования к периодическому контролю за состоянием металла составных частей ГЦНА должны определяться в соответствии с «Инструкцией по эксплуатационному контролю за состоянием основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов АЭС с ВВЭР-1200».

3. Разборку ГЦНА производить в соответствии с требованиями 1714-00-0001 УК, 1714-00-0001 РК и 1714-00-0001 РЭ.

4. При разборке применять специальный инструмент и приспособления, поставляемые с ГЦНА. Полный перечень специального инструмента и приспособлений приводится в 1714-00-0001 РК.

5. При разборке проверить наличие маркировок, определяющих взаимное расположение составных частей, в случае отсутствия таковых, допускается нанесение соответствующих меток на сопрягаемые детали, при этом запрещается наносить маркировку на посадочные, уплотнительные и стыковочные поверхности. Метод нанесения меток – маркером или ударным методом на нерабочих (свободных) поверхностях – глубина рисок до 0,5 мм. ширина до 1,0 мм.

6. Разборку фланцевых соединений производить с помощью специ-

альных отжимных болтов, входящих в комплект поставки ГЦНА. Разборка фланцевых разъёмов расклиниванием стыкующихся поверхностей не допускается.

7. В процессе разборки не допускать деформации составных частей. Исключать возможность повреждения узлов и деталей при строповке, транспортировке, укладке, кантовке, а также от ударов о сопрягаемые детали при снятии.

8. Перед началом ремонта необходимо произвести дезактивацию выемной части с демонтированным РОП и БУ. Дезактивация РОП однованным методом категорически запрещена. Дезактивация БУ производится вручную после его разборки на составные узлы и детали.

9. Составные части после разборки очистить от грязи, продуктов износа, смазочных материалов, промыть и просушить.

10. Мойку составных частей следует совмещать с дезактивацией.

11. Контроль составных частей и деталей при дефектации и после ремонта, согласно указаниям настоящих технических условий, должен осуществляться в соответствии со следующими документами:

- ВК и ИК – ГОСТ Р 50.05.08-2018;
- КК – ГОСТ Р 50.05.09-2018; УЗК – ГОСТ Р 50.05.02-2018;
- ГИ – НП-084-15;
- шероховатость поверхностей — по ГОСТ 2789-73.

ВК подлежат все составные части за исключением деталей, заменяемых при ремонте (разборке узла) независимо от их технического состояния, приведенного в 1714-00-0001 УК .

ВК должен производиться невооруженным глазом или с применением лупы 4-7 кратного увеличения ГОСТ 25708-83. Особое внимание уделять местам концентраторам напряжений, поверхностям контакта разнородных металлов, местам, подверженным коррозионному, кавитационному и механическому изнашиванию.

12. Контроль форм цилиндрических поверхностей деталей ГЦНА проводить измерением диаметра в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Число и место сечений, для проведения измерений диаметра, определяется в зависимости от отношения длины L (мм) к диаметру D (мм) цилиндрической поверхности. Отклонения от цилиндрической поверхности:

- при L/D до 0,3 включительно измерять в одном сечении;
- при L/D от 0,3 до 1 включительно – измерять в двух сечениях по длине поверхности;
- при L/D более 1 измерять не менее, чем в трех сечениях по длине поверхности во взаимно перпендикулярных направлениях.

13. Отклонение от плоскости поверхности определять с помощью поверочной линейки ГОСТ 8026-75 и щупа ТУ 2-034-225-87 "на просвет" или плиты ГОСТ 10905-86 на "краску". Плоскостность деталей из материала СГП контролировать при помощи интерференционного стекла.

14. Замер биений производить при вращении составных частей в центрах, на призмах индикатором часового типа с пеной делений 0,01 мм ИЧ 02 ГОСТ 577-68.

15. Контроль шероховатости поверхностей производить с помощью образцов шероховатости по ГОСТ 9378-75.

16. Контроль твердости производить:

- по БРИНЕЛЮ в соответствии с ГОСТ 9012-59;
- по РОКВЕЛЛУ – ГОСТ 9913-90;
- по ВИККЕРСУ – ГОСТ 2999-75.

17. Для определения глубины трещины на дефектных участках могут быть выполнены местные выборки металла Глубину трещин и эрозионных разрушений измерять штангенциркулем ШЦ 1-125 ГОСТ 166-89 или штангенглубинометром ЩГ-160 ГОСТ 162-90.

18. Для определения глубины дефектов, не подлежащих выборке (риски, задиры, забоины), могут быть применены следующие средства измерения и способы:

- штангенциркуль ШЦ 1-125;
- индикатор с игольчатым наконечником;
- метод "слепка" с последующим измерением в лаборатории (по ГОСТ Р 50.05.08-2018);
- сравнение с образцами шероховатости в случаях, указанных в картах дефектации ремонта;
- другие способы в соответствии с принятой на АЭС технологией;

Полный перечень средств измерения приведен в1714-00-0001 УК;

19. По результатам дефектации составные части рекомендуется сортировать на 3 группы:

- годные без ремонта:
- требующие ремонта;
- подлежащие замене (имеющие неустранимые дефекты, детали, заменяемые при каждой разборке приведенные в 1714-00-0001 УК.

Детали каждой группы должны быть помечены способами, обеспечивающими сохранность меток.

При проведении капитального ремонта, независимо от состояния, заменяются детали: шайбы, кольца, подшипники, регулировочные кольца, детали из материала СГП.

20. Для замены деталей, имеющих неустранимые дефекты, согласно 1714-00-0001 УК и выработавших свой ресурс, применять детали из наличия ЗИП, изготовленные согласно требований чертежей разработчика – ОАО "ЦКБМ", имеющие соответствующие сертификаты качества и прошедшие входной контроль на АЭС. Ремонт, дефектация и восстановление деталей ГЦНА должен проводиться с обязательным участием представителей ОАО "ЦКБМ".

21. Поверхностные дефекты (задиры, забоины, риски н т.д.) могут быть зачищены без выполнения выборки металла в местах дефектов. При этом удаляются только "наволакиваемый" металл, выступающий над основной поверхностью с обеспечением требуемой шероховатости.

22. Поверхностные дефекты могут быть устранены с выполнением выборки металла без последующей заварки механическим способом или зачисткой с обеспечением минимального снятия металла плавного перехода с основной поверхности и обеспечением требуемой шероховатости.

Профиль выборки трещин при этом выполнять в соответствии с 1714-00-0001 УК.

23. Заварку выборок поверхностных дефектов и контроль исправления выполнять по технологической документации в соответствии с требованиями НТД Ростехнадзора и НТД на основные материалы.

24. При выявлении дефектов, выходящих за пределы, указанные в картах дефектации и ремонта 1714-00-0001 УК, решение по способу

и технологии ремонта, а также техническим требованиям после ремонта принимается разработчиком ГЦНА (ОАО "ЦКБМ").

25. При выявлении дефектов, не предусмотренных настоящими техническими условиями, не указанных в картах дефектации и ремонта, решение по способу ремонта и техническим требованиям после ремонта принимается разработчиком ГЦНА (ОАО "ЦКБМ") совместно с ответственными

представителями АЭС.

26. При ремонте деталей, а также при замене сопрягаемых деталей, в сопряжениях должны быть обеспечены значения зазоров (натягов), предусмотренных в технических условиях.

27. В случаях, когда в сопрягаемых деталях (сборочных единицах) произошло увеличение (уменьшение) размеров, требуемый зазор (натяг) в сопряжении необходимо обеспечить за счет применения деталей ремонтного размера в соответствии с указаниями в картах дефектации и ремонта с записью в формуляре (паспорте) изделия.

28. Состояние крепежных деталей проверяется наружным осмотром, навинчиванием гаек (ввинчивание шпилек) «от руки», которые должны навинчиваться без заеданий, без люфта и методом КК на теле болта (шпильки) в сомнительных местах и местах концентраций напряжений (переход от тела к головке, переход резьбы на тело и т.д.).

Болты, шпильки, гайки подлежат замене при наличии одного из следующих дефектов:

- трещины:
- вмятины, забоины, срывы, выкрашивания более двух ниток в конце нарезки в гайке или в начале нарезки на болте (шпильке);
- местные повреждения – вмятины, задиры, выкрашивания глубиной более 1/2 высоты резьбы или повреждения более 10 % длины витка и более 20 % общего числа:
- повреждение граней и углов головок болтов и гаек, прорезей винтов, препятствующих затяжке крепежа, или изменение размера под ключ более чем на 0,5 мм;
- прогнутость шпильки или болта более чем 1,0 мм на 1000 мм длины.

Отсутствие трещин на гладкой поверхности шпилек и болтов (не

имеющих защитного покрытия) контролировать КК с классом чувствительности I по ГОСТ Р 50.05.09-2018.

В остальных случаях заусенцы, забоины, вмятины на резьбе должны быть устранены прогонкой резьбового инструмента или зачисткой.

Отдельные мелкие дефекты на гладкой поверхности болтов (шпилек) устраняются зачисткой или проточкой. Допустимое уменьшение диаметра не более 3% от номинального, шероховатость поверхности – Ra 3,2.

29. Материалы и полуфабрикаты, применяемые для изготовления деталей взамен дефектных должны пройти входной контроль. Результаты контроля должны соответствовать требованиям, установленным в стандартах или технических условиях на материалы и полуфабрикаты.

30. Восстановлению лакокрасочных покрытий при ремонте подлежат поверхности изделия, на которых, в следствие коррозии, эрозии, механического и другого воздействия, разрушено лакокрасочное покрытие.

Граница защищенного участка при восстановлении покрытия должна перекрывать границу дефекта не менее чем на 20 мм во всех направлениях.

Поверхность подлежит полной окраске в соответствии с требованиями конструкторской документацией с удалением ранее нанесенного покрытия, если дефекты покрытия занимают более 30 % поверхности.

31. Технические требования по 1714-00-0001 УК распространяются на ремонт деталей и сборочных единиц ГЦНА-1391, изготовленных по конструкторской документации ОАО "ЦКБМ" для всех АЭС.

32. Установление дефектов, перечисленных в картах дефектации и ремонта 1714-00-0001 УК, контроль размеров, указанных в таблицах "Норм зазоров и натягов..." выполнять в соответствии с актами обследования дефектных узлов при ремонте.

33. Исходя из технической необходимости и задач проводимого ремонта допускается неполная (частичная) разборка и дефектация составных узлов и сборочных деталей насосного агрегата.

Общие положения при проведении ремонтных работ:

Руководство предусматривает очередность операций при разборке и сборке насосного агрегата, а также содержит перечень специального инструмента и приспособлений, необходимых для выполнения ремонтных операций.

К началу ремонта насоса соответствующее рабочее место должно быть укомплектовано слесарным инструментом, необходимыми приспособлениями и оборудованием, расходным материалом.

Скорость подъема деталей и узлов насоса не должна превышать 3 м/мин.

Перед подъемом (опусканием) узлов или деталей подвеска крана должна быть хорошо отцентрована по оси насоса. Траверса, приспособления для подъема (опускания) узлов и деталей, стропа («пауки») должны обеспечивать не горизонтальность деталей не более 1,0 мм/м.

Ремонтная зона должна иметь освещенность не ниже 300 лк – газоразрядными лампами или не ниже 200лк лампами накаливания.

В ремонтной зоне должен находиться только персонал, допущенный к выполнению данной операции согласно наряду на выполнение работ.

Проведение параллельных работ, не связанных с ремонтом ГЦНА (сварочные, лакокрасочные и т.д.), недопустимо.

Техническое состояние ремонтной зоны должно обеспечивать соответствующую чистоту ремонтных работ и исключать любую возможность попадания посторонних предметов в ремонтируемый узел.

К началу ремонта должно быть подготовлено оборудование для дезактивации и мытья деталей. Подготовлено место складирования демонтируемых деталей.

Перед началом ремонта должны быть выполнены следующие работы:

- разобрана электрическая схема электропитания ГЦНА;
- разобрана электрическая схема электропитания пускового электромагнита;
- разобраны электрические схемы электропитания маслонасосов;

- силовые кабели электропитания двигателя ДАВДЗ, электромагнита, ремонтируемых маслонасосов и электронасосов БЭН 8-35 Н отсоединены от клеммных коробок;
- отсоединены и демонтированы термометры сопротивления на демонтируемых трубопроводах;
- отсоединены и демонтированы клеммные разъемы теплотехнического контроля двигателя ДАВДЗ;
- отсоединены и демонтированы датчики дистанционного замера вибрации; – отсоединены импульсные трубопроводы замера давлений; – отсоединены амортизаторы сейсмического раскрепления двигателя ДАВДЗ;
- разобраны электрические схемы электрифицированных вентилей. Закрытие вентилей проверить вручную. На вентилях и ключах управления вывесить таблички: «Не открывать! Работают люди»

Уплотнение фланцевых соединений производить в четыре-пять проходов, по схеме «крест – накрест» диаметрально противоположных болтов, перекосы фланцев не допускаются.

С целью предотвращения повреждения вала при его транспортировке под стропы, а также на ложемент, необходимо подкладывать прокладки из паронита или пластика.

При сборке резьбовые поверхности всех болтов, шпилек и гаек, сопрягаемые поверхности опорных шайб и втулок натереть графитом ГС-4 ГОСТ 17022. Допускается применение смазки ВНИИ НП-225 ГОСТ 19782.

К началу ремонта должна быть подготовлена ванна дезактивации. Подготовлены ванны для ручной промывки деталей.

При ремонте, независимо от состояния, меняются детали и узлы, выработавшие свой ресурс, все кольца КГУ, все резиновые и фторопластовые уплотнительные кольца, все стопорные отгибные шайбы.

При проведении ремонтов все замены узлов и деталей должны отмечаться в Формулярах и актах проведенного ремонта.

При проведении ремонтов все обмеры узлов и деталей заносятся в карты измерений, Формуляры и акты проведенного ремонта.

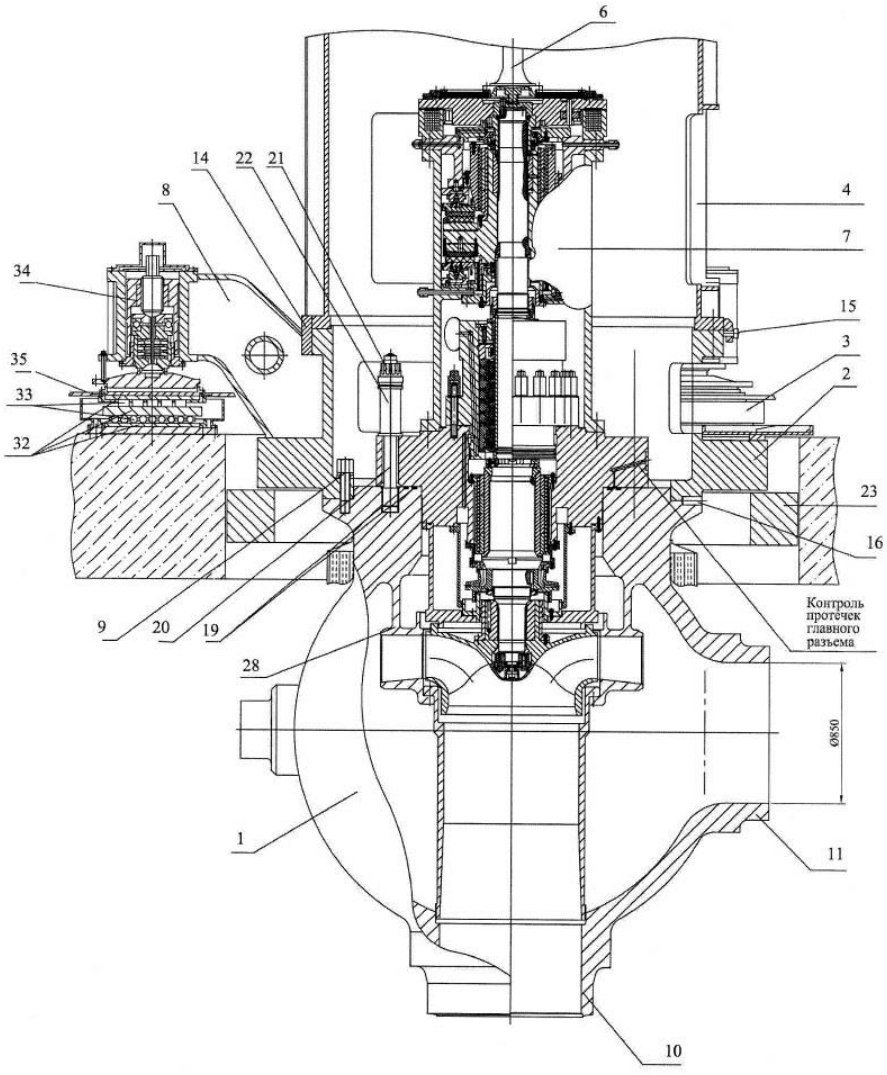


Рисунок 143. Главный циркуляционный насосный агрегат ГЦНА

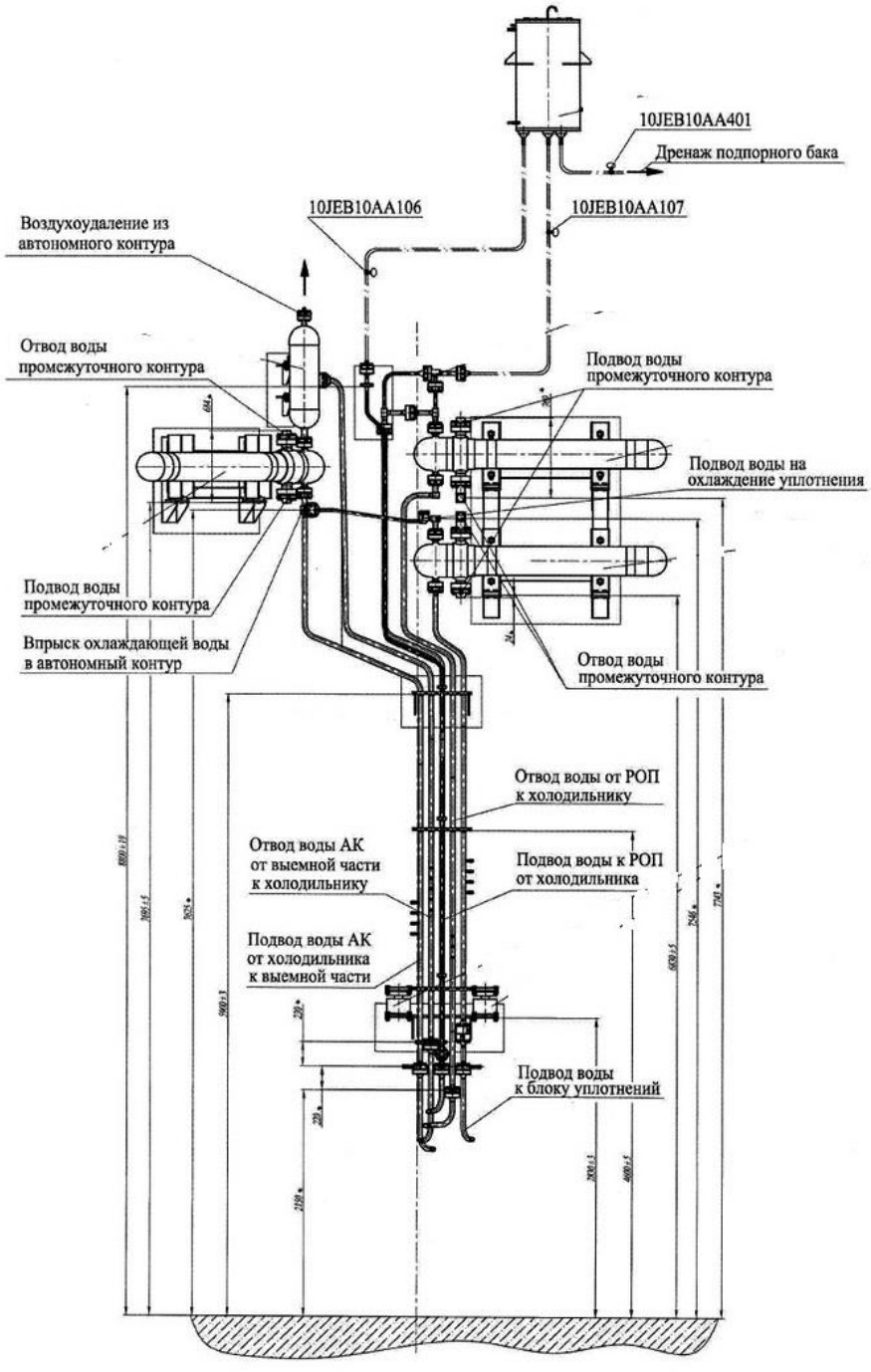


Рисунок 144. Трубопроводы вспомогательных систем

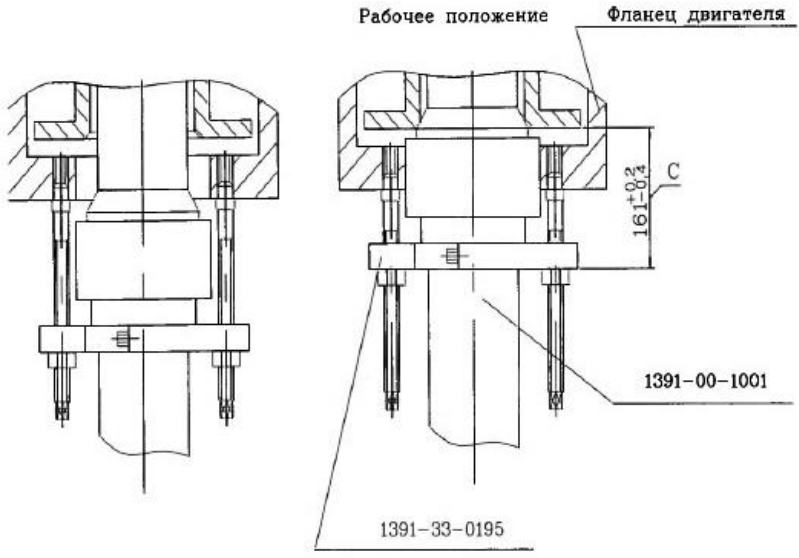


Рисунок 145. Приспособление для фиксации торсиона 1391-33-0195

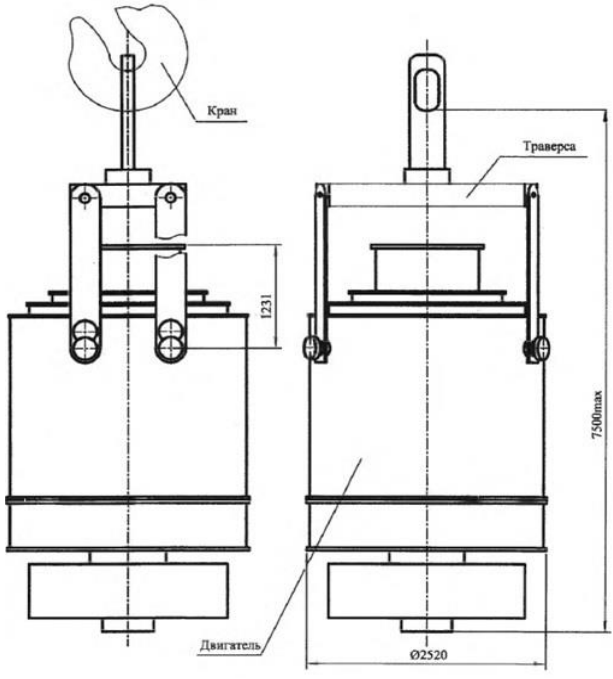


Рисунок 146. Схема транспортировки двигателя ДАВД3

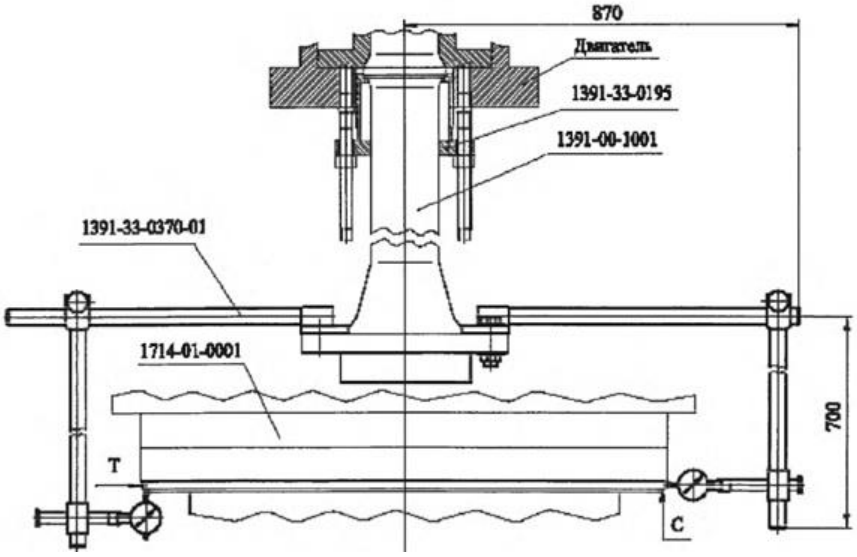


Рисунок 147. Приспособление для центровки валов 1391-33-0370-01

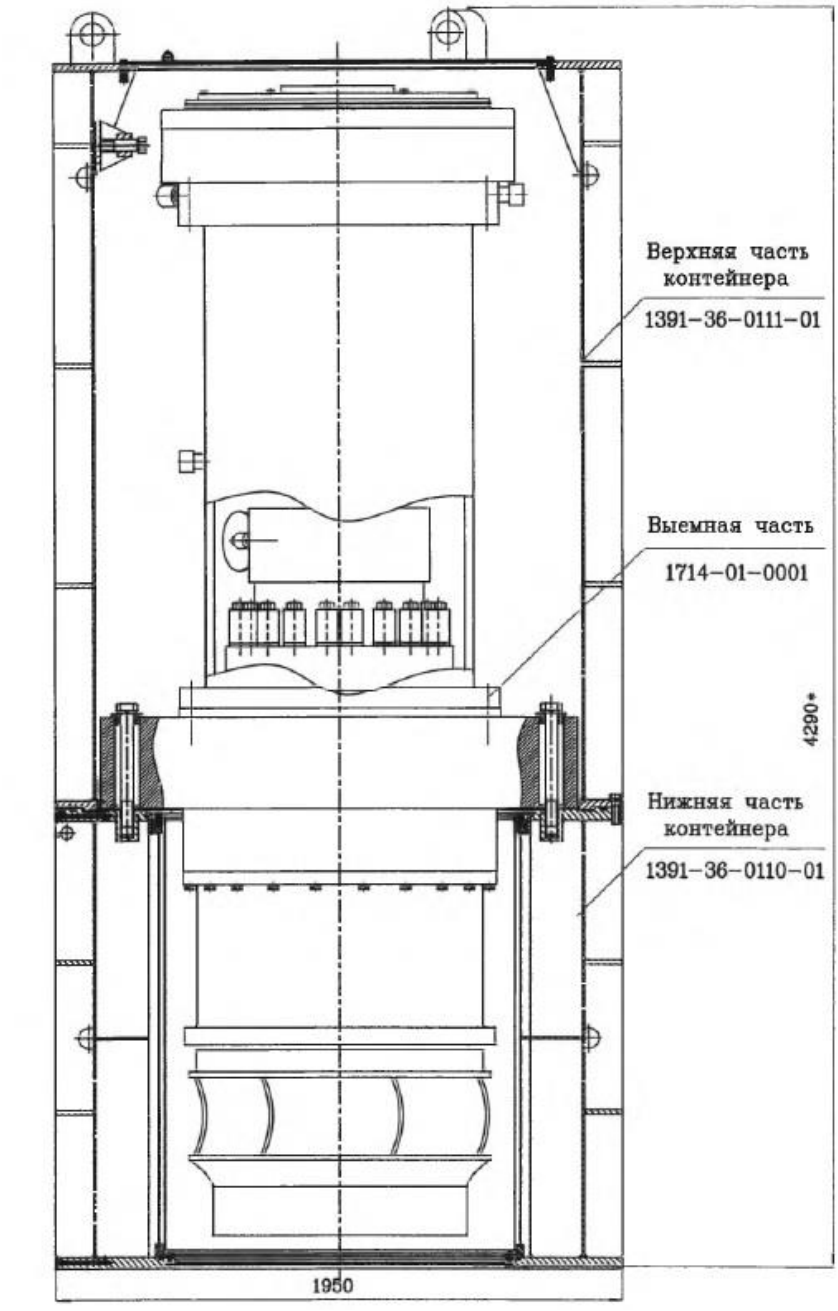


Рисунок 148. Часть выемная ГЦНА-1714 в контейнере 1391-37-0007

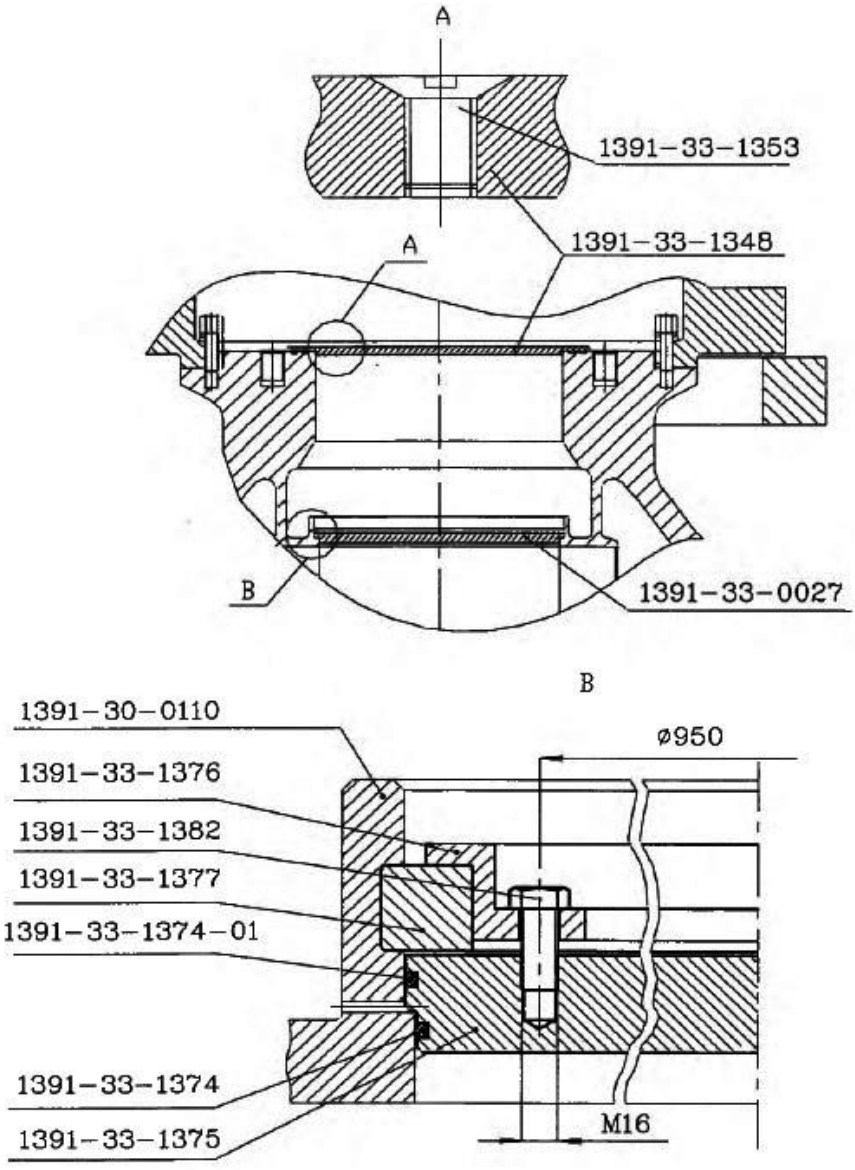


Рисунок 149. Заглушка в сборе 1391-33-0027

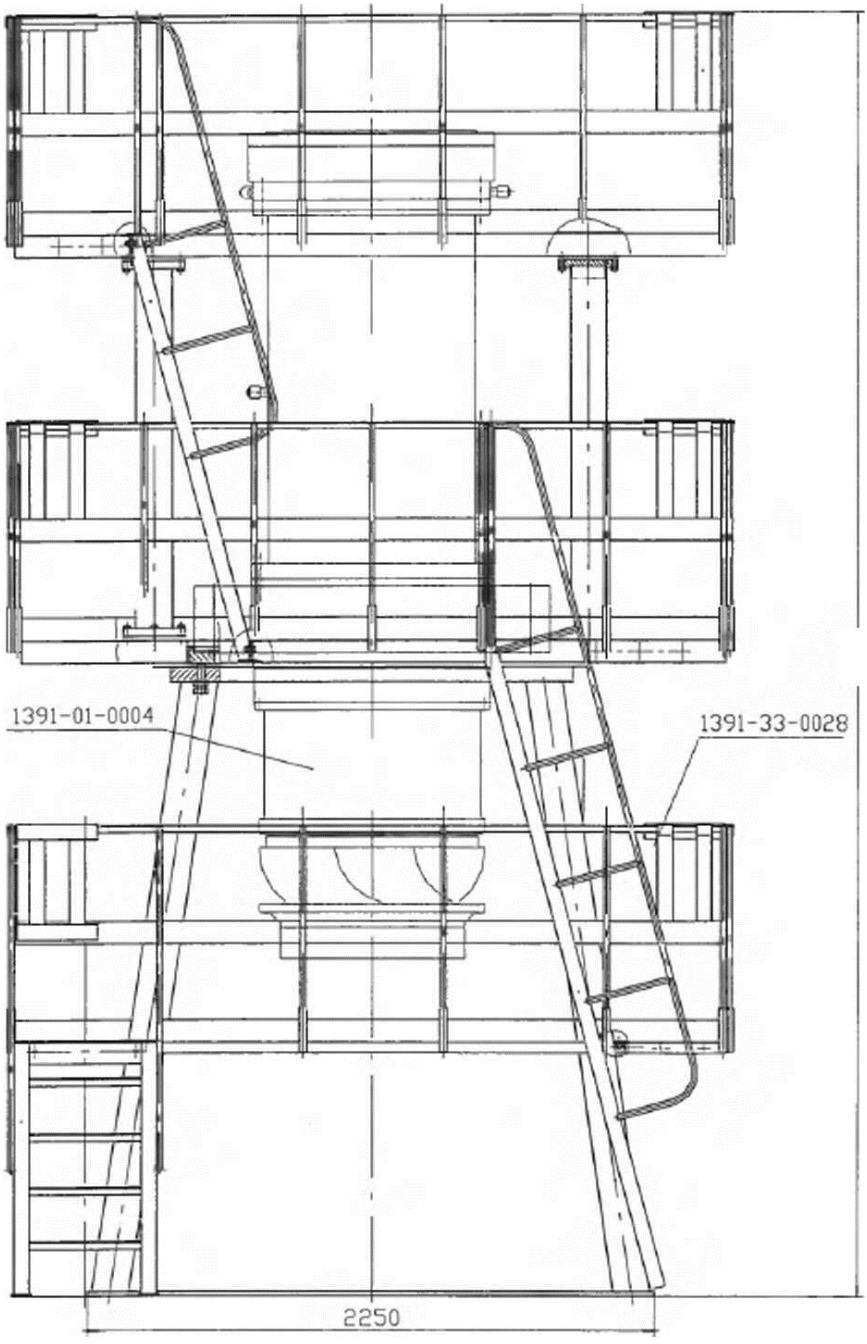


Рисунок 150. Подставка (стапель) для выемной части 1391-33-0028

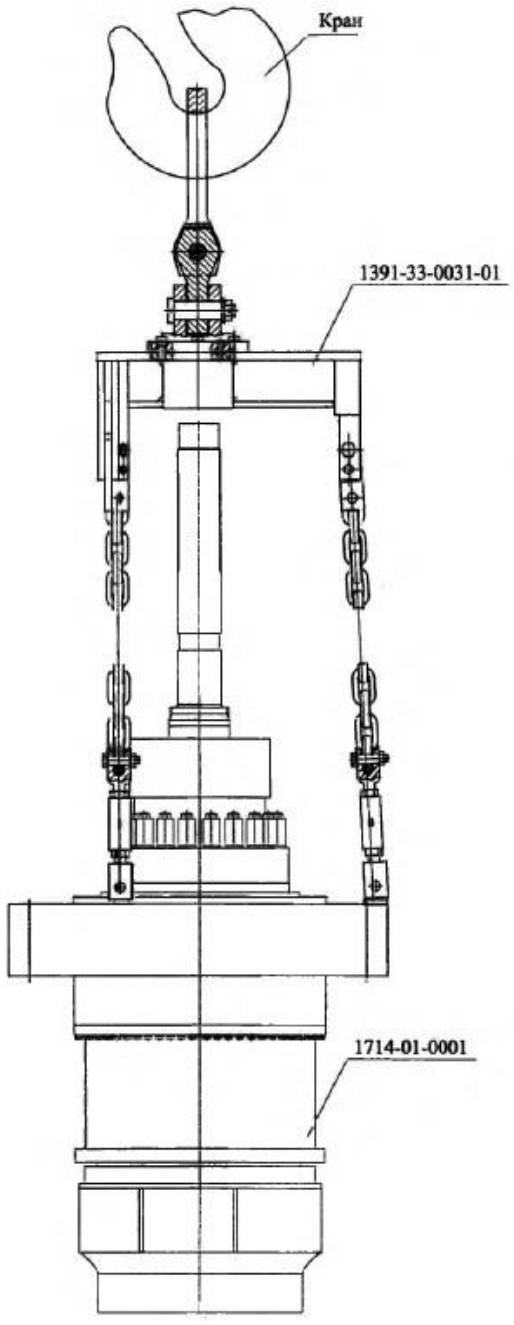


Рисунок 151. Траверса 1391-33-0031-01
(установка выемной части в ванну дезактивации)

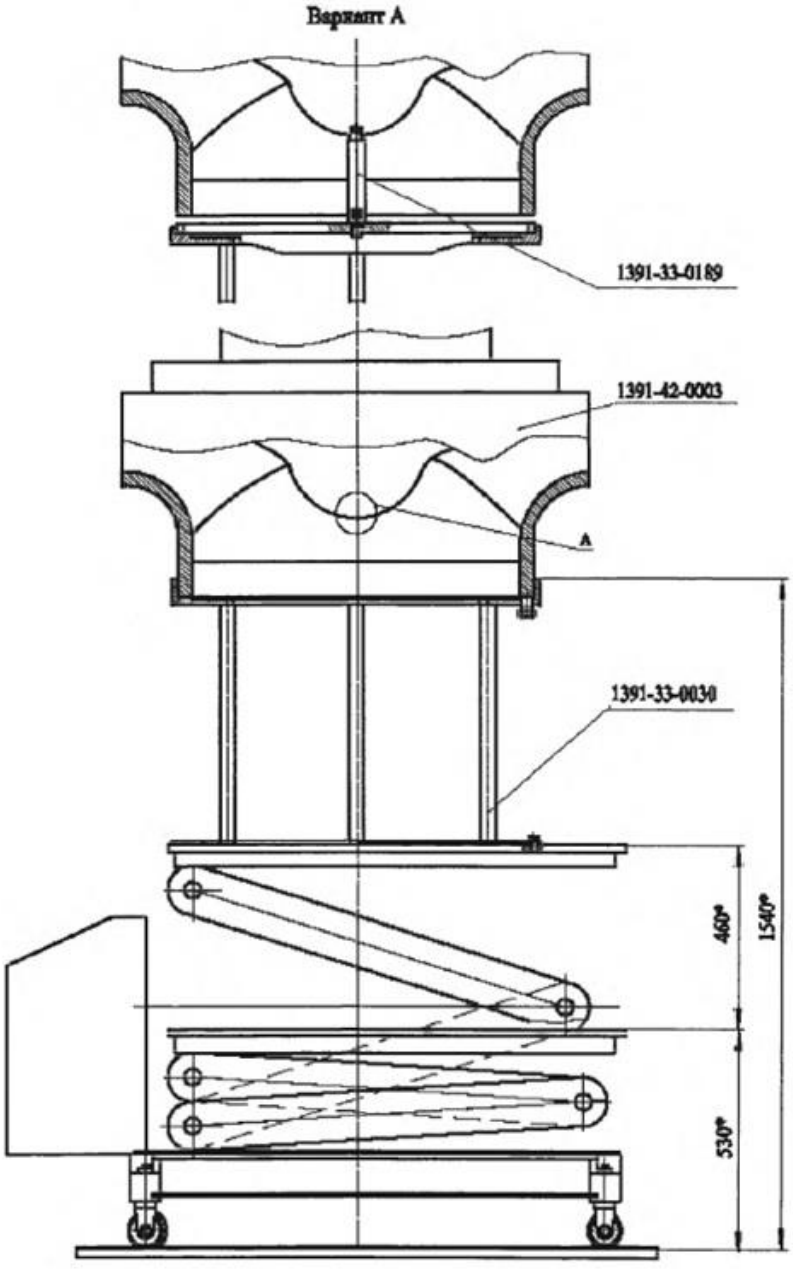


Рисунок 152. Подъемник для сборки
и разборки выемной части ГЦНА-1391

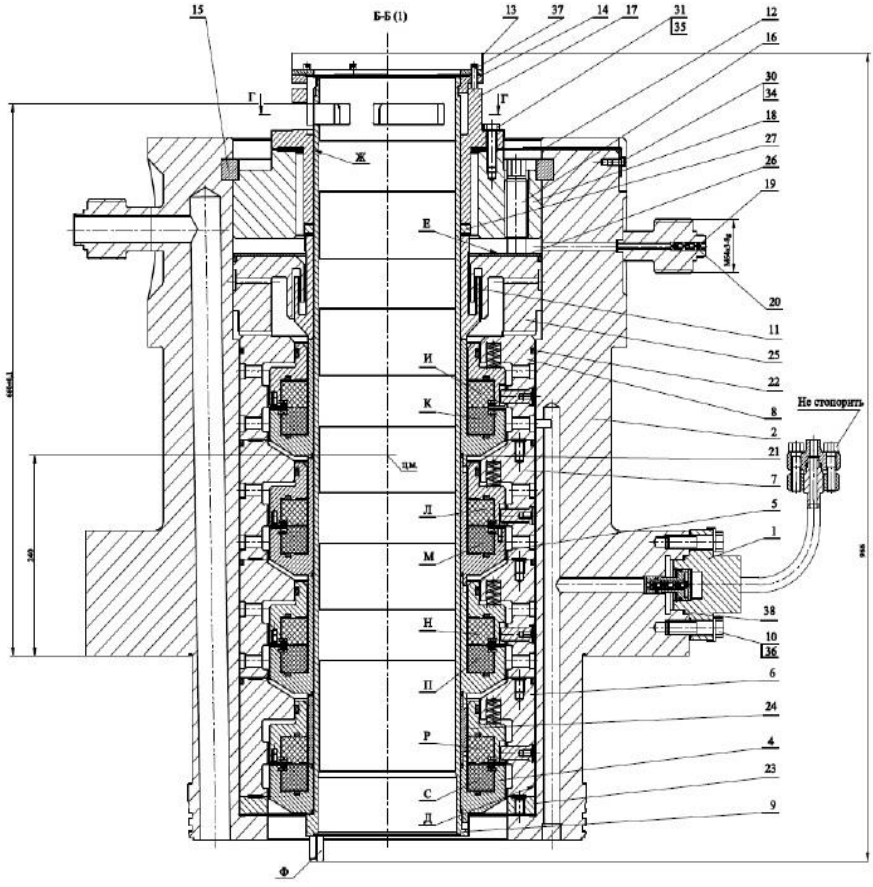


Рисунок 153. Блок торцовых уплотнений

1 -	Дроссель II Ступени	10 -	Втулка	19 -	Дроссель
2 -	Корпус	11 -	Втулка	23 -	Втулка
3 -	Дроссель I ступени	12 -	Пластина	24 -	Втулка
4 -	Корпус	13 -	Фиксатор	25 -	Фланец
5 -	Корпус	14 -	Втулка	27 -	Кольцо
6 -	Элемент уплотнения	15 -	Кольцо	31 -	Болт
7 -	Элемент уплотнения	16 -	Болт	35 -	Шайба стопорная
8 -	Элемент уплотнения	17 -	Проставка	36 -	Болт
9 -	Втулка	18 -	Фланец		

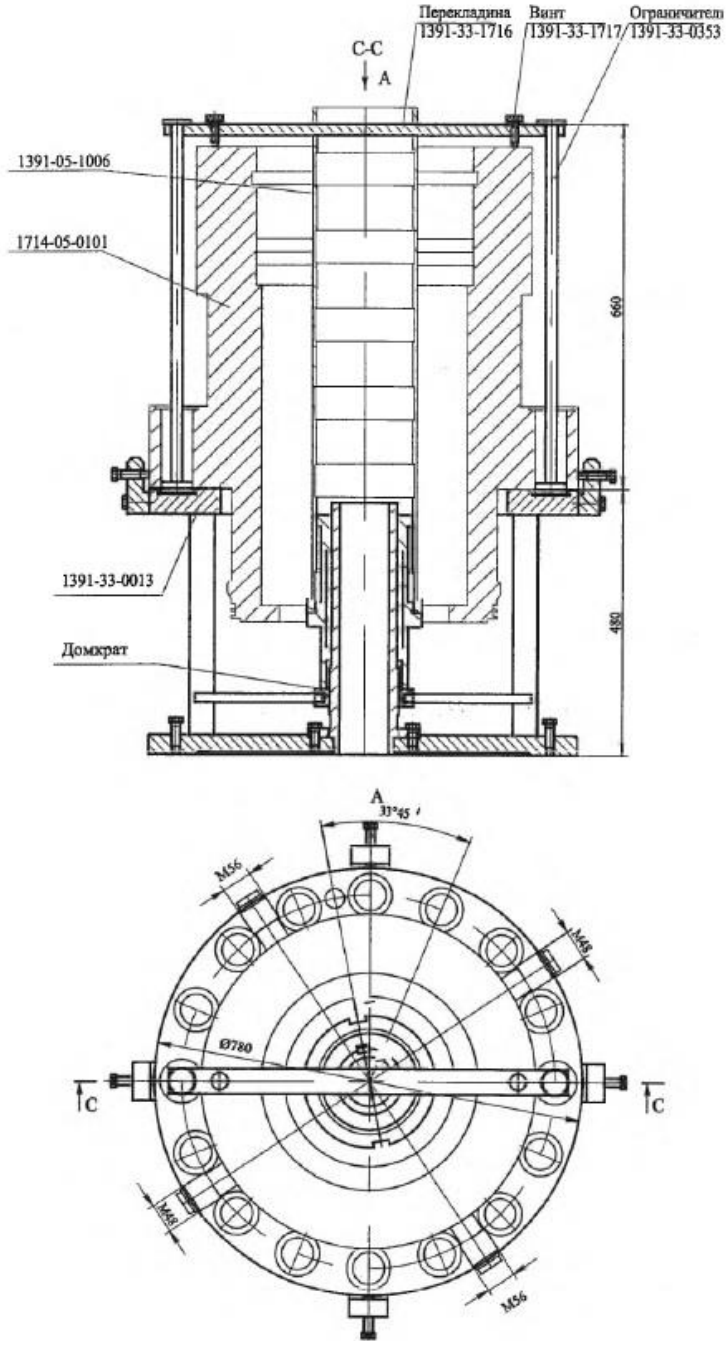


Рисунок 154. Приспособление для сборки уплотнений 1391-33-0013

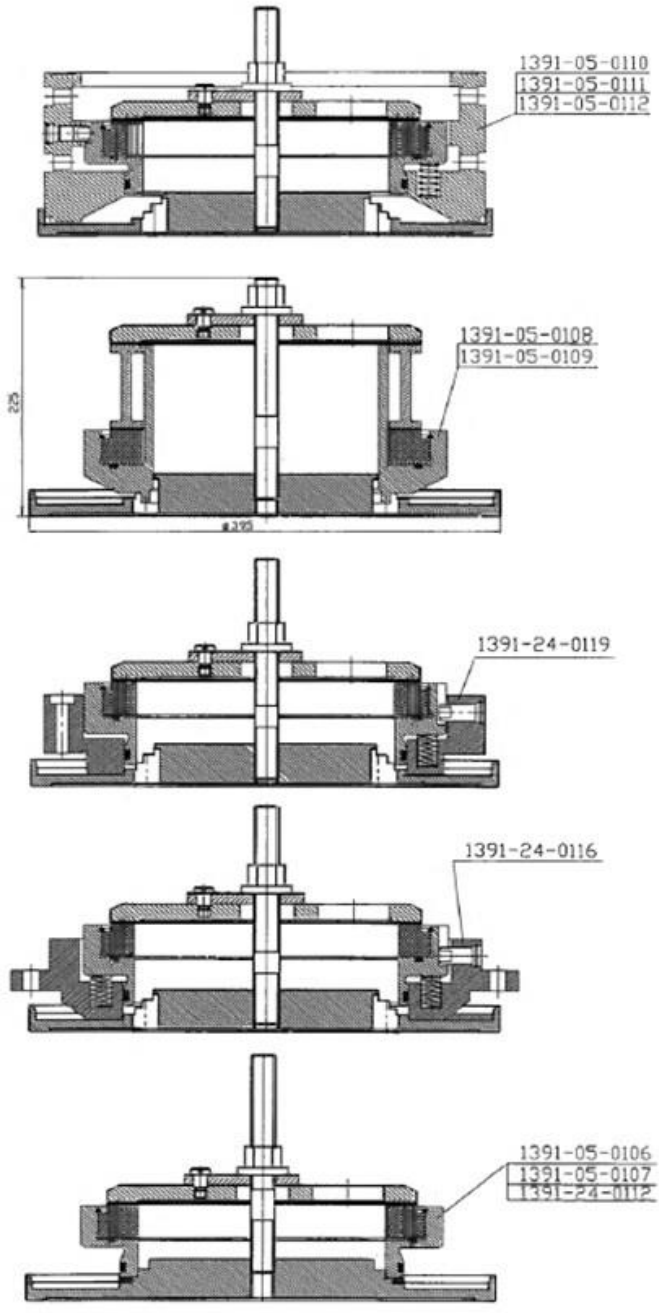
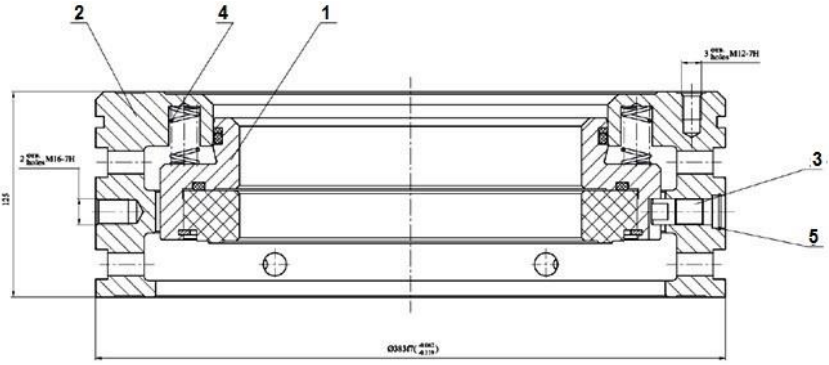


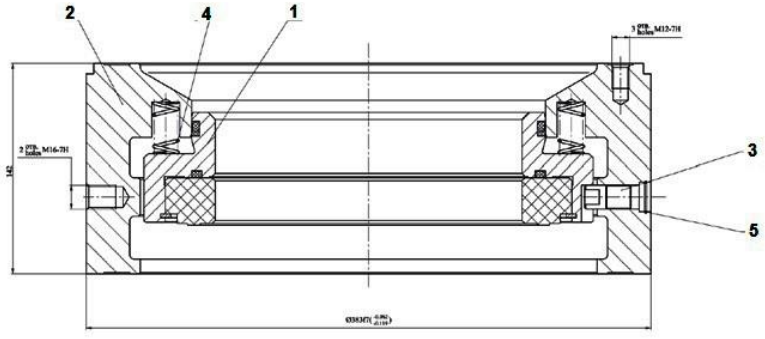
Рисунок 155. Приспособление для сборки элементов уплотнения 1391-33-0006



черт.1391-05-0112

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-0107	Корпус	1	
2	1391-05-1051	Корпус	1	
3	1391-05-1052	Штифт	3	
4	1391-05-1053	Прижина	16	
5	1391-05-1055	Кольцо	3	

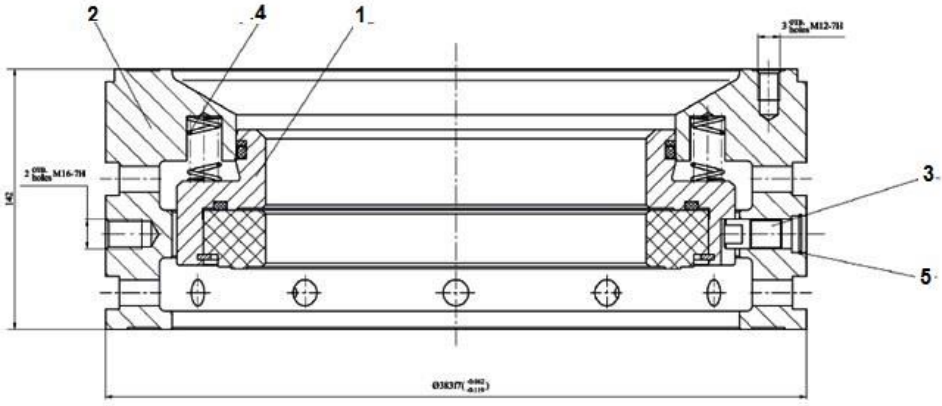
Рисунок 156. Элемент уплотнения концевой ступени



черт.1391-05-0110

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-0106	Корпус	1	
2	1391-05-1049	Корпус	1	
3	1391-05-1052	Штифт	3	
4	1391-05-1053	Прижина	16	
5	1391-05-1055	Кольцо	3	

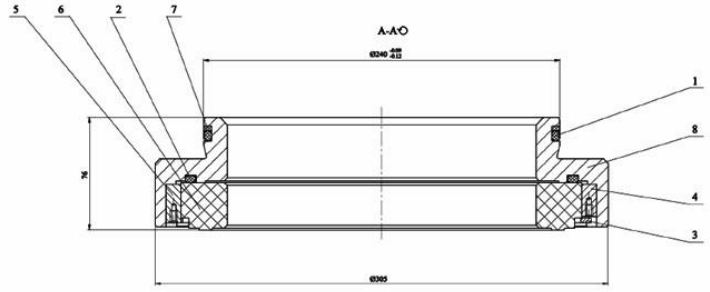
Рисунок 157. Элемент уплотнения концевой ступени (продолжение)



черт.1391-05-0111

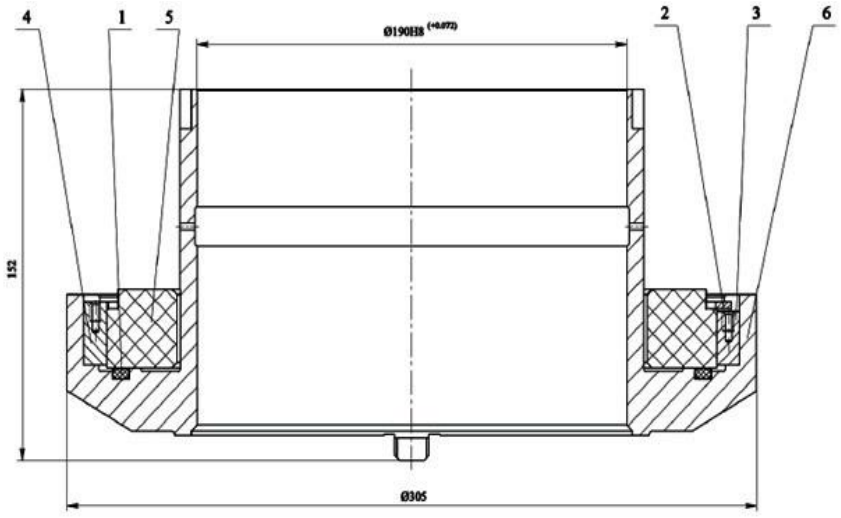
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-0107	Корпус	1	
2	1391-05-1050	Корпус	1	
3	1391-05-1052	Штифт	3	
4	1391-05-1053	Прижина	16	
5	1391-05-1055	Кольцо	3	

Рисунок 158. Элемент уплотнения концевой ступени (продолжение)



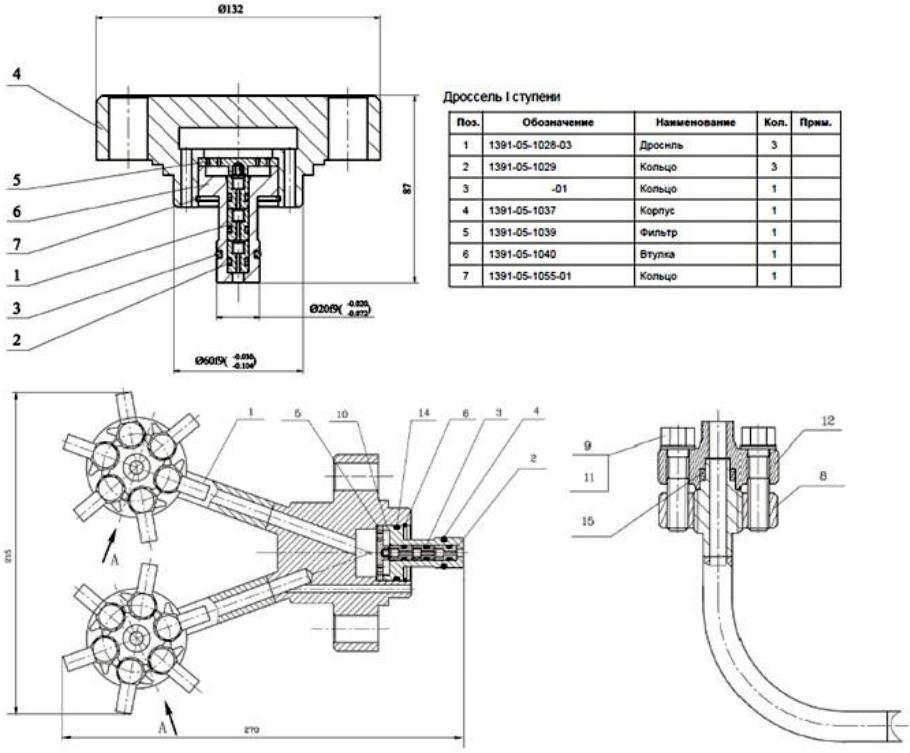
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-1029-03	Кольцо	1	
2	-04	Кольцо	1	
3	1391-05-1036	Кольцо	1	
4	1391-05-1043	Шпонка	1	
5	1391-05-1044	Шпонка	1	
6	1391-05-1045	Кольцо	1	
7	1391-05-1056	Кольцо	1	
8	1391-05-1058	Корпус	1	

Рисунок 159. Подвижный корпус статора



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-1029-04	Кольцо	1	
2	1391-05-1036	Кольцо	1	
3	1391-05-1043	Шпонка	1	
4	1391-05-1044	Шпонка	1	
5	1391-05-1046	Кольцо	1	
6	1391-05-1048	Корпус	1	

Рисунок 160. Роторный элемент концевой ступени



Дроссель I ступени

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-05-1028-03	Дроспль	3	
2	1391-05-1029	Кольцо	3	
3	-01	Кольцо	1	
4	1391-05-1037	Корпус	1	
5	1391-05-1039	Фильтр	1	
6	1391-05-1040	Втулка	1	
7	1391-05-1055-01	Кольцо	1	

Дроссель II ступени

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1	1391-00-0254	Корпус дроселя	1	
2	1391-05-1028-02	Корпус	3	
3	1391-05-1029	Кольцо	3	
4	1391-05-1029-01	Кольцо	1	
5	1391-05-1039	Фильтр	1	
6	1391-24-1055-01	Кольцо	1	
8	1391-00-1385	Фланец резьбовой	2	
9	1391-00-1386	Болт	12	
10	1391-00-1419	Втулка	1	
11	1391-24-1089-01	Шайба стопорная	12	
12	1713-00-1206	Фланец	2	

Рисунок 161. Дроссель уплотнения I и II ступеней

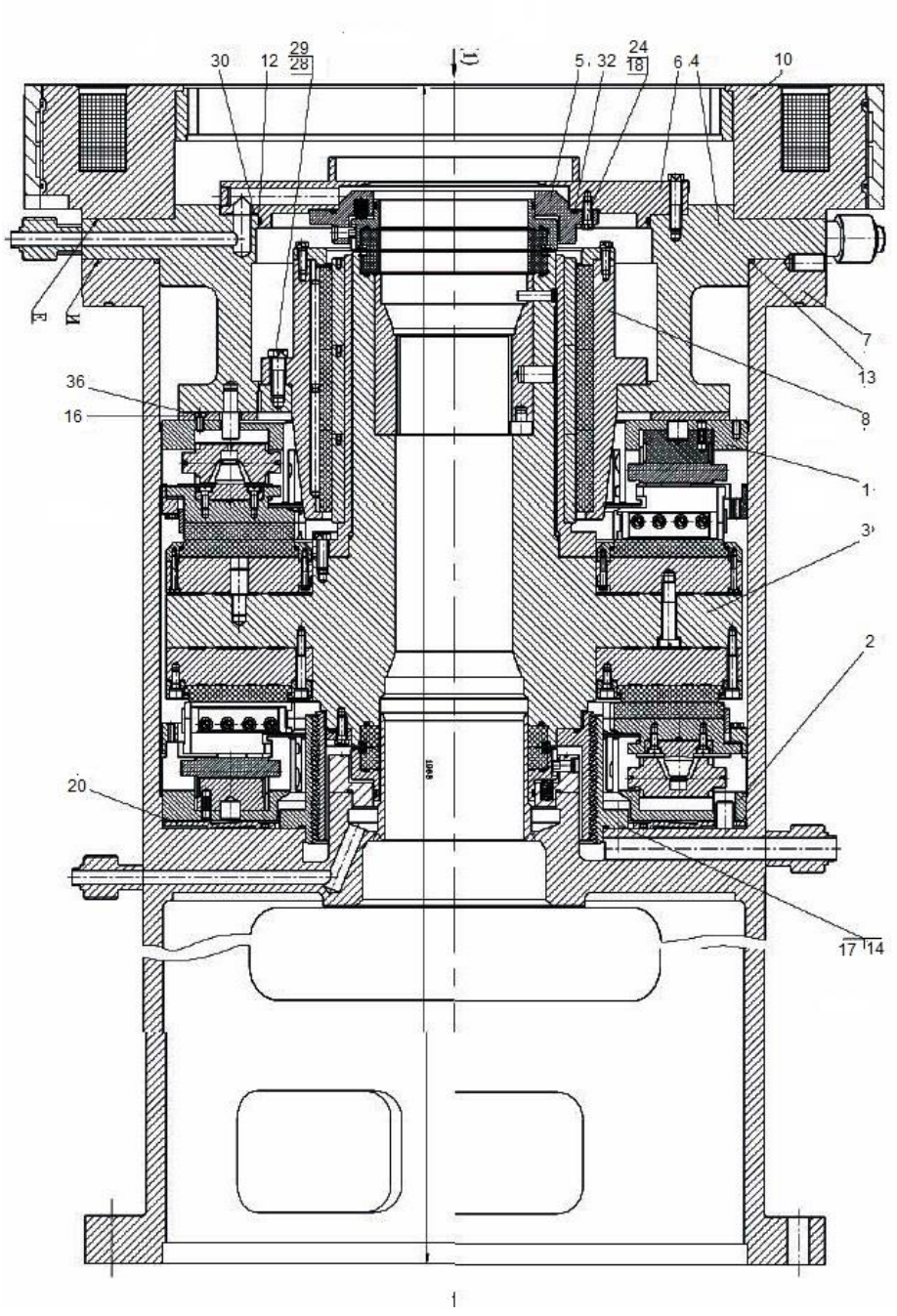


Рисунок 162. Радиально-опорный подшипник

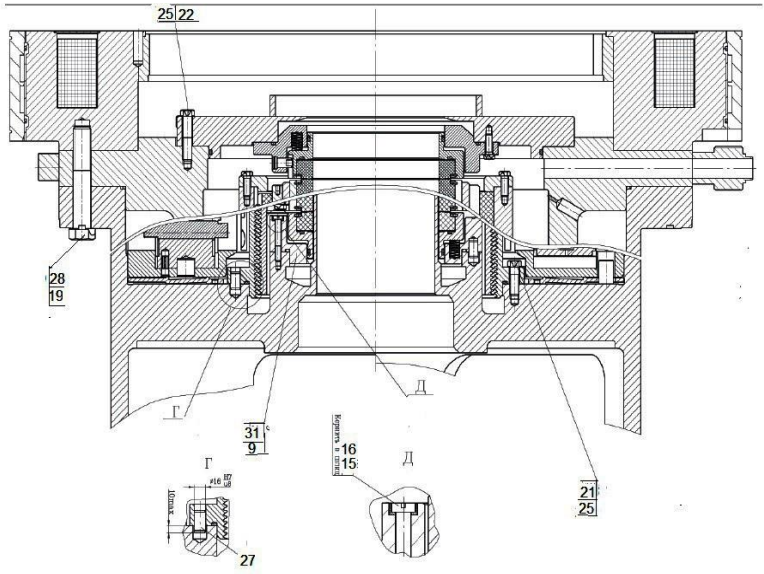


Рисунок 163. Радиально-опорный подшипник (продолжение)

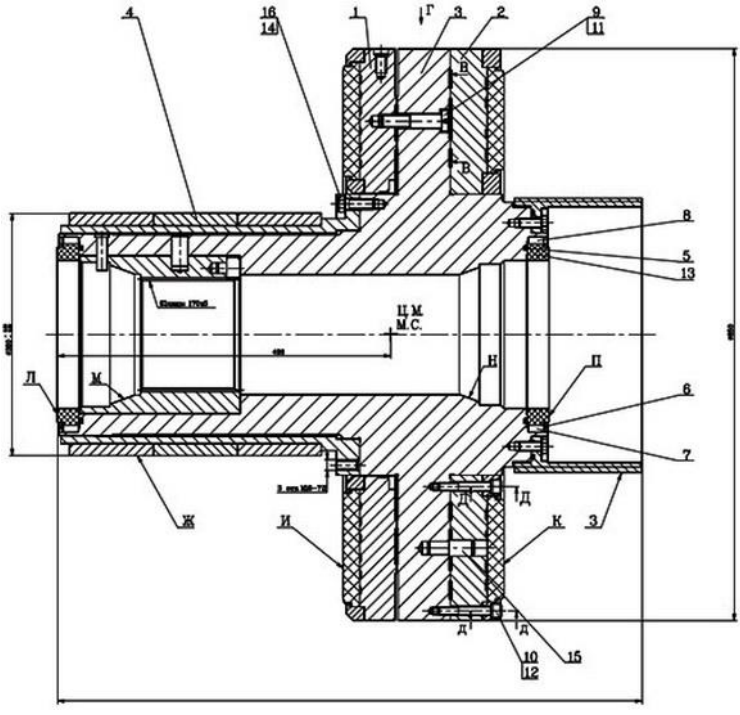


Рисунок 164. Гребень радиально-опорного подшипника

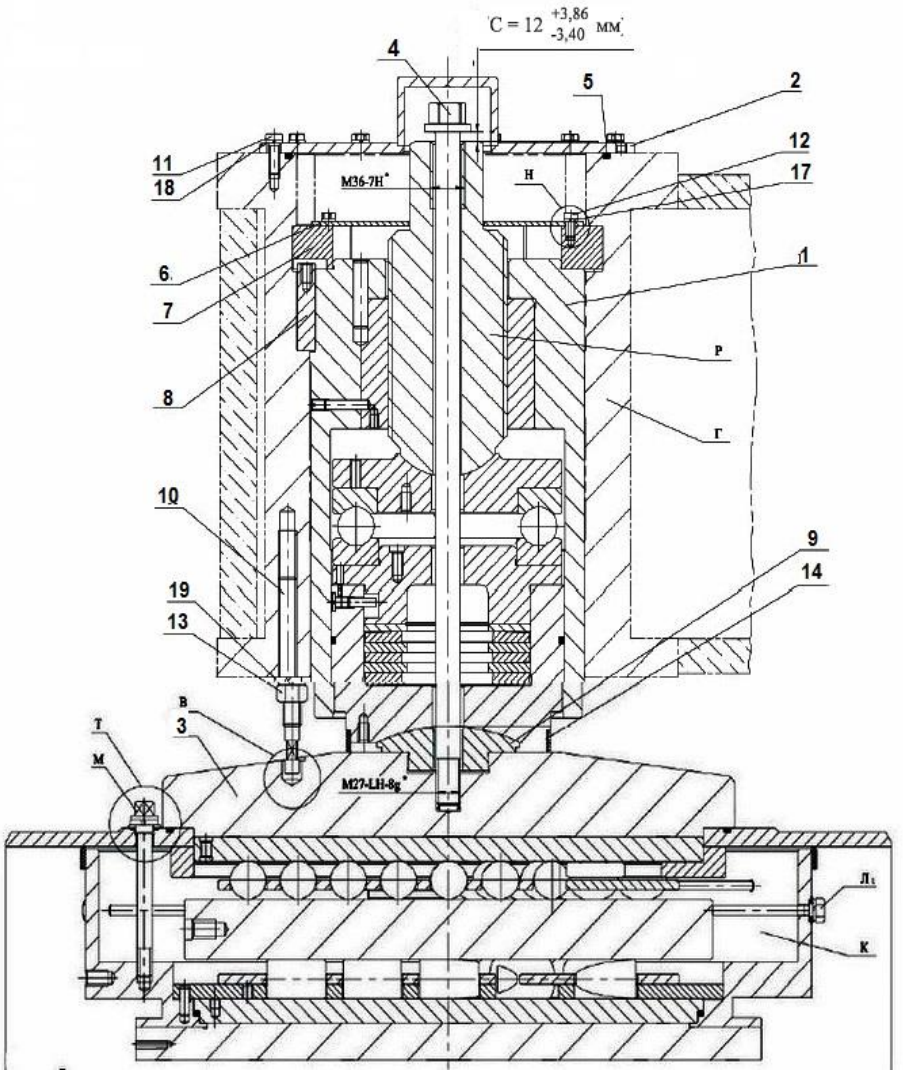


Рисунок 165. Опорное устройство

6. КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ (СС) ОБОРУДОВАНИЯ РУ

Автоматизированные системы контроля металла.

Эксплуатационный контроль состояния металла оборудования и трубопроводов, являющихся физическими барьерами на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду, является составной частью мер по защите барьеров и сохранению эффективности их функционирования.

Механические свойства и структура металла оборудования и трубопроводов АЭС могут изменяться как под действием радиационного излучения, так и в результате термического и силового воздействия эксплуатационных нагрузок. Существующие механизмы старения металла (термическая, мало-многоцикловая усталость, эрозионно-коррозионный износ, общая и местная коррозия) характеризуются контролируемыми эффектами – изменением прочностных и пластических свойств, растрескиванием, утонением стенки трубопровода. В связи с этим контроль за состоянием металла является одним из основных способов обеспечения безопасной эксплуатации АЭС.

Проведение эксплуатационного контроля состояния металла регламентируется НП-084-15 и типовыми программами эксплуатационного контроля, разрабатываемыми для каждого типа АЭС. Типовые программы определяют порядок проведения эксплуатационного контроля, объемы контроля оборудования, трубопроводов и других элементов АЭС, зоны контроля, методы и методики неразрушающего или разрушающего контроля. Типовые программы контроля разрабатываются эксплуатирующей организацией на основе проекта РУ и проекта АЭС и согласовываются с разработчиками РУ, проекта АЭС в зоне их проектирования и головной материаловедческой организацией.

В состав проекта Реакторной установки (РУ) В-392М инновационного энергоблока ВВЭР-1200 генеральным конструктором РУ АО «ОКБ «Гидропресс» впервые включен комплект Автоматизированных систем неразрушающего контроля металла оборудования РУ – для Нововоронежской АЭС 14 АСКМ.

Усилиями организаций атомной отрасли: АО «Концерн Росэнергоатом», Нововоронежской АЭС, АО «Атомэнергопроект», АО «ОКБ

«Гидропресс», АО «ВНИИАЭС»: а также сторонними организациями ООО «ТЦКД – Атомкомплект», HRID-NDT d.o.o. (Хорватия) и АО «ГЦН ЦНИИ РТК» успешно выполнена задача по разработке, изготовлению, поставке, аттестации и внедрению в эксплуатацию АСКМ.

При проверке целостности металла с использованием АСКМ применяются следующие методы неразрушающего контроля:

- ультразвуковой метод (УЗК);
- вихретоковый метод (ВТК);
- телевизионный метод (ТВК), в т.ч. и телевизионно-измерительный метод.

На начальных этапах работы в соответствии с требованиями АО «Концерн Росэнергоатом» было принято решение о применении в составе АСКМ самых современных технологий и самой современной аппаратуры, в частности технологии фазированных решеток для УЗК. Кроме того, как постулат, принято решение об унификации и однотипности применяемого оборудования, аппаратуры и программного обеспечения, а также необходимости применения автоматической фиксации результатов контроля.

В частности, во всех АСКМ применены ультразвуковые дефектоскопы компании Zetec Inc. (США), вихретоковые дефектоскопы компании CoreStar Inc. (США), являющихся мировыми лидерами в соответствующих сегментах экономики.

Для независимой и объективной аттестации АСКМ потребовалось проведение, так называемых, «слепых испытаний» на соответствующих испытательных образцах, при которых персонал, проводящий испытания аттестуемой АСКМ не знает количество, местоположение и размеры дефектов, заложенных в испытательные образцы.

Задача аттестации АСКМ потребовала решения подзадачи о наличии и изготовлении комплекта «Испытательных образцов», в соответствии с требованиями нормативной документации повторяющих или имитирующих реальный объект контроля и содержащих реальные или реалистичные дефекты.

Специалисты Нововоронежской АЭС, АО «Атомэнергомаш», АО «НИКИМТ-Атомстрой», АО «ЦНИИТМаш» и ООО «ТЦКД – Атомкомплект» обеспечили выполнение этой задачи и в 2017 г. комплект Испытательных образцов был изготовлен и передан для проведения Аттестационных испытаний.

Отдельно необходимо отметить, что до 2017 г. в российской атомной отрасли отсутствовали «Испытательные образцы», количества которых было бы достаточно для аттестации АСКМ в полном объеме для всего оборудования РУ, в т.ч. корпуса реактора.

Было изготовлено и метрологически аттестовано 125 испытательных образцов (УЗК – 49 образцов весом 16,7 т., ВТК – 45 образцов весом 2,7 т., ТВК – 31 образец весом 7 т.).

АО «Концерн Росэнергоатом», АО «ВНИИАЭС», Нововоронежской АЭС, АО «ОКБ «Гидропресс» и ООО «ТЦКД – Атомкомплект» на базе ООО «Пролог» в 2018-2019 гг. впервые организованы и успешно завершены приемочные (аттестационные) испытания АСКМ.

Завершение аттестации АСКМ позволило успешно применить АСКМ в ППР-2019 энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2.

В настоящее время эксплуатируются следующие АСКМ:

- система контроля корпуса реактора и внутрикорпусных устройств изнутри;
- система контроля теплообменных труб, перемычек и сварных соединений коллекторов парогенератора;
- система контроля корпуса главного циркуляционного насосного агрегата;
- система контроля фланца корпуса реактора;
- устройство для контроля шпилек от М36 до М170;
- система контроля резьбовых гнезд корпусного оборудования от М36 до М100;
- система контроля кольцевых сварных соединений трубопроводов;
- система контроля гибов трубопроводов;
- система контроля угловых сварных соединений патрубков и трубопроводов;
- система контроля внутрикорпусных устройств реактора снаружи;
- система контроля корпусов оборудования реакторной установки;
- система контроля металла патрубков верхнего блока;
- система контроля чехлов приводов системы управления и защиты;

- система визуального контроля внутрикорпусных устройств парогенератора.

Данные АСКМ относятся к 4-му классу безопасности по НП-001-15, III-ей категории сейсмостойкости по НП-031-01, и используются для решения следующих задач:

- обеспечение надежности и безопасной эксплуатации Нововоронежской АЭС;
- сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта энергоблоков;
- минимизация дозовых нагрузок на персонал, выполняющий контроль.

В процессе контроля ведется постоянная запись данных, которые поступают на сервер сбора данных в онлайн режиме для последующей расшифровки с последующей оценкой качества.

Ресурс АСКМ составляет от 5000 до 10 000 часов, а срок службы – 60 лет.

Обслуживание аппаратуры и выполнение контроля выполняется персоналом, аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50.05.11 «Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Персонал, выполняющий неразрушающий и разрушающий контроль металла»

Остановимся на каждой из них поподробнее.

6.1. Система контроля корпуса реактора и внутрикорпусных устройств изнутри.

Данная система контроля предназначена для проведения ультразвукового (УЗК) и телевизионного визуального (ТВК) контроля:

- металла корпуса реактора изнутри (УЗК и ТВК);
- металла ШВК реактора изнутри (без демонтажа выгородки) (ТВК);
- металла выгородки изнутри (ТВК).

Состав Системы контроля:

- манипулятор, представляющий собой техническое устройство, предназначенное для перемещения аппаратуры УЗК и ТВК в зоне контроля корпуса реактора и внутрикорпусных устройств. Манипулятор выполнен по модульному принципу, все модули

легко удаляются и заменяются в зависимости от технологической операции и объекта контроля. Манипулятор устанавливается на фланец корпуса реактора и включает в себя опорные трехсторонние направляющие, расположенные под углом 120 градусов, и приводные узлы. Фиксация направляющих осуществляется в резьбовых гнездах М170 фланца реактора. Исполнительный механизм манипулятора имеет четыре оси перемещения, что позволяет провести контроль поверхности оборудования в максимальном объёме. Точность позиционирования обеспечивается применением энкодеров и электроприводов постоянного тока.

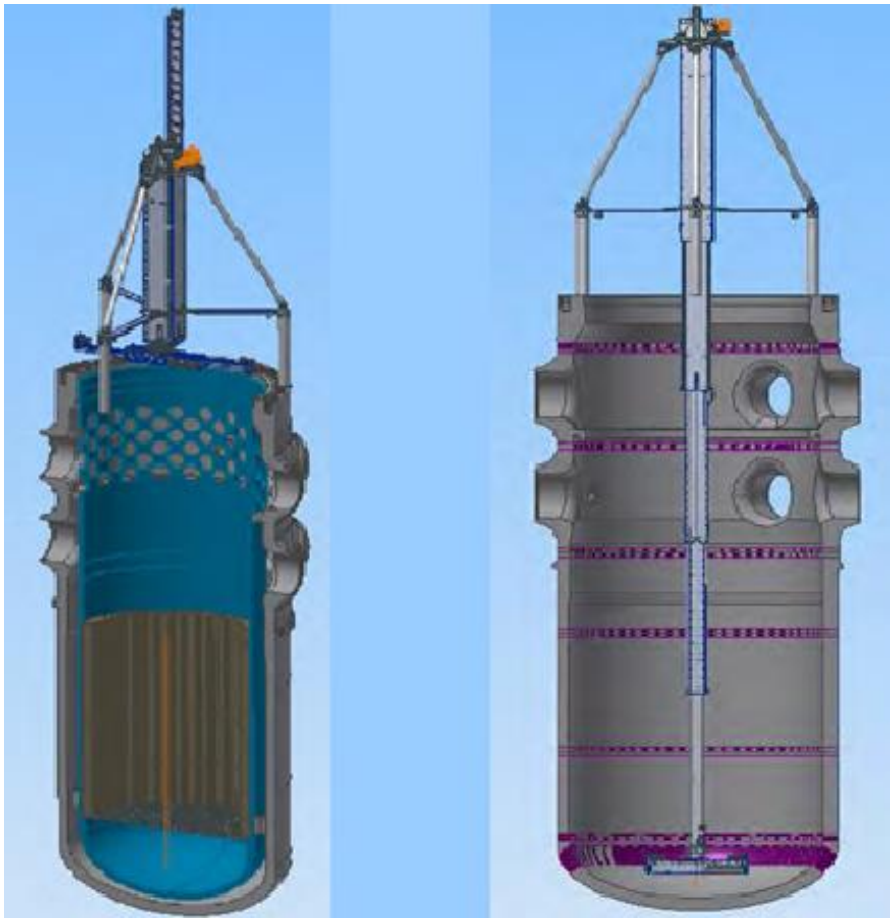


Рисунок 166. Корпус реактора

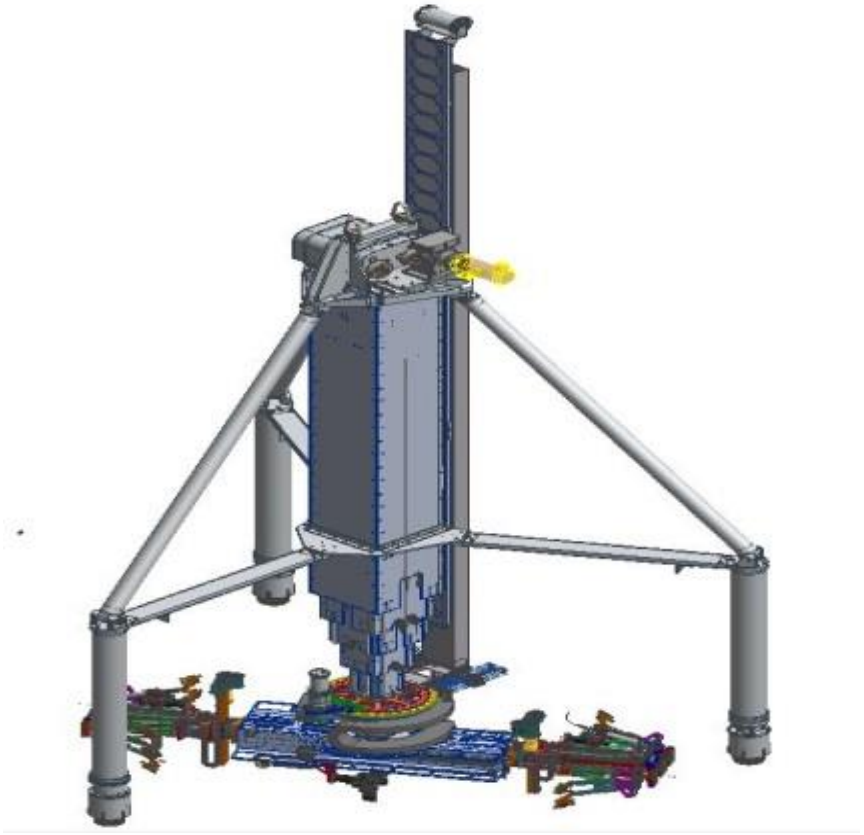


Рисунок 167. Система контроля

- аппаратура управления манипулятором, включающая две составные части: аппаратные средства управления и поддерживающее программное обеспечение;
- аппаратура УЗК (дефектоскоп ультразвуковой DYNARAY 64/256PR фирмы Zetec, включая комплект ПЭП ФР) с системой сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и поддержкой технологии фазированных решеток;
- аппаратура ТВК (в составе: ЖК-монитор, четыре контроллера видеокамер и два контроллера поворотно/наклонного блока с системой сбора, обработки, отображения и архивации результатов ТВК);
- комплекты настроечных (УЗК) и контрольных (ТВК) образцов с настроечным стендом;

- контейнер – пультовая;
- контейнеры герметичные для переноса и хранения аппаратуры.



Рисунок 168. Пульт управления системы контроля

В межремонтный период система хранится в разобранном состоянии в двух транспортных контейнерах. Для приведения системы в готовность и проведения контроля, не менее чем за 24 часа производится ее доставка в центральный зал реакторного отделения для сборки и настройки.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) – не более 24 часов.

Подготовка системы:

- проверка работоспособности системы контроля;
- выбор и установка (проверка) основных параметров контроля.

Проверка работоспособности системы контроля выполняется перед ее транспортировкой на объект контроля.

УЗ контроль с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию в контролируемых СС следующих несплошностей, возникающих при монтаже, ремонте и в процессе эксплуатации:

- трещин, возникших в СС в результате циклической нагрузки КР и выходящих на одну из поверхностей;
- трещин, развивающихся от внутренних несплошностей в СС и не имеющих выхода ни на одну из поверхностей корпуса КД;
- объемных несплошностей;

- отслоений антикоррозионной наплавки от металла СС и зонах радиусных переходов патрубков Ду 850 и цилиндрической части патрубков.

Система контроля обеспечивает раздельную фиксацию двух несплошностей, минимальное расстояние между которыми более 10 мм.

Система контроля с входящими в ее состав средствами измерений обеспечивает измерение следующих параметров выявленных несплошностей:

- координата расположения;
- геометрические размеры (высота и протяженность).

При ТВК в металле и в сварных соединениях корпуса реактора, ШВК и выгородки выявляются:

- трещины, возникшие в сварных соединениях;
- трещины, развивающиеся в наплавленном металле;
- сколы, коррозионные и язвенные повреждения;
- износ шпонок.

Процедура контроля осуществляется на расхоложенном оборудовании в период останова энергоблока для ремонта. Перед проведением контроля оборудование РУ должно быть в следующем состоянии:

- реактор разуплотнен, верхний блок демонтирован;
- корпус реактора наполнен водой до уровня 200 мм ниже верхнего фланца корпуса реактора;
- ШВК находится внутри корпуса реактора.

После выполнения вышеупомянутых операций система монтируется на ГРР для контроля состояния металла следующих элементов выгородки реактора:

- гранёных внутренних поясов колец (ТВК);
- сварных соединений приварки шпонок к ограничителям (ТВК) и для контроля состояния металла следующих элементов ШВК реактора:
- продольных сварных соединений частей обечаек и кольцевых сварных соединений обечаек между собой (ТВК);
- посадочных и контактирующих с БЗТ поверхностей, цилиндрических поверхностей отверстий перфорации ШВК (ТВК);
- сварных соединений приварки шпонок и вытеснителей к обечайке (ТВК);

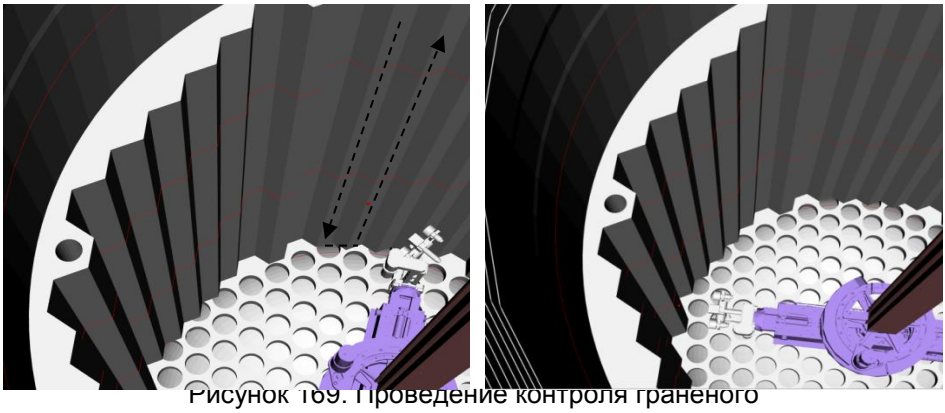


Рисунок 169. Проведение контроля граненого внутреннего пояса кольца выгородки.

- поверхностей наплавленного металла на шпонках (с замером величины износа шпонок) (ТВК);
- поверхностей опор, контактирующих с хвостовиками тепловыделяющих сборок (на днище шахты), (ТВК).

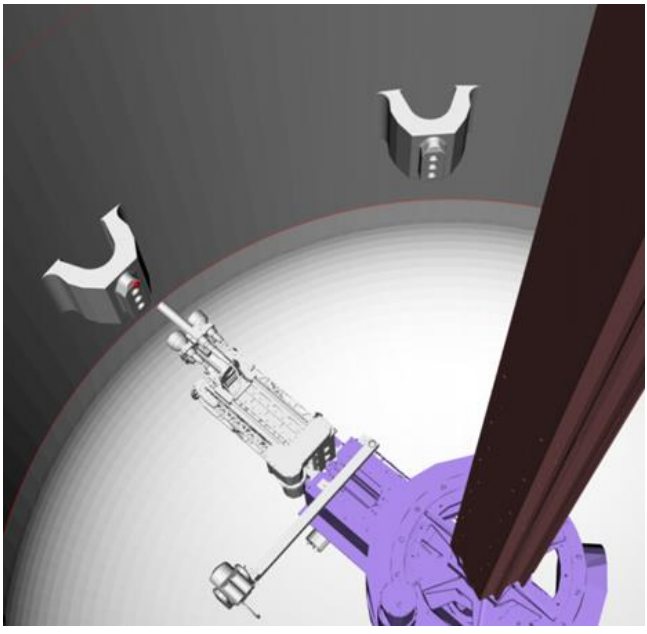


Рисунок 170. Проведение контроля наплавленных поверхностей направляющих шпонок и измерение величины износа шпонки.

Контроль износа шпонок осуществляется таким образом, чтобы контролируемая поверхность полностью умещалась в поле зрения камеры по ширине. Сканирование осуществляется перемещением камеры по оси манипулятора вдоль продольной оси шпонки в направлении сверху вниз.

При сканировании выполняется запись видеоизображения, сканирование выполняется до тех пор, пока не будет проконтролирована шпонка по всей ее длине. После завершения сканирования, манипулятор перемещается для сканирования следующей шпонки.

После проведения контроля АСКМ демонтируется и выполняется технологическая операция по транспортировке ШВК из корпуса реактора в шахту ревизии, затем АСКМ устанавливается на ГРР для проведения контроля состояния металла следующих элементов корпуса реактора:

- сварных соединений обечаек между собой, с фланцем и эллиптическим днищем, а также наплавленных покрытий на этих сварных соединениях (ТВК; УЗК, в том числе на отслоение антикоррозионной наплавки от основного металла);
- антикоррозионных наплавок на цилиндрических поверхностях обечаек (ТВК);
- наплавленных поверхностей шпонок крепления верхней части шахты (с замером величины износа шпонок), а также сварных соединений этих шпонок с наплавленным покрытием фланца (ТВК);
- антикоррозионных наплавок в зонах радиусных переходов патрубков Ду 850 и цилиндрической части патрубков (ТВК, УЗК);
- антикоррозионных наплавок на кольце разделительном (ТВК);
- сварных соединений деталей патрубков САОЗ к корпусу и между собой (ТВК);
- сварных соединений приварки направляющих под контейнеры с образцами-свидетелями и кронштейнов-виброгасителей к наплавке корпуса (ТВК);
- сварных соединений приварки шпонок к кронштейнам-виброгасителям (ТВК);
- наплавленных поверхностей направляющих шпонок на кронштейнах-виброгасителях с замером величины износа шпонок (ТВК);
- сварных соединений приварки деталей контрольных устройств к наплавке корпуса (ТВК).

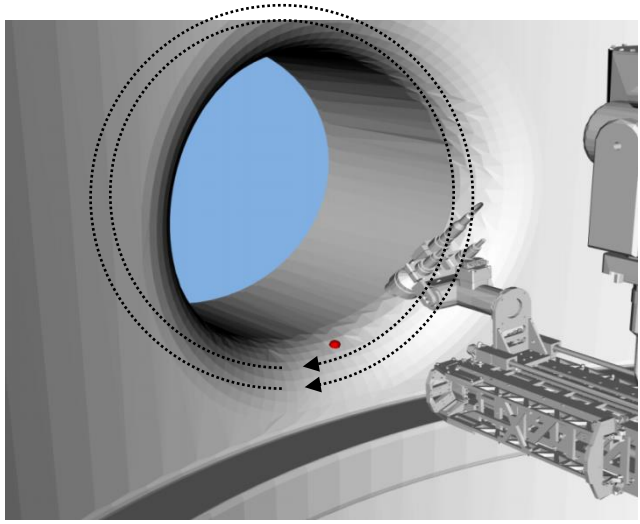


Рисунок 171. Проведение контроля антикоррозионной наплавки в зонах радиусных переходов патрубков Ду 850.

Процесс выполнения ТВК элементов корпуса реактора идентичен процессу ТВК элементов ШВК и элементов выгородки реактора.

В процессе выполнения АУЗК СС КР используется эхо-импульсный метод.

Зона контроля кольцевых СС включает в себя весь объём сварного шва и зону термического влияния, в которую входит по 20 мм основного металла с каждой стороны шва, а также «запас» до 12,5 мм с каждой стороны от зоны термического влияния.

Система контроля обеспечивает проведение контроля состояния металла внутренней поверхности корпуса реактора в течение не более – 11 суток, ШВК – не более – 3 суток и выгородки – также не более 3 суток при кругло-суточной работе в количестве 8 человек.

6.2. Система контроля кольцевых сварных соединений трубопроводов.

Система контроля кольцевых сварных соединений предназначена для проведения ультразвукового (УЗК) состояния металла кольцевых сварных соединений ГЦТ, трубопроводов САОЗ и соединительного трубопровода системы компенсации давления, сварных соединений приварки патрубков САОЗ к корпусу реактора и вставок к патрубкам САОЗ, приварки вставок к патрубкам емкостей САОЗ и

к патрубку компенсатора давления, приварки вставки к штуцеру ГЦТ, приварки переходников к патрубкам ГЦНА снаружи.

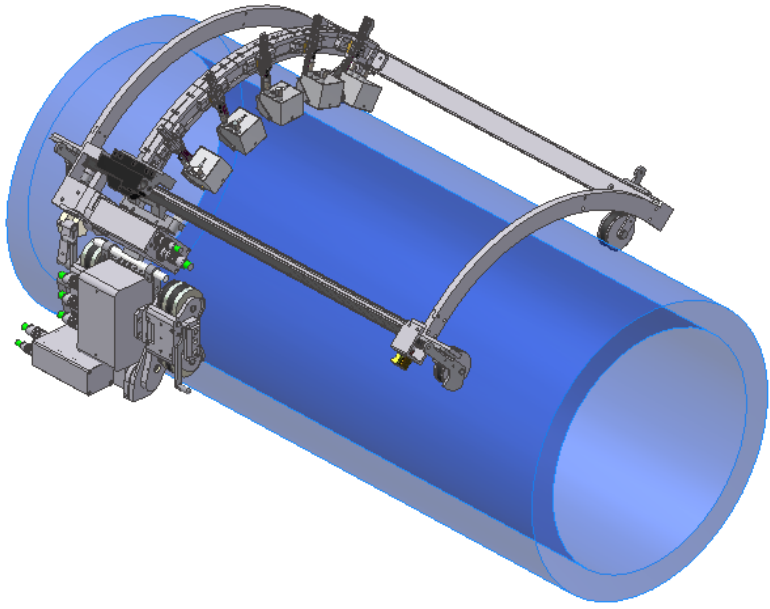


Рисунок 172. Контроль патрубков САОЗ

Состав Системы контроля:

- манипулятор предназначен для дистанционного УЗК сварных соединений и основного металла трубопроводов. Манипулятор сконструирован на модульной основе. Его части можно легко заменять или удалять. Кроме того, манипулятор можно модифицировать для получения возможности контролировать особой геометрической формы контролируемый объект. Манипулятор можно оснастить подвижной рамкой для достижения лучшей геометрии при установке преобразователя на поверхность трубы. Механические и электронные элементы выдерживают агрессивную среду, в которой они должны работать. Для предупреждения точечной коррозии большинство поверхностей анодированы. Электронные элементы имеют необходимую защиту от радиации.

Манипулятор имеет независимое управление двумя подвижными осями (X и Y). Ось X предназначена для движения по окружности трубы, а ось Y – в продольном направлении.

Электродвигатели постоянного тока используются с энкодерами для обеспечения точности позиционирования.

В конструкции манипулятора предусмотрено использование двух отдельных направляющих для оси Y. Разница состоит только в длине направляющей (330 мм, 600 мм). Манипулятор позволяет сканировать поверхности труб диаметром от 70 мм до бесконечности (плоская поверхность). Расширенное сканирование можно обеспечить, используя устройство адаптации изгиба.

При контроле трубопроводов первого контура АЭС с реактором ВВЭР-1200 различают три представительных внешних диаметра трубопроводов: внешний диаметр 351 мм, 426 мм и 990 мм. Поэтому манипулятор оснащен тремя комплектами адаптеров изгиба:

- аппаратура управления манипулятором, включающая две составные части: аппаратные средства управления и поддерживающее программное обеспечение;
- аппаратура УЗК (дефектоскоп ультразвуковой Zicon 32/128PR фирмы Zetec, включая комплект ПЭП ФР) с системой сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и поддержкой технологии фазированных решеток;



Рисунок 173. Дефектоскоп ультразвуковой Zicon 32/128PR

- комплект настроечных (УЗК) образцов с настроечным стендом;
- контейнер – пультовая;
- контейнеры герметичные для переноса и хранения аппаратуры.

Подготовка к контролю включает в себя следующие основные операции:

- подготовка объекта контроля;
- подготовка системы контроля;
- настройка ультразвуковой аппаратуры;
- подтверждение настройки системы контроля.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) составляет не более 60 минут.

Контроль с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию в контролируемых СС следующих несплошностей, возникающих при монтаже, ремонте и в процессе эксплуатации:

- трещин, возникающих в результате циклического нагружения;
- трещин, развивающихся от внутренних несплошностей в сварных соединениях (шлаки, включения, несплавления), в том числе не имеющих выхода ни на одну из поверхностей;
- объемных несплошностей;
- отслоений антикоррозионной наплавки.

При АУЗК СС трубопроводов используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового ФР дефектоскопа, пьезо-электрических преобразователей на фазированных решётках.

Объектами контроля главного циркуляционного трубопровода являются:

- кольцевые сварные соединения наружным диаметром 990 мм и толщиной стенки 70 мм:
- сварные соединения приварки колен (наружный диаметр прямого участка 1130 мм) к трубам (наружный диаметр 990 мм);

- сварные соединения труб (наружный диаметр 990 мм) с патрубками реактора и парогенератора;
- сварные соединения приварки труб (наружный диаметр 990 мм) к переходникам патрубков ГЦНА;
- кольцевые сварные соединения приварки переходников к напорному и всасывающему патрубкам ГЦНА.

Объектами контроля трубопроводов системы аварийного охлаждения зоны и системы компенсации давления являются:

- кольцевые сварные соединения трубопроводов САОЗ наружным диаметром 351 мм и толщиной стенки 36 мм;
- сварные соединения приварки труб к вставкам патрубков САОЗ корпуса реактора;
- сварные соединения приварки труб к вставкам патрубков емкостей САОЗ;
- сварные соединения труб с коленами между собой;
- сварные соединения приварки труб к арматуре;
- кольцевые сварные соединения приварки вставок к патрубкам САОЗ корпуса реактора;
- кольцевые сварные соединения приварки вставок к патрубкам ёмкостей САОЗ;
- кольцевые сварные соединения соединительного трубопровода системы компенсации давления наружным диаметром 426 мм и толщиной стенки 40 мм;
- сварные соединения труб с коленами и между собой;
- сварное соединение трубы со вставкой патрубка компенсатора давления;
- сварное соединение трубы со вставкой штуцера ГЦТ;
- кольцевое сварное соединение приварки вставки к патрубку под соединительный трубопровод компенсатора давления;
- кольцевое сварное соединение приварки вставки к штуцеру ГЦТ;
- сварные соединения приварки патрубков САОЗ к обечайкам корпуса реактора.

Состав бригады, при выполнении контроля с помощью данной системы, составляет 6 человек, а время контроля одного сварного соединения:

- Ду 850 не более 90 минут;
- Ду 350/300 не более 35 минут.

6.3. Система контроля резьбовых гнезд корпусного оборудования от М36 до М100

Система контроля резьбовых гнезд предназначена для проведения ультразвукового (УЗК) контроля основного металла в кольцевых зонах шириной 20 мм вокруг резьбовых гнёзд и вихретокового (ВТК) контроля основного металла резьбовых гнезд по всей длине фланцевых разъемов корпусного оборудования РУ:

- резьбовые гнезда ПГ М52, М48, М60;
- резьбовые гнезда ёмкости САОЗ М36;
- резьбовые гнезда КД М36, М64;
- резьбовые гнезда теплообменника СПОТ М48;
- резьбовые гнезда корпуса ГЦНА М100.

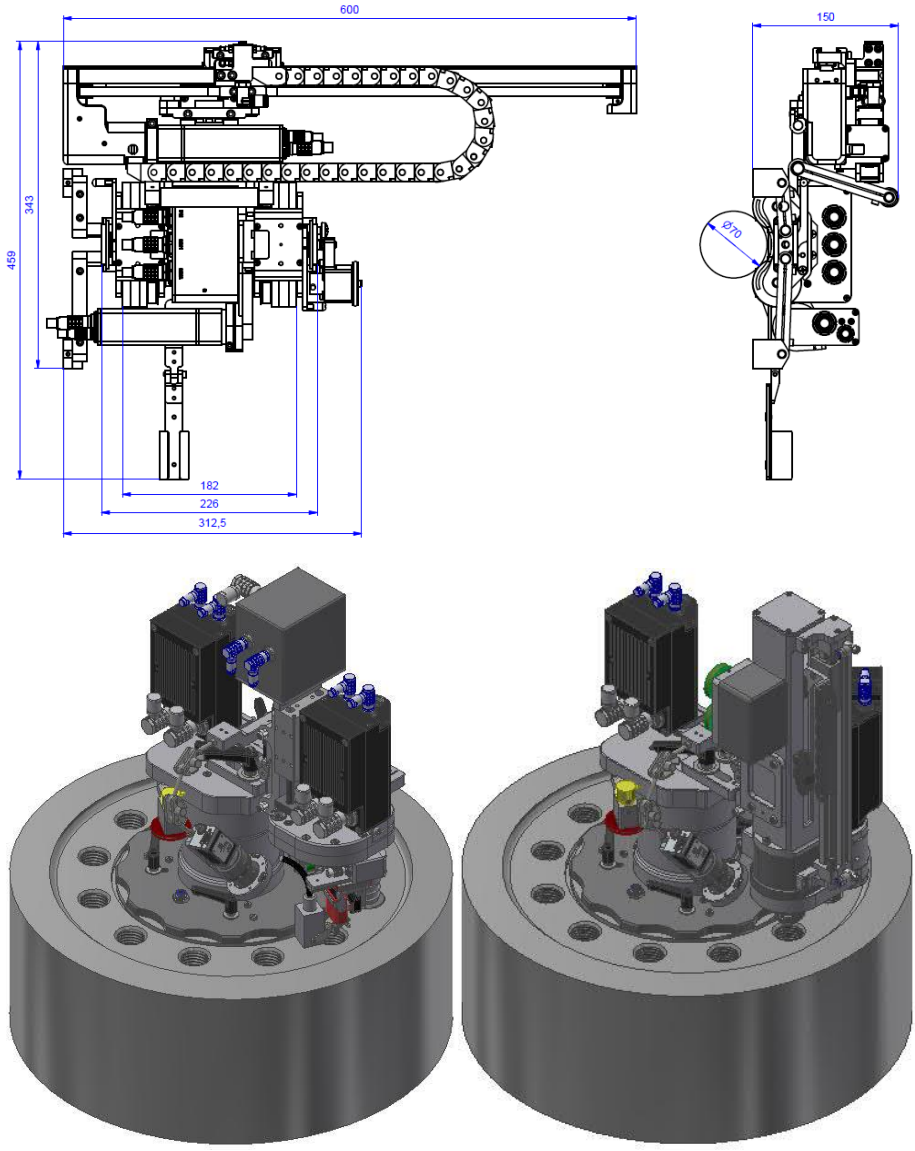
Состав Системы контроля:

- манипулятор представляет собой техническое устройство, предназначенное для перемещения модулей УЗК в кольцевых зонах вокруг резьбовых гнёзд, перемещения модулей ВТК в шпилечных гнёздах М36 – М100, контроля работы и перемещения рабочих узлов манипулятора с помощью телевизионного модуля.

Манипулятор собирается на месте эксплуатации из отдельных модулей в трёх вариантах:

1) для проведения очистки, ультразвукового и вихретокового контроля основного металла фланца и резьбовых гнезд М36;
2) для проведения очистки, ультразвукового и вихретокового контроля основного металла фланца и резьбовых гнезд М48 – М64;
3) для проведения очистки, ультразвукового и вихретокового контроля основного металла фланца и резьбовых гнезд М100.

Манипулятор установленный в варианте для контроля фланцев с резьбовыми гнездами М36 приведен на Рисунке 174. Манипулятор фиксируется на фланце с помощью фланцевого диска в составе механического блока М36.



а) с модулем УЗК б) с модулем ВТК

Рисунок 174. Применение манипулятора на фланцах с резьбовыми гнездами М36

Конструкция манипулятора состоит из двух механических блоков М36 и М48-100 с общими модулями УЗК и ТВК. Механический блок М36 предназначен для перемещения модулей УЗК и ВТК при контроле резьбовых гнёзд фланцевых разъёмов М36 ёмкости САОЗ. Механический блок М48 – М100 предназначен для перемещения модулей УЗК и ВТК при контроле резьбовых гнёзд фланцевых разъёмов ПГ, емкости КД, теплообменника СПОТ, ГЦНА в диапазоне от М48 до М100.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) составляет не более 60 минут.

УЗ контроль с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию трещин в основном металле, имеющих продольную и поперечную ориентацию (перпендикулярно оси гнезда – параллельно фланцу и параллельно оси гнезда – перпендикулярно фланцу). Система контроля обеспечивает раздельную фиксацию двух несплошностей, минимальное расстояние между которыми более 20 мм.

Система контроля с входящими в ее состав средствами измерений обеспечивает измерение следующих параметров выявленных несплошностей:

- координата расположения;
- геометрические размеры (высота и протяженность).

При АУЗК резьбовых гнезд от М36 до М100 корпусного оборудования используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового дефектоскопа ZIRCON и пьезоэлектрических преобразователей на фазированных решётках. Зоны контроля резьбовых гнезд показаны на Рисунках 175 и 176.

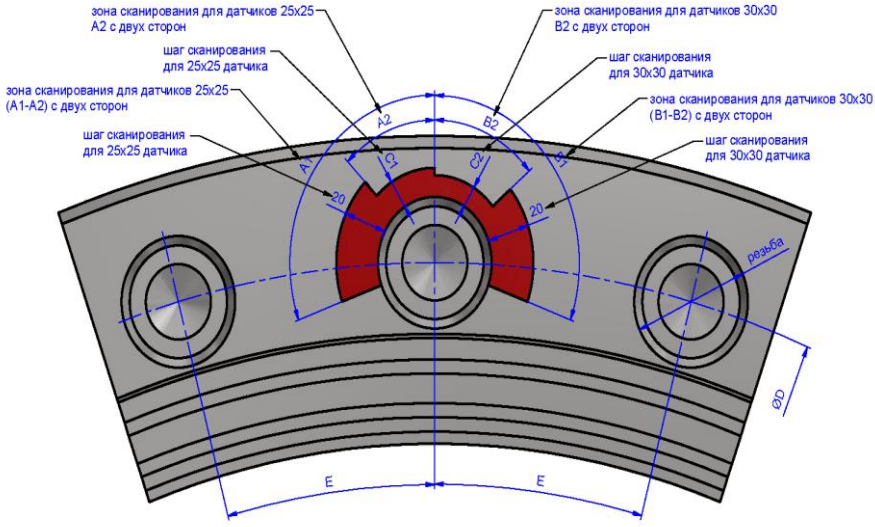


Рисунок 175. Области контроля шпилечных гнезд.

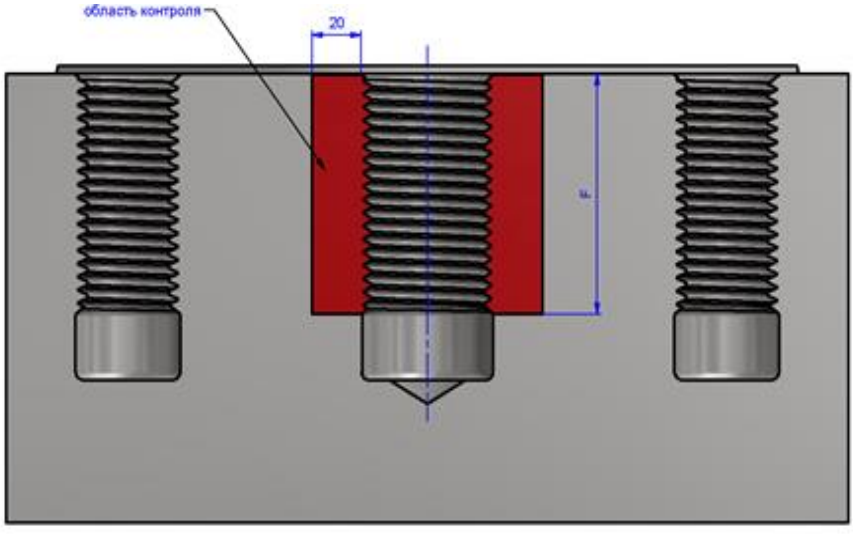


Рисунок 176. Области контроля резьбовых гнезд.

При ВТК металла РГ размером от М36 до М100 настоящая система позволяет обнаруживать индикации, соответствующие отклонениям следующих типов:

- коррозионные повреждения типа "нехватка материала" (язвы, питтинги и трещины различной ориентации относительно оси РГ);
- изменения геометрии резьбы в результате коррозионно-механического износа;
- изменения геометрии РГ: отсутствие (выкрашивание) гребня в результате механического или коррозионно-механического износа;
- следы удара (вмятина).

Применение системы при ВТК металла РГ позволяет выявлять несплошности (длиной от 4 мм и более, глубиной от 1 мм и более, раскрытием от 0,2 мм и более).

Для выявления индикаций и оценки параметров несплошности используется многочастотный вихретоковый метод, позволяющий выявлять несплошности металла РГ и геометрические отклонения.

Для оптимального приближения ВТ катушек к основанию резьбы используется профильный блок ВТП, у которого рабочая поверхность по форме и размерам соответствует профилю контролируемой резьбы.

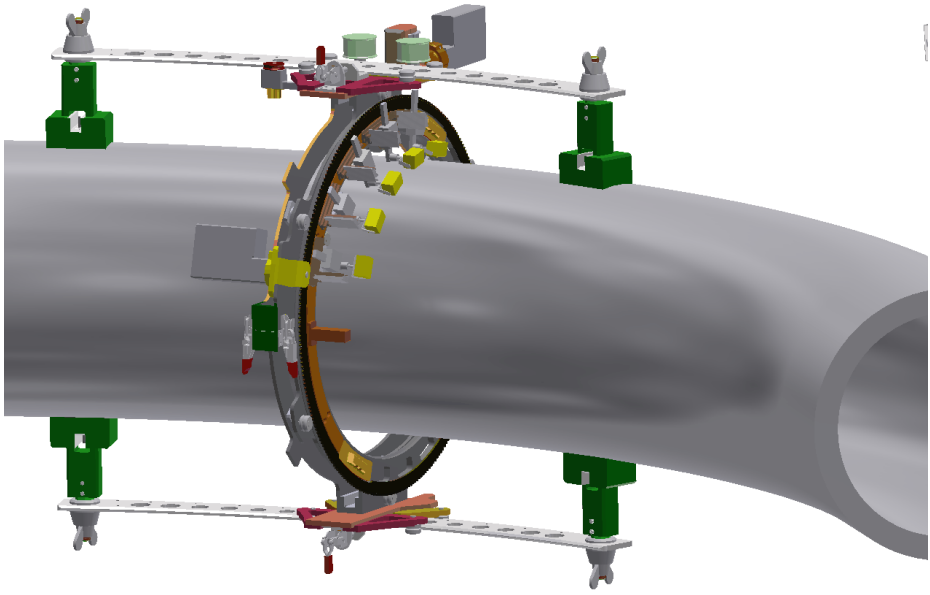


Рисунок 177. Общий вид блока преобразователей для ВТК РГ.

Состав бригады, при выполнении контроля с помощью данной системы, составляет 7 человек. Система контроля обеспечивает проведение контроля одного резьбового гнезда не более 7 мин, а с учётом времени установки на место контроля – не более 10 мин.

6.4. Система контроля гибов трубопроводов.

Система предназначена для проведения ультразвукового (УЗК) контроля состояния металла гибов ГЦТ, гибов трубопроводов САОЗ и соединительного трубопровода системы компенсации давления снаружи.



Состав системы контроля:

- манипуляторы (PES-990, PES-351, PES-426) используются для контроля труб с внешним диаметром 426 мм, 990 мм и 351 мм и предназначены для дистанционного ультразвукового контроля сварных соединений и основного металла трубопроводов. Принципиально манипуляторы организованы на модульной основе. Их элементы являются частями, которые можно легко заменять или удалять. Геометрическая гибкость и функциональность манипуляторов позволяют использовать их на участках, которые требуют выполнения контроля с высокой скоростью, при применении нескольких преобразователей, больших или меньших ходов перемещения. Манипуляторы имеют независимое управление двумя подвижными осями индексирования и сканирования. Ось индексирования предназначена для движения по окружности

трубы, а ось сканирования предназначена для движения трубы в продольном направлении.;

- аппаратура управления манипулятором, включающая две составные части: аппаратные средства управления и поддерживающее программное обеспечение;
- аппаратура УЗК (дефектоскоп ультразвуковой Zicon 32/128PR фирмы Zetec, включая комплект ПЭП ФР) с системой сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и поддержкой технологии фазированных решеток;
- комплект настроечных (УЗК) образцов с настроечным стендом;
- контейнер – пультовая;
- контейнеры герметичные для переноса и хранения аппаратуры.

Подготовка поверхности должна обеспечить доступ к контролируемым участкам гиба. При отсутствии возможности доступа к контролируемому гибу (частично или полностью), недоступные для контроля участки должны быть определены и задокументированы в заключении по результатам контроля, а схема сканирования откорректирована. Поверхность сканирования должна быть чистой, зачищена от окалины, ржавчины, забоин и неровностей. Шероховатость поверхности сканирования не хуже Rz40.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) составляет не более 60 минут.

При АУЗК гибов используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового ФР дефектоскопа, пьезоэлектрических преобразователей на фазированных решётках.

Зона контроля, для соединительного трубопровода системы КД и трубопроводов САОЗ, составляет кольцевые зоны шириной 150 мм по растянутой и нейтральной сторонам в середине гиба.

Зона контроля, для гибов трубопровода ГЦТ, включает в себя кольцевые зоны шириной 400 мм по растянутой, сжатой и нейтральным зонам в середине гиба, как показано на рисунке 179.

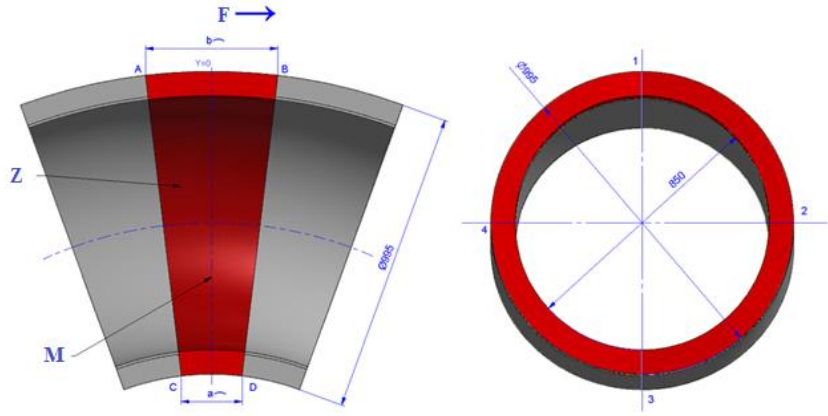


Рисунок 178. Зона контроля гибов трубопроводов Ду850

Контроль с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию следующих несплошностей гибов:

- трещин, возникших в результате циклического нагружения и выходящих на одну из поверхностей;
- отслоений антикоррозионной наплавки (для гибов трубопровода ГЦТ).

Методика обеспечивает раздельную фиксацию двух несплошностей, минимальное расстояние между которыми более 20 мм.

Состав бригады, при выполнении контроля с помощью данной системы, составляет 6 человек, а время контроля металла одного гиба не более 90 минут для Ду 850, для Ду 350/300 30 минут, время установки манипулятора на место контроля не более 20 минут.

6.5. Система контроля чехлов приводов системы управления и защиты (СУЗ)

Система контроля предназначена для проведения автоматизированного дистанционного контроля основного металла и сварных соединений чехлов приводов СУЗ реактора методом ТВК, а именно:

- сварные соединения приварки фланца к трубе чехла и трубы чехла к втулке (в технически доступном объеме);
- основной металл уплотнительных поверхностей верхней части чехлов СУЗ;
- основной металл внутренней поверхности чехлов СУЗ (в технически доступном объеме).

Изображение системы, установленной на объекте контроля, приведено на рисунке 180.

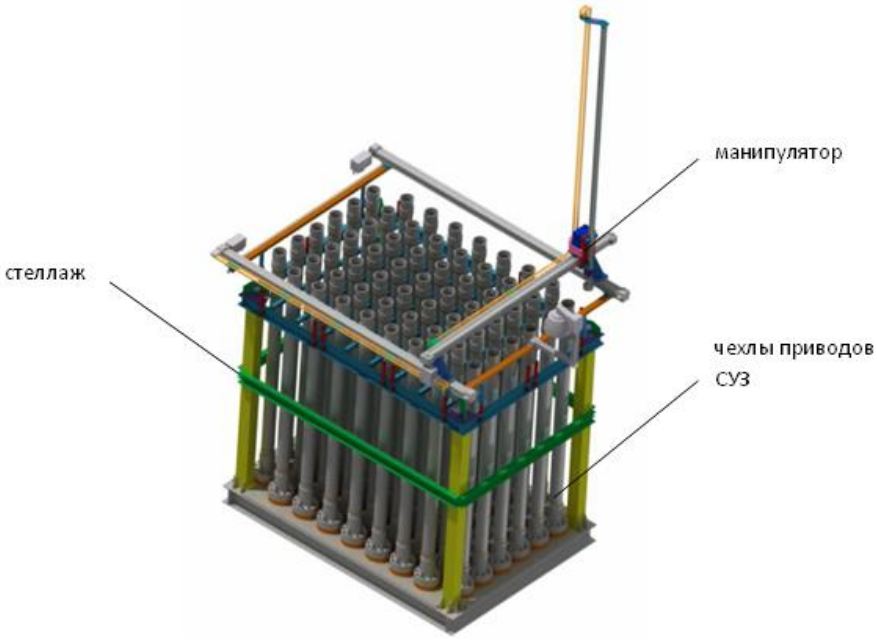


Рисунок 179. Манипулятор, установленный на объекте контроля

Состав Системы контроля:

- манипулятор представляет собой техническое устройство, предназначенное для доставки телевизионной камеры в зону контроля и перемещения её по траектории, обеспечивающей перпендикулярность между камерой и поверхностью объекта контроля. Манипулятор обеспечивает выбранный характер и скорость движения телевизионной камеры в зоне контроля. Для перемещения по заданной траектории в манипуляторе применены электрические приводы. Механические и электронные компоненты манипулятора выбраны с учетом агрессивности среды, в которой необходимо работать. Все алюминиевые сплавы были анодированы для предотвращения поверхностного износа. Электронные компоненты достаточно защищены от радиации, присутствующей в чехлах СУЗ. Манипулятор устанавливается на стеллаж СУЗ и включает в себя опоры, прямолинейные направляющие осей и приводные узлы. Монтаж манипулятора выпол-

няется с применением грузоподъемных средств АЭС. Аппаратура управления манипулятором обеспечивает перемещение телевизионной камеры в соответствии с принятой схемой контроля.

Перед проведением ТВК чехлы СУЗ должны быть установлены в стеллаж и обследуемая поверхность должна быть очищена от загрязнений.

Контроль с применением настоящей системы обеспечивает выявление и фиксацию следующих несплошностей:

- сколы, трещины, коррозионные и язвенные повреждения в основном металле и сварных соединениях;
- трещины, развивающиеся на уплотнительной поверхности верхней цилиндрической части чехла в зоне радиусного перехода от диаметра 97 мм на диаметр 107 мм внутри верхней части чехла.

При контроле основного металла и сварных соединений чехлов СУЗ применяется ТВК с возможностями отображения видеоизображения в режиме реального времени, видеозаписи и определения линейных размеров обнаруженных несплошностей (отклонений). Вероятность выявления при ТВК минимальной несплошности раскрытием не менее 0,04 мм и длиной не менее 0,1 мм.

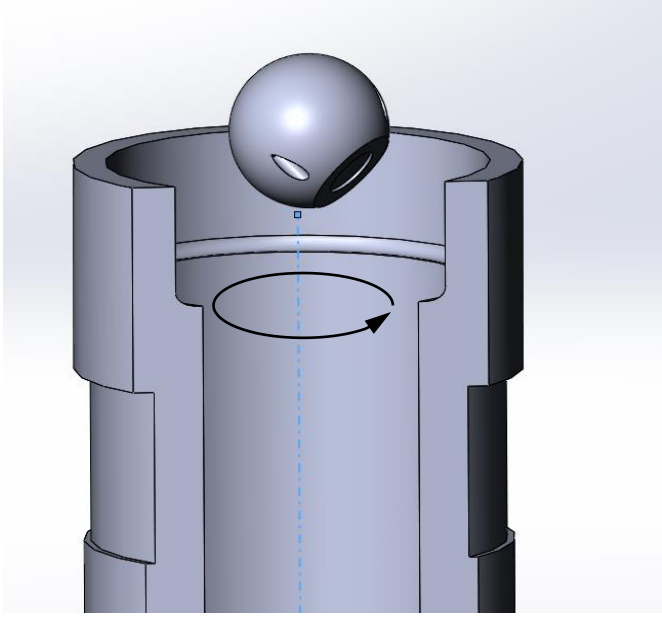


Рисунок 180. Схема сканирования камеры в зоне 2

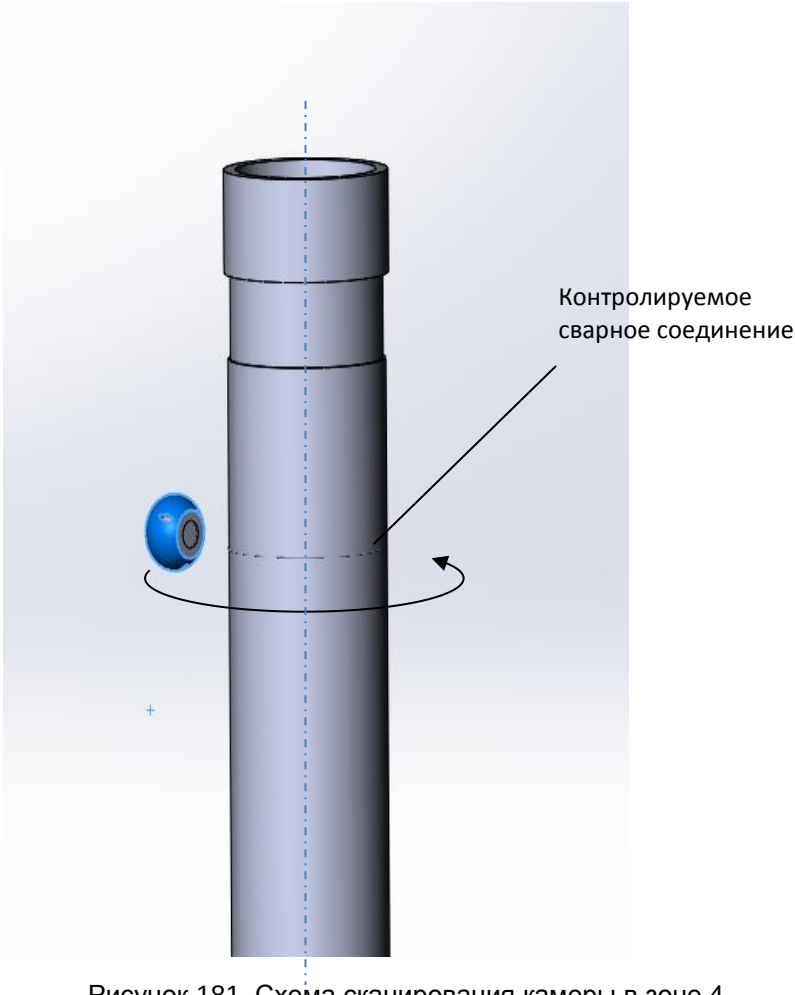


Рисунок 181. Схема сканирования камеры в зоне 4.

Контроль выполняется в динамическом и статическом режиме. В динамическом режиме контролируется 100% поверхности, статический режим применяется в тех областях, где выявлены несплошности (отклонения) в динамическом режиме.

Окончательная обработка результатов контроля выполняется контролером после завершения контроля, проводится определение линейных размеров выявленных отклонений (несплошностей).

Состав бригады, при выполнении контроля с помощью данной системы, составляет 5 человек.

6.6. Система контроля корпуса главного циркуляционного насосного агрегата (ГЦНА)

Система контроля предназначена для проведения предэксплуатационного и эксплуатационного периодического контроля состояния металла корпуса главного циркуляционного насосного агрегата методами УЗК и ТВК.

Объектами контроля являются:

1) корпус ГЦНА снаружи:

- основной металл сферической части корпуса (ТВК – в технически возможном объеме);
- сварные соединения приварки всасывающего и напорного патрубка пара

Ду 1200 к сферической части корпуса (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

- сварные соединения приварки фланца к полусфере корпуса (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);
- сварные соединения приварки цапфы корпусу (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);
- сварные соединения приварки колена к корпусу (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

2) корпус ГЦНА изнутри:

- сварные соединения приварки аппарата направляющего к фланцу (ТВК – в технически возможном объеме);
- сварные соединения приварки лопаток к диску верхнему и нижнему (ТВК- в технически возможном объеме);

Система контроля состоит из следующих основных частей:

- манипулятор RCP-INSIDE представляют собой транспортное устройство для перемещения телевизионной камеры по трем осям (X, Y, Z) для контроля внутренней части насоса ГЦНА, а также его лопастей. Рабочие характеристики манипулятора RCP-INSIDE обеспечивают выбранный характер и скорость движения аппаратуры контроля по трем направляющим X, Y, Z, позволяющие выполнить контроль сварных соединений приварки аппарата направляющего к фланцу и сварные соединения лопаток к диску верхнему и нижнему внутри корпуса ГЦНА. Для перемещения аппаратуры контроля по заданной траектории в составе манипулятора применены электрические приводы. Для наблюдения за работой манипулятора RCP-INSIDE предусмотрена обзорная ка-

мера, размещаемая на верхней части корпуса манипулятора. Манипулятор RCP-INSIDE крепится на верхней части флецевого соединения корпуса ГЦНА с помощью направляющего кольца (ось X), к которому подвешиваются другие две направляющие по осям Y, Z. Механические узлы манипулятора RCP-INSIDE имеют три оси движения:

- ось X – направление перемещение вокруг центральной вертикальной оси насоса;
- ось Y – направление подъёма по вертикальной оси;
- ось Z – направление вращения плеча.

На Рисунке 182 показан манипулятор RCP-INSIDE, установленный на корпусе ГЦНА, и обозначены оси движения механических узлов при выполнении контроля корпусов оборудования;

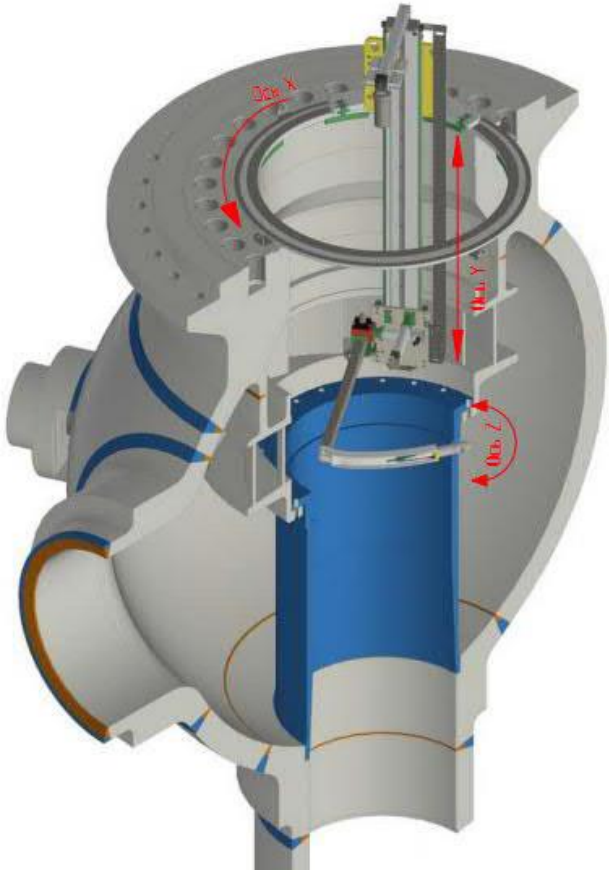


Рисунок 182. Манипулятор RCP-INSIDE

- манипулятор RCP-OUTSIDE представляет собой два зубчатых фланцевых кольца, для перемещения модулей УЗК по внешней части сварных соединений, которые соединены радиальной направляющей для перемещения телевизионной камеры для контроля поверхности корпуса ГЦНА, а именно:
- сварных соединений патрубков, соединенных со сферой корпуса ГЦНА;
- продольных сварных соединений обечаек корпусов оборудования;
- мест пересечения продольных сварных соединений с кольцевыми сварными соединениями корпусов оборудования. Рабочие характеристики манипулятора RCP-OUTSIDE обеспечивают выбранный характер и скорость движения аппаратуры контроля по траектории, позволяющей выполнить контроль поверхности корпуса ГЦНА. Для перемещения аппаратуры контроля по заданной траектории в составе манипулятора применены электрические приводы. Для наблюдения за работой манипулятора RCP-OUTSIDE предусмотрена обзорная камера, размещаемая на корпусе манипулятора. Манипулятор RCP-OUTSIDE крепится на корпусе ГЦНА с помощью зубчатых фланцевых колец в верхней и нижней части сварных соединений патрубков.

Для проведения телевизионного контроля корпуса ГЦНА между верхним и нижним фланцем устанавливается радиальная направляющая (ось Y). Механические узлы манипулятора RCP-OUTSIDE имеют оси движения:

- ось-X индекс – направление перемещение вокруг центральной вертикальной оси корпуса ГЦНА;
- ось-Y сканирования – направление перемещения по радиальной направляющей внешней поверхности корпуса ГЦНА;

На рисунке 183 показан манипулятор RCP-OUTSIDE, установленный накорпусе ГЦНА, с обозначенными осями движения механических узлов при выполнении контроля корпусов оборудования.

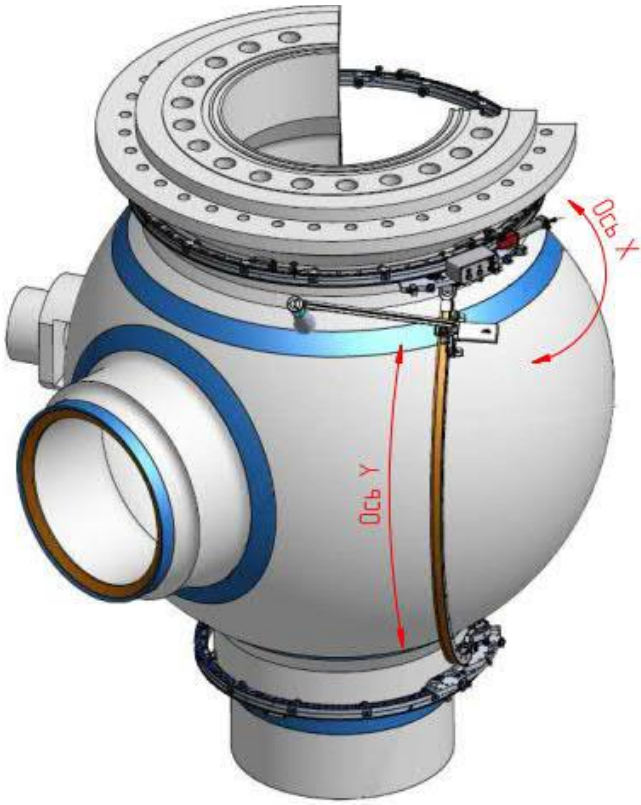


Рисунок 183. Манипулятор RCP-OUTSIDE установленный
на корпусе ГЦНА и направление осей перемещения сканирующего блока

- манипулятор RCP-PSS (1200, 1800). Модуль УЗК, закрепленный на кольце диаметром 1200 мм, контролирует сварные швы всасывающего и напорного патрубков, приваренных к сфере ГЦНА. Фланцевое соединение, приваренное к верхней части полусферы ГЦНА, контролирует еще один модуль УЗК, закрепленный на кольце диаметром 1800 мм. Оба узла так же применяются на манипуляторе RCP-OUTSIDE и крепится аналогичным образом с помощью резиновых приспособлений к поверхности корпуса. Отличительной чертой узла диаметром 1200 мм является добавление электродвигательного модуля, с усилителем, который закреплен на каретке.

На Рисунке 184 показано расположение манипуляторов RSP-PSS.



Рисунок 184. Манипулятор RSP-PSS.

Манипулятор RSP-PSS состоит из зубчатого фланцевого кольца (1), на котором закреплена каретка (2) с модулем электродвигателя (4) и усилителем (5). К данному узлу крепится модуль УЗК (3) который выполняет контроль сварных соединений приварки фланца и цапфы к полусфере корпуса ГЦНА (RSP-PSS 1800) и контроль сварных соединений приварки всасывающего и напорного патрубка пара Ду 1200 к сферической части корпуса ГЦНА (RSP-PSS 1200). Конструкция манипулятора показана на Рисунке 185.

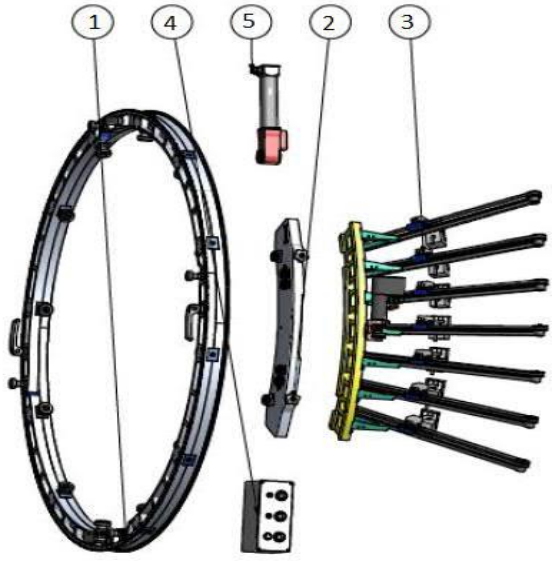


Рисунок 185. Манипулятор RSP-PSS.

- аппаратура управления перемещением манипуляторов;
- стенды настроечные предназначены для проверки функциональности и настройки режимов работы манипулятора непосредственно перед контролем. В конструкции стендов предусмотрено установка настроечных и испытательных образцов;



Рисунок 186. Конструкция стенда настроечного RCP-OUTSIDE.

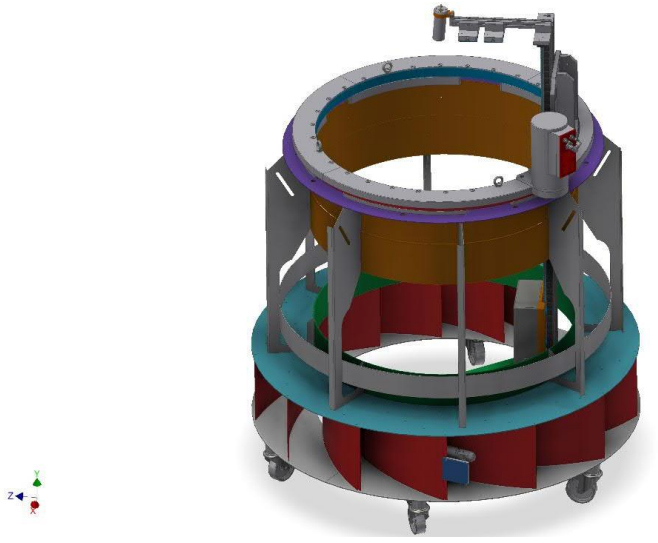


Рисунок 187. Конструкция стенда настроечного RCP- INSIDE.

- настроечный образец для настройки и оценке параметров ультразвукового дефектоскопа;
- контрольный образец для настройки и оценке параметров телевизионной аппаратуры;
- аппаратура ТВК (камеры Inuktun Spectrum 45 и Basler);
- аппаратура УЗК (дефектоскоп ультразвуковой Zicon 32/128PR фирмы Zetec, включая комплект ПЭП ФР);
- контейнер герметичный;
- аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и ТВК.

Время подготовки системы к работе (монтаж настроечного стенда, установка аппаратуры и манипуляторов, подключение кабелей, настройка и опробование аппаратуры) составляет не более 120 минут. Подготовка системы контроля включает в себя аналогичные мероприятий по подготовке других систем.

ТВК ГЦНА снаружи:

- ТВК основного металла корпуса ГЦНА сварных соединений №№ 1, 2: ТВК проводится с использованием манипулятора RCP в конфигурации RCP- OUTSIDE (см. Рисунок 188).



Рисунок 188. Общий вид манипулятора в конфигурации RCP-OUTSIDE, установленного на корпус ГЦНА.

Манипулятор позволяет проводить контроль поверхностей ГЦНА. Расстояние между направляющими кольцами составляет 2534 мм. Конструкция позволяет сделать оборот вокруг корпуса ГЦНА в технически возможном объеме.

ТВК ГЦНА изнутри:

- ТВК сварных соединений №№ 8 и 9 осуществляется с использованием манипулятора RCP(см. рисунок 189).

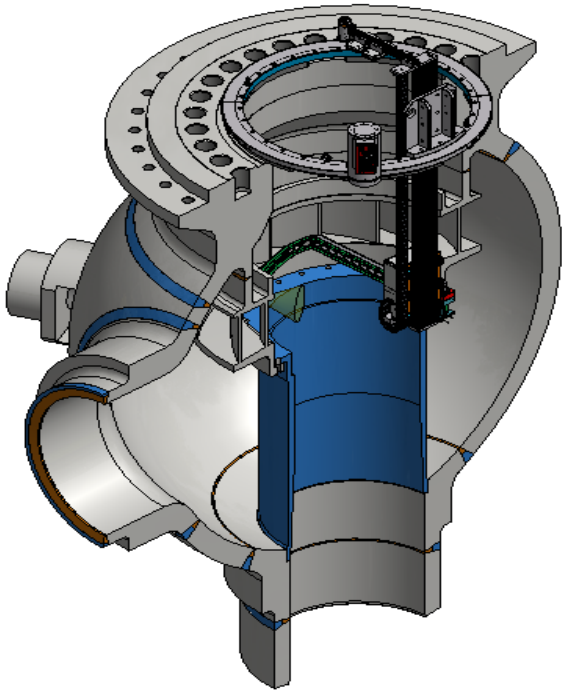


Рисунок 189. Установка манипулятора RCP на контролируемом объекте

Объектами УЗК являются:

- СС № 1 и № 4 приварки патрубков всасывающего и напорного трубопроводов Ду850 к корпусу ГЦНА (снаружи);
- СС № 2 приварки фланца к полусфере (снаружи);
- СС № 5 приварки цапфы к корпусу ГЦНА (снаружи);
- СС № 7 приварки колена к корпусу ГЦНА (снаружи).

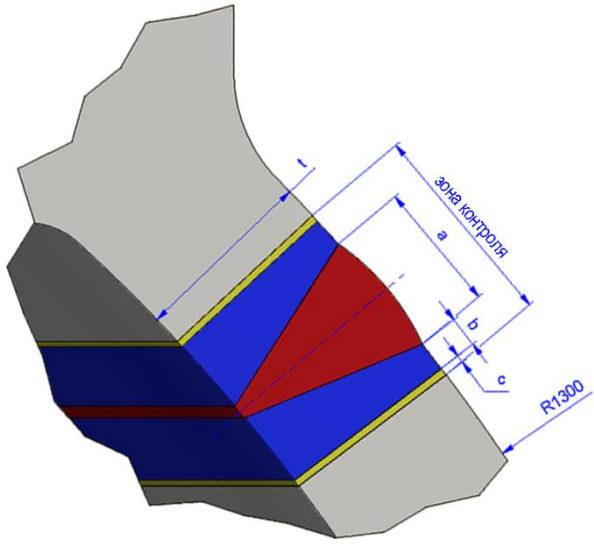
Контроль с применением настоящей методики обеспечивает выявление и фиксацию в СС и в основном металле следующих несплошностей:

- трещин, возникающих в результате циклического нагружения и выходящих на одну из поверхностей;
- трещин, развивающихся от внутренних несплошностей в СС (шлаки, включения, несплавления) и не имеющих выхода ни на одну из поверхностей;
- объемных несплошностей;
- отслоений антикоррозионного покрытия (в районе расположения СС).

Система обеспечивает раздельную фиксацию двух несплошностей, минимальное расстояние между которыми более 20 мм. Система контроля обеспечивает расчетную оценку следующих параметров выявленных несплошностей: эквивалентную площадь и условную протяженность.

При АУЗК фланца КР используется эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового ФР дефектоскопа, пьезоэлектрических преобразователей на фазированных решётках.

Зона контроля кольцевых СС включает в себя весь объём сварного шва и зону термического влияния, в которую входит по 20 мм основного металла, плюс до 5мм с каждой стороны шва, как показано на Рисунке 190.



№№ СС	a	b	c	t	зона контроля
1	85	20	Д о 5	120	135
2					
4	80				130
5	35 – 75			92	60 – 100
7	80			100	130

Рисунок 190. Объем контроля СС

Контроль металла выполняется в режимах поиска и измерения. Весь объем СС в режиме поиска контролируется продольными волнами ФР с углами ввода 0°,45°, 60°, 70°. Контроль в режиме измерения выполняется в случае, если контроль в режиме поиска выявил несплошность с эквивалентной площадью, превышающей минимальное фиксируемое значение.

Система контроля обеспечивает проведение контроля состояния металла корпуса ГЦНА не более 48 ч.

6.7. Система контроля угловых сварных соединений

Система контроля предназначена для проведения предэксплуатационного и эксплуатационного периодического ультразвукового (УЗК) и телевизионного визуального (ТВК) контроля состояния металла угловых сварных соединений патрубков ГЦТ снаружи, реакторной установки ВВЭР-1200. СК обеспечивает выявление в металле угловых сварных соединений наружных и внутренних несплошностей с определением характеристик несплошностей и координат их расположения в металле с представлением результатов контроля в цифровой форме и сохранением их в памяти компьютера.

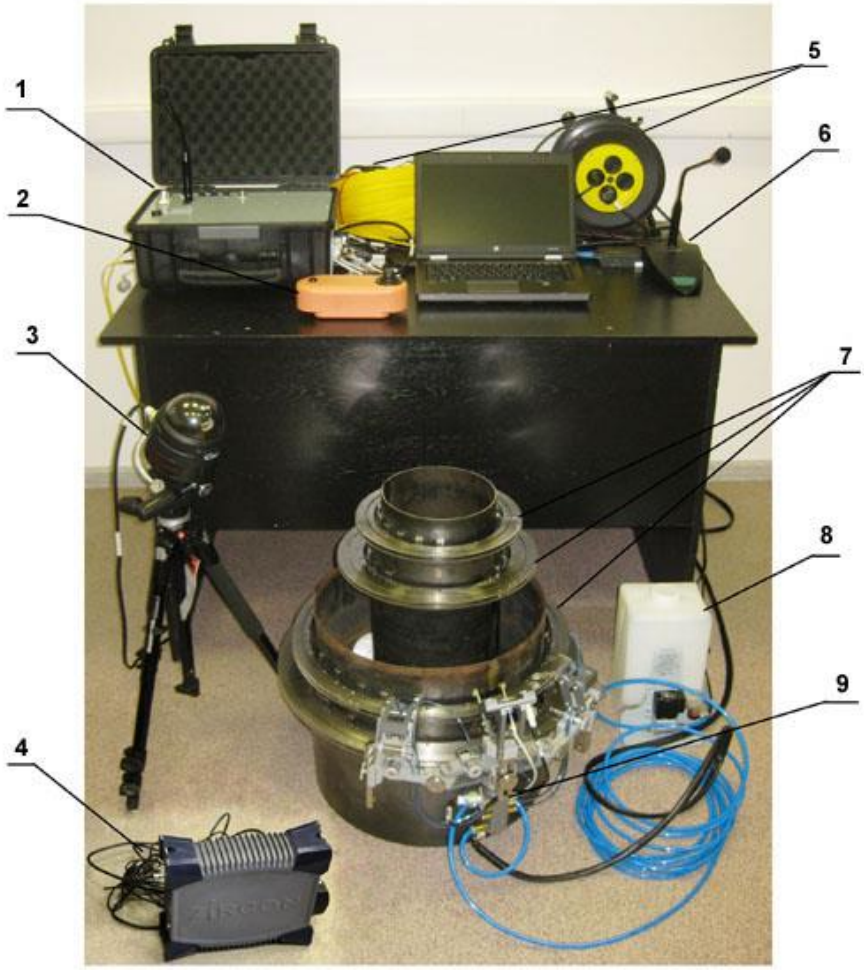
Объекты контроля – угловые сварные соединения приварки ГЦТ:

- патрубков наружным диаметром 192 мм – от трубопровода продувки и подпитки теплоносителя;
- патрубков наружным диаметром 252 мм – от трубопровода впрыска системы компенсации давления;
- патрубков наружным диаметром 400 мм – от трубопроводов системы плавного (ремонтного) расхолаживания первого контура и от активной части системы аварийного охлаждения зоны;

– патрубков наружным диаметром 462 мм – от соединительного трубопровода системы компенсации давления.

Система контроля состоит из следующих основных частей:

- сканирующей системы КПТВ.442276.001, в составе:
- манипулятор в составе:
- сканирующее устройство;
- трековое устройство фиксации для патрубков 192 мм;
- трековое устройство фиксации для патрубков 252 мм;
- трековое устройство фиксации для патрубков 400 мм;
- трековое устройство фиксации для патрубков 462 мм;
- аппаратуры управления манипуляторами (блок управления);
- выносного блока управления (пульт ручного управления);
- устройство подачи контактной жидкости;
- средства связи – переговорное устройство;
- кабель Ethernet;
- блок питания;
- комплекта ТВК;
- комплекта соединительных кабелей;
- комплект ЗИП.
- аппаратуры сбора данных УЗК – дефектоскоп ZETEC Zircon;
- аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и ТВК – персональный компьютер с установленным специализированным ПО Ultra Vision 3, КПТВ.00023-01;
- настроечного стенда;
- комплекта настроечных образцов, предназначенных для настройки и оценки параметров ультразвукового дефектоскопа;
- комплекта контрольных образцов, предназначенных для настройки и оценуи параметров аппаратуры;
- контейниров гермеичных для переноса и хранения аппаратуры;
- комплекта силовых и коммутирующих кабелей;



Оборудование, располагаемое вблизи объекта контроля: 1 – аппаратура управления; 2 – выносной блок управления; 3 – аппаратура ТВК; 4 – аппаратура УЗК; 5 – комплект кабелей; 6 – средство связи; 7 – трековые устройства фиксации; 8 – устройство подачи жидкости; 9 – манипулятор.

После установки сканирующего устройства (СУ) на трековое устройство фиксации (ТУФ), подключения устройства подачи жидкости (УПЖ) и подачи питания, оператор, управляя сканирующей системой (СС) с помощью пульта ручного управления или программного обеспечения КПТВ.00023-01, установленного на ПК, совершает перемещение СУ вдоль задающей поверхности, как показано на рисунке ххх. В процессе перемещения ПЭП и ТВК прово-

дятся следующие виды неразрушающего контроля угловых сварных соединений патрубков ГЦТ:

- ультразвуковой контроль, с помощью закрепленных на СУ ПЭП;
- телевизионный контроль, с помощью «Камеры измерительной», установленной на несущей конструкции СУ.

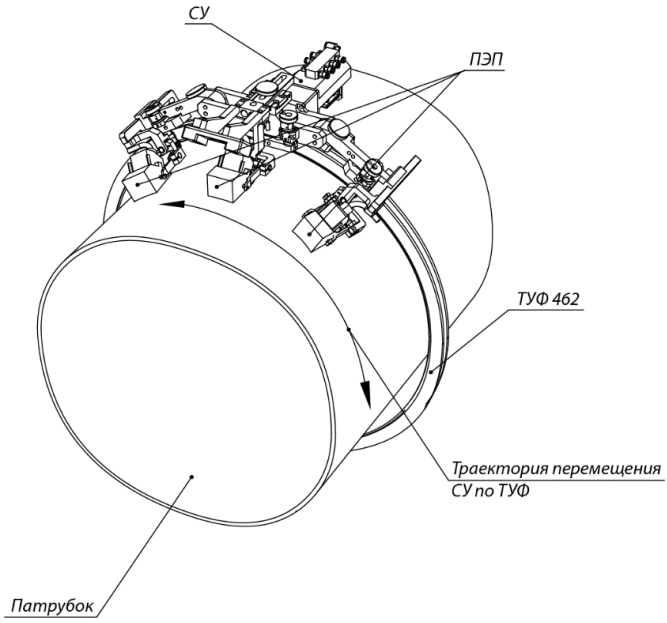
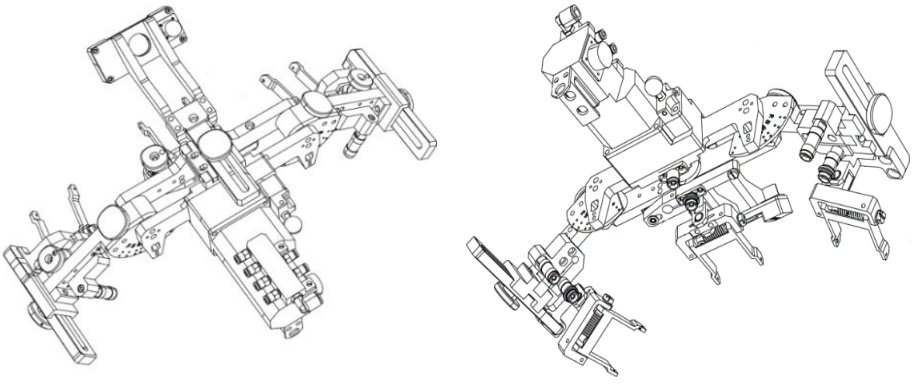


Рисунок 191. Траектория перемещения СУ по ТУФ

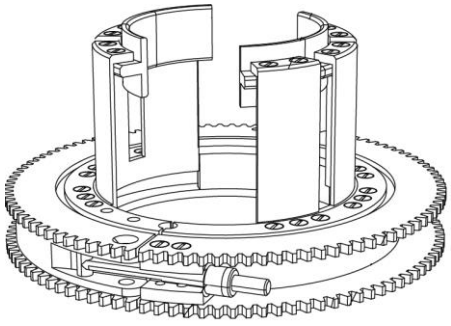


Вид сзади, слева Вид сзади, справа

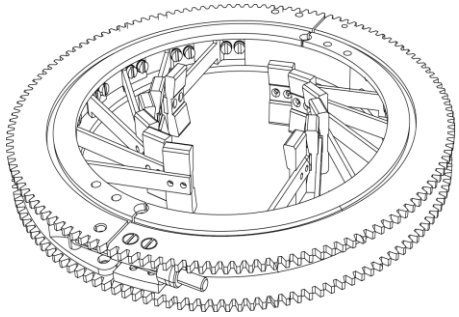
Рисунок 192. Внешний вид СУ

СУ представляет собой конструкцию из деталей, выполненных из алюминиевых сплавов и нержавеющей стали, с установленными на ней корпусом для крепления ТВК СУ и сборок для крепления ПЭП, в состав которых входит вилка – непосредственное место установки ПЭП. Устройство боковых конструкций для крепления ПЭП обеспечивает их поворот относительно продольной оси СУ на 12°. На корпусе установлен электрический соединитель СВЕТ для подачи питания к LED-осветителям.

Перемещение СУ по ТУФ осуществляется посредством зубчатого зацепления колеса с задающей поверхностью ТУФ. Зубчатое колесо приводится в движение зубчатым колесом, установленным на валу мотор-редуктора, расположенного в корпусе. На корпусе располагается разъем для подключения СУ к блоку управления, а также распределительная система для подключения СУ к магистрали с контактной жидкостью через соединение и дальнейшего распределения жидкости между ПЭП через шесть соединителей.



Конструкция ТУФ 70



Конструкция ТУФ 121-462

Для установки ТУФ любого типоразмера необходимо:

- открыть рычаг поз.1 (рисунок 193) запирающего механизма;
- освободить втулку поз.2;
- раскрыть ТУФ, разведя в стороны зубчатые венцы не более чем на 90°;
- установить ТУФ пружинными элементами поз.4 на патрубок;
- втулку поз.2 поместить в паз поз.3 и, опустив рычаг поз.1 в канавку между зубчатыми венцами, закрыть запирающий механизм;
- с помощью соответствующего упора провести выравнивание ТУФ.

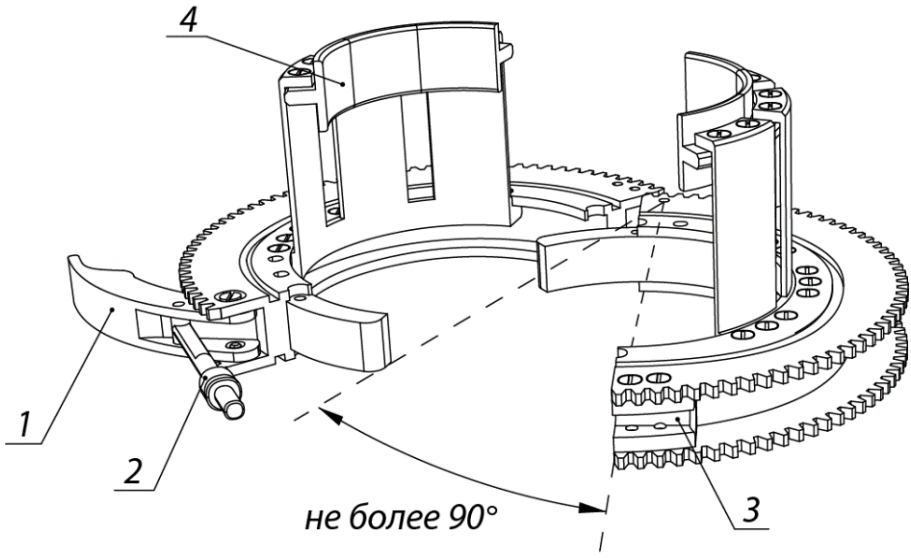


Рисунок 193. ТУФ 70 в раскрытом виде

Контроль с использованием данной системы проводится в соответствии с рабочей программой эксплуатационного (предэксплуатационного) контроля оборудования и трубопроводов реакторной установки ВВЭР-1200. Все составные элементы системы контроля обеспечивают непрерывную работу в течение времени, необходимого для полного контроля металла угловых сварных соединений патрубков ГЦТ. Монтаж манипулятора системы контроля на контролируемый патрубок трубопровода выполняется в соответствии с инструкциями, содержащимися в руководстве по эксплуатации.

6.8. Система контроля корпусов оборудования

Система контроля предназначена для проведения предэксплуатационного и эксплуатационного периодического контроля состояния металла корпусов ПГ, компенсатора давления, емкостей СПЗАЗ и САОЗ методами УЗК и ТВК снаружи.

Объектами контроля являются:

1) корпус парогенератора:

– сварные соединения приварки днищ к цилиндрической части корпуса и кольцевые сварные соединения корпуса (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– места пересечения продольных сварных соединений на днищах ПГ с кольцевыми на корпусе ПГ (на длине по 500 мм от точки пересечения, ТВК, УЗК);

– сварные соединения приварки патрубков Ду 1200 и патрубков Ду 800 к корпусу (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки патрубков пара к корпусу ПГ (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки патрубков люков-лазов к корпусу ПГ (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки патрубков Ду 50 (продувки и дренажа ПГ) к корпусу и патрубков Ду 50 под устройства смывные (ТВК – в технически возможном объеме);

– сварное соединение приварки патрубка питательной воды к корпусу ПГ (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки штуцеров Ду 20 и Ду 10 к корпусу и днищам ПГ (ТВК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки штуцеров продувки «карманов» и штуцеров под смывные устройства к коллектору первого контура (ТВК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки штуцера воздушника второго контура и штуцера отбора давления к коллектору пара (ТВК – в технически возможном объеме);

2) компенсатор давления:

– сварное соединение приварки горловины к днищу верхнему корпуса КД (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварные соединения приварки патрубка впрыска теплоносителя, патрубка аварийного впрыска бора и патрубка сброса пара к днищу верхнему (ТВК, УЗК);

– сварные соединения приварки цилиндрических обечаек друг к другу и к днищам (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварное соединение приварки верхней части обечайки опорной к днищу нижнему (ТВК);

– сварное соединение приварки верхней части обечайки опорной к нижней части обечайки опорной (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

3) емкость СПЗАЗ, САОЗ:

– сварные соединения цилиндрических обечаек между собой и с эллиптическими днищами (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– продольные сварные соединения цилиндрических обечаек и эллиптических днищ (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– сварное соединение приварки патрубка люка-лаза к днищу верхнему (ТВК, УЗК – в технически возможном объеме);

– основной металл корпуса емкости (ТВК).

Система контроля состоит из следующих основных частей:

– манипулятор SHELL;

– манипулятор SHELL VT

– манипулятор STW;

– аппаратура управления перемещением манипулятора;

– аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК и ТВК;

– аппаратура УЗК;

– аппаратура ТВК;

– настроечный стенд;

– комплект настроечных образцов для настройки и оценки параметров ультразвукового дефектоскопа;

– комплект контрольных образцов для настройки и оценки параметров телевизионной аппаратуры;

– комплект силовых и коммутирующих кабелей;

– средства связи;

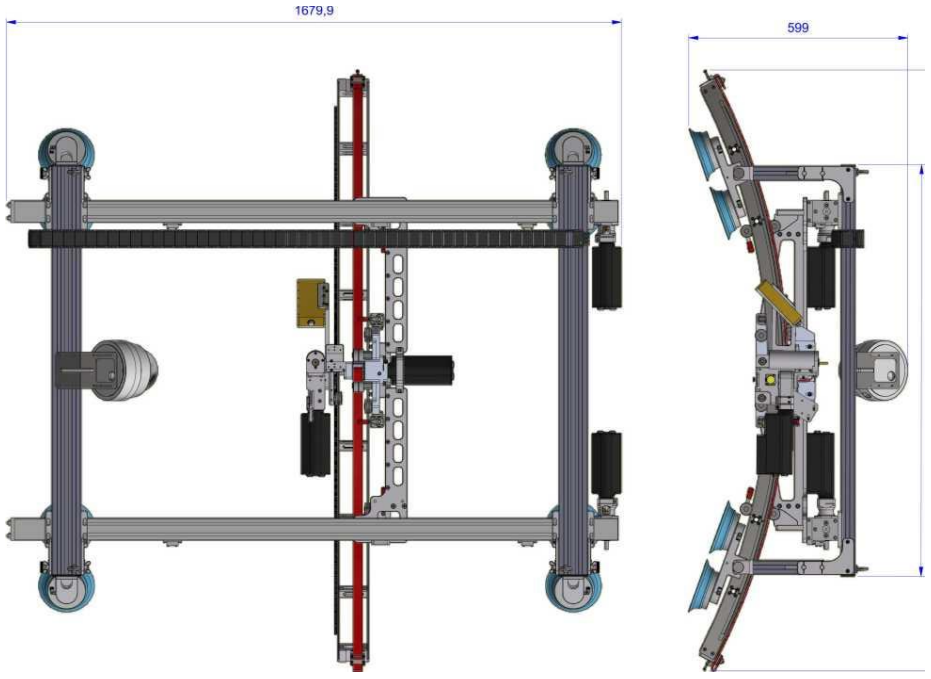


Рисунок 194. Манипулятора SHELL

Манипулятор SHELL устанавливается на корпуса оборудования в зоне контроля и включают в себя опорные направляющие и приводные узлы. Для фиксации манипулятора на поверхности контроля используется вакуумная система. В зависимости от внешнего диаметра контролируемого корпуса в манипуляторе SHELL применяются следующие радиусные направляющие радиусная направляющая САОЗ (3175 мм);

- радиусная направляющая КД (3330 мм);
- радиусная направляющая СПЗАЗ (4242 мм);
- радиусная направляющая ПГ1 (4420 мм);
- радиусная направляющая ПГ2 (4490 мм).



Рисунок 195. Радиусная направляющая

В зависимости от применяемого метода контроля используется две конфигурации сканирующего блока манипулятора SHELL:

- конфигурация с цифровой телевизионной камерой для проведения телевизионного контроля поверхности сварных швов и основного металла корпусов оборудования (Рисунок 196);
- конфигурация с УЗ преобразователями на фазированных решетках для ультразвукового контроля сварных соединений корпусов оборудования (Рисунок 197).

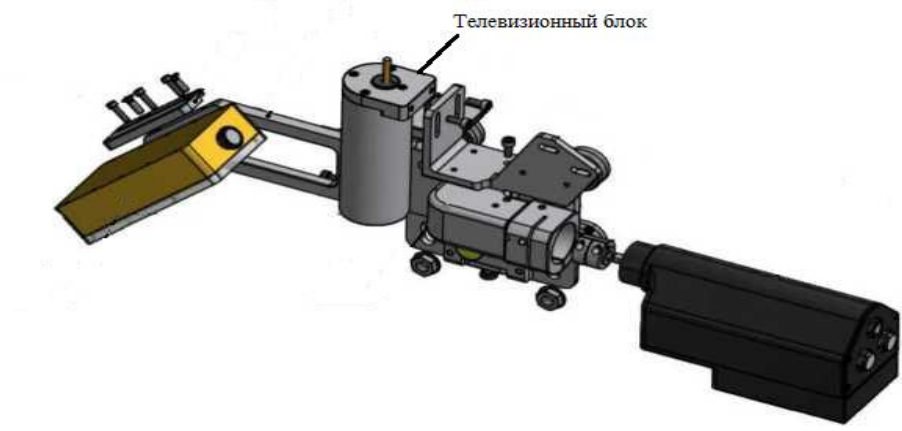


Рисунок 196. Конфигурация сканирующего блока для ТВК

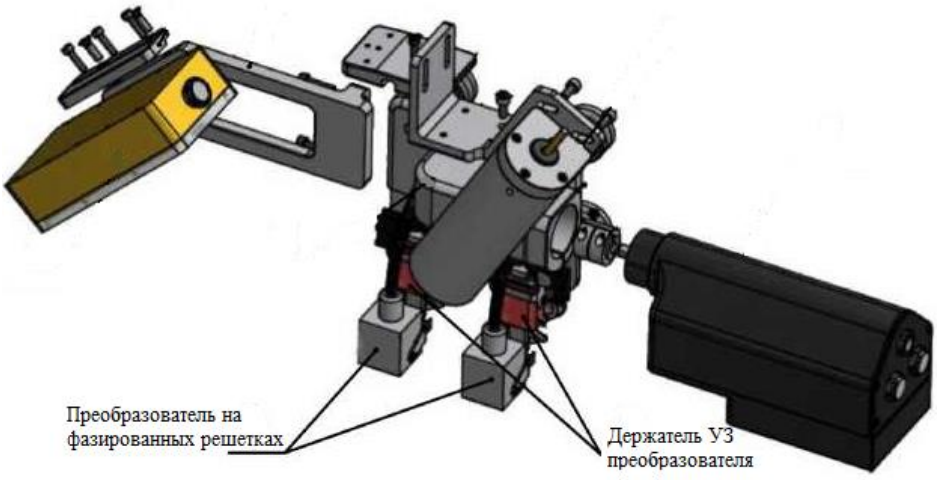


Рисунок 197. Конфигурация сканирующего блока для УЗК

Блок вакуумных присосок обеспечивает фиксацию рамной конструкции манипулятора SHELL на корпусах оборудования РУ с усилием 1 кН каждая. Каждая вакуумная присоска подключена через штуцер к системе отсоса воздуха, размещенной в корпусе блока управления. Общий вид вакуумных присосок показан на Рисунке 198.

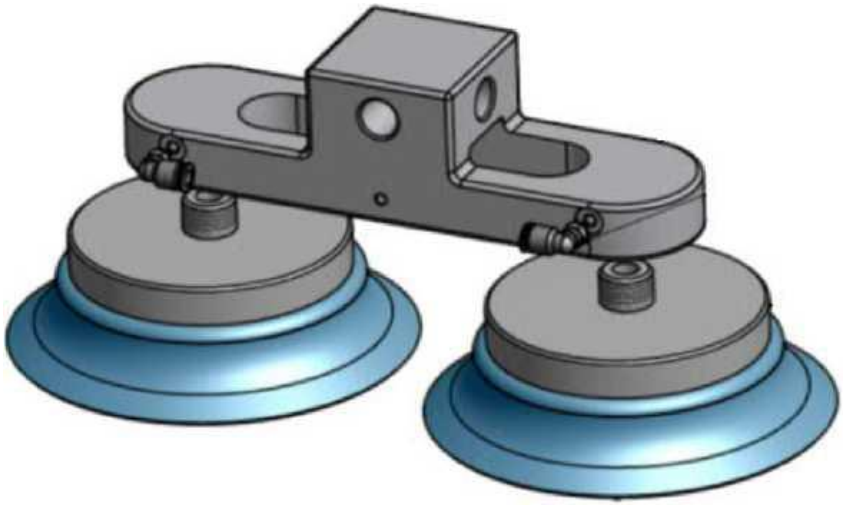


Рисунок 198. Вакуумные присоски

Конструкция манипулятора SHELL основана на модульном принципе построения, которая обеспечивает удобство в эксплуатации и выполнение операций по замене модулей. Все детали манипулятора имеют оксидное покрытие для защиты от точечной коррозии. Применяемые электронные устройства выполнены с дополнительной изоляцией и защитой с учётом работы в условиях повышенного ионизирующего излучения. Рабочие характеристики манипулятора SHELL обеспечивают выбранный характер и скорость движения аппаратуры контроля по траектории, позволяющей выполнить контроль поверхности корпусов оборудования.

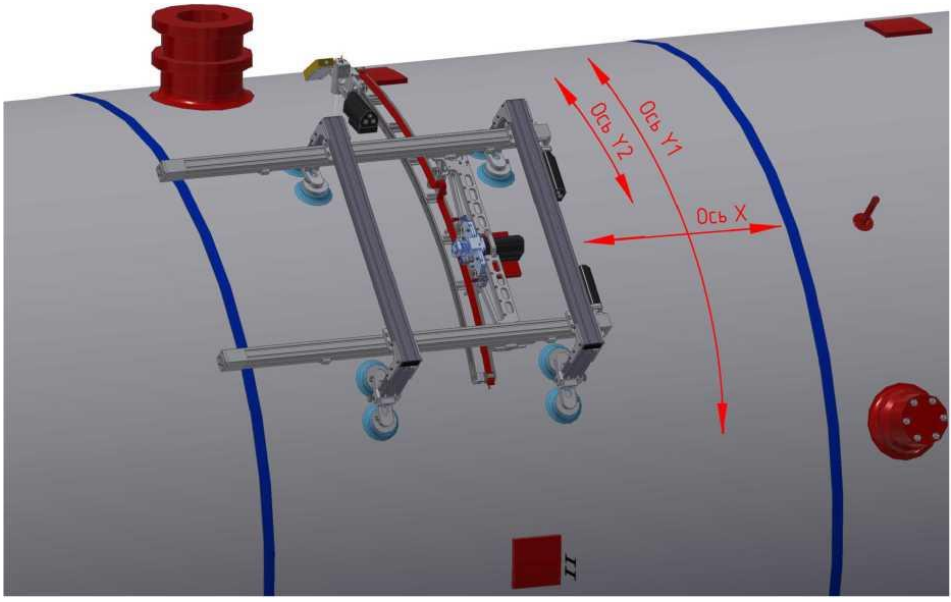


Рисунок 199. Манипулятор SHELL установленный на корпусе ПГ и направление осей перемещения сканирующего блока

Манипулятор STW используется для выполнения контроля сварных соединений патрубков корпусов оборудования РУ. Конструкция манипулятора основана на модульном принципе. Все компоненты можно легко удалять или заменять. Также манипулятор может быть переоборудован и изменен для лучшего прохождения особых геометрических форм контролируемого материала и условий окружающей среды.

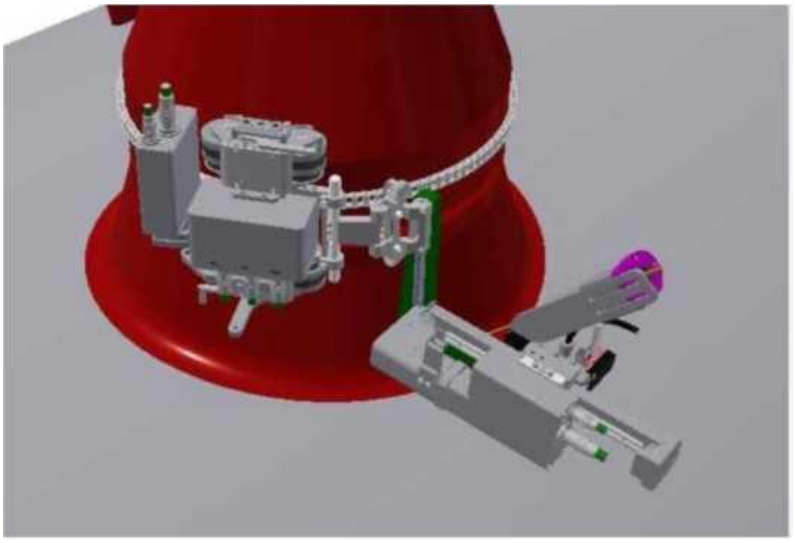


Рисунок 200. Манипулятор STW

Конструкция манипулятора STW имеет несколько конфигураций в зависимости от геометрии контролируемого патрубка. На рисунке показана структура применяемых конфигураций манипулятора.

STW-330 (Рисунок 201) используется для проведения контроля сварных соединений при расположении патрубков перпендикулярно касательной поверхности корпуса.

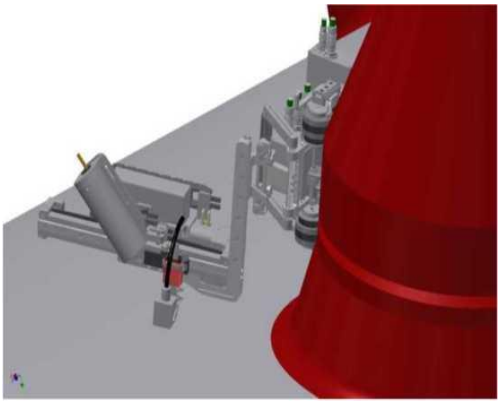


Рисунок 201. STW-330

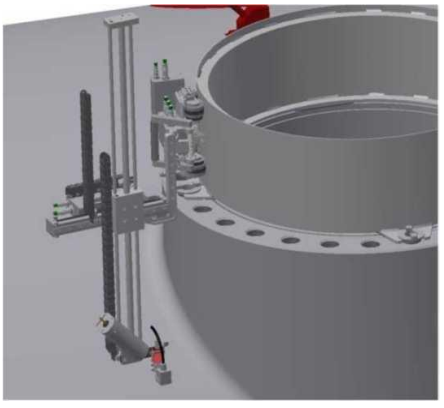


Рисунок 202. Манипулятор STW 330-2 на ПГ



Рисунок 203. Дополнительное кольцо для контроля патрубка ПГ

STW-330-2 (Рисунок 202) используется при проведении контроля сварных соединений, когда патрубки располагаются не перпендикулярно касательной поверхности корпуса.

STW-510 (Рисунок 204) используется при проведении контроля сварных соединений, когда патрубки располагаются не перпендикулярно касательной поверхности корпуса.

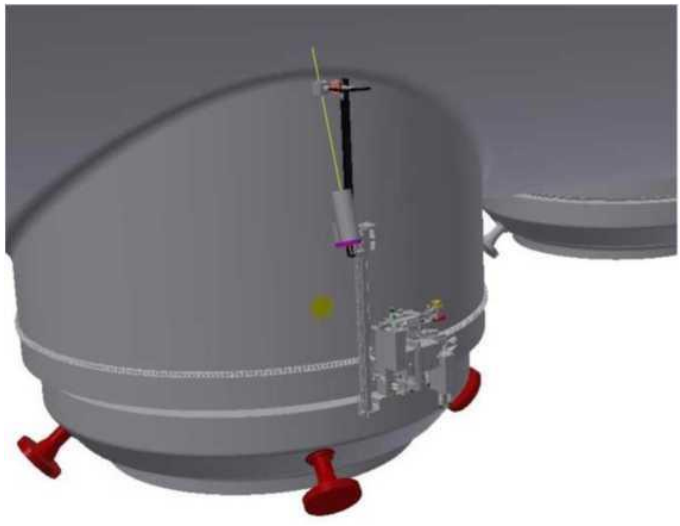


Рисунок 204. Манипулятор STW 510 на ПГ

Манипулятор STW разработан в первую очередь для УЗК и ТВК труб /корпусов. Контроль труб/корпусов из нержавеющей стали также можно выполнять при использовании пояса из ферритной стали и цепи (рисунки 205,206).



Рисунок 205. Пояс
из ферритной стали с цепью

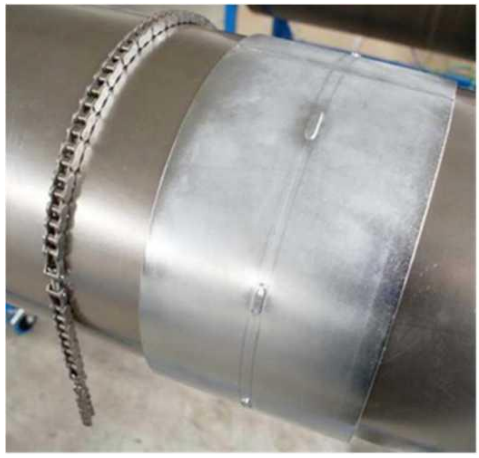
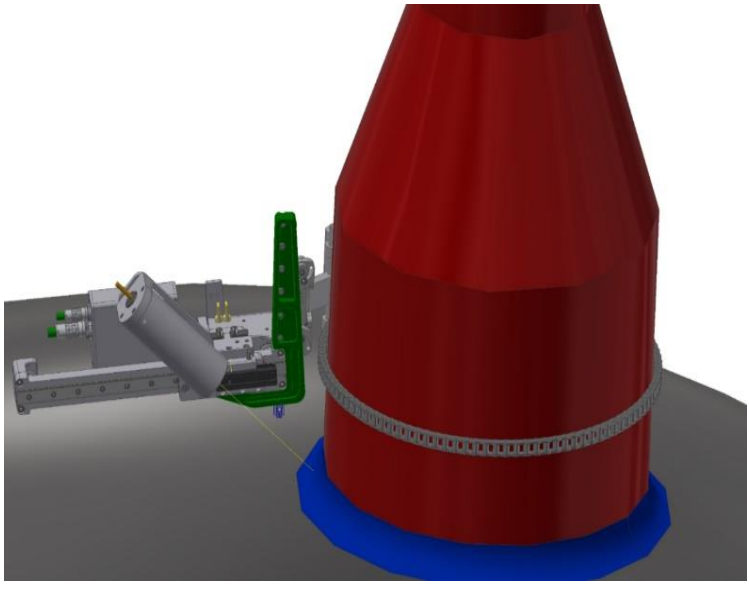


Рисунок 206. Установка пояса
из ферритной стали с цепью
на трубу из нержавеющей стали



Проведение контроля с помощью манипулятора SHELLVT позволяет проводить контроль цилиндрических поверхностей с внешним диаметром до 90 мм.

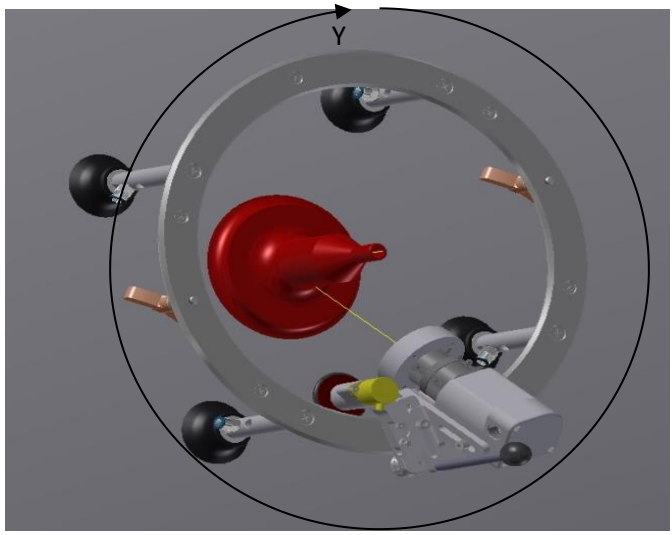


Рисунок 207. Проведение контроля манипулятором SHELLVT

Контроль с применением УЗ обеспечивает выявление и фиксацию в сварных соединениях (СС) следующих несплошностей, возникающих при монтаже, ремонте и в процессе эксплуатации:

- трещин, возникающих в результате циклического нагружения и выходящих на одну из поверхностей;
- трещин, развивающихся от внутренних несплошностей в СС (шлаки, включения, несплавления) и не имеющих выхода ни на одну из поверхностей;
- объемных несплошностей;
- отслоений антикоррозионного покрытия (в районе расположения СС).

При УЗК сварных соединений корпусов используется эхоимпульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектрических преобразователей на фазированных решётках (далее – ФР). Зона контроля кольцевых СС включает в себя весь объём сварного шва и зону термического влияния, в которую входит по 20 мм основного металла с каждой стороны шва, плюс до 5 мм, как показано на рисунке 209.

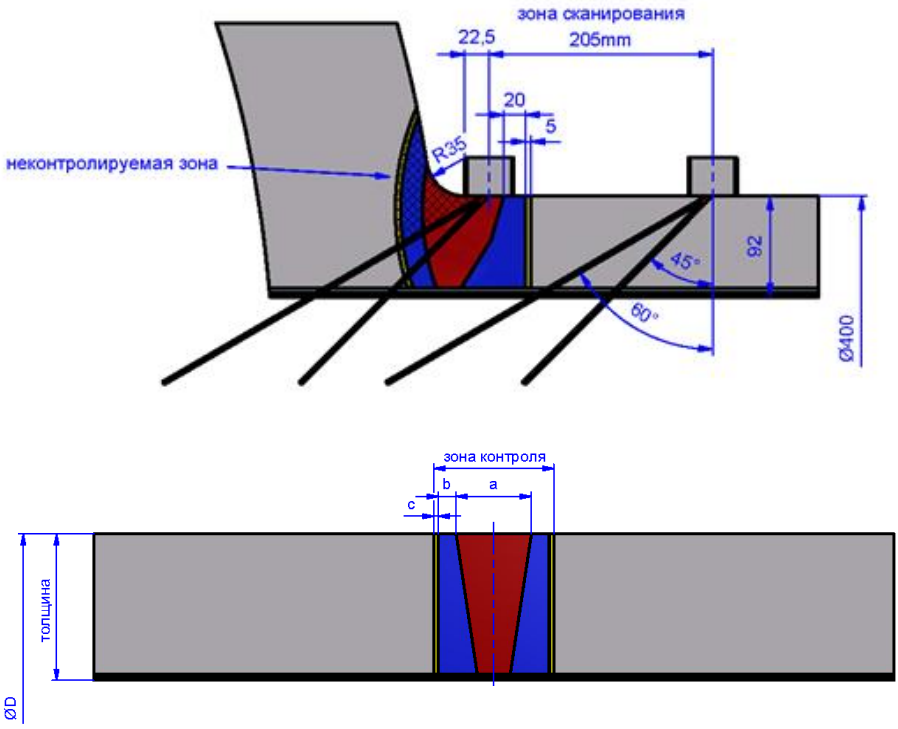


Рисунок 208. Зона контроля СС

Предусмотрено два режима контроля, это контроль в режиме поиска и контроль в режиме измерения. Контроль в режиме поиска выполняется путем механического сканирования с шагом, приведенном в методике.

6.9. Система контроля внутрикорпусных устройств реактора снаружи

Система контроля предназначена для телевизионного визуального контроля (ТВК) внутрикорпусных устройств реактора снаружи. Объектом контроля системы являются блок защитных труб (БЗТ) и шахта внутрикорпусная (ШВК) реактора (РУ) типа ВВЭР-1200.

Система контроля состоит из следующих составных частей:

- манипулятора HRID HRIIS;
- аппаратура управления манипулятором;
- аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов контроля;

- аппаратура ТВК;
- настроечного стенда;
- контрольного образца;
- настроечного образца;
- средств связи;
- комплекта силовых и коммутирующих кабелей;
- приспособления для подъема и транспортирования составных частей системы контроля.

Контролируемые элементы БЗТ:

- основного металла шпоночных поверхностей, контактных поверхностей опорного бурта, в том числе измерение износа шпонок (по результатам анализа вибрационного состояния ВКУ);
- сварного соединения обечаек опорной части между собой;
- сварного соединения приварки обечайки опорной к плите средней;
- сварного соединения приварки шпонок к обечайке;
- поверхностей решетки нижней, сопрягаемых с головками ТВС;
- сварного соединения приварки конической обечайки к обечайке цилиндрической;
- сварного соединения приварки конической обечайки к обечайке решетки;
- сварного соединения приварки плиты нижней к обечайке;
- сварного соединения приварки плиты средней к верхней обечайке полукорпуса;
- поверхностей шпоночных пазов, контактирующих со шпонками средней обечайки ШВК, в том числе регистрации износа шпоночных пазов (по результатам анализа вибрационного состояния ВКУ).

Контролируемые элементы ШВК:

- посадочных и контактирующих поверхностей «а1», «а2», «а3» (кроме шпоночных поверхностей), в том числе регистрации величины износа шпоночных пазов верха шахты;
- поверхностей сегментных пластин в местах контакта шахты и разделителя потока;
- продольных сварных соединений частей обечаек;

– кольцевых сварных соединений обечаек между собой и обечайки с днищем;
– поверхностей шпоночных пазов, контактирующих со шпонками корпуса реактора «а4», в том числе регистрации износа шпоночных пазов в зоне контакта.

Манипулятор HRIIS представляет собой транспортное устройство предназначенное для доставки камеры ТИК в зону контроля и перемещения по траектории, обеспечивающей постоянного расстояние между объективом камеры и поверхностью объекта контроля для обеспечения измерения размеров и координат несплошностей с заданной точностью.

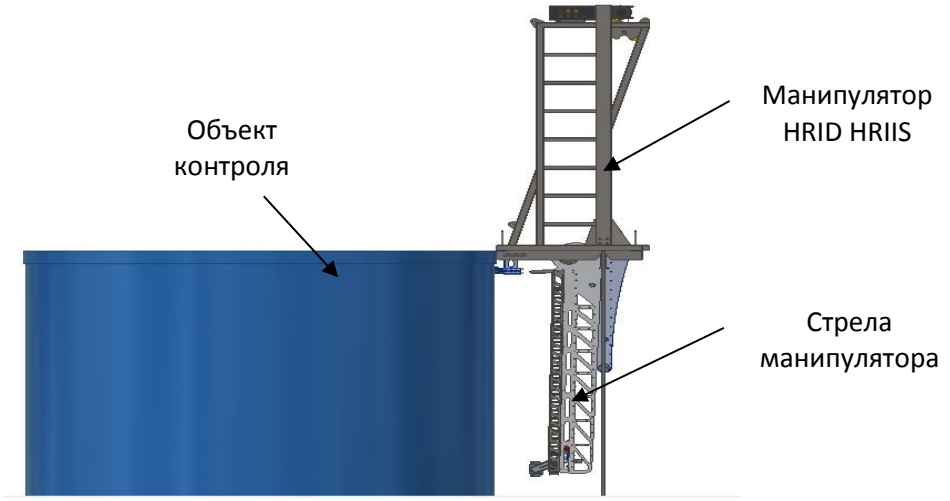


Рисунок 209. Манипулятор, установленный на объекте контроля.

Манипулятор обеспечивает выбранный характер и скорость движения камеры ТИК в зоне контроля. Для перемещения по заданной траектории в манипуляторе применены электрические и пневматические приводы. СК устанавливается в шахтах ревизии БЗТ или ШВК. При проведении контроля шахта заполняется водой. Монтаж манипулятора и вращение ШВК и БЗТ во время контроля выполняется с применением полярного крана в ЦЗ.

Аппаратура управления манипулятором обеспечивает перемещение камеры системы ТИК в соответствии с принятыми параметрами контроля.

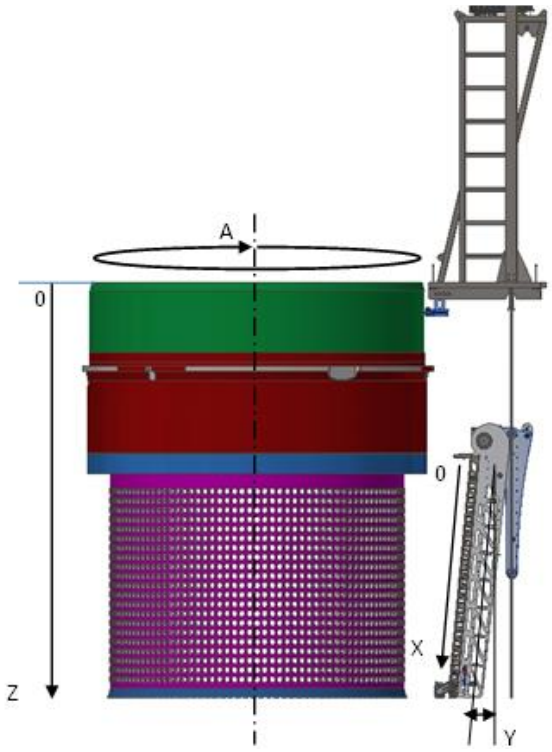


Рисунок 210. Направление осей при контроле БЗТ

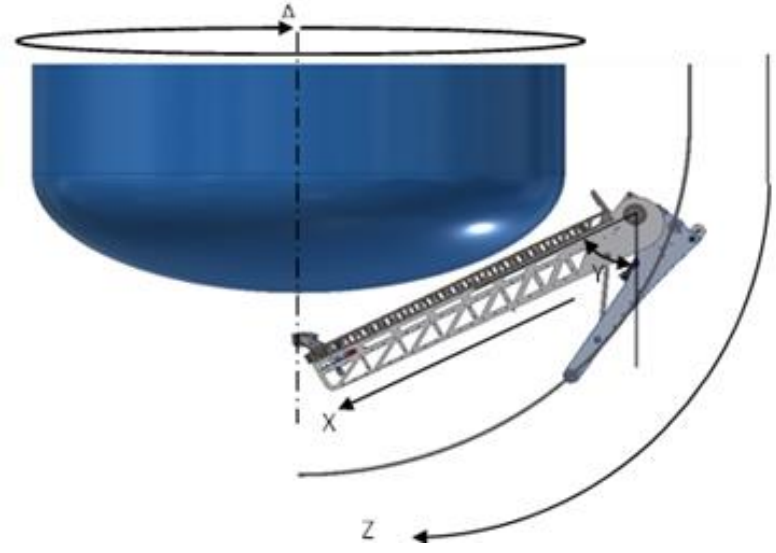


Рисунок 211. Направление осей при контроле ШВК

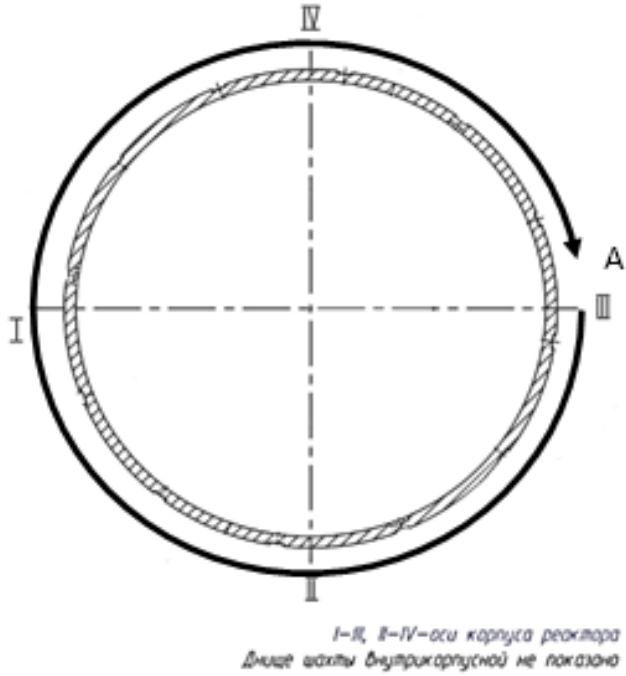


Рисунок 212. Направление осей при контроле
(вид сверху на объект контроля).

Управление манипулятором осуществляется с помощью ПО HRID Fiona PRO. Обеспечение процедуры сбора, обработки и хранения данных ТИК осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения HRID HDView. Для сбора данных используется стандартный персональный компьютер.

Для проверки и настройки оборудования системы контроля производится на настроечном стенде, непосредственно перед контролем.

Комплект силовых и коммутирующих кабелей обеспечивает электропитание и передачу сигналов от телекамеры к аппаратуре сбора, обработки, отображения и архивации результатов ТИК.

Процедура контроля ШВК и БЗТ осуществляется на расхоложенном реакторе в период останова энергоблока для ремонта. Перед проведением сканирования, ШВК и БЗТ демонтируются из реактора и находятся в подвешенном состоянии на полярном кране в шахте ревизии которая в свое время заполнена водой.



Рисунок 213. Настроечный стенд с установленным манипулятором HRID HRIIS.

Контроль ШВК:

- поверхность «a1» , «a2» (Рисунок 214);
- 12 шпоночных пазов. Поверхности «a3» (с регистрацией величины износа шпоночных пазов). Размер шпоночного паза 100x140 мм;
- 12 шпоночных пазов. Поверхности «a4» (с регистрацией величины износа шпоночных пазов). Размер шпоночного паза 110x520 мм.

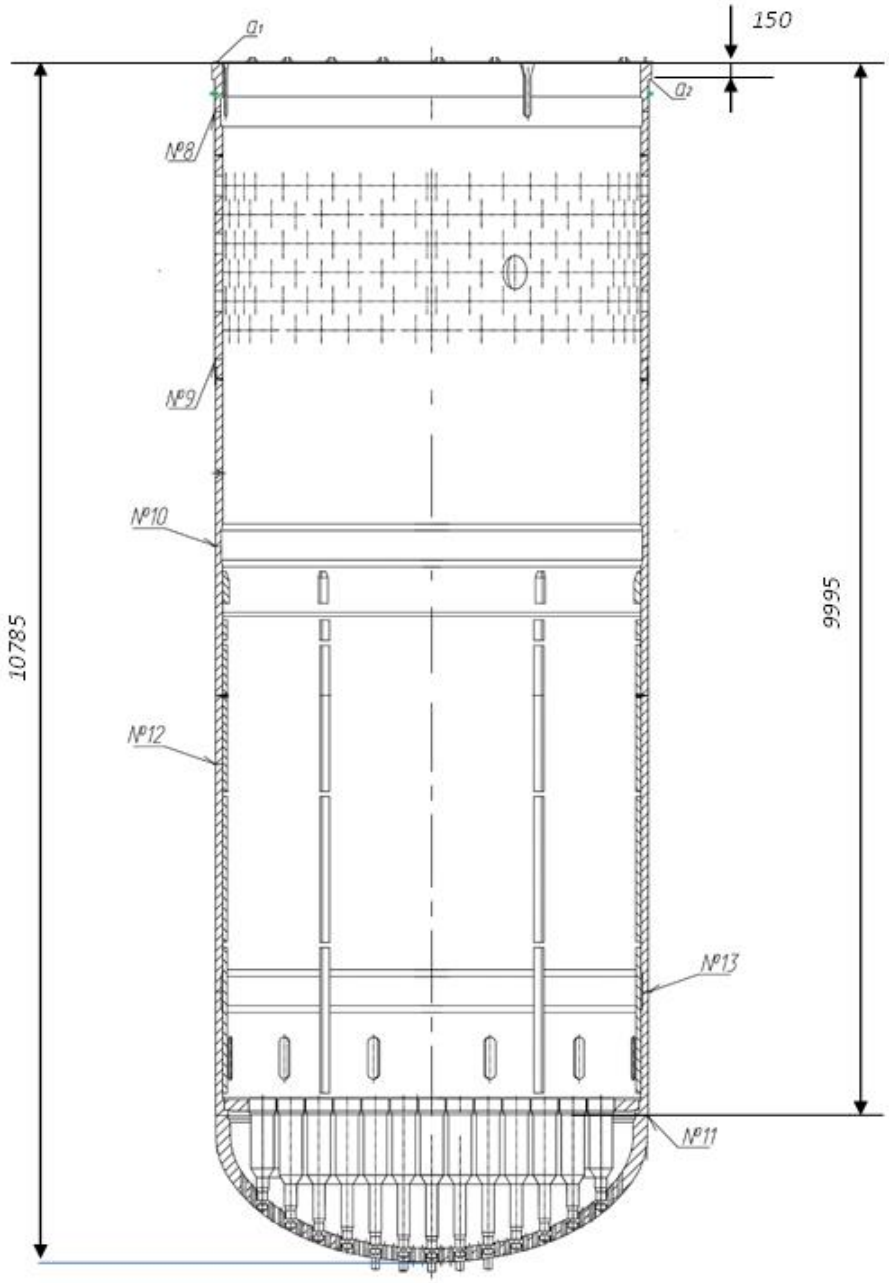


Рисунок 214. Контролируемые поверхности ШВК

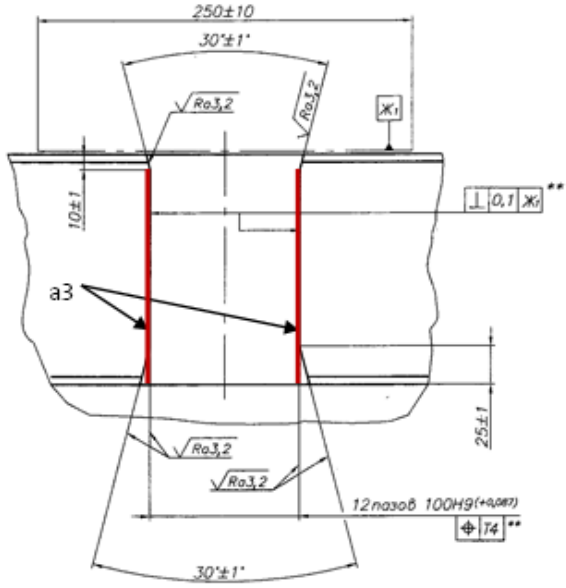
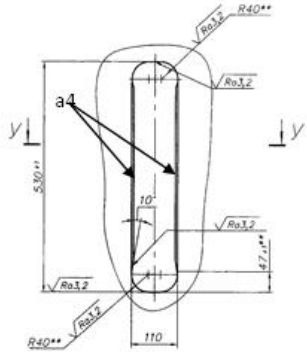


Рисунок 215. Контролируемая поверхность «а3»



y – y (1:2)

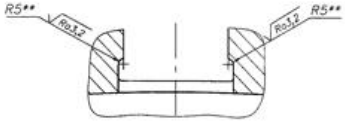


Рисунок 216. Контролируемая поверхность «а4»

Контроль БЗТ:

- Сварное соединение обечаек опорной части между собой (№ 1), сварное соединения приварки обечайки опорной к плите средней (№ 2);
- Сварное соединения приварки плиты средней к верхней обечайке полукорпуса (№ 3) сварное соединения приварки конической обечайки к обечайке цилиндрической (№ 4);
- Сварное соединения приварки конической обечайки к обечайке решетки (№ 5), сварное соединения приварки плиты нижней к обечайке (№ 6);

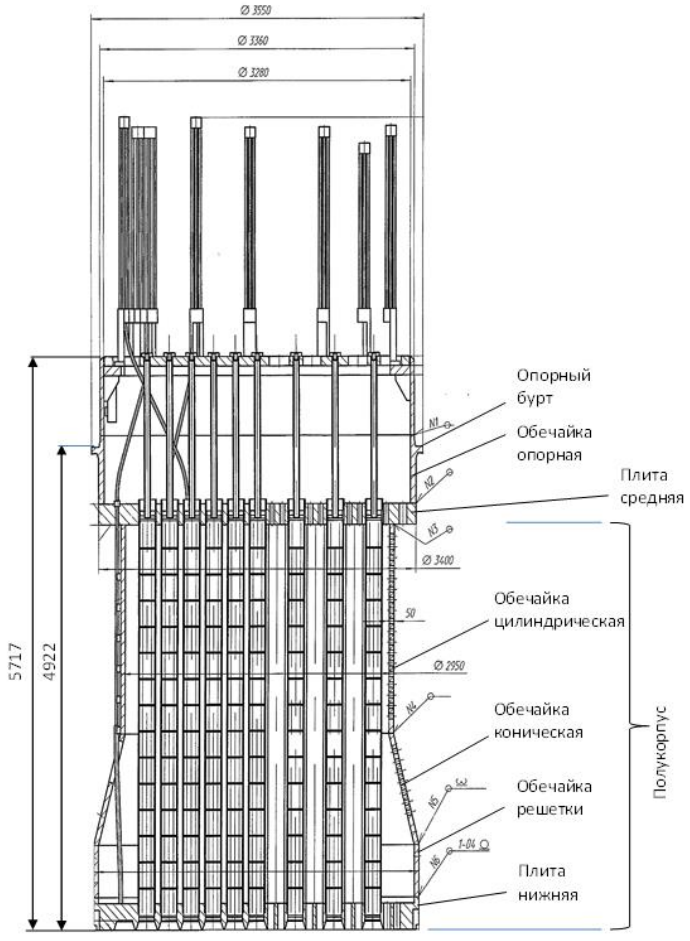


Рисунок 217. Контролируемые поверхности БЗТ

- 3 шпонки. Основной металл шпоночных поверхностей (с измерением износа шпонок), сварные соединения приварки шпонок к обечайке. Размер шпонки 310х58 мм;
- контактные поверхности опорного бурта;
- 6 шпоночных пазов. Поверхности шпоночных пазов, контактирующих со шпонками средней обечайки ШВК (в том числе регистрации износа шпоночных пазов). Размер паза 210х70 мм.
- Поверхностей решетки нижней, сопрягаемых с головками ТВС.

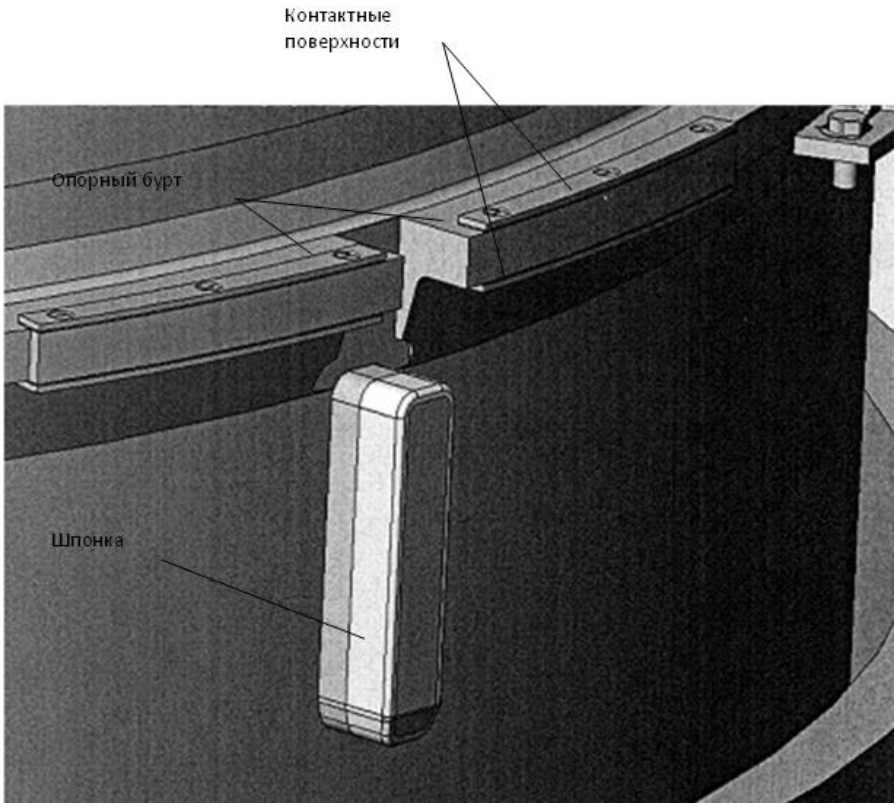


Рисунок 218. Контактные поверхности, опорный бурт, шпонка.

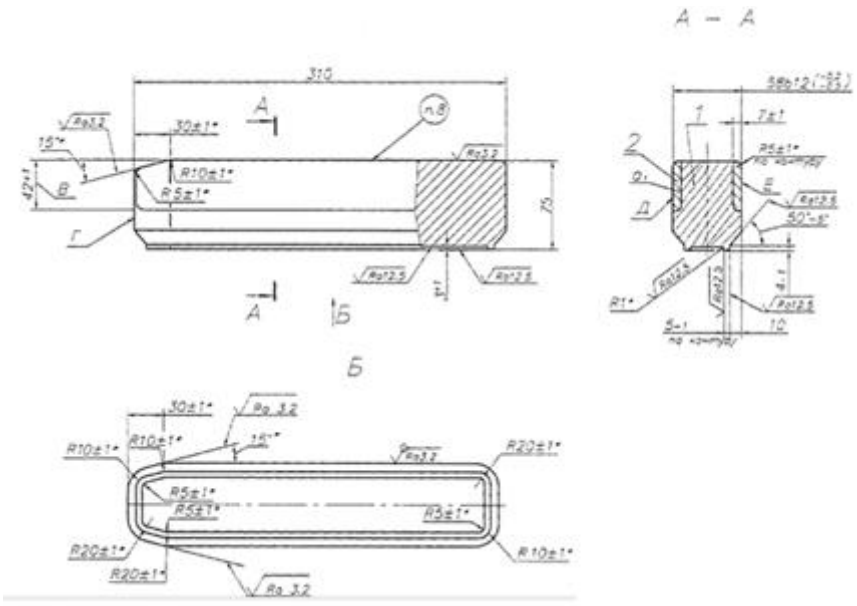


Рисунок 219. Контролируемый элемент – шпонка.

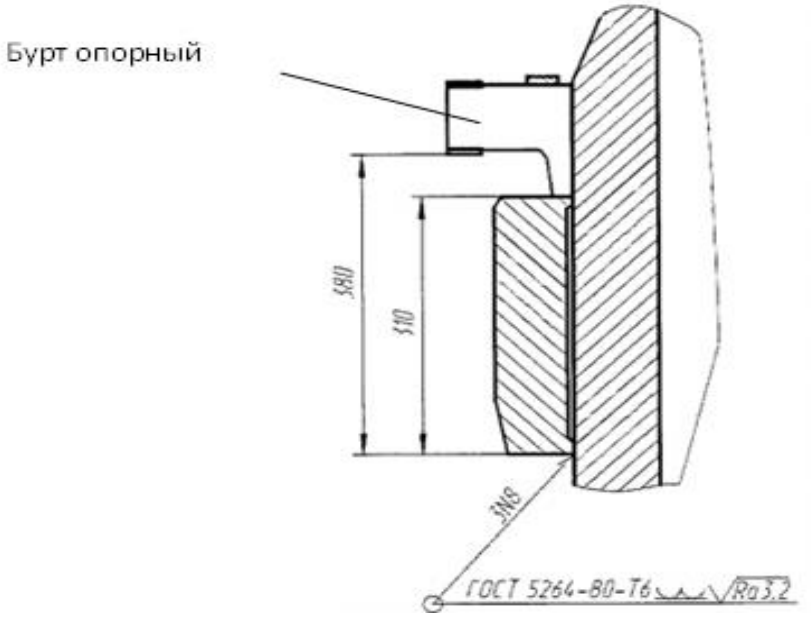


Рисунок 220. Блок защитных труб –
контактная поверхность опорного бурта.

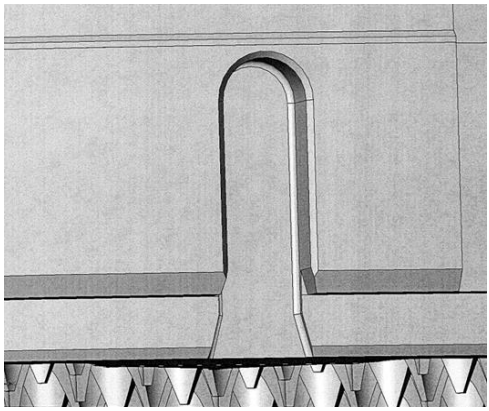


Рисунок 221. Блок защитных труб. Контактные поверхности опорного бурта и поверхности, контактирующие с шахтой внутрикорпусной

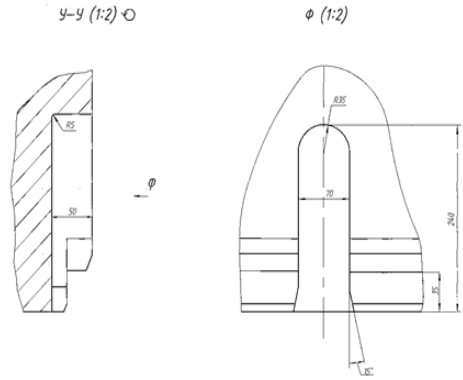


Рисунок 222. Изображение контактных поверхностей опорного бурта и поверхности, контактирующей с шахтой внутрикорпусной

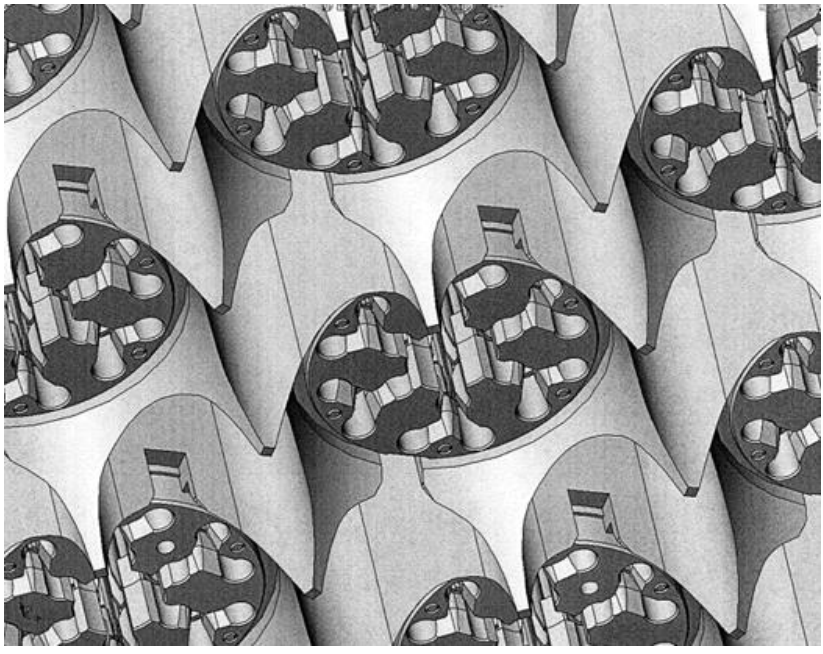


Рисунок 223. Поверхности решетки нижней, сопрягаемые с головками ТВС.

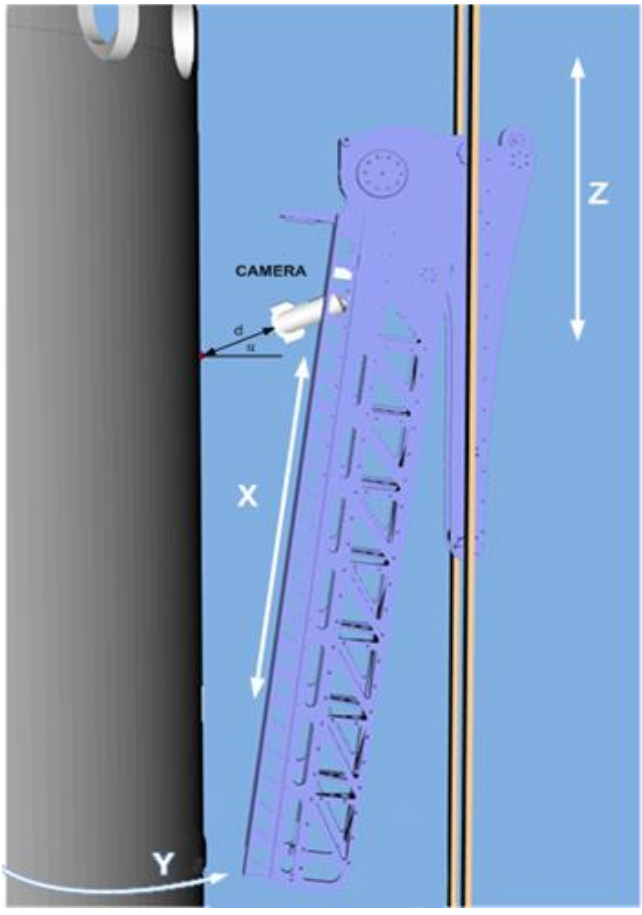


Рисунок 224. Направление осей манипулятора

6.10. Система контроля теплообменных труб (ТОТ), перемычек и сварных соединений коллекторов ПГ

Система контроля предназначена для проведения ультразвукового (УЗК), вихретокового (ВТК) и телевизионного визуального (ТВК) контроля:

- основного металла теплообменных труб;
- основного металла перемычек коллектора ПГ;
- сварного соединения фланцевой части коллектора с корпусом коллектора первого контура ПГ;
- сварных соединений теплообменных труб с коллектором первого контура ПГ;

– дистанционного визуального поиска дефектных теплообменных труб при пневмогидравлическом аквариумном способе контроля.

В состав СК входит:

– манипулятор SGIS;
– аппаратура управления манипулятором;
– аппаратура УЗК, ВТК, ТВК;
– аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов контроля;
– комплект ФР для УЗК;
– комплект преобразователей ВТК;
– настроечный стенд;
– комплект НО УЗК, ВТК, ТВК;
– комплект силовых и коммутационных кабелей;
– средства связи.

Манипулятор SGIS выполнен по модульному принципу, все модули легко удаляются и заменяются в зависимости от технологической операции и контролируемых элементов оборудования. Управление манипулятора основано на цифровой системе передачи сигналов с использованием протоколов промышленной сети. Механические и электронные компоненты манипулятора выбраны с учетом агрессивности среды, в которой необходимо работать. Все алюминиевые сплавы были анодированы для предотвращения поверхностного износа. Электронные компоненты достаточно защищены от радиации, присутствующей в коллекторе парогенератора. Для монтажа и обслуживания используются стандартные инструменты. Манипулятор SGIS разработан с учетом возможности работы при частичном погружении в воду (мачта, каретка, опоры, нижняя расширяемая платформа, механизм движения по высоте). Для настройки положения манипулятора внутри коллектора используются опорные точки на коллекторе.

Конструкция манипулятора предусматривает три рабочие конфигурации:

– конфигурация для вихретокового контроля проходными, вращающимися и матричными зондами;
– конфигурация для ультразвукового контроля;
– конфигурация для телевизионного контроля.

Общий вид манипулятора SGIS, установленного на коллекторе парогенератора, представлен на рисунке 225.

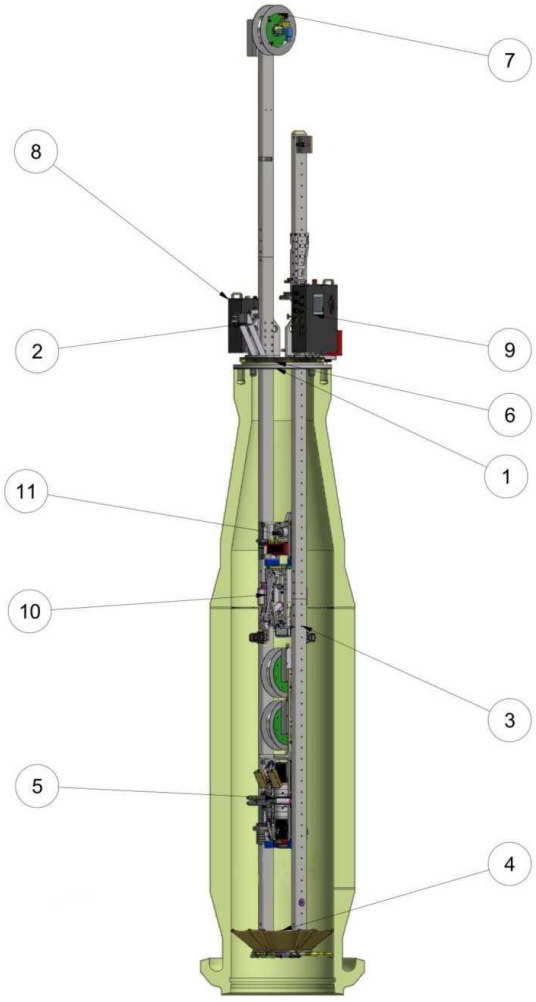


Рисунок 225. Общий вид манипулятора SGIS. 1 – фланец опорный; 2 – узел крепления ВТ настроечных образцов; 3 – мачта; 4 – нижняя платформа с упорами; 5 – модуль HSP; 6 – узел вращения мачты; 7 – катушка для вращающегося зонда; 8 – блок пневматический; 9 – блок управления; 10 – модуль УЗК; 11 – модуль ТВК.

Манипулятор SGIS устанавливается на фланце коллектора. Для фиксации и центровки манипулятора используются резьбовые

гнёзда фланцевого разъёма коллектора. Крепление манипулятора обеспечивает независимое движение по двум осям (по высоте и вращательное движение), используя цилиндрическую систему координат. Движение по обеим осям обеспечивают моторы постоянного тока, снабженные энкодерами для точного определения положения. Вращение манипулятора (мачты) обеспечивается зубчатым колесом большого диаметра, снабженного шарикоподшипником, соединенного с шестерней модуля электродвигателя вращения.

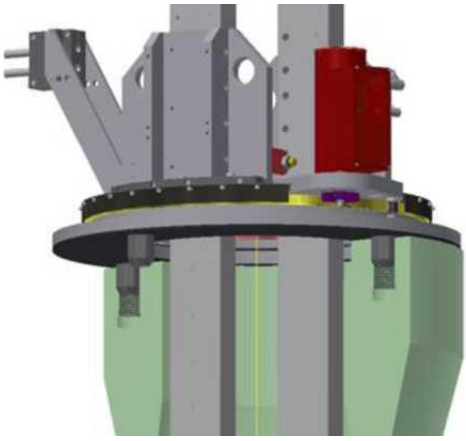


Рисунок 226. Фиксация и центрирование манипулятора SGIS на фланце коллектора

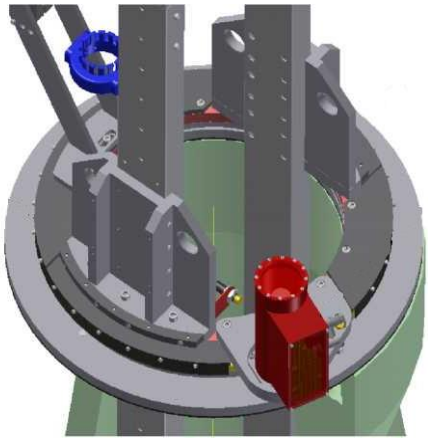
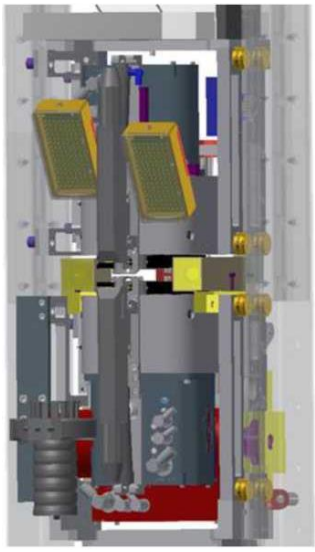


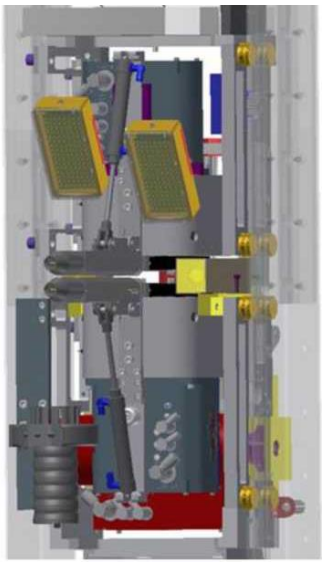
Рисунок 227. Узел вращения мачты

Модуль с высокоскоростным толкателем (HSP) предназначен для проведения ВТК парогенераторов реакторов ВВЭР-1000.

Главное назначение толкателя — это ввод/вывод зондов из трубок парогенератора. Скорость ввода/вывода зонда контролируется дистанционно. Толкатель установлен на узле каретки манипулятора, и в рабочем положении расположен внутри коллектора парогенератора. Близкое расположение колес толкателя к обследуемой трубке гарантирует большее усилие толкания, хорошее проникновение зонда и высокую скорость обследования.

Два модуля высокоскоростного толкателя, установленные на мачте манипулятора, могут работать независимо и одновременно, осуществляя ввод/вывод двух зондов в одно и то же время. Для контроля правильности позиционирования на каждом толкателе установлена камера с подсветкой.





Модуль УЗК предназначен для контроля сварного соединения и околошовной зоны фланцевой части коллектора с корпусом коллектора методом УЗК. Для контроля за перемещением блоков с ультразвуковыми преобразователями, модуль УЗК снабжен двумя обзорными камерами. Модуль УЗК работает в паре с модулем ТВК, который обеспечивает вертикальное перемещение модуля УЗК.

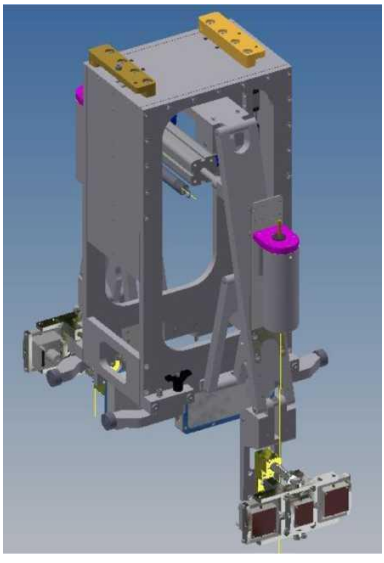


Рисунок 228. Модуль УЗК.

Модуль ТВК предназначен для контроля внутренней поверхности коллектора, сварного соединения фланцевой части коллектора с корпусом коллектора, сварных соединений теплообменных труб с коллектором, теплообменных труб, а также обеспечивает поиск дефектных теплообменных труб под водой при пневмогидравлическом аквариумном способе контроля.

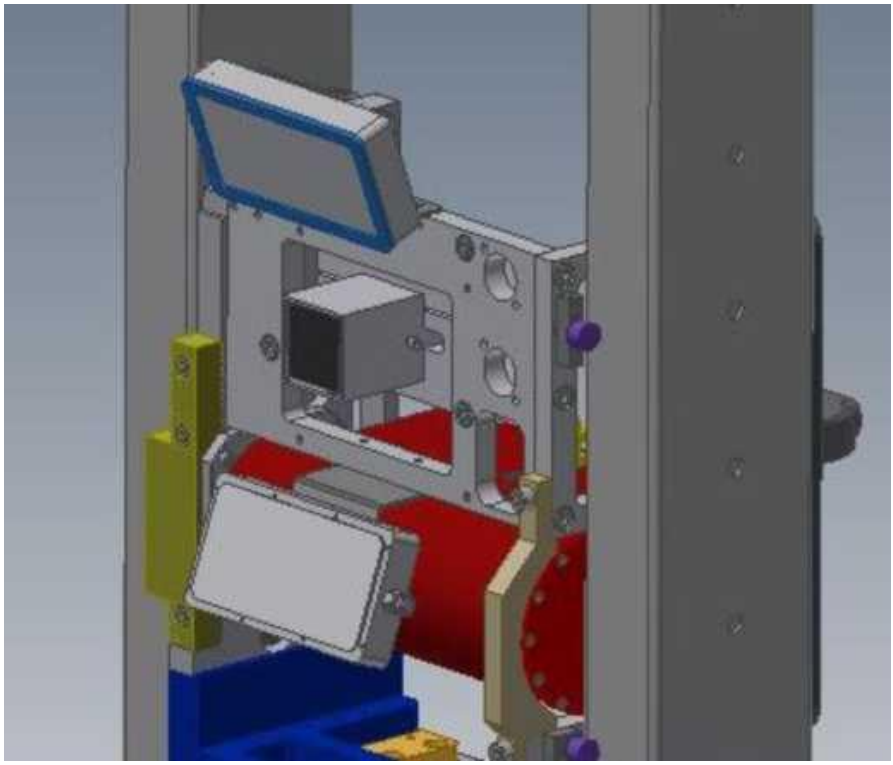


Рисунок 229. Модуль ТВК.

Манипулятор SGIS оборудован нижней платформой с упорами. В конструкции платформы применяется механический зонтик, который раскры-вается при подаче давления от системы сжатого воздуха. Платформа выполняет две основные функции: для центрирования нижней части манипулятора внутри коллектора и как ловушка на случай попадания посторонних предметов.

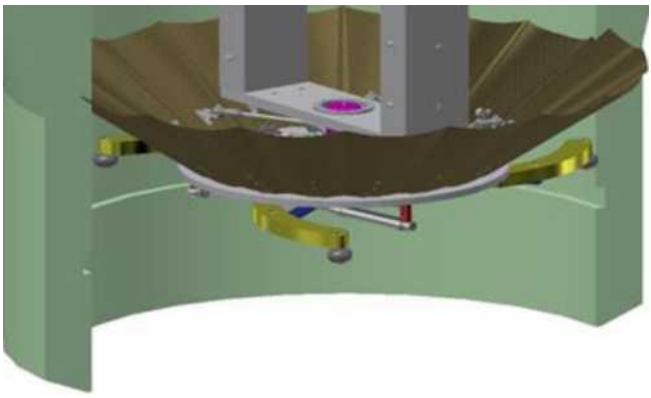


Рисунок 230. Нижняя платформа с упорами.

Настроечный стенд предназначен для проверки функциональности и настройки режимов работы манипулятора SGIS непосредственно перед контролем и при приемочных испытаниях. В конструкции стенда предусмотрено установка настроечных и испытательных образцов.



Рисунок 231. Настроечный стенд с манипулятором SGIS.

При УЗК СС коллектора ПГ используют эхо-импульсный метод, который реализуется с помощью ультразвукового дефектоскопа, ФР и ПЭП ГВ. Данный вид контроля позволяет выявить:

- трещин, возникающих в результате циклического нагружения и выходящих на одну из поверхностей;
- трещин, развивающихся от внутренних несплошностей в СС (шлаки, включения, несплавления) и не имеющих выхода ни на одну из поверхностей;
- объемных несплошностей;
- отслоений антикоррозионного покрытия (в районе расположения СС).

Зона контроля кольцевых СС включает в себя весь объём сварного шва и зону термического влияния, в которую входит по 20 мм основного металла с каждой стороны шва, как показано на рисунке 233. Контроль проводится со стороны наплавки, контактным методом. Контактная жидкость – вода.

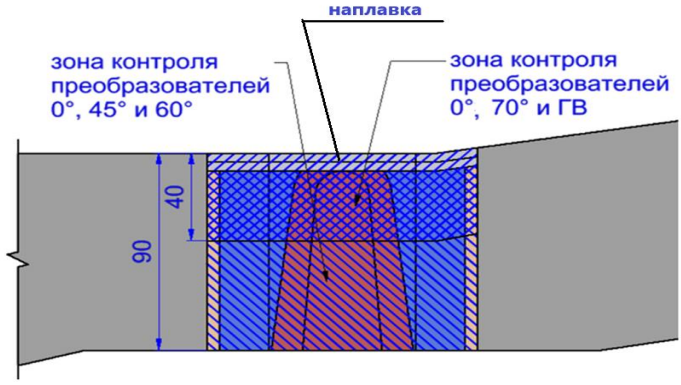


Рисунок 232. Зона контроля СС коллектора ПГ.

Предусмотрено два режима контроля, режим поиска и режим измерения. Контроль в режиме поиска выполняется путем механического сканирования с шагом, приведенном в методике. Весь объем СС в режиме поиска контролируют:

– продольными волнами с углом ввода 0° (толщина до 90мм);
– головными волнами с углом ввода 78° (толщины до 5 мм);
– продольными волнами с углом ввода 70° (толщина до 40 мм включительно);

– поперечными волнами с углами ввода 45°, 60° (толщина от 40 мм до 90 мм).

Весь объём СС контролируется с фиксацией участков, на которых обнаружены сигналы, превышающие контрольный уровень.

Контроль в режиме измерения выполняется в случае, если контроль в режиме поиска выявил несплошность с амплитудой, превышающей фиксируемое значение.

Объектом ВТ контроля являются теплообменные трубы парогенератора ПГВ1000-МКП, а также перемычки коллектора между отверстиями под теплообменные трубы. Каждая теплообменная труба согнута в змеевик U-образной формы, имеет до семи гнутых участков, радиус гиба – от 60 до 244 мм, максимальный угол гиба – 180 градусов.

При ВТК металла теплообменных труб ПГ, возможно выявление следующих отклонений:

– коррозионные повреждения, типа "нехватка материала" (язвы, питтинги и т.п., трещины различной ориентации относительно оси трубы);
– изменения внутреннего диаметра теплообменной трубы (определяемые по отклонению сигнала на абсолютных вихретоковых каналах от среднего значения);
– изменения содержания ферритной фазы (вызванные наклепом, металлургическими особенностями и др.);
– следы удара (вмятина);
– прижоги;
– соприкосновение труб;
– особенности геометрических аномалий развальцовки (недовальцовка, перевальцовка, отсутствие развальцовки трубы);
– утонение стенки теплообменной трубы в результате коррозионно-механического износа в местах установки дистанционирующих решеток;
– наличие электропроводящих отложений.

При ВТК металла перемычек коллекторов первого контура выявляются несплошности типа трещин (продольная трещина в коллекторе длиной 10 мм и более, глубиной 1 мм и более).

Для измерения и оценки параметров несплошности при ВТК используется многочастотный вихретоковый метод, позволяющий вы-

являть несплошности, расположенные на внешней и на внутренней поверхностях теплообменной трубы, на свободных участках теплообменной трубы и в местах расположения дистанционирующих решеток.

Проходной ВТП (рисунок 234, 235) состоит из двух катушек, навитых на корпус преобразователя и соединенным между собой встречно. Объем и глубина обнаруживаемых несплошностей могут быть определены путем сравнения амплитуды и фазы сигналов обмоток. Несколько несплошностей, расположенных в одном поперечном сечении невозможно раздельно охарактеризовать при помощи проходного ВТП.

Контроль с использованием проходного ВТП применяется для обследования труб в случае, когда предполагаемый характер несплошности объемный или ориентирован вдоль оси трубы. Вследствие надежности и быстроты сбора данных, контроль труб на всю длину осуществляется с использованием проходного ВТП.

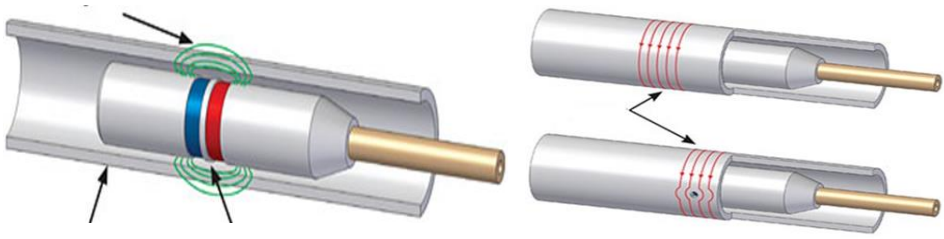


Рисунок 233. Стандартный проходной ВТП.

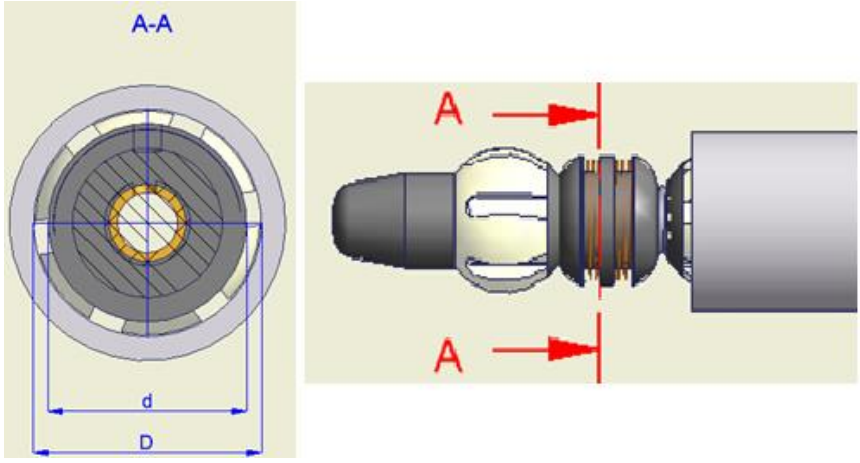


Рисунок 234. Конструкция проходного ВТП

Контроль вращающимся ВТП проводится с целью получения информации о размерах, ориентации и морфологии несплошности, также применяется для оценки расположения несплошности по длине окружности поперечного сечения трубы. Вращающийся ВТП (Рисунок 235) представляет собой две обмотки, разнесенные в пространстве под прямым углом, имеющие общую точку в месте пересечения. Указанная конструкция вращается внутри трубы с задаваемой с компьютера частотой вращения и при этом также движется поступательно. Подобная конструкция и метод сканирования позволяет получать ВТ сигналы от несплошностей с произвольной (продольной, поперечной, наклонной, объемной) ориентацией, включая множественные несплошности, встречающиеся на одном поперечном сечении трубы ПГ. При контроле чувствительный элемент описывает спиральную траекторию, совершая обороты по окружности и продвигаясь одновременно по оси, чтобы обеспечить контроль трубы. Для выполнения полного перекрытия зоны контроля, ВТП должен совершать поступательное движение по оси не более, чем на половину диаметра катушки в течение одного оборота.



Рисунок 235. Вращающийся ВТП

Матричный ВТП имеет 16 обмоток, распределенных по окружности трубы, представляющие из себя два ряда, сдвинутые на шаг, сравнимый с диаметром катушки (Рис. 236). Таким образом, поле, создаваемое набором обмоток, полностью покрывает окружность, не требуя вращения ВТП. Цель применения матричного ВТП заключается в получении преимущества вращающихся ВТП вместе со скоростью поступательного сканирования, сравнимой со скоростью проходных ВТП.

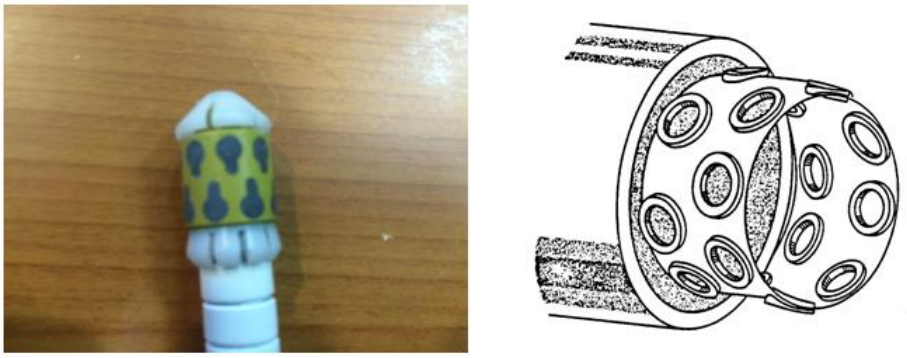


Рисунок 236. Матричный ВТП.

При ТВК антикоррозионной наплавки и сварных соединений коллектора парогенератора необходимо выявлять поверхностные несплошности (трещины, поры, коррозионные повреждения и т.п.).

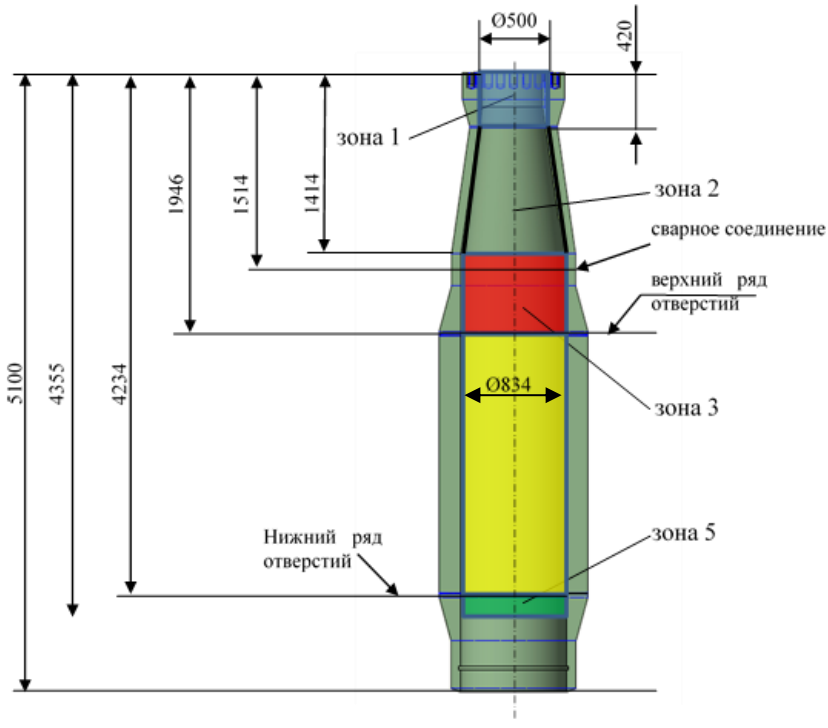


Рисунок 237. Зоны контроля.

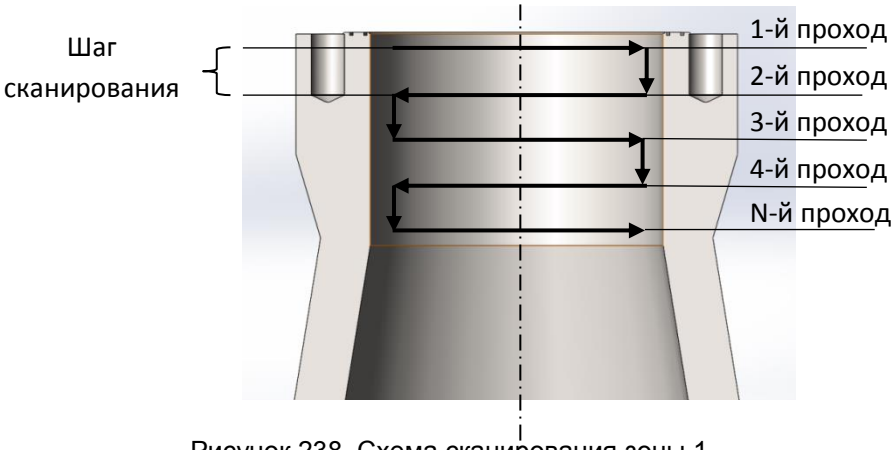


Рисунок 238. Схема сканирования зоны 1.

6.11. Система контроля ВКУ ПГ

Система контроля предназначена для проведения автоматизированного дистанционного телевизионного контроля (ТВК) основного металла и металла сварных соединений корпуса ПГ, коллекторов первого контура, линий МПП и воздушников коллекторов первого контура, коллектора раздачи питательной воды, теплообменных труб, ПДЛ, ППДЛ и других ВКУ ПГ со стороны второго контура.

Система контроля состоит из следующих параметров:

- робота-манипулятора SGSSIS;
- аппаратуры управления манипулятором;
- аппаратуры ТВК;
- системы позиционирования робота-манипулятора;
- системы подачи робота-манипулятора и кабельных линий;
- аппаратура сбора, обработки, отображения и архивации результатов контроля;
- контрольного образца для настройки и оценки параметров телевизионной аппаратуры;
- комплекта силовых и коммутирующих кабелей;

Робот-манипулятор SGSSIS предназначен для доставки телевизионных камер в наиболее удобное положение для проведения ТВК внутрикорпусных устройств парогенератора со стороны второго контура.



Рисунок 239. Робот-манипулятор SGSSIS

Робот-манипулятор SGSSIS оборудован стрелой для подъема телевизионной камеры. Стрела имеет возможность подниматься из первоначального положения под воздействием управляющего сигнала, и опускаться в исходное состояние. При этом камера занимает нижнее и верхнее положение. Управление подъемом стрелы осуществляется оператором. Дополнительный подъем камеры по вертикальной оси может быть осуществлен специальным положением передней гусеницы. Манипулятор оборудован двумя камерами – стационарная камера для контроля зоны над погружным дырчатым листом (ПДЛ) и выдвижная камера для контроля зоны ниже ПДЛ.

SGSSIS приводится в движение двумя основными гусеничными шасси, которые независимо приводятся в движение двигателями постоянного тока с датчиками точного местоположения. В передней части предусмотрены два дополнительных подъемных гусеничных механизма, предназначенных для преодоления препятствий, движение основных и дополнительных гусеничных механизмов осуществляется синхронно. Каждое подъемное гусеничное шасси может вращаться самостоятельно в диапазоне от 90 до +120 градусов для адаптации к конфигурации поверхности по которой происходит движение. Стационарная камера с наклонно-поворотной системой может иметь угол наклона 360 и поворота 280 градусов. Видеоэндоскоп приводится в движение модулем толкателя, встроенного в тележку. Контроль позиционирования эндоскопической камеры обеспечивается измерительным преобразователем вращательного движения, установленным на двигателе модуля толкателя. Всё электронное оборудование и двигатели постоянного тока манипуля-

тора охлаждаются потоком сжатого воздуха. Система позиционирования предназначена для определения положения манипулятора во втором контуре парогенератора. Положение определяется лазерным дальномером и камерой, точно управляемой наклонно-поворотной системой с определением угла лазерного луча.

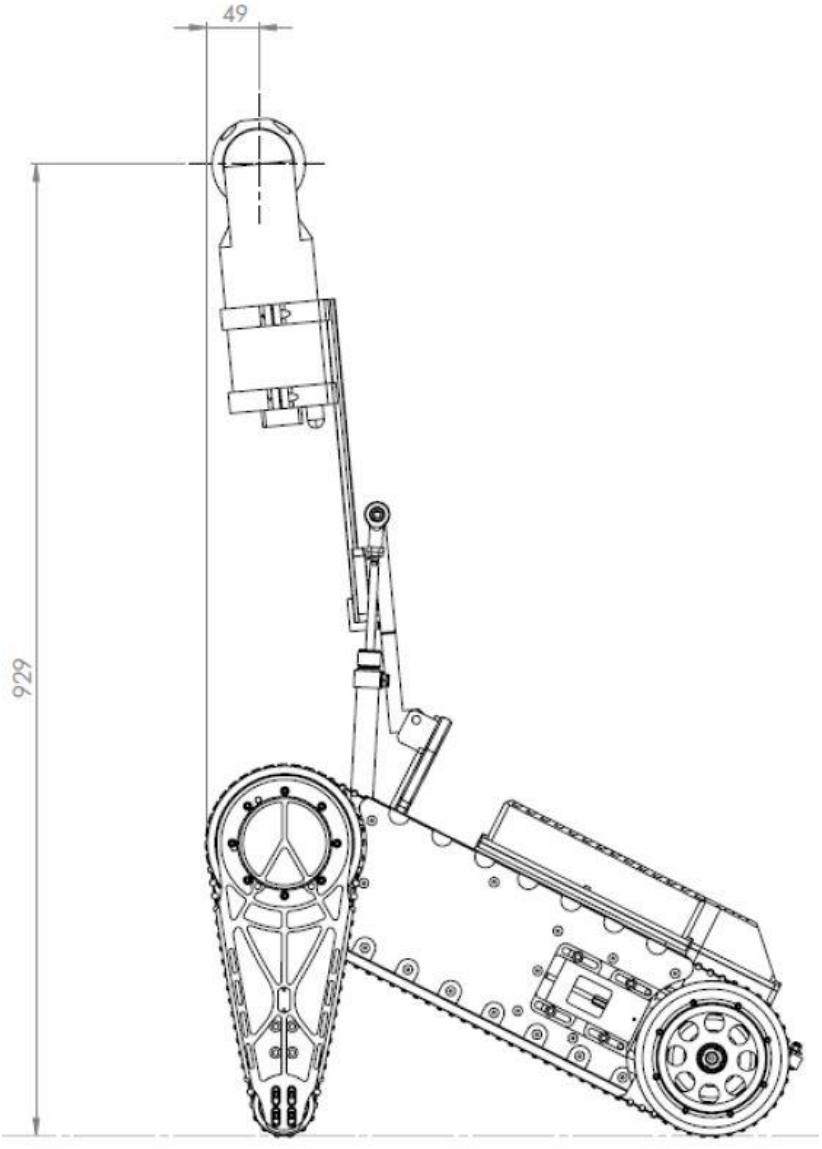


Рисунок 240. Верхнее положение робота-манипулятора SGSSIS

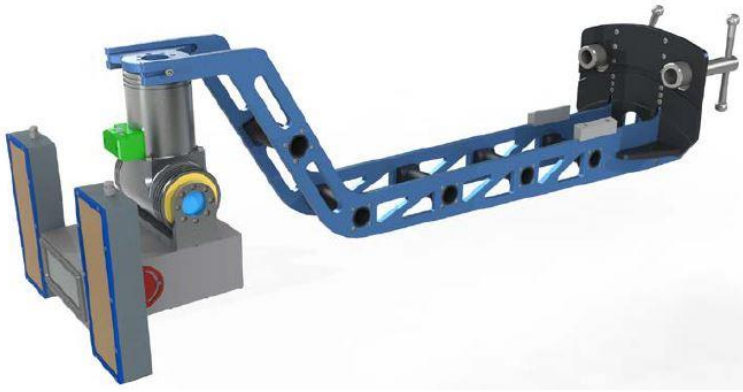


Рисунок 241. Система позиционирования монтируется на люке-лазе для контроля парогенератора.

Для подачи манипулятора во внутреннюю часть парогенератора используется система подачи робота SGSSIS.

Система состоит из опорной конструкции, закрепленной на входном контрольном фланце парогенератора с помощью винтов, закручиваемых вручную. Конструкция поддерживает плоскую платформу, используемую для перемещения робота до ее вхождения в зону контроля. Подвижная платформа установлена на конце плоской платформы и используется в качестве места между входом для контроля (люк-лаз) и внутренней частью парогенератора со стороны второго контура. Колесо с внешней стороны системы используется как натяжитель для дистанционного контроля магистрального кабеля робота-манипулятора.

Для контроля «карманов» парогенераторов используется портативный технический видеоэндоскоп.



Рисунок 242. Видеоэндоскоп iTconcept iRis DVR X

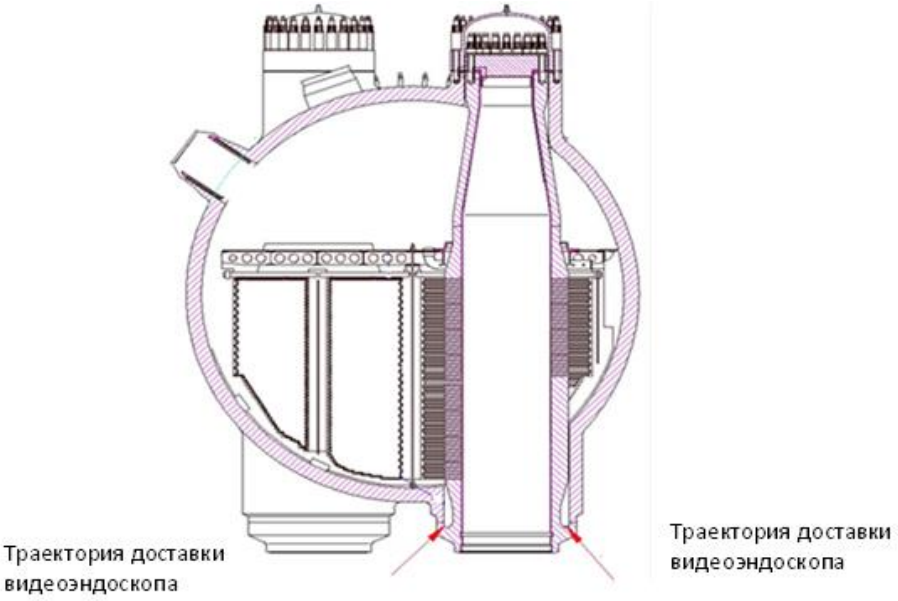


Рисунок 243. Траектория доставки эндоскопа для осмотра «карманов»

Из полученных видеоданных формируются изображения, отображающие типичное состояние «карманов» ПГ. При наличии отложений реакторный цех АЭС принимает решение о целесообразности проведения химической отмывки «карманов» ПГ. В случае проведения отмывки контроль «карманов» выполняется повторно после ее проведения.

Выбор парогенератора подлежащего контролю, очередность и периодичность контроля выполняется в порядке и последовательности, указанной в соответствующей рабочей программе АЭС. Контроль выполняется при доступе через один люк-лаз, после этого робот извлекается из корпуса ПГ, трап и вспомогательное устройство измерения координат переставляется на другой люк-лаз и проводится контроль другой половины ВКУ ПГ. В случае обнаружения несплошностей (отклонений) контроллер ориентирует робот-манипулятор так, чтобы несплошность (отклонение) располагалась в центре кадра изображения, оптическая ось камеры была направлена перпендикулярно или максимально приближено к этому положению относительно контролируемой поверхности.

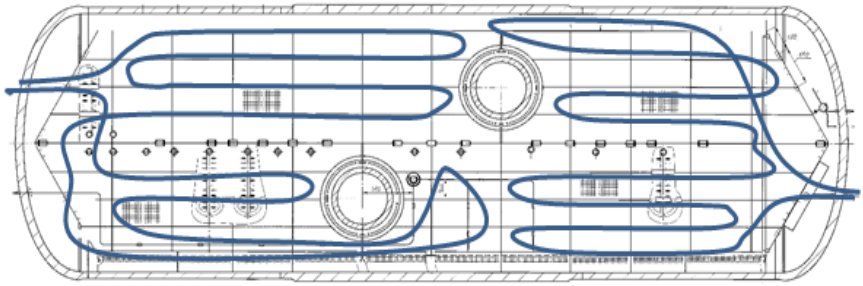


Рисунок 244. Рекомендуемая траектория движения манипулятора при контроле ПГ

При проведении контроля ВКУ ПГ ниже дырчатого листа используется видиоэндоскоп установленный на манипулятор. Габаритные размеры видеокамеры эндоскопа позволяют проходить видеокамере через отверстия дырчатого листа. Так же имеется возможность проводить контроль при снятом дырчатом листе.

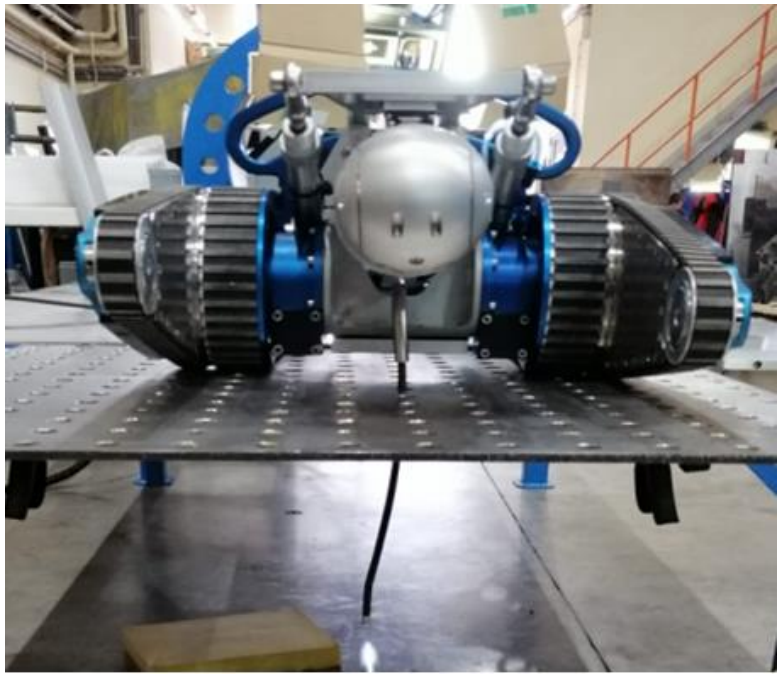


Рисунок 245. Проведение контроля через отверстие дырчатого листа

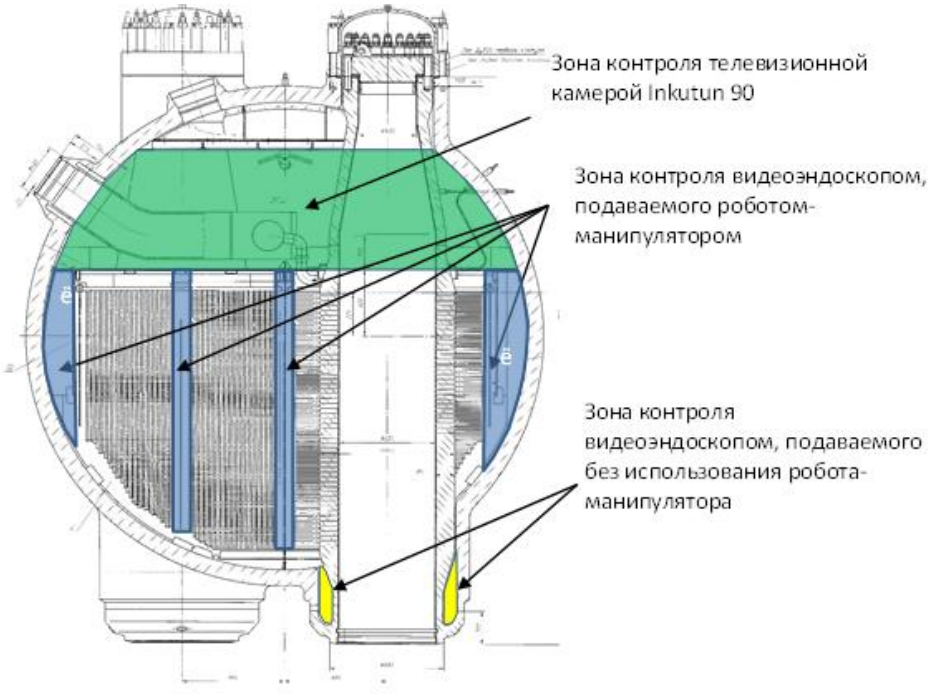


Рисунок 246. Зоны осмотра в продольном сечении ПГ

6.12. Система контроля металла патрубков верхнего блока

Система контроля предназначена для проведения предэксплуатационного и эксплуатационного периодического контроля состояния метала патрубков СУЗ и ВРК блока верхнего методами УЗК, ВТК, и ТВК, реакторной установки ВВЭР-1200. Система контроля обеспечивает возможность оценки качества контролируемых элементов блока верхнего.

Объект контроля – патрубки СУЗ и ВРК крышки блока верхнего. Система предназначена для контроля:

- основного металла патрубков СУЗ и ВРК с внешней стороны патрубков, при условии демонтажа фланцев патрубков, в технически возможном объеме;
- основного металла крышки БВ вокруг патрубков по толщине крышки (в зоне диаметром 240 мм вокруг сварного соединения патрубков СУЗ и ВРК с внутренней наплавкой крышки);

- сварных соединений патрубков СУЗ и ВРК с внутренней наплавкой крышки БВ в технически возможном объеме;
- наплавки на нижних торцах патрубков СУЗ и ВРК на отслоение от основного металла патрубков;
- наплавки уплотнительных поверхностей патрубков СУЗ и ВРК на отслоение от основного металла патрубков;
- рубашек патрубков СУЗ и ВРК по всей длине;
- сварных соединений патрубков СУЗ и ВРК с внутренней наплавкой крышки БВ;
- сварных соединений рубашек патрубков СУЗ и ВРК с наплавками на патрубках;
- внутренних поверхностей рубашек патрубков;
- внутренней наплавки крышки БВ в технически возможном объеме (включая фланец крышки);

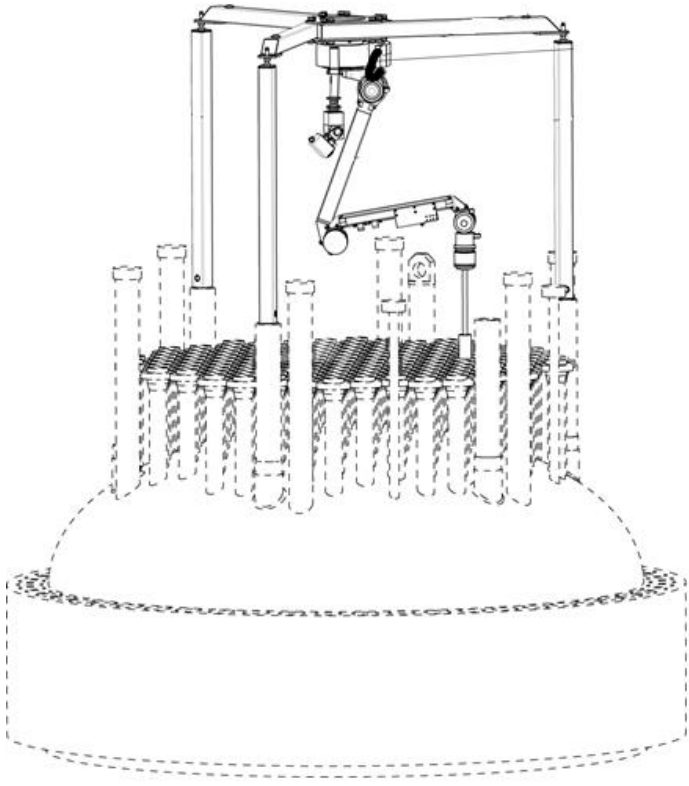


Рисунок 247. СК металла патрубков ВБ.

Система контроля состоит из следующих основных частей:

- манипуляционной системы КПТВ.417421.002;
- аппаратуры управления манипуляторами (далее – блок управления);
- выносного блока управления (далее – пульт ручного управления);
- устройство подачи контактной жидкости;
- средства связи – переговорное устройство;
- комплекта ТВК;
- рама нижняя в сборе;
- рама верхняя в сборе;
- модуль ВТК;
- модуль УЗК УН;
- модуль УЗК МСПВН;
- модуль УЗК ННТП;
- модуль УЗК ОМП;
- модуль ТВК фланца;
- модуль ТВК сферы;
- модуль ТВК ВПП;
- модуль УЗК ОМК;
- комплекта соединительных кабелей;
- аппаратуры сбора данных УЗК – дефектоскоп ZETEC Zircon;
- аппаратуры сбора данных ВТК – дефектоскоп OMNI-200R;
- аппаратуры сбора, обработки, отображения и архивации результатов УЗК, ВТК и ТВК – персональный компьютер с установленным специализированным ПО Ultra Vision 3;
- настроечного стенда;
- комплекта настроечных образцов, предназначенных для настройки и оценки параметров ультразвукового дефектоскопа;
- комплекта контрольных образцов, предназначенных для настройки и оценки параметров телевизионной аппаратуры;
- комплекта настроечных образцов, предназначенных для настройки и оценки параметров вихретокового дефектоскопа;

– комплекта силовых и коммутирующих кабелей.

Манипулятор предназначен для доставки аппаратуры контроля в зону контроля и перемещения с точностью позиционирования, обеспечивающей заданную точность измерения размеров и координат несплошностей в контролируемом узле. Манипулятор обеспечивает выбранный характер и скорость движения датчиков в зоне контроля.

Вращение зонда внутри патрубка обеспечивает привод зонда, поступа-тельное перемещение ВТП вдоль оси патрубка – манипулятор.

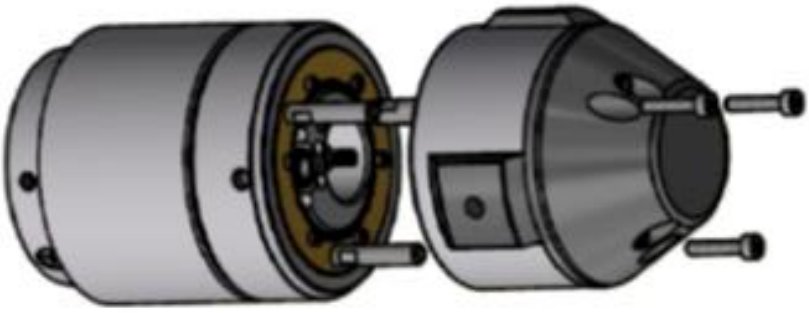


Рисунок 248. Вихретоковый зонд

При проведении ВТК используется многочастотный метод, позволяющий выявлять дефекты по всей толщине рубашки патрубков БВ.

Контролируемая зона включает весь объем внутренней поверхности рубашек патрубков, а также СС и примыкающие к нему участки околошовной зоны.

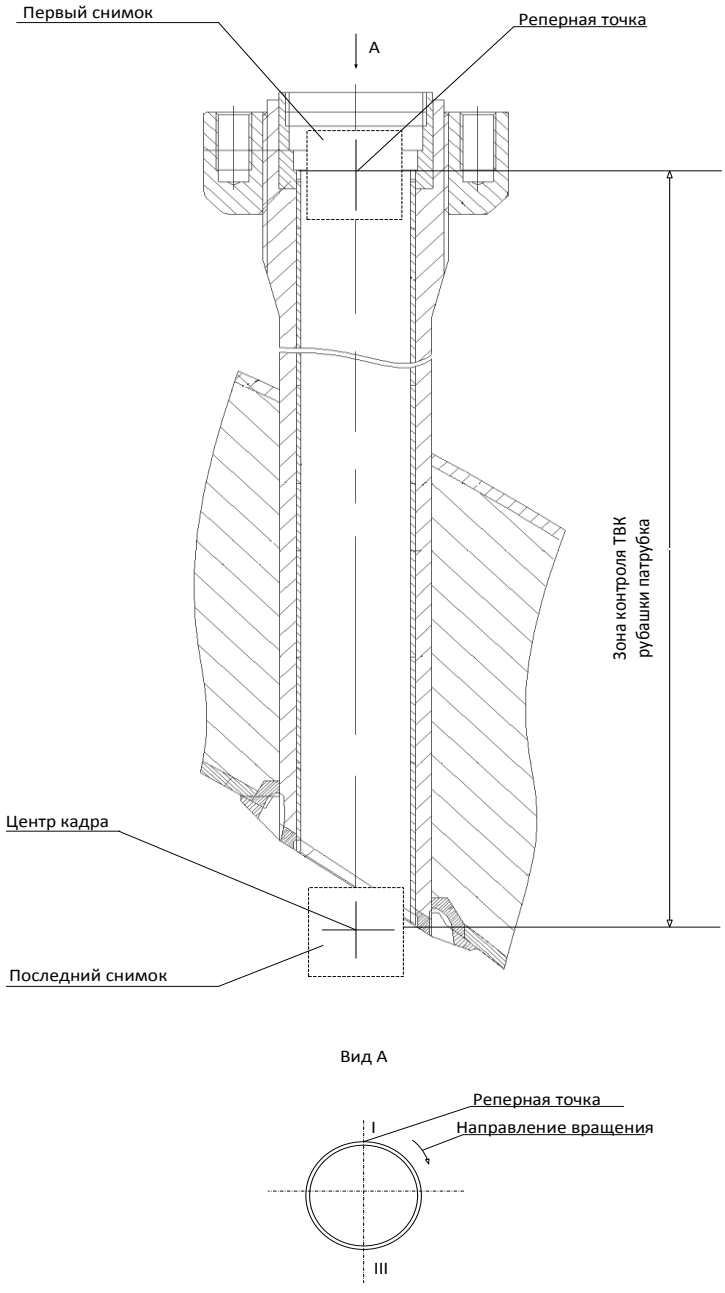


Рисунок 249. Схема принятого расположения начала отсчета координат при перемещении манипулятора внутри патрубка

При ТВК внутренней наплавки крышки верхнего блока, сварных соединений патрубков СУЗ и ВРК с внутренней наплавкой крышки верхнего блока, сварных соединений рубашек патрубков СУЗ и ВРК с наплавками на нижних торцах патрубков манипуляционная система собирается на месте эксплуатации из отдельных модулей в нижнем варианте установки.

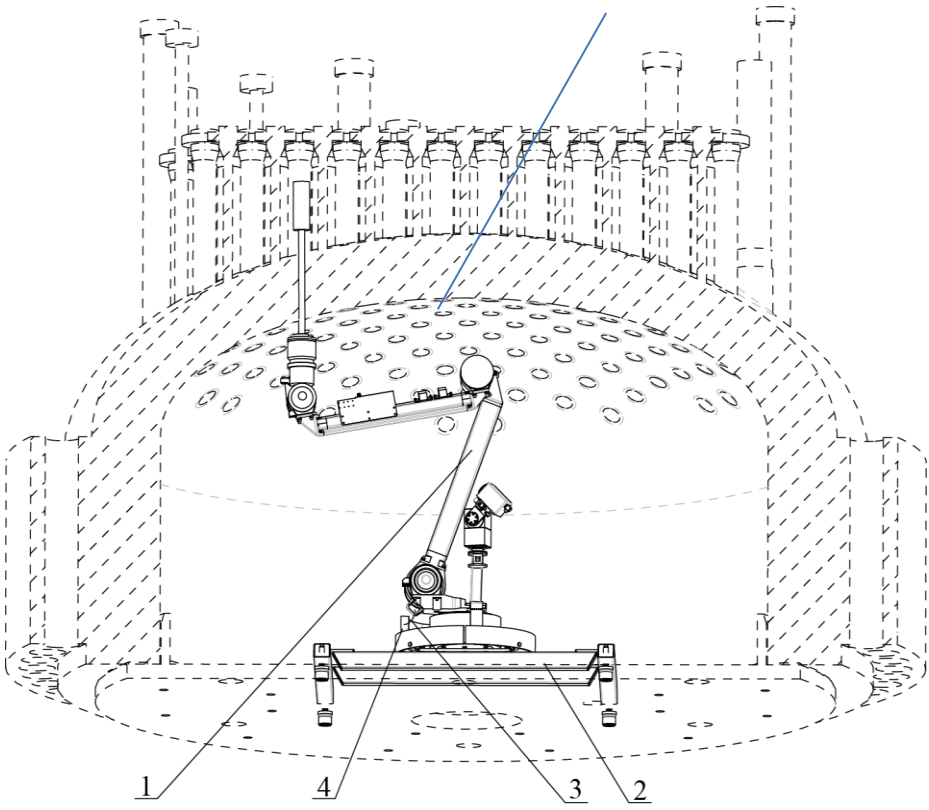


Рисунок 250. Манипулятор и аппаратура ТВК установленные на объекте контроля: 1 – манипулятор; 2 – рама; 3 – кабели соединительные; 4 – кабелеукладчик; 5 – модуль ТВК сферы

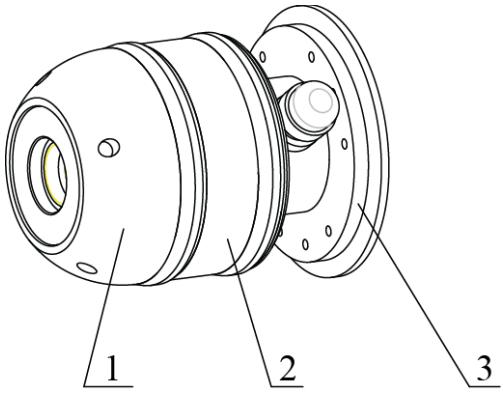


Рисунок 251. Модуль ТВК сферы:
1 – телекамера; 2 – корпуса; 3 – фланец крепления

Контроль осуществляется по окружности вдоль поверхности крышки БВ, за положительное направление принято движение манипулятора по окружности по часовой стрелке. После выполнения манипулятором перемещения модуля ТВК на 360°, манипулятор осуществляет перемещение модуля ТВК вверх по вертикальной оси, на величину, равную шагу сканированию, заданному в ПО.

При УЗК уплотнительной наплавки используется модуль УЗК УН, на котором закреплены три ПЭПа и телекамера. Внешний вид модуля УЗК УН представлен на Рисунке 252. Модуль УЗК УН состоит из втулки (1), конусообразного корпуса (2) со встроенной телекамерой, ограничительного диска (3) и фланца (4) крепления модуля. Прижимы ПЭП осуществляются с помощью амортизаторов (5), которые закреплены на втулках (7). На ограничительном диске (3) установлена втулка (6) для подачи контактной жидкости на ПЭП.

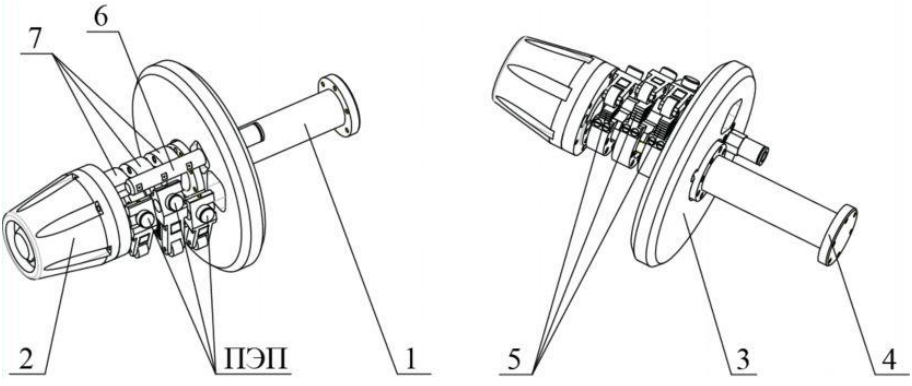


Рисунок 252. Внешний вид модуля УЗК УН

Модуль УЗК сварного соединения с внутренней наплавкой предназначен для механического крепления пробника ВТК дефектоскопа на манипуляторе и телекамеры. Контроль производится из нижнего варианта установки МС. Конструктивно модуль УЗК МСПВН состоит из стойки (1) и трубы (2), зафиксированных в основании болтами М4 на кронштейне (3). На стойке (1) установлены пружина (5) и ползун (6), которые обеспечивают прижим ПЭП, зафиксированного в кронштейн (7), выполненного из фторопласта. На трубе (1) установлен корпус (8) со встроенной телекамерой. Вся конструкция закреплена на фланце (9).

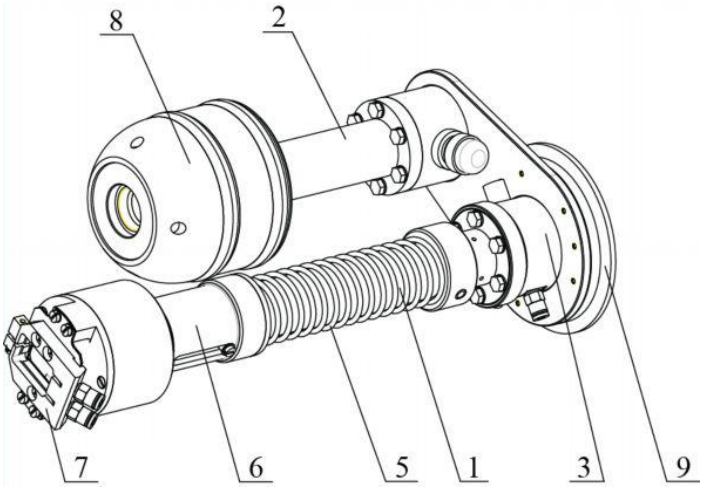


Рисунок 253. Внешний вид УЗК МСПВН

Модуль УЗК наплавки на нижних торцах патрубка предназначен для механического крепления ПЭП и телекамеры. Контроль производится из нижнего варианта установки МС. Внешний вид модуля УЗК ННТП приведен на Рисунке 254. Конструкция модуля УЗК ННТП представляет собой стойку (1), с установленными на ней пружиной (2) и ползуном (3). Пружина (2) обеспечивает прижим ПЭП к контролируемому участку торца патрубка. ПЭП устанавливается на кронштейн (4), который, закреплен в корпусе (5). Винтами М4 корпус (6) фиксируется на ползуне (3).Так же на кронштейне (4) установлен ролик скольжения (7). На корпусе (крепления кронштейна ПЭП установлены корпус с телекамерой (8) и кожух (9) для защиты пружины, предусмотренной в конструкции кронштейна (4), от механических повреждений.

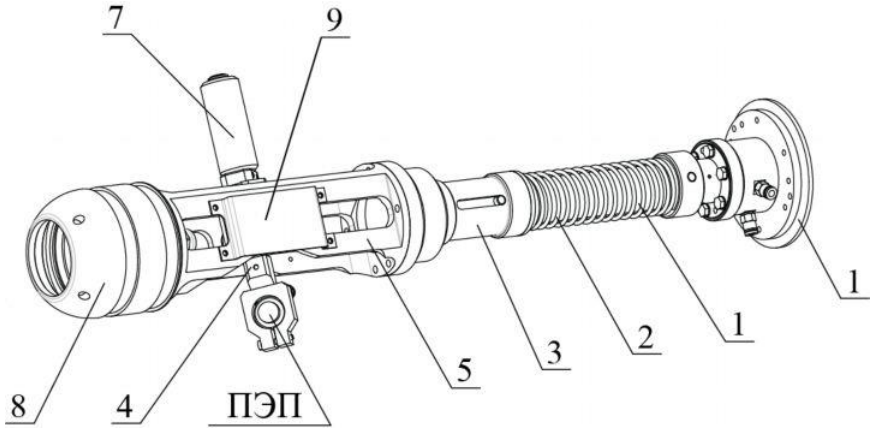


Рисунок 254. Внешний вид УЗК ННТП

Модуль УЗК основного металла патрубка предназначен для механического крепления ПЭП и корпуса с влагоустойчивой телекамерой, что позволяет проводить ультразвуковой контроль основного металла патрубков СУЗ и ВРК с внешней стороны. Контроль производится из верхнего варианта установки МС. Внешний вид модуля УЗК ОМП представлен на Рисунке 255. Модуль состоит из двух стоек (1), (2), на концах которых установлены: корпус (3) с телекамерой и кронштейн (4) крепления ПЭП, соответственно. В основании стойки (1) и (2) фиксируются через соединение с корпусами (5) и (6) на кронштейн (7). Кронштейн (7) устанавливается на фланец (8), через который происходит крепление модуля на манипулятор.

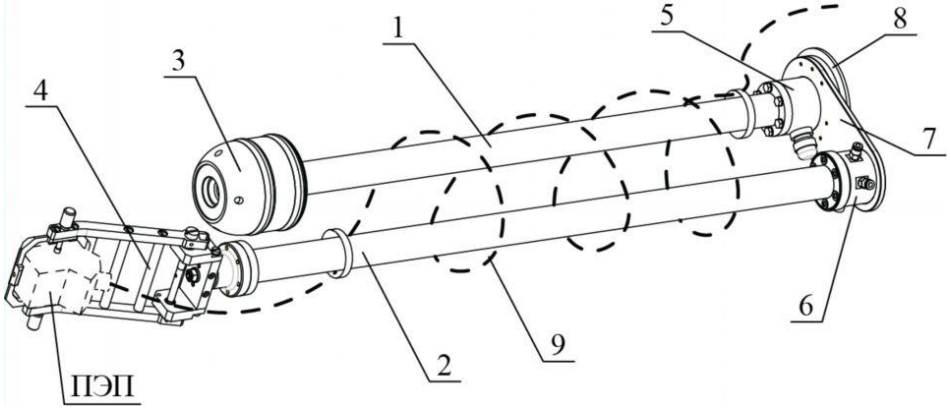


Рисунок 255. Внешний вид УЗК ОМП

Контроль ГРР при помощи системы ПГР-59

Главный разъем реактора – это соединение корпуса и крышки реактора.

Во время ремонта реактора главный разъем разуплотняется и верхний блок (крышка) реактора снимается для выполнения внутриреакторных работ. После выполнения работ верхний блок устанавливается на место и главный разъем снова должен обеспечивать герметичность внутренней полости реактора в течение всей кампании.

Уплотнение главного разъема эксплуатируется в условиях рабочего давления 160 атм при температуре 330°С.

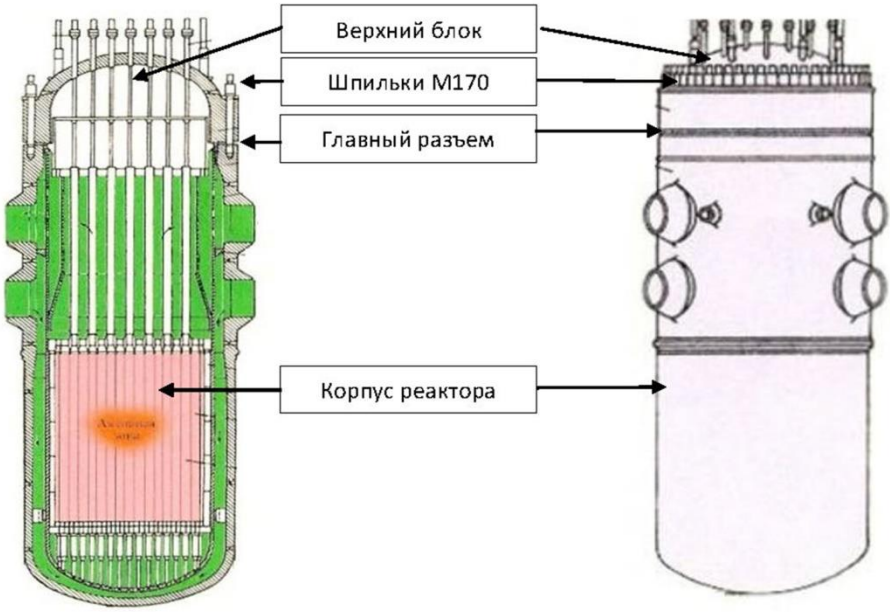


Рисунок 256. Главный разъем реактора (ГРР).

Прочность соединения корпуса и крышки реактора обеспечивают 54 шпильки с резьбой М170, распределенные по окружности ГРР. Герметичность главного разъема обеспечивается двумя кольцевыми никелевыми прокладками (проволока диаметром 5 мм), уложенными в специальные канавки, проточенные в корпусе реактора в месте контакта фланца крышки и фланца корпуса. К качеству контактной поверхности предъявляются высокие требования: она должна быть очень ровной и полированной, станционный персонал называет её «зеркалом». Ширина контактной поверхности – 100 мм.

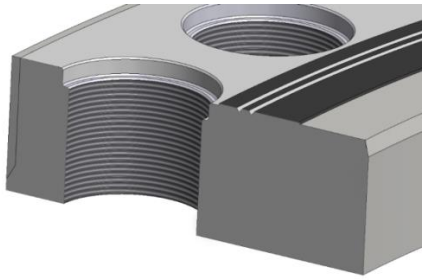


Рисунок 257. Уплотнительные канавки. Черным цветом показана уплотнительная поверхность фланца

При обжатии ГРР контактные поверхности крышки и корпуса соприкасаются по всей площади. Никелевые прокладки при этом пластически деформируются и материал прокладок практически полностью заполняет полость канавок.

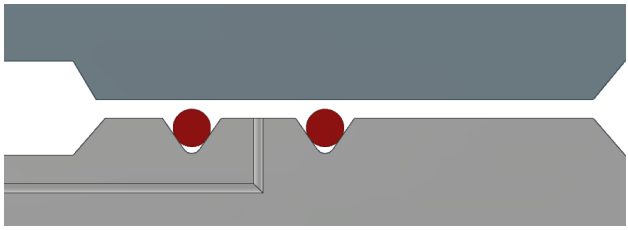


Рисунок 258. Никелевая прокладка до обжатия



Рисунок 259. Никелевая прокладка после обжатия.



Рисунок 260. Никелевая прокладка после обжатия в деформированной канавке.

Для контроля герметичности внутренней прокладки главного разъема предусмотрено специальное отверстие для контроля давления в полости между двумя никелевыми прокладками. При появлении неплотности внутренней прокладки давление в межпрокладочной полости (МПП) повышается, что фиксируется персоналом на БЩУ, который принимает соответствующие меры вплоть до остановки реактора.

В ходе плановых ремонтов энергоблока ГРР многократно уплотняют и разуплотняют, каждый раз заменяя деформированные прокладки на новые. При этом происходит и постепенно накапливается пластическая деформация самих канавок и нижней поверхности крышки реактора.

Характер изменения формы канавок и нижней поверхности крышки показан на Рисунке 261, на поверхности крышки появляются характерные колеи, так называемые «намины».

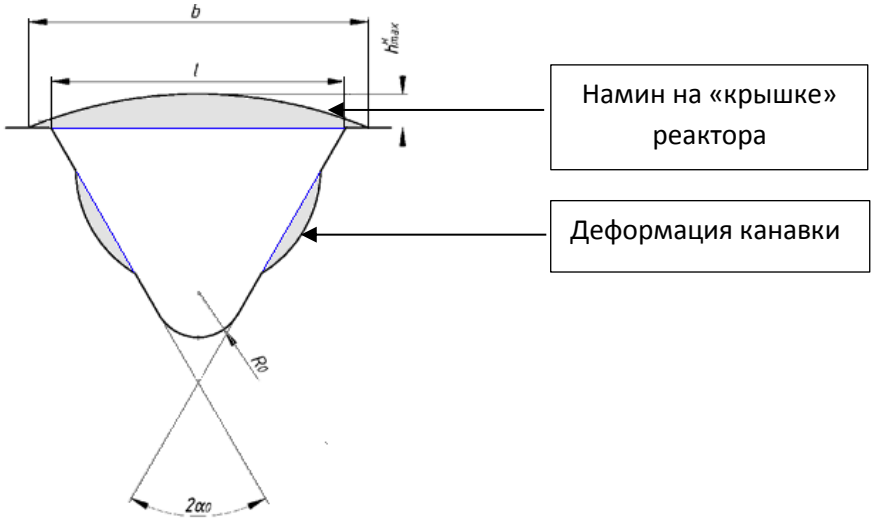


Рисунок 261. Деформация уплотнительной поверхности при уплотнении.

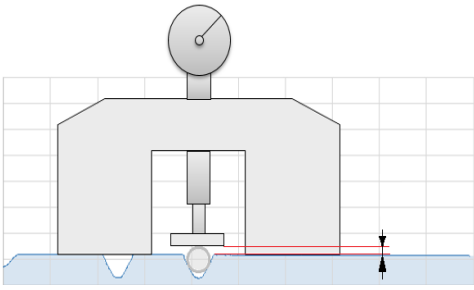
Следствием упомянутых пластических деформаций является увеличение площади сечения канавки с намином и уменьшение коэффициента заполнения канавки уплотняющей никелевой проволокой. Коэффициент заполнения является основным эксплуатационным критерием главного разъема реактора и должен составлять от 0,93 до 0,99.

6.13. Контроль главного разъема реакторов ВВЭР-1200 вручную

Для обеспечения надежной герметизации ГРР на каждом плановом ремонте при разуплотнении реактора производится контроль геометрии канавки и наминов.

До 2016 года на АЭС для выполнения контроля был доступен единственный способ измерений – вручную при помощи калиброванного шарика диаметром 5±0,005 мм, индикаторной головки и специальной П-образной оправки (Рисунок 263).

Контроль уплотнительной канавки



Контроль намина

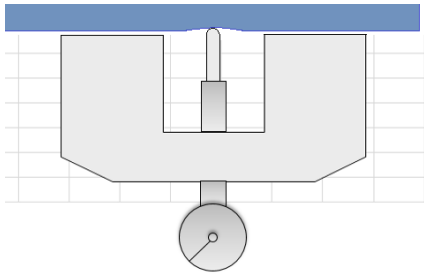


Рисунок 262. Контроль при помощи калиброванного шарика, индикаторной головки и П-образной оправки.

Измеряемым параметром для канавок является выступание шарика над уплотнительной поверхностью, а для крышки – глубина наминов относительно уплотнительной поверхности.

Измерения делаются для 54-х сечений ГРР, напротив каждого шпилечного гнезда/отверстия.

Результаты измерений выступания шарика и глубины намина анализируются ОКБ «Гидропресс» для определения допустимости эксплуатации главного разъема.

Описанный ручной способ измерений имеет недостатки: не измеряются такие параметры канавки, как радиус закругления канавки R_0, угол раскрытия канавки α_0, ширина канавки l, ширина намина b. Соответственно, площадь сечения уплотнительной канавки и намина оценивается довольно приблизительно.

Таким образом, точность оценки основного эксплуатационного критерия главного разъема – коэффициента заполнения уплотнительной канавки при измерении выступания калиброванного шарика оставляет желать лучшего.

7. РЕМОНТ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРНОГО ОТДЕЛЕНИЯ (РО)

Реакторное отделение энергоблока отделено от остального пространства АЭС защитной оболочкой, так называемым гермообъемом (ГО). О нем мы скажем в конце данного раздела книги.

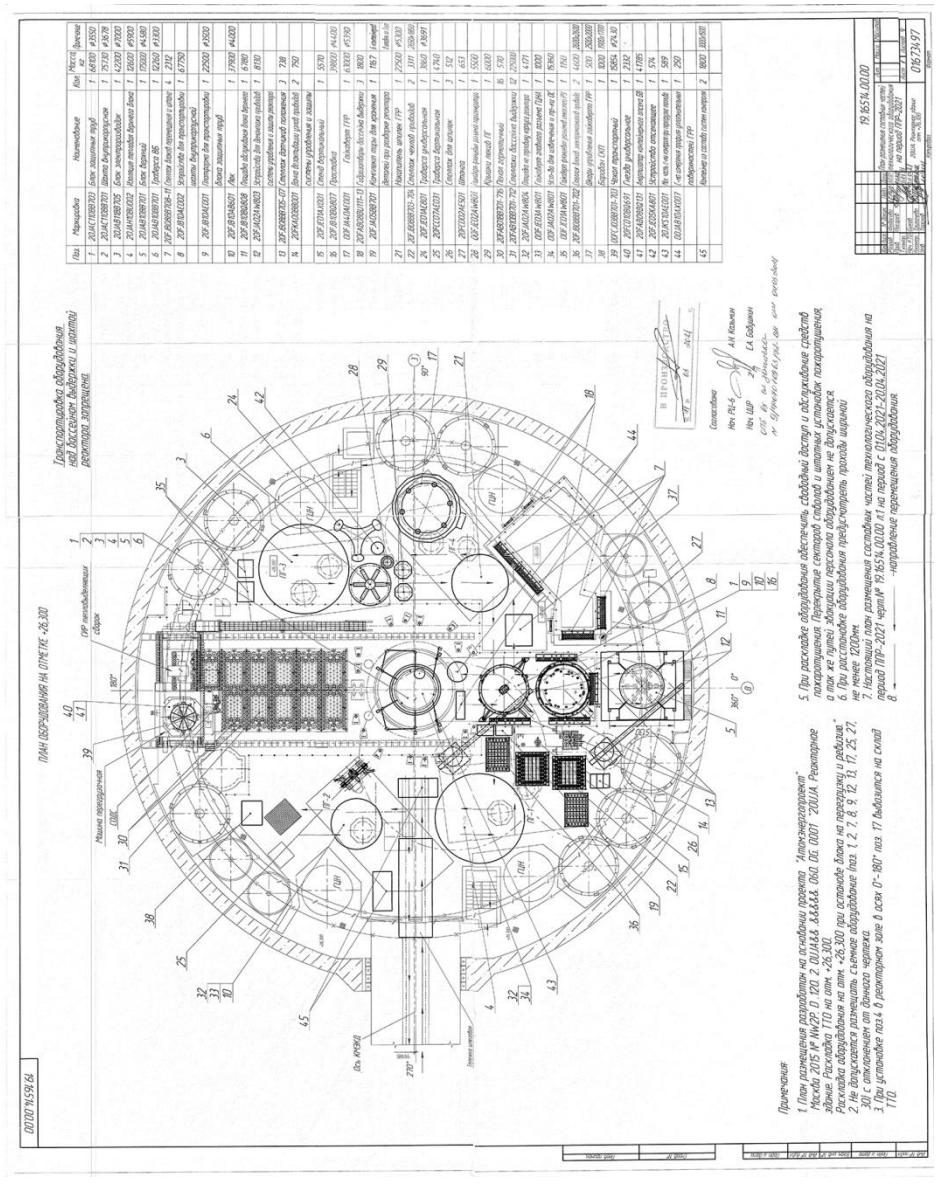
Кроме самого реактора и оборудования, образующего так называемые «петли» (парогенератора и ГЦН), в состав оборудования реакторного отделения входит большое количество насосных агрегатов, теплообменников, различного типа арматуры, трубопроводов, оборудования вентиляционных систем и многое другое. Ниже мы расскажем об оборудовании, входящем в состав отдельных систем безопасности.

Кроме того, говоря о ремонте, надо отметить, что сновной проблемой, с которой мы столкнулись при проведении ремонтных работ в РО – это необходимость транспортирования оборудования и ремонтных приспособлений из здания реактора с помощью крана мостового электрического кругового действия на шлюзовую тележку, которая с оборудованием через транспортный шлюз подается на транспортную эстакаду и краном эстакады грузится на автотранспорт и далее по автомобильной дороге перемещается в мастерские зоны контролируемого доступа и обратно, после проведения восстановительного ремонта. Одна только доставка гайковерта одновременной вытяжки шпилек ГРР из мастерских в РО занимает 19 часов, столько же времени требуется на перевозку выемной части ГЦНА.

Крупногабаритное оборудование реакторной установки (компенсатор давления, парогенераторы, гидроемкости системы охлаждения активной зоны и т.д.) ремонтируется на месте его установки. Для ремонта такого оборудования предусмотрены специальная оснастка и приспособления, которые хранятся в мастерских зоны контролируемого доступа.

Все погрузочно-разгрузочные работы, связанные с транспортированием оборудования и оснастки из здания реактора и ремонтных мастерских, проводимые с помощью крана мостового электрического кругового действия лежат на критическом пути ремонта реакторной установки, и требуют дополнительных затрат на их выполнение.

Для оптимального использования свободных площадей в центральном зале разрабатывается план размещения составных частей оборудования реакторной установки.



7.1. Система аварийного расхолаживания

7.1.1. Теплообменник аварийного расхолаживания

Теплообменник входит в состав системы аварийного расхолаживания парогенератора JNB10-40 НВ АЭС-2 и предназначен для отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора через промежуточный контур к конечному поглотителю при нарушениях условий нормальной эксплуатации и аварийных ситуациях.

Функциональные требования к системе

Система аварийного расхолаживания парогенераторов предназначена для

отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях:

- связанных с обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и питательных трубопроводов ПГ;
- связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода ГЦК и течь из первого контура во второй.

Кроме того, трубопроводы и оборудование данной системы являются барьером, препятствующим выходу радиоактивности за установленные проектом пределы при аварии с течью из первого контура во второй.

Описание системы

Элементы системы аварийного расхолаживания парогенераторов по влиянию на безопасность являются элементами важными для безопасности, а по характеру выполняемых функций – элементами защитной и локализующей систем безопасности. Все элементы системы относятся ко 2 классу безопасности, выполняются по первой категории сейсмостойкости.

Система аварийного расхолаживания парогенераторов состоит из двух каналов, каждый из которых подключен к двум парогенераторам.

Каждый канал системы включает в себя трубопроводы связи с паропроводами двух парогенераторов, теплообменник аварийного расхолаживания 11JNB10AC001 (12JNB30AC001), насос аварийного расхолаживания 11JNB10AP001,002 (12JNB30AP001,002) и трубопроводы возврата конденсата в два парогенератора.

В проекте системы предусмотрена возможность вывода в ремонт элементов одного канала при работе блока на мощности. Для этого предусматривается отключение канала системы установленными

последовательно двумя задвижками с электроприводом, с дренажем между ними на линии подачи пара и линии возврата конденсата в ПГ.

Описание оборудования

Теплообменник 11JNB10AC001 12JNB30AC001

Среда охлаждаемая – пар, конденсат пара, пароводяная смесь;

Среда охлаждающая – вода промконтура.

Расход среды, т/ч:

- охлаждаемой – 130;
- охлаждающей – 2500.

Температура охлаждаемой среды (пар, вода), °С:

- на входе – 300;
- на выходе – <90.

Температура охлаждающей воды, °С:

- на входе – 13...62;
- на выходе – <90.

Давление среды, МПа:

- охлаждаемой среды – 8,1...0,1;

Рабочее (номинальное) давление, МПа:

- охлаждаемой среды – 6,9;
- охлаждающей среды – 0,6.

Расчетные параметры Р, МПа/Т, °С:

- охлаждаемой среды – 8,1/300;
- охлаждающей среды – 1,0/100.

Расчетная тепловая мощность, МВт – 80.

Материал – коррозионно-стойкая сталь аустенитного класса.

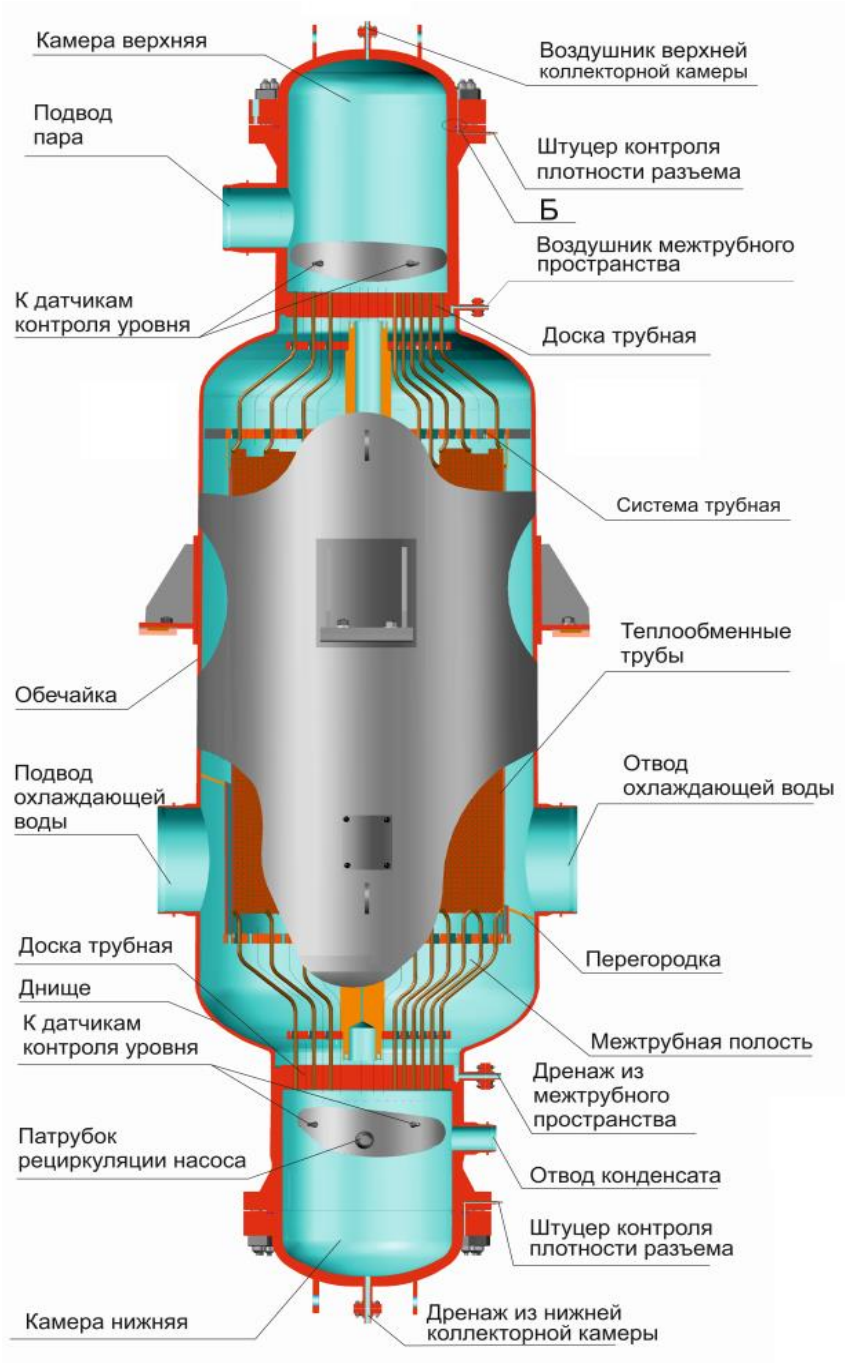


Рисунок 264. Теплообменник аварийного расхолаживания



Рисунок 265. Теплообменник аварийного расхолаживания

При проведении капитального ремонта теплообменника выполняется разуплотнение крышки верхней и крышки нижней, контроль состояния уплотнительных поверхностей, контроль состояния крепежа. Проверяется избыточным давление трубная часть теплообменника. Дефектные теплообменные трубки заглушаются. При сборке контролируется качество установки прокладки, состояние уплотнительных поверхностей и равномерность затяжки крепежа на разъеме.

7.1.2. Ремонт насосов аварийного расхолаживания

На энергоблоках № 6 и №7 Нововоронежской АЭС в составе системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки эксплуатируются центробежные насосные агрегаты АЦН 230-65А, которые предназначены для подачи раствора борной кислоты в первый контур, совместно с водоструйным насосом- эжектором при проектных авариях с течью первого контура, а также для планового расхолаживания первого контура в режимах нормальной эксплуатации, отвода тепла от топлива в бассейне выдержки в режимах ННЭ.

АЦН 230-65А состоит из центробежного, горизонтального, многоступенчатого двухкорпусного с торцовыми уплотнениями вала, насоса ЦН 230-65А и электродвигателя 4АЗМА-800/10000 УХЛ4-К, соединенных между собой пластинчатой муфтой и установленных на единой раме.

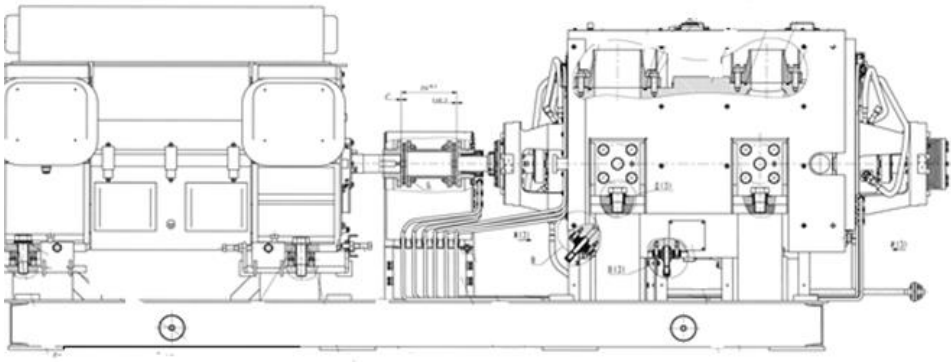


Рисунок 266. Насосный агрегат ЦН-230-65А

Насос центробежный, горизонтальный, многоступенчатый, двухкорпусной. Представляет собой картриджную конструкцию, состоящую из наружного корпуса, в который вставляется выемная часть,

сформированная из внутреннего корпуса и присоединенных к нему корпусов уплотнений с уплотнениями и кронштейнов с подшипниками качения.

Уплотнения по разъёмам корпуса наружного и выемной части - резиновые кольца из термостойкой резины. Шнек предназначен для обеспечения кавитационного запаса. Поршень насоса предназначен для компенсации осевой силы, действующей на упорный подшипник.

Дроссельное устройство предназначено для обеспечения требуемого давления за поршнем в камере разгрузки.

Выносные теплообменники предназначены для охлаждения перекачиваемой среды, обеспечивающей работу торцовых уплотнений.

Цилиндрический роликоподшипник со стороны всаса воспринимает радиальную нагрузку.

Сферический шарикоподшипник с четырёхточечным контактом со стороны напора воспринимает радиальную нагрузку и остаточное осевое усилие от гидравлической силы, воздействующей на проточную часть насоса.

Концевые уплотнения – торцового типа с парой трения из силицированного графита СГ-П0,5.

Внутренний корпус состоит из комплекта секций, соединённых между собой шпильками, ротора, напорной крышки и подводящей камеры. В секциях установлены направляющие аппараты, зафиксированные от проворота специальными стопорами. Уплотнение стыков секций осуществляется за счёт металлического контакта, дополнительно в этих разъёмах установлены резиновые кольца из термостойкой резины.

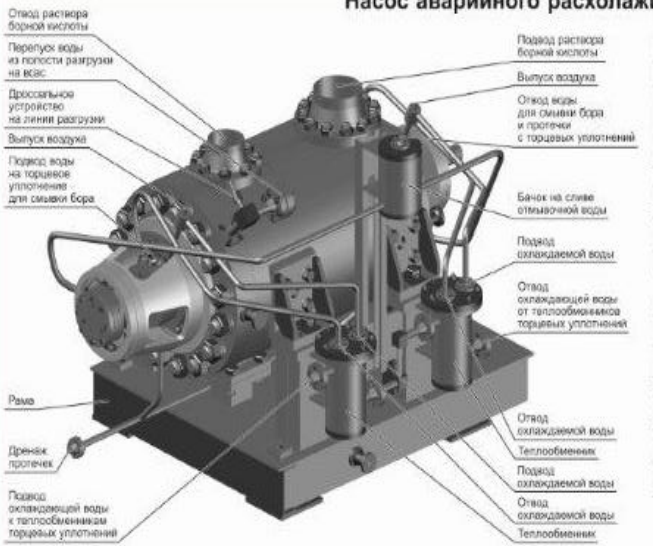
Для поддержания эффективной работы насосного агрегата необходимо проводить техническое обслуживание и ремонт.

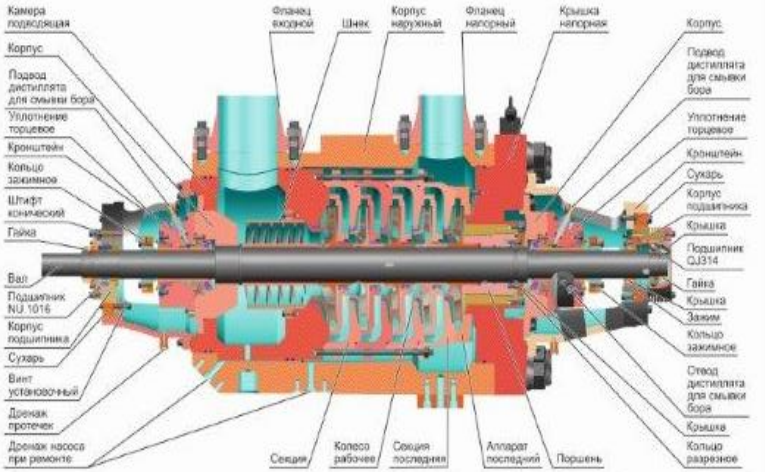
Техническое обслуживание заключается в:

- контроле вибрации подшипниковых узлов;
- контроле состояния агрегата внешним осмотром на отсутствие течей;
- замене смазки подшипниковых узлов;
- контроле состояния торцовых уплотнений, по величине протечки;

Ремонт насоса производится в соответствии с требованиями документации завода-изготовителя.

Насос аварийного расхолаживания высокого давления ЦН 230-65А

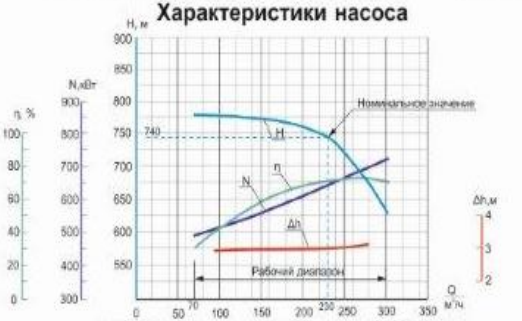




Параметры насоса

Подача в рабочей точке	м³/ч	230
Напор в рабочей точке	м	740
Частота вращения	об/мин	3000
Допустимый кавитационный запас	м	3,5
Номинальное давление на входе, не более	МПа	2,1
Номинальное давление на выходе	МПа	10
Температура перекачиваемой борированной воды	°С	13÷130
Номинальная мощность двигателя	кВт	800
Материал проточной части		коррозионно-стойкая сталь аустенитного класса

Характеристики насоса



Q - подача; H - напор; η - коэффициент полезного действия;
N - мощность насоса, потребляемая; Δh - допустимый кавитационный запас

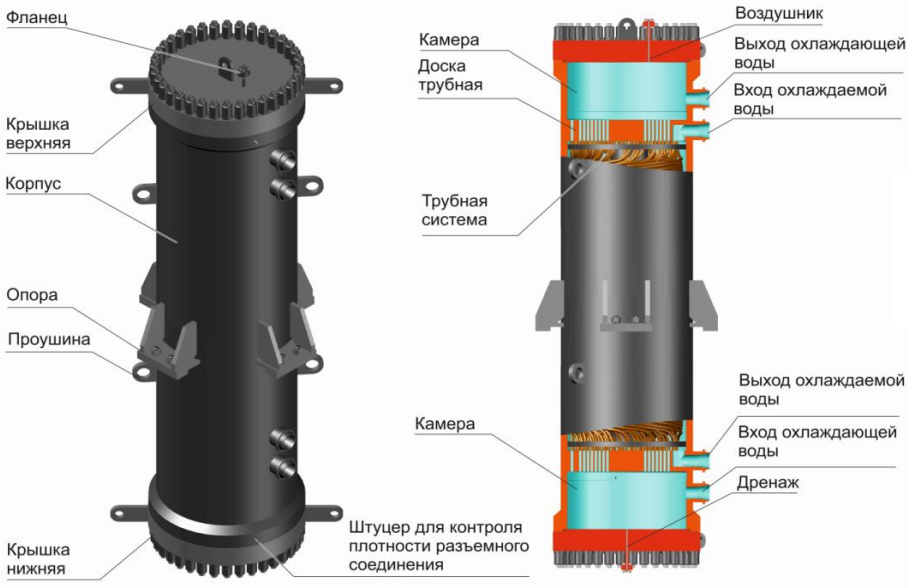
7.2. Система продувки – подпитки парогенераторов

7.2.1. Регенеративный теплообменник продувки

Теплообменник является элементом системы продувки и дренажей парогенераторов LCQ 10-40 НВ АЭС-2 и предназначен для охлаждения продувочной воды парогенераторов перед поступлением на спецводоочистку и последующего нагрева очищенной продувочной воды парогенераторов после спецводоочистки в различных режимах эксплуатации блока (при пуске, при работе блока на мощности и при расхолаживании).

Регенеративный теплообменник продувки парогенераторов типа ПА368.00.00.000 производства ООО «Полесье» г. Волгодонск, Ростовской области представляет собой аппарат вертикального типа.

Регенеративный теплообменник продувки парогенераторов типа ПА638.00.00.000



Параметры регенеративного теплообменника

		Охлаждающая среда-межтрубное пространство	Среда охлаждаемая-трубное пространство
Рабочая среда		Возврат продувочной воды ПГ, обессоленная вода второго, контура	Продувочная вода ПГ (котловая вода), обессоленная вода второго контура, промывочный раствор
Давление расчетное	МПа	9.8	8.1
Давление среды	МПа	7.2 - 9.8	6.9
Температура на входе	°С	50	285
Температура на выходе	°С	273 - 251	100
Температура расчетная	°С	300	300
Расход среды	$м^3/ч$	140	140
Гидравлическое сопротивление, не более	МПа	0.0175	0.015
Давление пробное при испытаниях	МПа	10.6 -14.3	8.8 - 11.8

Теплообменник состоит из двух съемных крышек, корпуса, патрубков, опор, строповых устройств, цилиндрических многозаходных змеевиков, расположенных внутри корпуса между двумя трубными решетками.

На теплообменнике предусмотрены устройства, облегчающие съем, сдвигание и установку крышек. Для этого по бокам съемных крышек и в центре верхней крышки размещены проушины, предназначенные для строповки крышек.

7.2.2. Доохладитель продувки

Теплообменник входит в состав системы продувки и дренажей ПГ LCQl0-40 НВ АЭС-2 и предназначен для следующих целей:

1. При работе блока на мощности, расхолаживании и пуске:

– для доохлаждения продувочной воды ПГ, поступающей на спецводоочистку;

2. На остановленном блоке:

– для охлаждения дренируемых из парогенераторов сред;

– для охлаждения среды при проведении гидроиспытаний ПГ по второму контуру.

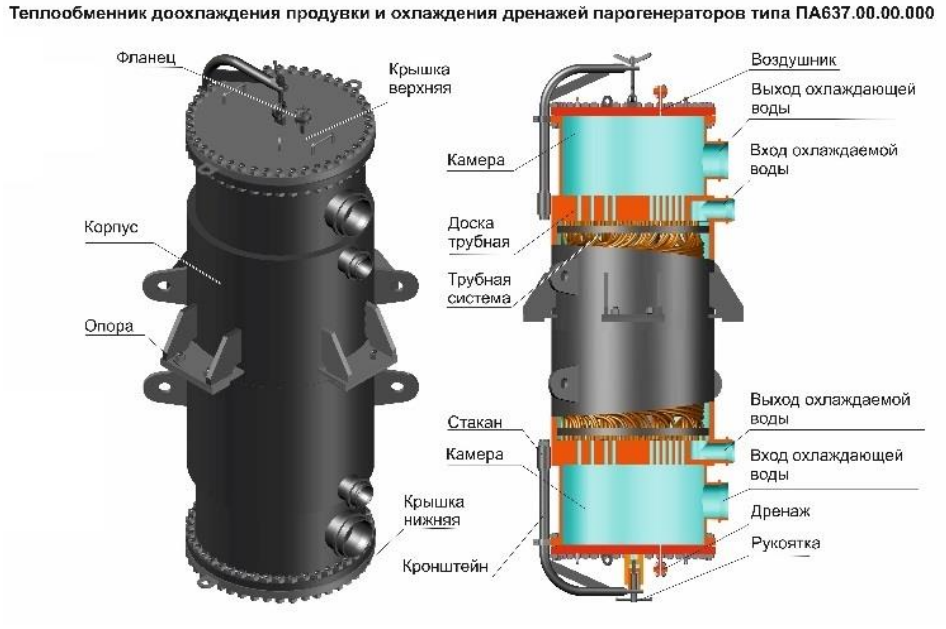


Рисунок 267. Доохладитель продувки.

При капитальном ремонте выполняется:

- разуплотнение верхней и нижней камер, контроль уплотнительных поверхностей и деталей крепления;
- проверка плотностей трубной части;
- глушение дефектных теплообменных труб.

Качество сборки и уплотнения теплообменника контролируется по отсутствию протечек через штуцер контроля плотности разъема.

7.2.3. Насос системы продувки – подпитки ПГ

На энергоблоках № 6 и №7 Нововоронежской АЭС в составе системы продувки-подпитки эксплуатируются насосные агрегаты АЦНА 60-185-3, предназначенные для:

- заполнения теплоносителем трубопроводов и оборудования реакторной установки;
- поддержания требуемого объема теплоносителя первого контура;
- поддержания необходимого качества теплоносителя;
- изменения концентрации борной кислоты для обеспечения борного регулирования реактивности реактора при работе блока на мощности и обеспечения подкритичности при останове реактора;
- впрыска теплоносителя в автономный контур ГЦНА;
- расхолаживания компенсатора давления при остановленных ГЦНА;
- испытания оборудования и трубопроводов первого контура.

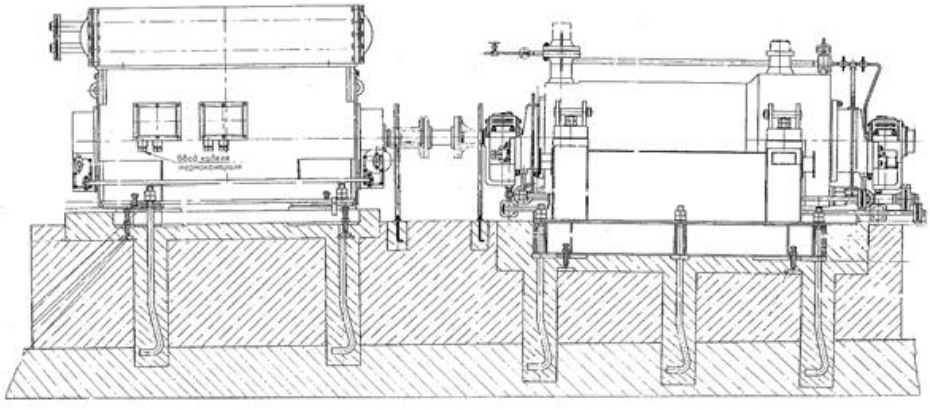


Рисунок 268. Насосный агрегат ЦНА 60-185-3

Насосный агрегат АЦНА 60-185-3 состоит из насоса и электродвигателя, установленных на индивидуальных плитах. Валы насоса и электродвигателя соединяются между собой упругой пластинчатой муфтой.

Насос центробежный, горизонтальный, двухкорпусной, с секционным внутренним корпусом, четырнадцатиступенчатый.

Принцип работы насоса заключается в преобразовании подводимой к нему механической энергии от электродвигателя в гидравлическую энергию потока жидкости.

Для поддержания агрегата в работоспособном и исправном состоянии должно проводиться техническое обслуживание и ремонт. Назначенный средний ресурс до капитального ремонта – не менее 28000 часов, но не более пяти лет.

При проведении технического обслуживания, необходимо выполнять периодический контроль за работающим агрегатом, с проверкой:

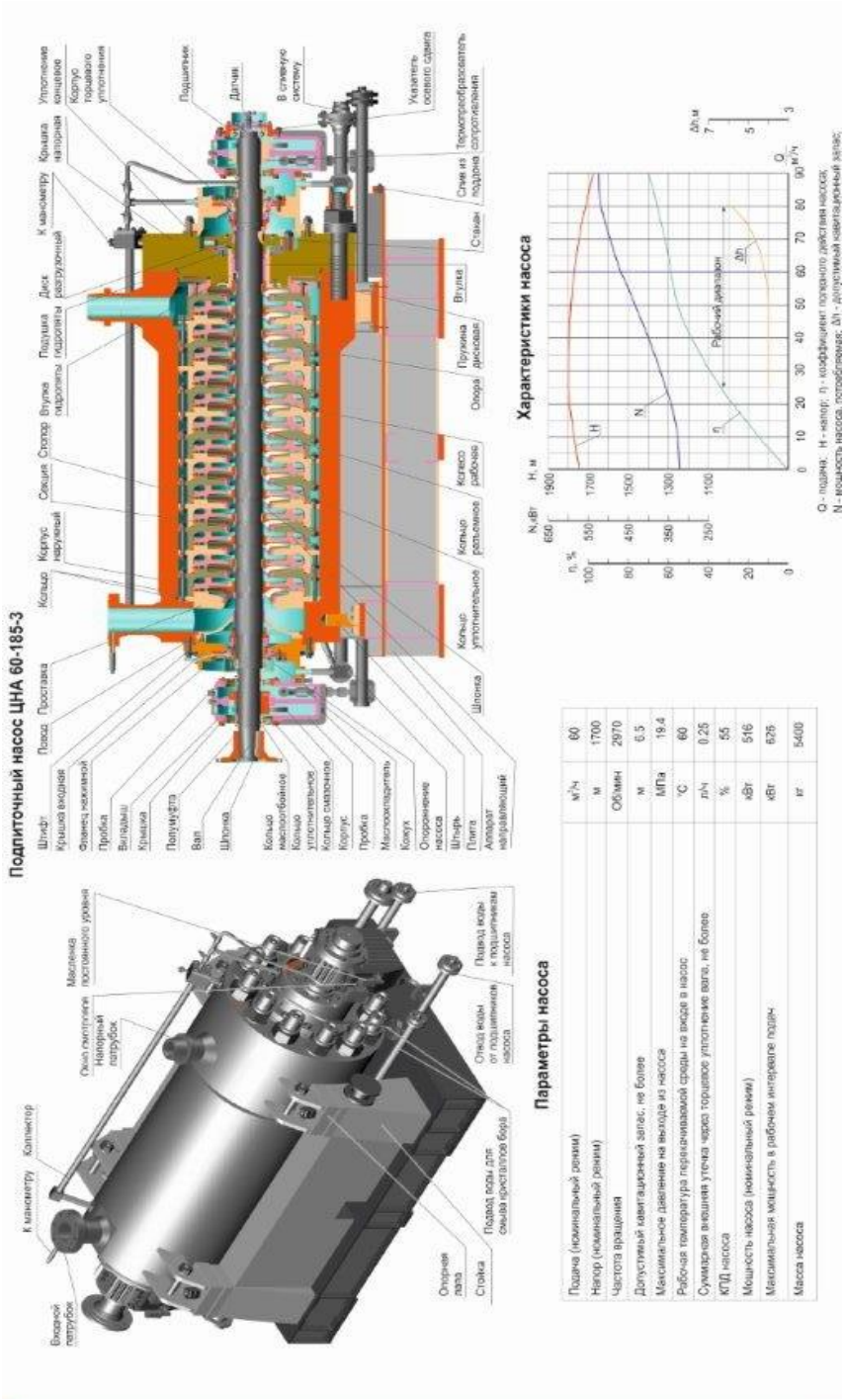
- герметичности разъемных соединений корпуса насоса и вспомогательных трубопроводов;
- уровня масла в корпусах подшипников;
- величины утечки через концевые уплотнения насоса;
- осевого положения ротора насоса;
- через каждые 8 часов необходимо производить смыв бора в течение 1 часа.

Текущий ремонт производится для восстановления работоспособности агрегата при его отказах или устранения повреждений, обнаруженных при его периодическом контроле, путем восстановления или замены его дефектных деталей и сборочных единиц.

Разборка агрегата производится при выполнении капитальных ремонтов или технического освидетельствования корпуса насоса.

При разборке насоса необходимо руководствоваться указаниями эксплуатационных документов, поставляемых с агрегатом, а также комплектом технологи-ческой документации на ремонт принятой на АЭС, соблюдая при этом следующие правила, перед разборкой насоса необходимо подготовить:

- площадку для укладки сборочных единиц и деталей оборудования;
- необходимый слесарный и измерительный инструмент, специальный инструмент и приспособления;
- протирочные и смазочные материалы;
- грузоподъемные средства;
- необходимую техническую документацию.


Подпиточный насос ЦНА 60-185-3
Шпиндель
Крышка входная
Фланец нажимной
Пробка
Вкладыш
Крышка
Полумуфта
Вал
Шпонка
Кольцо маслоотбойное
Кольцо уплотнительное
Кольцо сальниковое
Корпус
Пробка
Маслонаправитель
Кожух
Опорожнение насоса
Шпиндель
Плита
Аппарат направляющий
Проставка
Кольцо
Корпус наружный
Секция
Стопор
Втулка гидропяты
Подушка гидропяты
Диск разгрузочный
К манометру
Крышка напорная
Уплотнение концевое
Корпус торцевого уплотнения
Подшипник
Датчик
В сливную систему
Указатель осевого сдвига
Термопреобразователь сопротивления
Слив из подвода
Стакан
Втулка
Пружина дисковая
Опора
Кольцо рабочее
Кольцо рабочее
Кольцо уплотнительное
Шпонка
Кольцо уплотнительное
Кольцо рабочее
Кольцо рабочее
Кольцо рабочее

7.3. Система пассивного отвода тепла (СПОТ)

Назначение и область применения теплообменника СПОТ

Теплообменник является составной частью теплообменного модуля СПОТ. Предназначен для конденсации пара, поступающего из парогенератора при запроектной аварии в режиме с потерей всех источников электроснабжения переменного тока в течение длительного времени, а также в режимах, протекание которых приводит к формированию условий на подключение САР ПГ при наличии нормального или аварийного электропитания.

СПОТ состоит из четырех независимых контуров естественной циркуляции по одному на каждую циркуляционную петлю. Каждый контур по паровому и конденсатному трактам подключен к ПГ и включает в себя два теплообменных модуля.

Теплообменник представляет собой рекуперативный аппарат, служащий для передачи тепла от второго контура реакторной установки атмосферному воздуху при конденсации пара, поступающего от парогенератора.

Теплообмен происходит в пучке теплообменных труб. Пучок теплообменных труб набран из U-образных плоских змеевиков и симметрично разделен относительно коллекторов на две части. С целью интенсификации процесса теплопередачи для изготовления змеевиков применяются трубы с наружным поперечным оребрением. Наружный диаметр несущей трубы равен 2 мм, толщина стенки – 2мм. Оребрение образовано путем однозаходной навивки на трубу приварки к ней ленты прямоугольного сечения. Оребрение трубы выполнено только на прямых участках змеевиков.

Ремонт теплообменника СПОТ

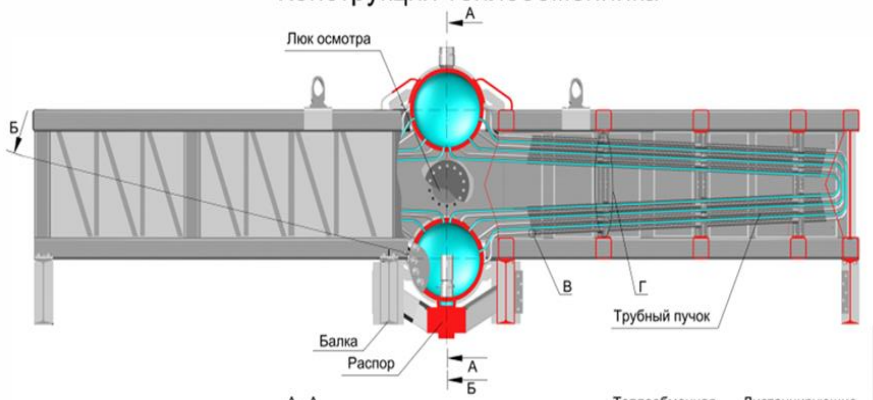
Каждый коллектор с одной стороны имеет люк-лаз размером Ду500, закрытый плоской поворотно-откидной крышкой.

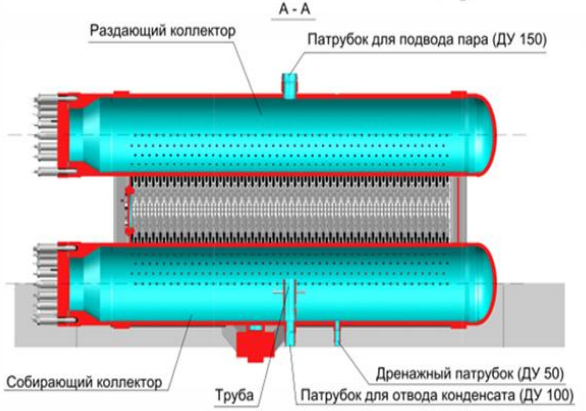
Крышка поворачивается вокруг оси из стали 35, проходящей через приваренные к крышке и к фланцу проушины, и зафиксированной снизу гайкой М36 из стали 25Х1МФ.

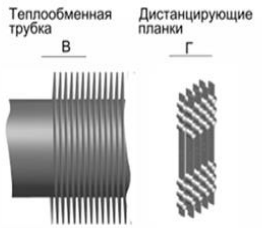
С другой стороны коллектор закрыт эллиптическим днищем толщиной 40 мм.

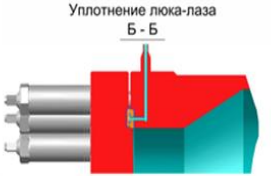
Уплотнение люка-лаза осуществляется с применением двух графитовых прокладок, расположенных концентрично, диаметры прокладок - 530 и 566 мм.

Конструкция теплообменника

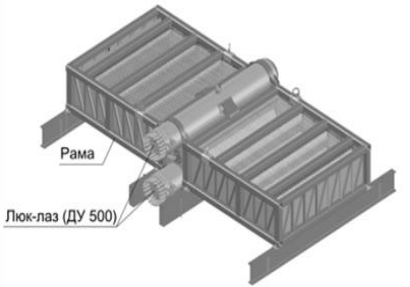








Общий вид теплообменника



Технические характеристики теплообменника	Трубное пространство	Межтрубное пространство
Среда	Пар-конденсат	Атмосферный воздух
Тепловая мощность теплообменника, МВт * при температуре воздуха на входе =38 °С и давлении пара в ПГ = 7 МПа	8*	
Расход среды, кг/с	6.1*	37.8*
Температура расчетная, °С	300	38 (вход в т/о)
Температура на выходе из теплообменника (номинальное значение), °С	20 - 285.8	100 - 250
Давление расчетное, МПа	8.1	
Пробное давление испытаний на предприятии- изготовителе, МПа	14.04 - 14.98 (гидроиспытание)	0.09493 - 0.10405 (пневмоиспытание)
ГИ в составе 2 контура (на прочность) давление, МПа	11.5	
температура металла стенки, °С, не менее	57	
Допустимая скорость разогрева / расхолаживания, °С/ч, не более	30	

Геометрические характеристики теплообменника

Количество змеевиков теплообменника	552
Длина оребренного участка змеевика	3.41
Поверхность теплообменника по наружной поверхностигладкой трубы, м²	298
Внутренний объем теплообменникаб, м³	5.96
Длина / ширина , высота рамы, м	8.7 / 4.0 / 1.38
Внутренний диаметр коллекторов, мм	700
Расположение теплообменных труб	шахматное
поперечный шаг / продольный шаг	76 / 45

8. ОБОРУДОВАНИЕ ГЕРМООБЪЕМА (ГО)

8.1. Защитная оболочка

В проекте АЭС с реактором В-392М в качестве элемента локализующей системы безопасности, ограничивающего зону локализации аварии (ЗЛА) здания реактора, предусматривается двойная защитная оболочка. Двойная оболочка состоит из внутренней оболочки из предварительно напряженного железобетона, а также наружной непреднапряженной железобетонной оболочки, которая совместно с плитой перекрытия на отметке 0,000, стенами и днищем «ловушки» ограничивает межоболочное пространство.

В межоболочном пространстве поддерживается разряжение для сбора возможных протечек паровоздушной среды из зоны локализации аварии в аварийных режимах.

Защитная оболочка предназначена для удержания в установленных проектом границах радиоактивных веществ с целью ограничения распростра-нения их в окружающую среду при проектных и запроектных авариях, а также предназначена для защиты систем и элементов реакторного отделения от особых внешних природных и техногенных воздействий и для обеспечения биологи-ческой защиты от ионизирующих излучений.

Люки, шлюзы, двери и их закладные

Для обеспечения транспортирования через герметичное ограждение оборудования и с целью сохранения герметичности ГО предусматривается транспортный шлюз.

Шлюз обеспечивает транспортировку грузов на отметку обслуживания реакторной установки при ремонтах оборудования, вывозе отработавшего топлива и перегрузке топлива, с сохранением проектной степени герметичности зоны локализации аварии.

Транспортный шлюз устанавливается в герметичное ограждение реакторной установки, организованное при помощи двух оболочек (внутренней герметичной и внешней защитной) с кольцевым зазором между ними.

Для обеспечения прохода обслуживающего персонала через ограждение ЗЛА при сохранении ее герметичности оболочка оборудована шлюзами.

В соответствии с принципом, заложенным в проект СГО, запрещающим разгерметизацию зоны локализации аварий при нахождении в ней топлива, для входа (выхода) персонала в помещения герме-

тичной оболочки предусмотрены два шлюза: Кроме использования основного шлюза для прохода обслуживающего персонала, он может использоваться также для провоза через него в гермозону малогабаритного оборудования, для чего он оборудован специальным подвижным полом. Конструкции шлюзов предусматривают возможность приведения в действие одним человеком вручную механизмов открытия (закрытия) шлюзов полотен дверей и крышек люков как снаружи, так и изнутри ЗЛА

Система герметичных трубопроводных и кабельных проходок

Система предназначена для удержания в установленных проектом границах радиоактивных веществ с целью ограничения распространения их в окружающую среду совместно с герметичной защитной оболочкой.

Пересечение герметичного ограждения технологическими и электро-техническими трассами выполняется с помощью специальных проходок, обеспечивающих герметичность мест пересечения.

Изолирующие устройства

Изолирующие устройства предназначены для отсечения трубопроводов с различными технологическими средами, проходящих через границу герметичной защитной оболочки, для предотвращения выходов продуктов деления в результате аварии с потерей теплоносителя первого контура.

Спринклерная система.

Спринклерная система предназначена для снижения давления и температуры в объеме зоны локализации аварии (ЗЛА) с одновременным связыванием радиоактивного йода в воздушном пространстве ЗЛА при проектных авариях, с целью ограничения выхода радиоактивных продуктов в окружающую среду через системы и элементы герметичного ограждения.

Система контроля концентрации и аварийного удаления водорода.

Система контроля концентрации и аварийного удаления водорода предназначена для выполнения функции по предотвращению образования взрывоопасных смесей в зоне локализации аварий (ЗЛА) путем поддержания объемной концентрации водорода в смеси ниже критериев безопасности для защиты элементов локализирующих систем безопасности (ЛСБ), что обеспечи-вает сохранение плотности и прочности СГО и работоспособности других ЛСБ в эксплуатационных режимах и аварийных ситуациях, включая сверхнормативные аварии. А так же система должна обеспечивать кон-

троль концентрации водорода и поддержание ее ниже проектных пределов.

Система создания разрежения в наружном контайнменте.

Система создания разрежения в наружном контайнменте предназначена для создания разрежения не менее 100 Па в режиме ННЭ и 200 Па при проектных аварийных режимах во внутреннем контайнменте с целью предотвращения выхода загрязненного радиоактивными веществами воздуха за пределы меж-оболочного пространства через не плотности в строительных конструкциях.

Герметичность межоболочного пространства обеспечивается газонепроницаемыми свойствами бетона оболочки и специальным уплотнением гермопроходок и затворов, проходящих сквозь межоболочное пространство, а также специальным покрытием конструкций здания. При эксплуатации и в аварийных режимах в межоболочном пространстве будет обеспечиваться постоянное отрицательное давление. Таким образом, герметичность наружной оболочки будет проверяться надлежащей работой оборудования, обеспечивающего необходимое отрицательное давление.

8.2. Транспортный шлюз и транспортная тележка.

Устройство, требования к ТОиР.

Шлюз транспортный является элементом герметичного ограждения, входящего в состав локализующей системы безопасности Нововоронежской АЭС-2 с реакторами ВВЭР-1200.

Шлюз транспортный располагается перпендикулярно к продольной оси главного корпуса, внутренний диаметр закладной детали шлюза составляет 7,260 м, отметка оси на уровне плюс 28,893 м (рис.269).

Шлюз АМЕ 720.00.00.000 представляет собой цилиндрическую конструкцию с двумя герметично закрываемыми воротами.

Ворота внутренние АМЕ 720.03.00.000 расположены со стороны ГЗ, ворота наружные АМЕ 720.04.00.000 – со стороны НГЗ.

Корпус шлюза закрепляется в закладной внутренней ГО с помощью клиньев из состава АМЕ 720.00.00.000.

Между корпусом шлюза и закладной во внешней оболочке устанавливается устройство разделительное АМЕ 720.01.00.000, отделяющее межоболочное пространство от окружающей среды НГЗ (рис. 270).

Внутри корпуса шлюза устанавливается путь рельсовый АМЕ 720.05.00.000, опирающийся через опоры, которые проходят через

патрубки в корпусе шлюза, на закладные железобетонных строительных конструкций внутри ГО и во внешней защитной оболочке.

Между опорами и патрубками корпуса шлюза установлены компенсаторы.

Открывание и закрывание, отпирание и запирание ворот шлюза, открывание и закрывание фиксаторов ворот, открывание и закрывание клапанов выравнивания давления, поднятие и опускание мостов рельсового пути производится с помощью исполнительных механизмов гидропривода системы гидравлической АМЕ 720.08.00.000.

В качестве резервного гидропривода предусмотрен ручной привод.

Шлюз оборудован системой оперативного оценочного контроля (по «да» или «нет») величины допустимых протечек через уплотнения разъемных соединений шлюза (система контроля герметичности АМЕ 720.09.00.00). Управление работой шлюза осуществляется с помощью системы управления.

В систему управления входят:

- шкаф управления;
- пульт управления, установленный в герметичной зоне;
- пульт управления, установленный в негерметичной зоне;
- пульт управления, установленный в шлюзовой камере (внутри корпуса шлюза).

Пульты управления, устанавливаемые в ГЗ и внутри шлюзовой камеры, выполнены съемными, пульт управления внутри шлюзовой камеры используется только во время пусконаладочных работ.

Шлюз транспортный выполняет следующие функции;

- является транспортным коридором для топлива и крупного оборудования НГЗ и ГЗ при поддерживании герметичности во время ППР;
- ограничивает распространение выделяющихся радиоактивных веществ за пределы зоны локализации аварии (функции герметичности как элемента герметичной оболочки);
- защищает оборудование (системы и элементы реакторной установки), расположенное под герметичной оболочкой, от внешних воздействий со стороны НГЗ (функции прочности как элемента герметичной оболочки).

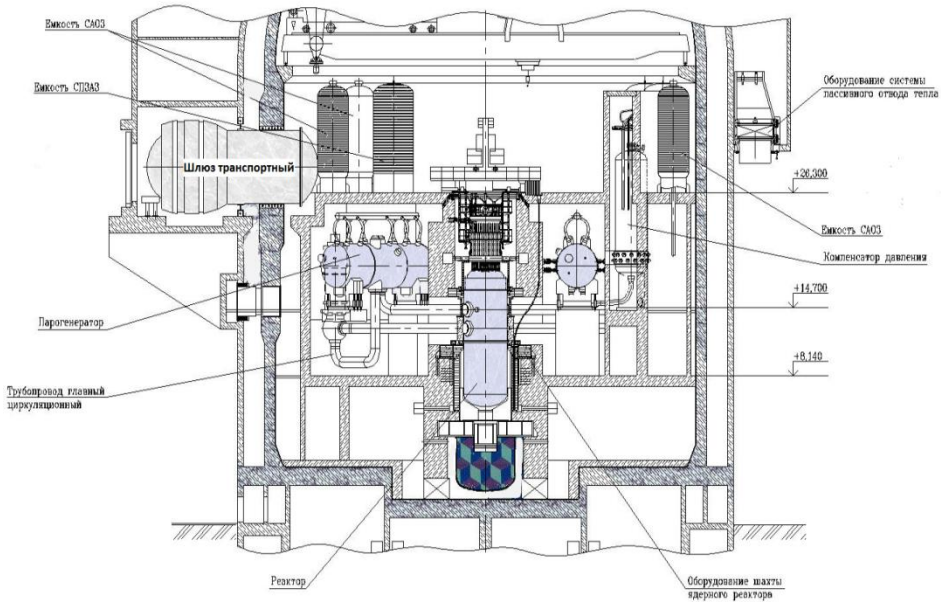


Рисунок 269. Шлюз транспортный

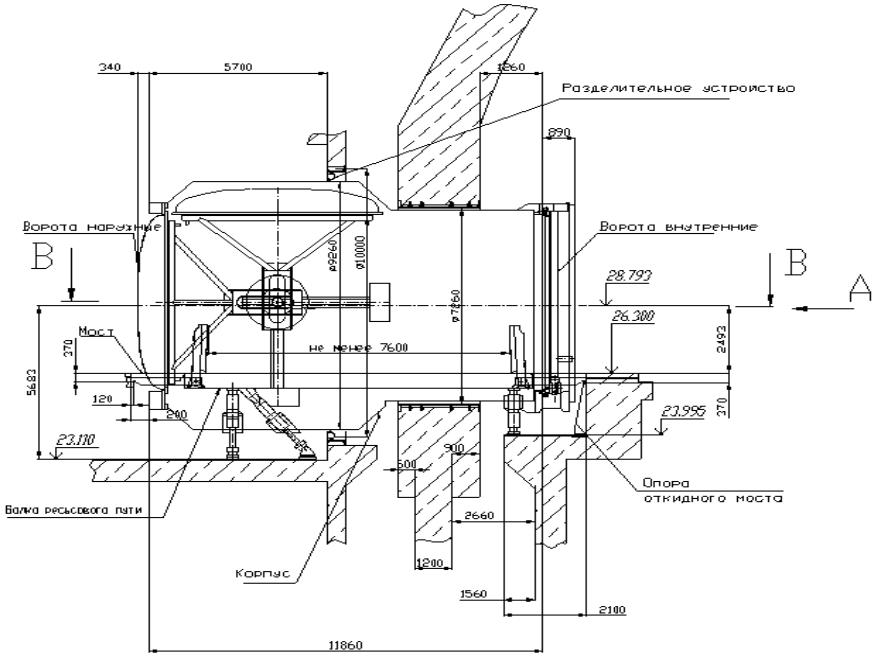


Рисунок 270. Устройство разделительное

Шлюз транспортный выдерживает следующие внешние нагрузки:

- от максимального расчетного землетрясения МР3-0,12g (7 баллов по шкале MSK-64);
- от падения самолета весом 5,7 т со скоростью 100м/с на ограждающие конструкции здания реактора;
- от внешней ударной волны на ограждающие конструкции здания реактора давлением во фронте 30 кПа;
- эквивалентную статистическую нагрузку 0,153 МПа со стороны улицы, соответствующую внешней нагрузке 0,03 МПа во фронте ударной волны;
- минимальное разряжение вследствие ВУВ (в фазе разряжения) – 0,03 МПа.

Шлюз транспортный считается работоспособным, если он сохраняет герметичность и обеспечивает и обеспечивает возможность открывание и закрывание ворот с помощью электрифицированного или ручного привода. Поэтому при эксплуатации необходима своевременная замена комплектующих и резинотехнических изделий, имеющих ограниченный срок службы и ресурс работы.

Плановая замена комплектующих производится при техническом обслуживании шлюза.

8.2.1. Техническое обслуживание шлюза транспортного

Техническое обслуживание шлюза транспортного во время эксплуатации включает:

- техническое обслуживание при использовании изделия по прямому назначению;
- периодические технические осмотры;
- техническое освидетельствование.

Техническое обслуживание при использовании изделия по прямому назначению считается использование его в цикле «открытие/закрытие ворот» как для перемещения груза на тележке, так и для других целей (осмотр, пробные пуски, и др.).

Начиная с первого после проведения приемочных испытаний, использования шлюза по прямому назначению вести учет циклов открытия/закрытия ворот с присвоением каждому циклу порядкового номера.

Техническое обслуживание при использовании шлюза по прямому назначению включает в себя:

- визуальный контроль состояния узлов и механизмов шлюза;
- проверка работоспособности установки контроля герметичности;

– контроль блокировок, запрещающих открывание наружных ворот и внутренних ворот при соответствующих нарушениях герметичности внутренней или наружной частей шлюза.

При визуальном контроле проверяется:

– наличие всех крепежных деталей и их затяжка;
– отсутствие механических повреждений и целостности покрытия;
– целостность резиновых уплотнений ворот;
– наличие смазки на трущихся поверхностях;
– крепление конечных переключателей, отсутствие ослабления их крепления;
– закрепление проводов заземления на зажимах заземления электрооборудования и зажиме контура заземления, отсутствие обрывов.

Периодические технические осмотры шлюза должны проводиться в соответствии с графиком профилактических осмотров и текущих ремонтов, но не реже одного раза в год.

В объем технического обслуживания шлюза транспортного при периодических осмотрах входят следующие работы:

– проверка надежности крепления и настройка конечных переключателей;
– проверка плавности и бесшумность работы механизмов;
– проверка герметичности внутренней и наружной частей шлюза;
– проверка герметичности разделительного устройства;
– проверка работоспособности установки контроля герметичности;
– проверка работоспособности гидравлического оборудования;
– проверка на отсутствие повреждений и отказов электрооборудования;

Техническое освидетельствование шлюза включает в себя:

– испытание на прочность;
– испытание на герметичность.

Испытание шлюза на прочность проводится один раз в течении срока службы при испытании ГО после монтажа шлюза транспортного.

Испытание шлюза на герметичность проводится после его монтажа, а затем повторять испытания не реже одного раза в 10лет, а также после ремонта или замены элементов, влияющих на герметичность и прочность шлюза.

Текущий ремонт шлюза транспортного

Текущий ремонт шлюза транспортного производится по мере обнаружения отказов и повреждений по решению ответственного за техническое состояние оборудования.

При нормальных условиях эксплуатации необходимо провести первый средний ремонт через 4 года, первый капитальный ремонт через 8 лет с момента начала эксплуатации шлюза.

Текущий ремонт шлюза транспортного включает в себя:

- устранение обнаруженных отказов и повреждений оборудования шлюза, в том числе замену не подлежащих ремонту элементов;
- замену комплектующих резиновых уплотнений и других комплектующих изделий (гидроцилиндров и др.), подлежащих замене согласно срокам службы, установленным паспортами и эксплуатационными документами на эти изделия;
- восстановление защитного покрытия.

Информация по произведенному ремонту должна быть оформлена документально (сведения о ремонте узлов, замене составных частей должны быть записаны в соответствующий раздел паспорта шлюза).

В связи с наличием в межоболочном пространстве постоянного разрежения, включая режимы проектной и запроектной аварий, отсутствует возможность утечки из МОП через внешнюю защитную оболочку.

Величина интегральной утечки через герметичное ограждение зоны локализации аварий (ЗЛА) по проекту составляет не более 0,3 % объема среды (находящейся в ЗЛА) в сутки, при давлении, равном расчетному аварийному.

Для контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) защитной оболочки в период её строительства и эксплуатации, а также уровня обжатия, защитная оболочка оснащается системой контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) автоматизированной системы контроля (АСК) НДС и системой мониторинга уровня натяжения (СМУН), которая работает в автономном режиме без связи с АСУ ТП. Проверка усилий натяжения арматурных пучков СПЗО в период ее эксплуатации осуществляется при помощи системы контроля остаточного усилия в арматурных пучках (СИУ АП), с применением специального домкрата ДИУ-55 (ТУ 4143-016-95520222-14), путем отрыва анкерной обоймы от поверхности анкерного колодца с фиксацией усилия в арматурном пучке в момент перемещения

обоймы. Порядок измерения остаточного усилия в арматурном пучке и периодичность определяется в соответствии с «Инструкцией по техническому обслуживанию системы преднапряжения защитной оболочки реакторного здания. Состав наблюдений за напряженно-деформированным состоянием защитной оболочки и уровнем обжатия включает в себя измерение усилий натяжения армоканатов СПЗО, напряжений в арматуре оболочки, температуры и деформаций бетона оболочки, перемещений стенок цилиндрической части.

Испытание ГО избыточным давлением производится системой для пневмоиспытаний защитной оболочки, для чего имеется специальная компрессорная станция и линия подачи и сброса испытательной среды, оснащенная предохранительными клапанами. Вакуумирование герметичного объёма выполняется вытяжной ремонтно-аварийной системой вентиляции оболочки.

Измерение осадок и кренов защитной оболочки, изменений пространственного положения контрольных точек производится геодезическими методами.

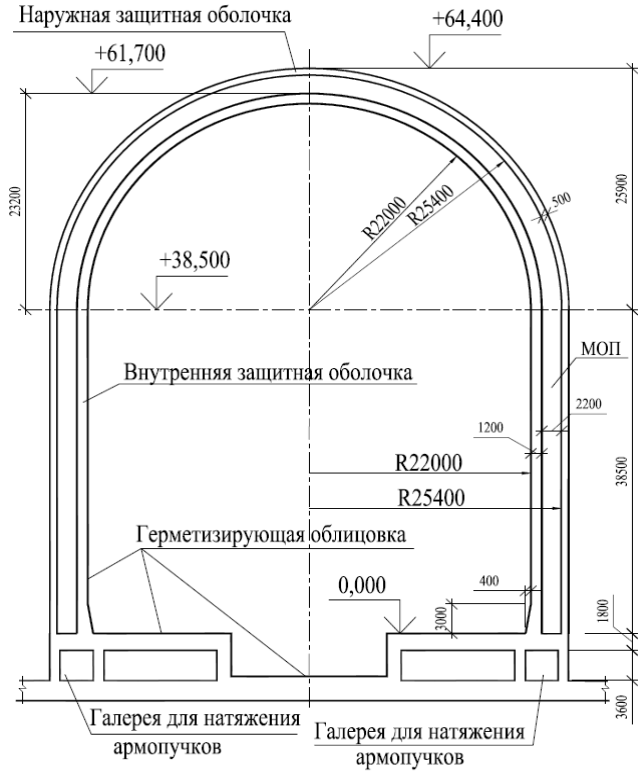


Рисунок 271. Внутренняя и наружная защитные оболочки

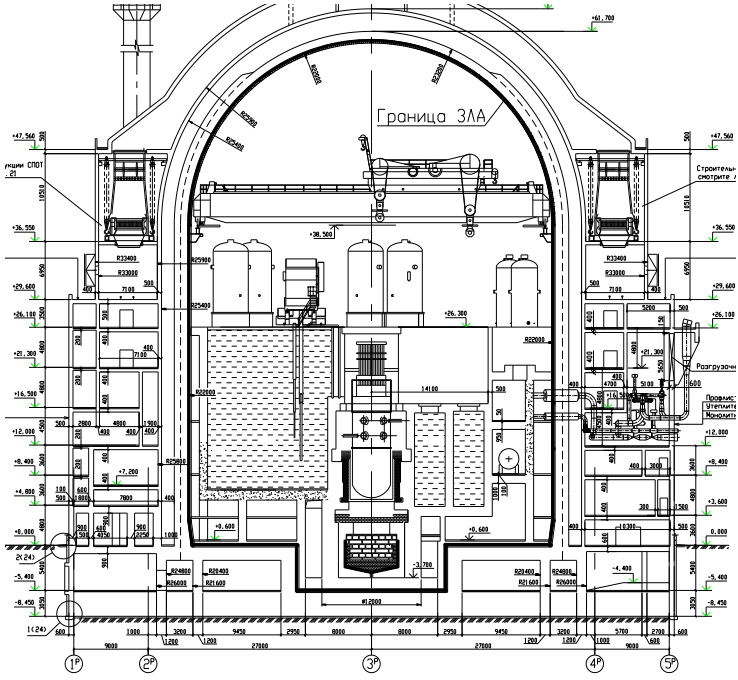


Рисунок 272. Герметичная оболочка

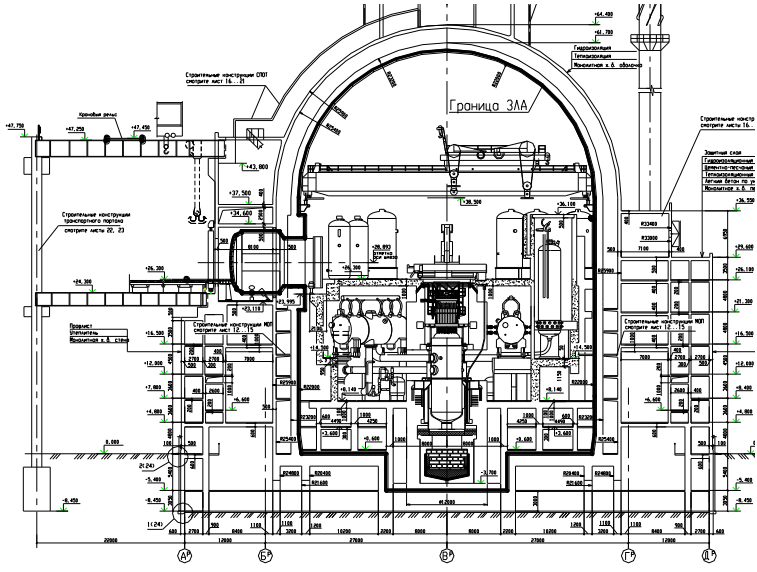


Рисунок 273. Граница ЗЛА. Разрез по цифровым осям

8.2.2. Герметизирующая стальная облицовка

Для обеспечения высоких требований по герметичности по внутренней поверхности оболочки и предотвращения утечки радиоактивных продуктов в окружающую среду в соответствии с нормами «Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций» НП-010-98 выполнена металлическая облицовка из стали марки Ст3 сп5 толщиной 6 мм по ГОСТ 14637-89, которая в основном доступна для осмотра и проверки герметичности в процессе монтажа и эксплуатации.

В качестве антикоррозионного покрытия внутренней поверхности облицовки контура герметизации применяются защитные полимерные покрытия, обладающие повышенной надежностью и долговечностью.

Расчет герметизирующей облицовки приведен в Отчете «Расчет герметизирующей облицовки защитной оболочки».

Проверка герметичности в возводимых конструкциях в местах монтажных швов производится с помощью специального нащельника, закачивания под него воздуха в камеры избыточным давлением 0,5 МПа с нанесением на сварные швы пенного индикатора.

Стыковые сварные швы герметизирующей облицовки ГО будут выполнены и проконтролированы в заводских условиях на плотность пенетрирующими жидкостями.

Облицовка герметичного ограждения, выполняемая по опорной плите оболочки, защищается железобетонной плитой 600 мм и во время эксплуатации недоступна для осмотра и ремонта, в связи с чем облицовка принята толщиной 8 мм, кроме того, предусматривается увеличение объема контроля сварных швов, что соответствует нормам «Правила контроля сварных соединений элементов локализующих систем безопасности атомных станций» ПНАЭ Г-10-032-92.

Компоновка внутренних конструкций ЗЛА выполняется таким образом, что они в основном защищают герметизирующую облицовку от действий струй, ударных волн, летящих предметов, воздействия которых возможны в результате аварийных режимов.

Конструкция облицовки принята на основании имеющегося опыта строительства и эксплуатации блоков, основывающемся на учете технологических требований (давление бетонной смеси, способ сварки и контроля сварных швов).

В связи с наличием в межоболочном пространстве постоянного разрежения, включая режимы проектной и запроектной аварий, от-

сутствует возможность утечки из МОП через внешнюю защитную оболочку.

Для помещений, в которых имеются емкости с радиоактивными средами и невозможно появление избыточного давления, в соответствии с п. 3.2.7 НП-010-98 выполняется облицовка пола и части стен на высоту не менее чем на 200 мм над уровнем залива.

В зоне расположения проходок и трассы полярного крана предусматривается огнезащита герметизирующей облицовки. Огнезащита состоит из минеральных плит со вспучивающимся покрытием, прикрепляемых к облицовке огнестойким клеем.

В помещениях, служащих емкостью, или заливаемых при перегрузке, для радиоактивных сред выполнена герметизирующая облицовка пола и стен нержавеющей сталью (бассейн выдержки, шахта реактора, шахта ВКУ).

Проектирование герметизирующей облицовки соответствует требованиям методических указаний «Проектирование стальных герметизирующих облицовок железобетонных конструкций зданий АЭС» МУ 1.2.2.05.0057-2011.

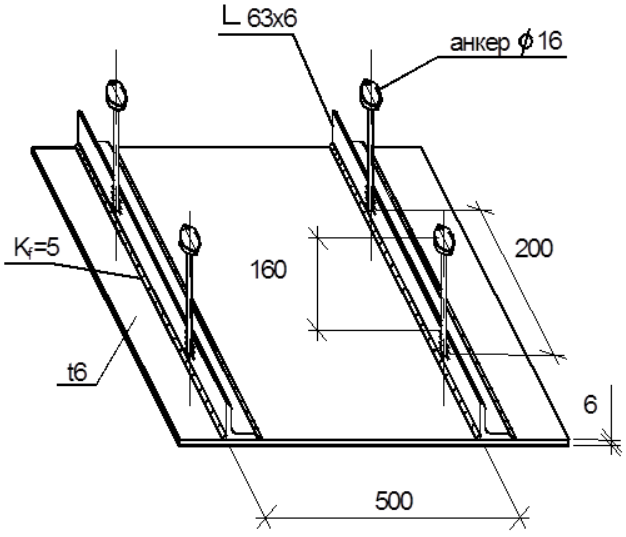


Рисунок 274. Узел крепления листа гермооблицовки

Расчет для проверки условий сохранения плотности стальной герметизирующей облицовки купольной части защитной оболочки блока 1 Нововоронежской АЭС-2 в режиме наиболее неблагоприятной (по параметрам среды) проектной аварии с учетом несовершенств

начальной геометрии по результатам ее замеров перед бетонированием приведен в «В расчете герметизирующей облицовки купола защитной оболочки блока №1 Нововоронежской АЭС-2 с учетом отклонений от проектной геометрии».

8.2.3. Железобетонные ограждающие конструкции

Наружная защитная оболочка

Наружная железобетонная оболочка предназначена для защиты систем и элементов реакторного здания от непосредственного воздействия внешних природных и техногенных особых воздействий, таких как падение самолета, внешняя воздушная ударная волна, экстремальные ветровые и климатические воздействия, падение венттрубы, а также для создания вентилируемого зазора и сбора протечек.

Наружная защитная оболочка выполнена в виде цилиндра с полусферическим куполом из монолитного железобетона.

Внутренняя поверхность наружной оболочки покрывается эффективным полимерным покрытием, обеспечивающим требуемую степень герметичности наружной оболочки.

Геометрический размер оболочки принят следующим:

- внутренний диаметр цилиндра – 50,8 м;

- относительная отметка верха купола плюс 64,400 м;

- толщина стен и купола – 500 мм, принята из условия восприятия нагрузок от падения самолета (для участков цилиндра, защищенных от падения самолета – 400 мм).

Зазор между наружной и внутренней оболочками, исходя из условий обслуживания системы преднапряжения внутренней защитной оболочки, оборудования, располагаемого в зазоре, возможности осмотра поверхности оболочек, принят 2,20 м.

Зазор между оболочками позволяет организовать сбор протечек газо-воздушной среды.

На наружной защитной оболочке размещаются теплообменники систем пассивного отвода тепла (СПОТ).

Снаружи в верхней части наружной защитной оболочки с отметки кровельного перекрытия обстройки (выше отметки +29,700 м) располагаются галерея помещений теплообменников СПОТ, металлические тяговые воздуховоды с теплоизоляцией и облицовкой из нержавеющего листа для защиты от атмосферных воздействий. В зените купола наружной оболочки расположены строительные конструкции выходного коллектора СПОТ и помещения фильтроваль-

ных установок пассивной системы фильтрации межоболочечного пространства (ПСФ МОП).

Внутренняя защитная оболочка

Внутренняя защитная оболочка запроектирована из предварительно-напряженного железобетона в виде цилиндра с внутренним диаметром 44,0 м, перекрытого сферическим куполом внутренним радиусом 22,0 м.

Высота цилиндрической части составляет 38,5 м. Общая высота защитной оболочки составляет 61,7 м.

Толщина стен цилиндра и купола – 1200 мм определилась из условий биологической защиты и конструктивных требований.

В зоне жесткого соединения цилиндрической части с опорной плитой перекрытия оболочка усилена вутом высотой 3000 мм и максимальной шириной 1600 мм.

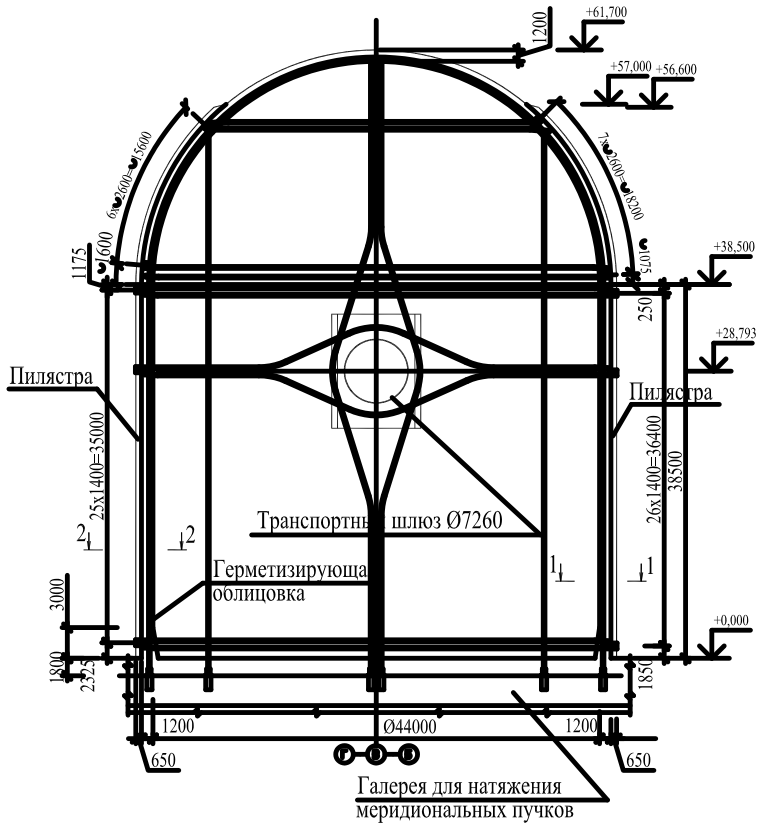


Рисунок 275. Внутренняя и наружная защитные оболочки

Система преднапряжения защитной оболочки (СПЗО) состоит из:

- арматурных пучков,
- опорных анкерных блоков,
- каналообразователей,
- оборудования для монтажа арматурных пучков, их натяжения, системы диагностики арматурного пучка.

Система преднапряжения запроектирована исходя из требования обеспечения минимально допустимого уровня обжатия оболочки в течение всего срока эксплуатации АЭС при отсутствии подтяжки и замены канатов.

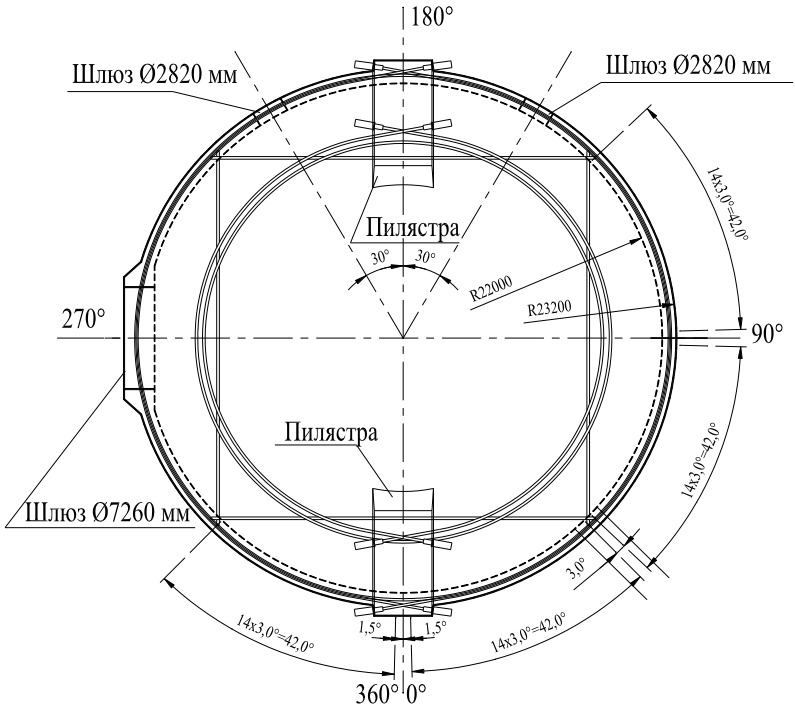
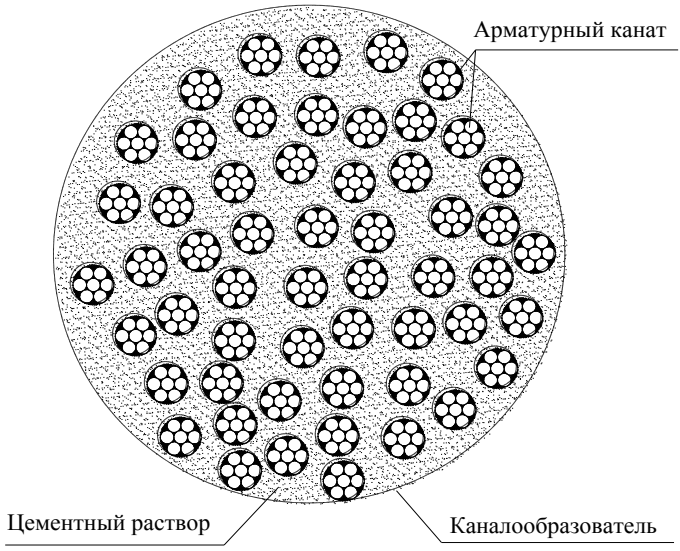


Рисунок 276. Разводка каналообразователей в купольной части защитной оболочки

Контроль и испытания при эксплуатации

В проект системы заложена возможность проведения периодических проверок работоспособности элементов системы.

Примерное расположение арматурных канатов в каналообразователе



Эскиз каната в оплетке
Внешний диаметр от 17.4 мм до 19.4 мм

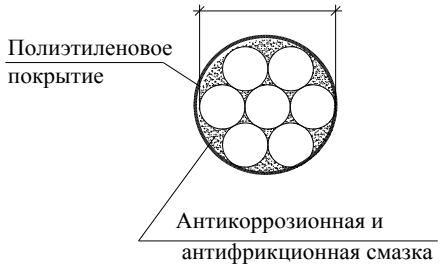


Рисунок 277

Периодические испытания системы должны проводиться в соответствии с «Технологическим регламентом» с учетом условий безопасной эксплуатации, приведенных в главе 16 ООБ.

Техническое обслуживание оборудования системы должно выполняться в соответствии с соответствующими нормативными документами, устанавливающими объем и периодичность таких работ.

Визуальный осмотр спринклерных форсунок должен производиться при каждом останове на перегрузку.

Для проведения испытаний трубопроводов спринклерной системы на прохождение воздуха предусмотрен трубопровод подачи сжатого воздуха из системы 1 SCD.

Качество сжатого воздуха в соответствии с ГОСТ 17433-80:

- размер твердых частиц не более 40 мкм;
- содержание твердых частиц не более 4 мг/м^3;
- содержание воды в жидком состоянии – не допускается;
- содержание масла в жидком состоянии – не допускается;
- точка росы минус 55 °С.

8.2.4. Функционирование системы

Работа системы в режимах нормальной эксплуатации

В режиме нормальной эксплуатации, система 1 JMN не функционирует, но находится в режиме ожидания. Системы 1 FAK10-20 и 1 JNA при этом могут функционировать как системы нормальной эксплуатации.

При этом арматура находится в исправном состоянии, в рабочем состоянии находятся система КИП и сигнализации.

Работа системы в режимах нарушения нормальной эксплуатации

В режимах с нарушением нормальной эксплуатации, система не функционирует, но находится в режиме ожидания.

В режиме обесточивания энергоблока после запуска дизель-генераторов по программе ступенчатого пуска автоматически включаются в работу насосы всех каналов системы охлаждения бассейна выдержки 1 FAK10-20.

Работа системы в аварийных режимах

При повышении давления под оболочкой выше 0,03 МПа автоматически включаются в работу насосы системы охлаждения бассейна выдержки 1 FAK10(20)AP001 и открываются установленные на напоре насосов задвижки 11FAK13AA001 (12FAK23AA001). Раствор борной кислоты в количестве не менее 300 м^3/ч на один спринклерный канал начинает поступать из бассейна выдержки к спринклерным трубопроводам с расположенными на них форсунками, обеспечивающими равномерное разбрызгивание раствора борной кислоты в атмосферу защитной оболочки.

Через некоторое время после начала аварии уровень раствора борной кислоты в бассейне выдержки снижается до минимального значения, при котором происходит автоматическое переключение насосов 1 FAK10(20)AP001 на работу из приямка гермообъема. Переключение происходит в бескавитационном режиме, так как к моменту переключения в приямке гермообъема накапливается количество теплоносителя, достаточное для устойчивой работы насосов.

Подача раствора борной кислоты в объем защитной оболочки произво-дится, пока давление под оболочкой не снизится до минус 2 кПа. При достижении этого значения задвижки 11FAK13AA001 (12FAK23AA001) автоматически закрываются, автоматически открываются задвижки 11FAK11AA001 (12FAK21AA001) на трубопроводах рециркуляции и насосы 1 FAK10(20)AP001 работают по линии рециркуляции.

Функционирование системы при запроектных авариях

При запроектных авариях может быть использована система аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки (1 JNA) как средство управления запроектными авариями. Специально спроектированные трубопроводы позволяют при запроектной аварии с отказом насосов системы 1 FAK10-20 (выполняющих в данном проекте функцию спринклерных насосов) подать воду от насосов системы 1 JNA11(21)AP001 к спринклерным каналам.

Система способна выполнять все свои функции при внешних воздействиях, принятых для данного проекта.

Функционирование системы при отказах

Спринклерная система имеет двухканальную структуру и не имеет зависимых от исходного события аварии отказов.

В качестве собственных элементов спринклерной системы, которые могут привести к ее отказу, должны рассматриваться обратные клапаны на трубо-проводах подвода воды к спринклерным форсункам.

Отказ всей системы в целом может иметь место при отказе двух обратных клапанов на подводе воды к спринклерным форсункам.

С учетом принципа единичного отказа, отказ одного обратного клапана не приводит к отказу системы, в работоспособном состоянии остается один канал, способный выполнять функцию системы в полном объеме.

Экспериментальные испытания

Программа экспериментальных испытаний спринклерной форсунки предполагает собой стендовые испытания (Исследование гидравлических характеристик форсунок спринклерной системы 5 блока НВАЭС. Отчет ВТИ арх. № 10452, 1976 г.).

При экспериментальных испытаниях на стенде осуществлялся подбор спринклерной форсунки, выбор геометрических размеров форсунки, определение характера разбрызгивания жидкости, расход через форсунку.

Основным этапом в эксперименте являлся выбор оптимальных параметров универсальной форсунки. Критерием для выбора форсунки являлась величина поверхности капель, рассчитанная по эквивалентному диаметру. При этом учитывалось, что каждый параметр форсунки влияет на диаметр капель. Средний эквивалентный диаметр капель рассчитывался как среднее арифметическое диаметров, полученных в одинаковых опытах.

Экспериментальным путем определялись параметры факела распыленной воды.

В зависимости от геометрических характеристик форсунок, давления жидкости на входе в форсунку и физических свойств жидкости определялись параметры факела распыленной воды. По дисперсности факела распыла, скоростях капель, углах вылета капель определялось расположение спринклерных форсунок с учетом существующей компоновки.

Тем самым обеспечивалась требуемая плотность орошения под оболочкой.

После получения оптимальных размеров форсунки, была снята расходная характеристика. В зависимости от давления перед коллектором, определялся расход через одну форсунку. Для унифицированной форсунки при давлении перед форсункой 10 м.в.ст. расход 30 $м^3$/ч. Параметры факела распыленной воды приведены на рисунке.

9. АРМАТУРА ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1200

На энергоблоке ВВЭР-1200 установлено большое количество арматуры различного назначения, исполнения и характеристик. По назначению арматура делится на:

- запорную;
- предохранительную;
- регулирующую;
- фазораспределительную.

Все многообразие примененной арматуры (более 11 тысяч единиц) обусловлено ее ролью в конкретной системе.

На энергоблоке ВВЭР-1200 (как и на любом блоке АЭС) установлена и эксплуатируется арматура и отечественных и зарубежных производителей. Прошедшие 6 лет эксплуатации привели к пониманию как успешного, так и неудачного выбора конструкции арматуры проектантом, поэтому в настоящее время ведутся работы по замене и выбору более удачного типа арматуры, для отдельных систем. В частности, это касается ряда типов регуляторов и доработки конструкции двойных обратных клапанов (ДОК). Мы же в своем повествовании рассмотрим арматуру предохранительную, установленную в системах безопасности блока.

9.1 Ремонт импульсно-предохранительного устройства парогенераторов (ИПУ ПГ)

ИПУ ПГ предназначено для предотвращения превышения давления в парогенераторах и паропроводах свежего пара сверх допустимых уровней настройки, как при штатном срабатывании при управлении от привода электромагнитного клапана (ЭК) импульсного устройства (ИУ), так и в случае отказа ЭК, при управлении от импульсного клапана прямого действия (ИК) ИУ.

ИПУ ПГ входит в состав парового арматурного блока (ПАБ) и предназначено для установки на паропроводах свежего пара 1, 2 блоков НВ АЭС-2.

Назначение и функционирование ИПУ ПГВ

Импульсно-предохранительные клапаны парогенератора (ПГ) предназначены для защиты парогенератора и паропроводов от превышения давления сверх допустимого во всех режимах, сопровождающихся ростом давления во втором контуре.



Импульсно-предохранительное устройство крепится на корпусе ПГ.

Сигнал повышения давления пара в паропроводе от ПГ поступает в цепь управления ИУ, в результате чего оно открывается. В случае отказа электрических цепей управления ИУ оно срабатывает (открывается) под действием давления пара, как клапан прямого действия.

После открытия ИУ пар из паропровода через ПУ поступает в поршневую камеру ГПК.

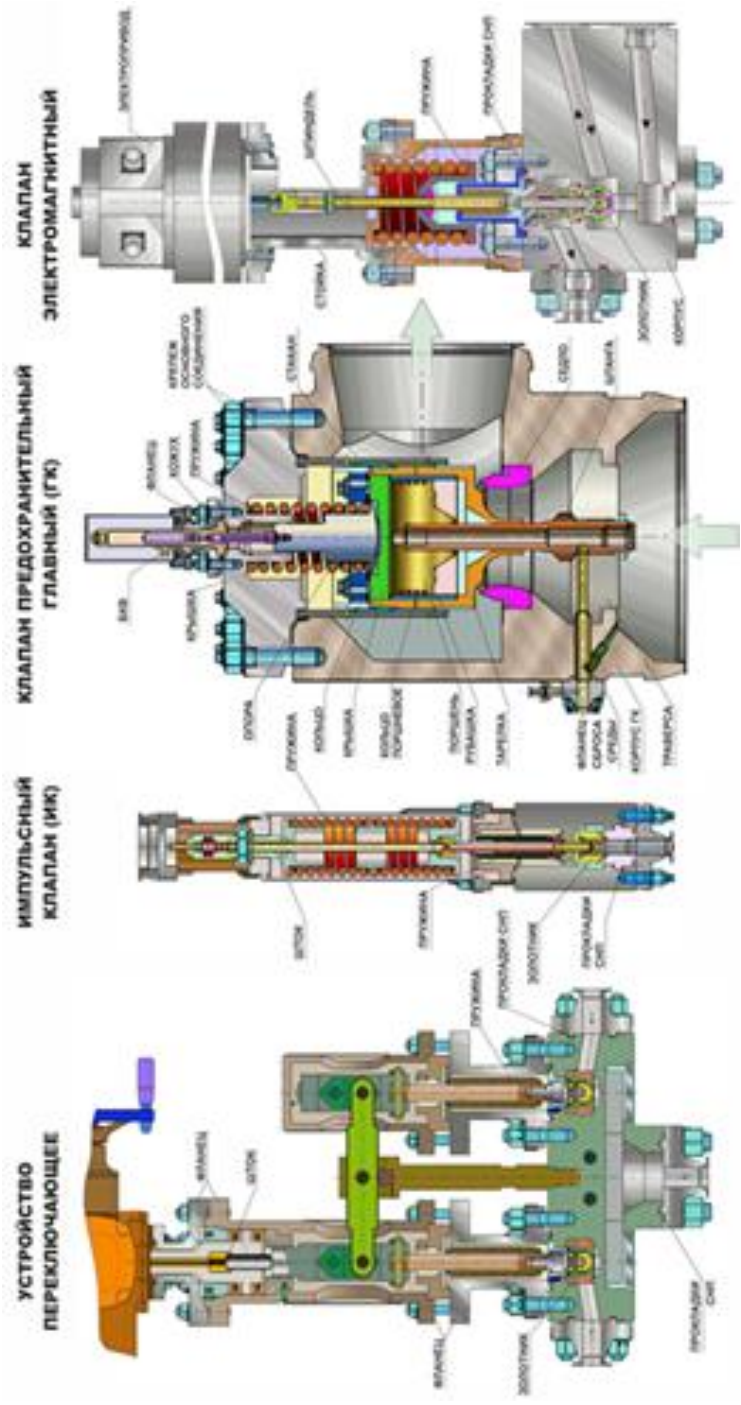
В поршневой камере благодаря разности площадей седла и поршня возникают усилия, отжимающие пружину и поднимающие тарелку, в результате чего пар из главного паропровода начинает сбрасываться в атмосферу. Когда давление пара в паропроводе снизится до закрытия ИУ, подается сигнал в цепь управления электромагнитом ИУ, в результате чего оно закрывается, и подача пара через ИУ прекращается.

Пар не подается в ГПК. Давление в поршневой камере ГПК снижается и, в результате чего, ГПК закрывается под действием пружины.

ИУ в случае потери электроснабжения работает как клапан прямого действия, что предотвращает отказ ГПК при потере электроснабжения.

Для защиты парогенератора и паропроводов второго контура от превышения давления в режимах, сопровождаемых ростом давления во втором контуре, в проекте предусмотрена установка на каждом парогенераторе двух импульсно-предохранительных клапанов производительностью 1050т/ч через полностью открытый предохранительный клапан при давлении в парогенераторе 8,7 Мпа.

В состав каждого ИПУ входит главный предохранительный клапан (ГПК) и импульсное устройство (ИУ), состоящее из импульсного клапана (ИК), электромагнитного клапана (ЭК), переключающего устройства (ПУ) и фильтра пара (ФП).


КЛАПАН ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ
КЛАПАН ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ ГЛАВНЫЙ (ГК)
ИМПУЛЬСНЫЙ КЛАПАН (ИК)
УСТРОЙСТВО ПЕРЕКЛЮЧАЮЩЕЕ

9.2 Импульсно-предохранительное устройство компенсатора давления (ИПУ КД)

Импульсно-предохранительные устройства с дополнительной линией управления DN100, Pp 180 УФ50024-100-15 предназначены для защиты первого контура АЭС путем автоматического сброса давления рабочей среды из компенсатора давления в барботер при нарушении нормальных условий работы, при проектных авариях и реализации процедуры «feed and bleed» в запроектных авариях при работе АЭС с реакторными установками ВВЭР.

9.3 Быстродействующий запорно-отсечный клапан (БЗОК)

Назначение и область применения БЗОК.

Клапан предназначен для отсечения парогенератора в аварийных режимах:

- разрыва паропровода;
- течи из первого контура во второй.

Клапан предназначен для установки в качестве запорного и отсечного устройства на паропроводах свежего пара в пределах паровой камеры 1 и 2 энергоблоков НВОАЭС-2.

Установочное положение БЗОК – вертикальное штоком вверх. Направление потока рабочей среды не регламентируется.

БЗОК оснащен паровым приводом, обеспечивающим:

а) аварийное (быстрое) закрытие от собственной среды;

б) технологическое (медленное) открытие/закрытие от собственной среды;

в) технологическое (медленное) открытие/закрытие от постороннего источника пара при отсутствии рабочей среды в системе;

г) быстрое закрытие в режиме медленного открытии от собственной среды.

Для обеспечения аварийного закрытия БЗОК предусмотрены два управляющих 4-х ходовых клапана, каждый из которых осуществляет одновременную подачу рабочей среды в камеру над поршнем и сброс среды из-под поршня. Каждый управляющий клапан имеет индивидуальный подвод пара. Управление каждым управляющим клапаном осуществляется по независимому каналу управления с помощью электропривода (для быстродействующих клапанов К1, К2 электропривод – ЭПАС -07.5-F10A-07.D).

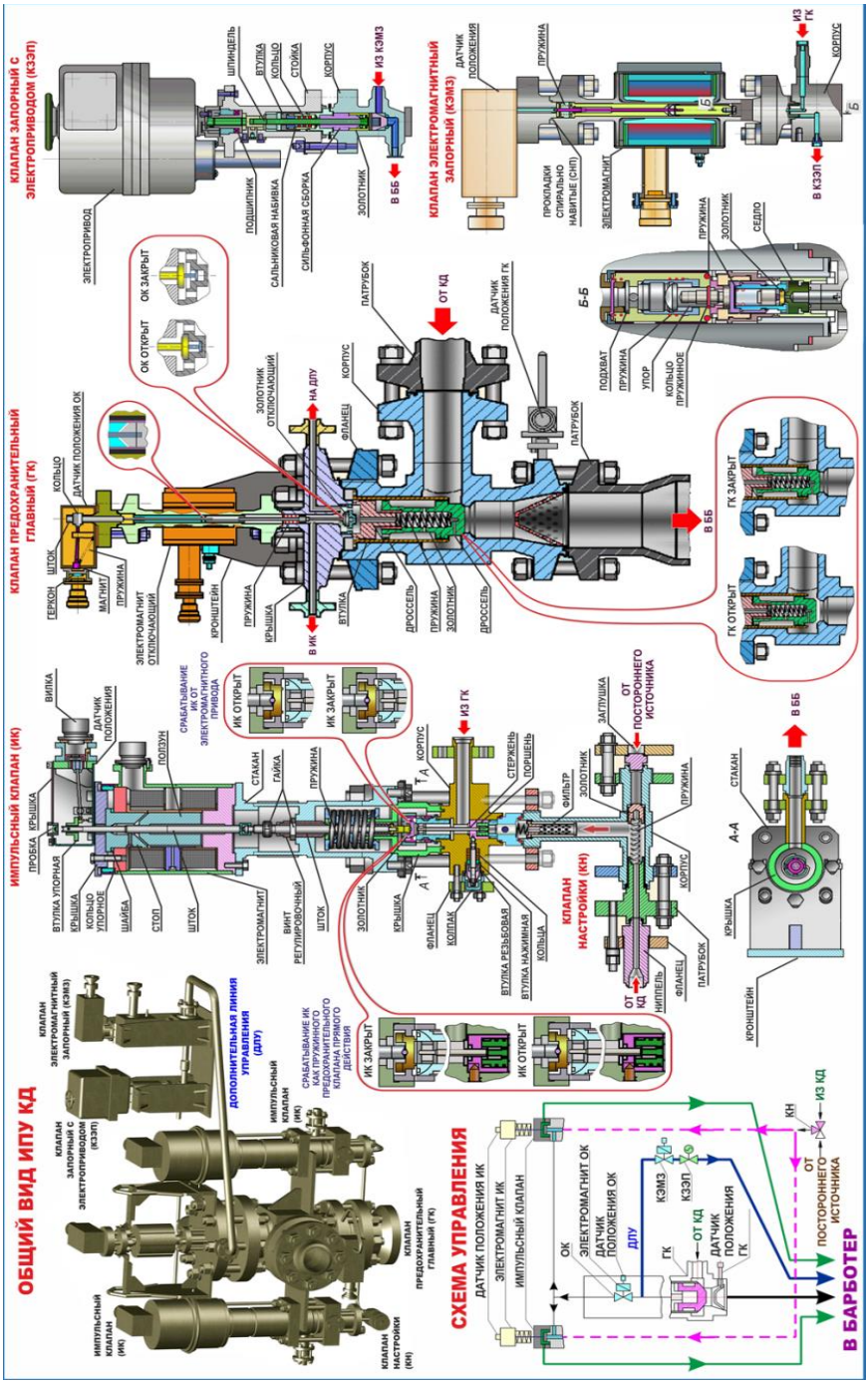


Рисунок 278. Импульсно-предохранительное устройство (ИПУ КД)

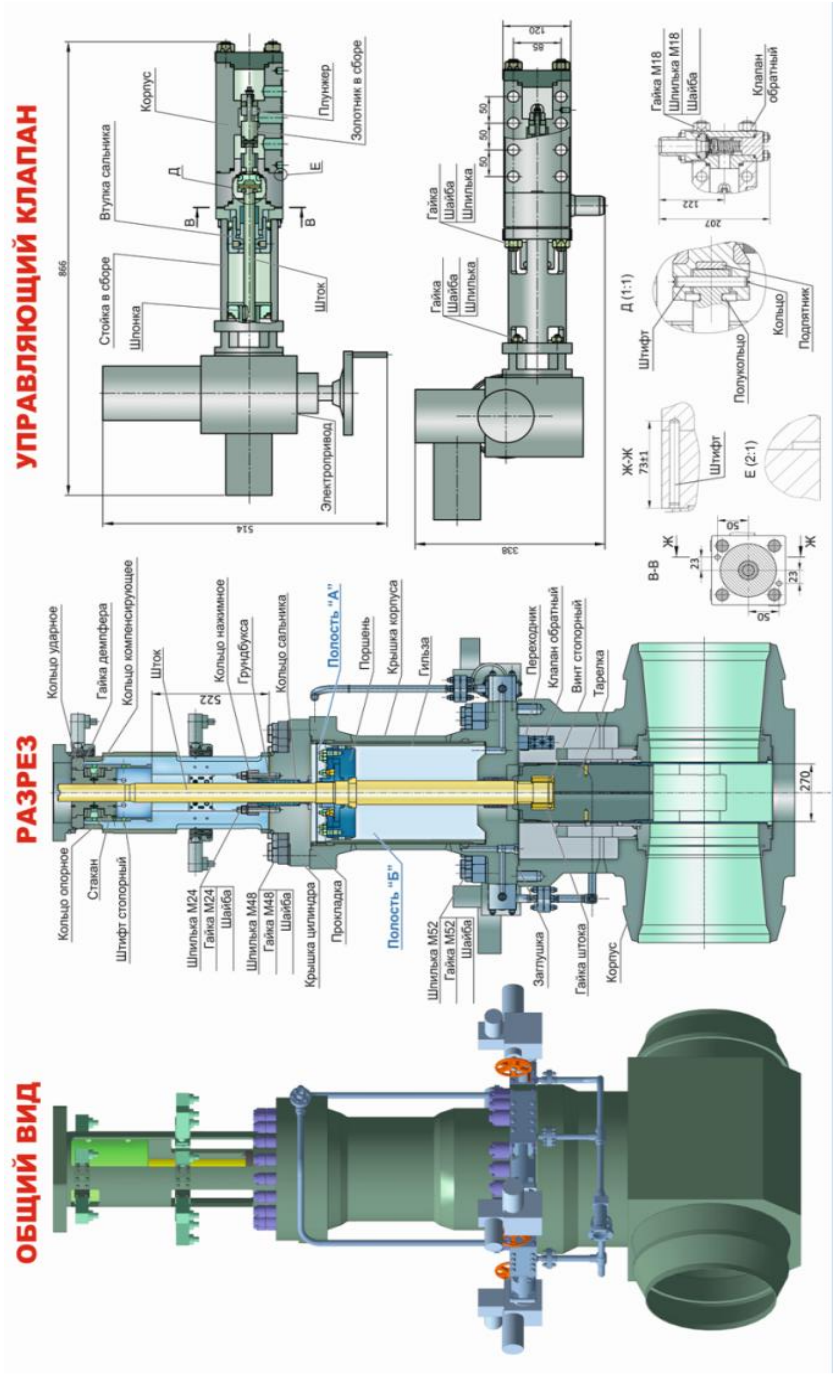


Рисунок 279. Клапан быстродействующий запорно-отсечной (БЗОК)

Таблица 12. Основные технические данные и характеристики.

Характеристики и основные технические данные		Обозначение	Единица измерения	Данные
Номинальный диаметр		DN		600
Рабочая среда		пар, пароводяная смесь, вода на линии насыщения		
Параметры рабочей среды (рас-четные)	Давление	P	МПа ($кгс/см^2$)	8,1 (82,6)
	Температура	t	^0C	300
Параметры рабочей среды (номинальные)	Давление	$P_н$	МПа ($кгс/см^2$)	6,9±0,1 (70,4±1,0)
	Температура	$t_н$	^0C	287±0,1
Номинальная влажность пара на выходе из ПГ		-	%	0,2
Параметры пара от постороннего источ-ника	Давление (изб.)	$P_{пос.ист}$	МПа ($кгс/см^2$)	0,71…1,08 (7,24…11)
	Температура	$t_{пос.ист.}$	^0C	150…205
Параметры гидрав-личес-ких испытаний	Давление	P_h	МПа ($кгс/см^2$)	12,2 (124)
	Температура стенки, не менее	T_h	^0C	5
Максимальный перепад давления на затворе (при быстром закрытии)		ΔP_{max}	МПа ($кгс/см^2$)	8,1 (82,6)
Максимальное противодавление на выходе коллектора (DN50, длина – минимально возможная)		$P_{кол}$	МПа ($кгс/см^2$)	0,1 (1,0)
Класс герметичности затвора по воде по ГОСТ 9544		-	-	D
Способ управления	Исполнение	Паровой привод		
Время быстрого закрытия, не более		τ_1	с	10
Время медленного закрытия/открытия от собственной среды или от постороннего источника, не более		τ_2	с	150
Расход пара при работе на номинальной мощности		Q	т/ч	1600-1712
Величина расхода пара на одно срабатывание БЗОК			$м^3$	6,0

Характеристики и основные технические данные	Обозначение	Единица измерения	Данные
Коэффициент сопротивления, не более	ξ	-	0,3
Масса, не более	М	кг	6550
Место установки	Паровой блок		
Стыкуемая труба	$Д_н \times s$	мм	630х25
Диаметр расточки	$d_р$	мм	$582^{+0,97}$
Тип разделки по ПНАЭ Г-7-009-89			1-25
Классификация по НП-068-05			2BIIIa

Таблица 13. Основные технические данные и характеристики электроприводов ЭПАС

Обозначение	Привод				Электродвигатель					
	Пределы регулирования ограничителя крутящего момента , Н·м	Частота вращения выходного органа N, об/мин	Максимальное усилие на маховике, Н	Масса, кг	Обозначение	Номинальная мощность, кВт	Напряжение, В	Частота, Гц	Номинальный ток, А	Пусковой ток, А
ЭПАС-07.5-F10A-07.D	20-60	90	135	22	VD0063-2/80	0,75	380	50	1,7	7,0
ЭПАС-07.5-F10A-02.D	20-60	16	115	20	VD0063-2/45	0,18	380	50	0,7	3,0

Конструкция БЗОК обеспечивает его аварийное закрытие без “расхаживания”.

Для обеспечения медленного открытия и закрытия БЗОК в каналах подвода и сброса предусмотрены дроссельные шайбы.

Сбросные трубопроводы клапанов управления соединяются с коллектором дренажа. Материал трубопроводов обвязки и коллектора – сталь аустенитного класса. Конструкция обвязки допускает ее демонтаж при разборке БЗОК.

Конструкция БЗОК обеспечивает, при закрытых клапанах управления, гарантированное нахождение БЗОК в крайних положениях (открытом или закрытом) неограниченно длительное время независимо от величины давления в системе.

Клапаны управления аварийным закрытием БЗОК после его аварийного закрытия, должны быть закрыты.

С целью гарантированного, послеаварийного закрытия БЗОК, исключения истечения рабочей среды в атмосферу через коллектор дренажа, последний оснащен 4 изолирующими клапанами.

Присоединение изолирующих клапанов к коллектору осуществляется при монтаже БЗОК посредством сварки.

В качестве изолирующего клапана коллектора дренажа применяется электроприводной запорный клапан DN50 – НГ 26524-050 МАЭ-43 по ТУ 26-07-1407-2008.

БЗОК имеет местный и дистанционные указатели положений затвора.

Выключатели дистанционных указателей БЗОК установлены в количестве 12 штук:

8 – для определения крайнего нижнего положения затвора;

4 – для определения крайнего верхнего положения затвора;

В качестве дистанционных указателей положений затвора БЗОК применяются сигнализаторы СПКА 1с-2п по АМИЕ.402251.006 ТУ.

Управляющие и изолирующие клапаны оснащены дистанционными и местными указателями положений.

БЗОК рассчитан на полный рабочий перепад давления на запорном органе 8,1 МПа (82,6 кгс/см^2) при направлении потока с любой стороны.

БЗОК сохраняет работоспособность при изменениях рабочей среды.

БЗОК сохраняет свою работоспособность при изменениях параметров рабочей среды при аварии, связанной с разрывом трубопровода.

Присоединение БЗОК к оборудованию и трубопроводам производится посредством сварки.

БЗОК ремонтопригоден без вырезки из трубопровода.

Перечень возможных отказов:

- заклинивание подвижных деталей – критический;
- потеря герметичности БЗОК по отношению к внешней среде по материалу корпусных деталей, элементов и сварным соединениям, связанная с их разрушением – критический;
- потеря герметичности БЗОК по отношению к внешней среде в сальниковых и прокладочных соединениях, неустранимая на месте установки без разборки – некритический;
- потеря герметичности в затворе свыше допустимой величины – некритический;
- отказ клапанов управления аварийным закрытием – критический;
- отказ клапанов управления медленным открытием/закрытием – некритический.

Требования безопасности.

БЗОК применяется в строгом соответствии с его назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации.

БЗОК допускает строповку в периоды транспортирования, места строповки указаны на сборочных чертежах и на самой арматуре.

БЗОК допускает удаление воздуха из внутренних полостей при проведении гидравлических испытаний.

Корпус и крышка корпуса БЗОК теплоизолированы.

БЗОК герметичен по отношению к окружающей среде.

Электрооборудование, установленное на БЗОК надежно заземлено.

Персонал, обслуживающий БЗОК, должен пройти инструктаж по технике безопасности и быть ознакомлен с руководством по эксплуатации арматуры.

Для обеспечения безопасной работы категорически запрещается:

а) использовать БЗОК на параметры, превышающие указанные в паспорте, руководстве по эксплуатации;

б) производить работы по устранению дефектов, набивать сальниковые уплотнения при наличии давления рабочей среды в корпусе и при запитанных электрических цепях (двигателей, датчиков и т.д.);

в) использовать БЗОК в качестве опор для оборудования и трубопроводов;

г) использовать дополнительные рычаги при ручном управлении арматурой и применять гаечные ключи, большие по размеру, чем размеры крепежных деталей;

д) производить работу с БЗОК без индивидуальных средств защиты, не соблюдать правила пожарной, электро-, радиационной безопасности и промсанитарии.

БЗОК установлен в доступном для проведения работ по их обслуживанию: разборке, сборке, ремонту без вырезки из трубопровода.

БЗОК снабжен демпфером, гасящим динамический удар при аварийном срабатывании.

9.4 Техническое диагностирование арматуры.

Принятая стратегия планового (регламентированного) ремонта энергоблока для отдельного оборудования и систем обладает рядом недостатков. В первую очередь-это явная избыточность объемов выполняемых работ, следствием которой являются неоправданные затраты трудовых, временных и финансовых ресурсов, которые отрицательно отражаются на технико-экономических показателях работы энергоблоков АЭС.

Следует отметить, что при разборке оборудования и арматуры дефекты обнаруживаются только в 25-30% обследуемых изделий. Отсутствие достаточной информации об их техническом состоянии в межремонтный период может приводить к его отказам и, как следствие, неплановым остановам энергоблоков АЭС, сопровождающимся недовыработкой электроэнергии.

Основными целями и этапами перехода на стратегию ремонта арматуры АЭС по техническому состоянию являются :

- обеспечение надежности и поддержание функциональной готовности оборудования в межремонтный период в течение срока службы, т.е. снижение вероятности возникновения внезапных отказов при работе блока на мощности;
- обеспечение требуемого уровня безопасности эксплуатации энергоблока;
- снижение затрат, связанных с необходимостью демонтажа и монтажа изоляции, дезактивации, сборки, разборки оборудования;
- исключение повторного ремонта;
- повышение технического уровня эксплуатации и технико-экономических показателей АЭС;

- совершенствование управления ресурсными характеристиками элементов энергоблоков.

Переход к ремонту арматуры АЭС по техническому состоянию предусматривает проведение следующих мероприятий :

1) Формирование цеховых перечней арматуры, управление ресурсом которой признано целесообразным. В перечни включается арматура, для которой разработаны и имеется в наличии диагностическое обеспечение. Перечни составляются для групп однотипной арматуры, включающих в себя арматуру по признакам общности функционального назначения и принципа действия, сходства конструктивных и ремонтно-технических характеристик.
2) Формирование на основе указателя арматуры в составе систем АЭС цеховых перечней арматуры, ремонт которой возможен после наступления функционального отказа. Для обеспечения возможности замены отказавшей арматуры на АЭС должен быть резервный фонд арматуры, номенклатура которого должна определяться на основе технико-экономического анализа;
3) Подготовку перечней возможных отказов для каждого типа арматуры;
4) Подготовку перечней возможных дефектов (критических, значительных и малозначительных), определяющих техническое состояние арматуры (работоспособное, частично работоспособное, неработоспособное), и типовых критериев предельных состояний ее составных частей;
5) Подготовку номенклатуры определяющих диагностических параметров в соответствии с принятыми диагностической моделью и методикой диагностирования для каждого вида арматуры с указанием предельно допустимых значений;
6) Формирование диагностического обеспечения оборудования-выбор методов, поставка средств и разработка правил технического диагностирования, с использованием расчетов, или выборки данных из конструкторской документации численных значений контролируемых диагностических параметров;
7) Учет работ по техническому диагностированию арматуры, включенной в графики ремонта технологических систем основной установки;
8) Проведение технического диагностирования по рабочим программам;
9) Оформление протокола с указанием диагноза по результатам технического диагностирования;

10) Группирование по определенным признакам (типоразмерам, рабочим параметрам и т.д.) арматуры, признанной работоспособной по результатам технического диагностирования;
11) Выполнение анализа диагностических параметров по физико-статической модели для каждой группы;
12) Определение в каждой группе арматуры, признанной работоспособной, единиц (не менее двух), характеризующихся наибольшим разбросом диагностических параметров, для контрольной разборки;
13) Определение (уточнение) категории ремонта арматуры, признанной частично работоспособной или неработоспособной по результатам технического диагностирования;
14) Принятие решения о продлении межремонтного периода.

Таким образом, перенос сроков ремонта и уменьшение объема работ должны быть обоснованы администрацией АЭС, утверждены эксплуатирующей организацией и доведены до сведения инспекции Ростехнадзора.

Техническое решение о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта арматуры на основании протоколов технического диагностирования, анализа нормативной, эксплуатационной, ремонтной документации и опыта эксплуатации должна принимать комиссия станционного уровня в составе: заместитель главного инженера АЭС по ремонту; представителей подразделения-владельца оборудования, ответственного за его техническое состояние; представителей ОТД; ОППР; ОУР; ремонтного цеха. При необходимости к участию в работе комиссии могут быть приглашены представители специализированной организации и предприятия-разработчика (изготовителя) арматуры.

Для проведения технического диагностирования применяются различные приборы и целые системы, как стационарные, так и переносные.

На Нововоронежской АЭС применяются следующие диагностирующие системы:

Переносные средства диагностики:

- Крона – 517 – переносной комплекс диагностирования арматуры – измерение тока и напряжения ЭПА (см. рис.281);

- Ultraprobe 15 000 – ультразвуковой локатор – прибор для обнаружения протечек ЭПА (см. рис. 282).

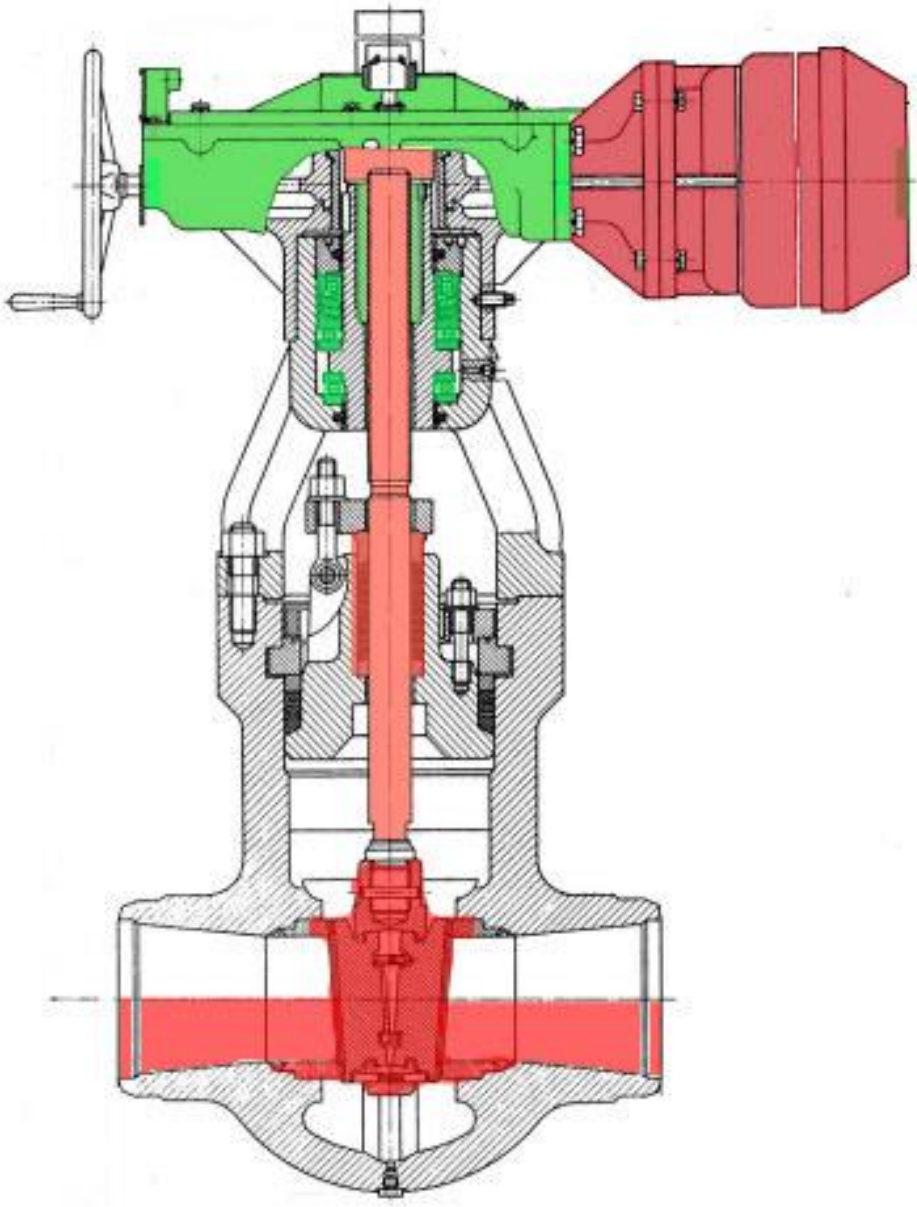


Рисунок 280. Схема электроприводной арматуры (задвижка клиновая): 1 – корпус задвижки; 2 – запорный орган; 3 – шток; 4 – редуктор; 5 – электродвигатель



Крона-517 (Пенза)

Рисунок 281. Переносной комплекс диагностики ЭПА



Рисунок 282. Ультразвуковой локатор Ultraprobe 15 000

Все работы по диагностике ЭПА выполняются по программе.

Программа определяет порядок работы по диагностированию ЭПА.

Целью программы является контроль готовности ЭПА выполнять свои функции на протяжении всего срока ее эксплуатации.

По результатам диагностирования проводится экспресс-анализ и выдаётся предварительное заключение о состоянии ЭПА на основании текущих замеров и замеров, сделанных ранее (т.е. отслеживается динамика изменения состояния) и рекомендации по настройке привода и устранению выявленных замечаний. Для оценки технического состояния ЭПА рекомендуется использовать следующие виды технического состояния, установленные согласно требованиям РД ЭО 0648-2005:

- работоспособное – дефекты не выявлены или выявлены малозначительные дефекты, при которых значения контролируемых параметров находятся в границах установленного допуска и не оказывают влияние на выполнение арматурой своих функций;
- частично неработоспособное (частично работоспособное) – выявлены значительные дефекты, при которых значения контролируемых параметров выходят за границы установленного допуска, но при этом обеспечивается выполнение арматурой своих функций;
- неработоспособное – выявлены значительные и критические дефекты, при которых не обеспечивается выполнение арматурой своих функций.

Результаты диагностирования оформляются протоколом.

Для автоматизации подготовки протоколов и для проведения анализа диагностических замеров на Нововоронежской АЭС применяются соответствующие программы (EVA и OPAL).

Программа считывает файл с данными и в полуавтоматическом режиме обрабатывает и рассчитывает необходимые параметры, генерирует протокол с графиком (циклограммой) и делает выводы и рекомендации для устранения выявленных недостатков.

Протокол результатов диагностирования включает в себя:

- сведения о принадлежности ЭПА (№ энергоблока, наименование цеха);
- дату проведения замера;
- сведения об измерительной аппаратуре;
- сведения об ЭПА;

- сведения о месте подключения ЭПА;
- оценочные критерии;
- результаты измерения пусковых токов при открытии и при закрытии ЭПА (СКЗ – среднеквадратичные значения);
- результаты измерения рабочих токов при открытии и при закрытии ЭПА (СКЗ – среднеквадратичные значения);
- результаты измерения тока срыва при открытии ЭПА (СКЗ – среднеквадратичные значения);
- результаты измерения токов дожатия при закрытии ЭПА;
- результаты измерения напряжения;
- результаты замера времени хода ЭПА;
- результаты расчёта плавности хода ЭПА;
- результаты спектрального анализа;
- результаты расчёта активной мощности;
- наличие или отсутствие отклонений;
- возможные причины отклонений;
- рекомендации по устранению отклонений;
- краткое заключение о состоянии.

Параметры, нормированные НП-068-05, технической документацией заводов-изготовителей на арматуру и ее составные части (электропривод, электродвигатель, блок конечных выключателей), а также доверительными интервалами на параметры технического состояния ЭПА, включают в себя:

- время открытия/закрытия арматуры, с;
- пусковой ток, (А);
- номинальное значение тока, (А);
- мощность двигателя, (кВт);
- отношение пускового тока к току при номинальной мощности;
- частота вращения выходного вала ЭП;
- частота вращения выходного вала ЭД.

Порядок проведения работ и критерии оценки технического состояния

Порядок проведения работ включает в себя следующие этапы:

- анализ перечня электроприводной арматуры энергоблоков НВАЭС, представленной для проведения технического диагностирования;

- подбор и анализ всей, имеющейся в наличии необходимой технической документации по представленной арматуре, а также результатов предыдущего диагностирования.
- формирование типовых групп арматуры, прошедшей диагностирование, с учетом ее типоразмеров и типов приводов;
- предварительная обработка зарегистрированных токовых (мощностных) сигналов ЭПА и выдача оперативных заключений о техническом состоянии электроприводного оборудования, включающих сравнительный анализ результатов обследования за предыдущие годы;
- полный расчет и углубленный анализ диагностических параметров, сопоставление результатов с паспортными данными, нормативными документами и допусками на параметры. Построение графиков огибающих и амплитудно-частотных спектров токового сигнала, сравнение с базой эталонов («огибающие», «маски спектров») на соответствующее оборудование и с базой результатов предыдущего диагностирования;
- составление протоколов измерений и расчетов с указанием выявленных отклонений диагностических параметров;
- комплексный сравнительный анализ результатов диагностирования с результатами предыдущих обследований, установление тенденций изменения технического состояния каждой единицы ЭПА;
- дополнение и корректировка базы данных технического состояния ЭПА.

При проведении анализа результатов диагностирования для оценки технического состояния ЭПА были использованы следующие критерии (РД ЭО 0648-2005):

- работоспособное – дефекты не выявлены или выявлены малозначительные отклонения, при которых значения контролируемых параметров находятся в границах установленного допуска и не оказывают влияние на выполнение арматурой своих функций;
- частично работоспособное – выявлены значительные дефекты, при которых значения контролируемых параметров выходят за границы установленного допуска, но при этом обеспечивается выполнение арматурой своих функций;
- неработоспособное – выявлены значительные и критические дефекты, при которых не обеспечивается выполнение арматурой своих функций.

Диагностика протечек арматуры

Целью технического диагностирования оборудования методом контроля ультразвуковых сигналов является достижение максимальной эффективности эксплуатации энергоблока АС путем:

- контроля готовности оборудования выполнять свои функции на протяжении всего срока ее эксплуатации;
- использования результатов диагностирования в качестве дополнительного средства при выполнении работ по контролю, прогнозированию и управлению ресурсом оборудования.

Задачей технического диагностирования оборудования методом контроляультразвуковых сигналов является обнаружение мест негерметичности оборудования, работающего под давлением/разрежением.

Проведение обследования

Контроль протечек арматуры

Обследование арматуры проводится с целью обнаружения:

- внутренних течей арматуры под давлением/разрежением, обусловленных наличием сквозных дефектов. Обнаружение основано на регистрации упругих волн в низкочастотном ультразвуковом диапазоне;
- внешних течей, обнаружение которых основано на регистрации акустического сигнала с помощью высокочувствительного микрофона.

Обнаружение внутренних течей выполняется путем пассивной локации сигналов акустической эмиссии (ультразвука), вызванных гидродинамическими или аэродинамическими явлениями при протекании среды (трение о стенки каналов в затворе, трение между слоями жидкости) во время работы оборудования. При этом излучается тепловая и колебательная энергии.

Обнаружение внешних течей выполняется путем обследования уровня звукового давления в диапазоне от 4 Гц до 100 кГц, обусловленного вытеканием среды (трением частиц среды о стенки течи) во время работы оборудования.

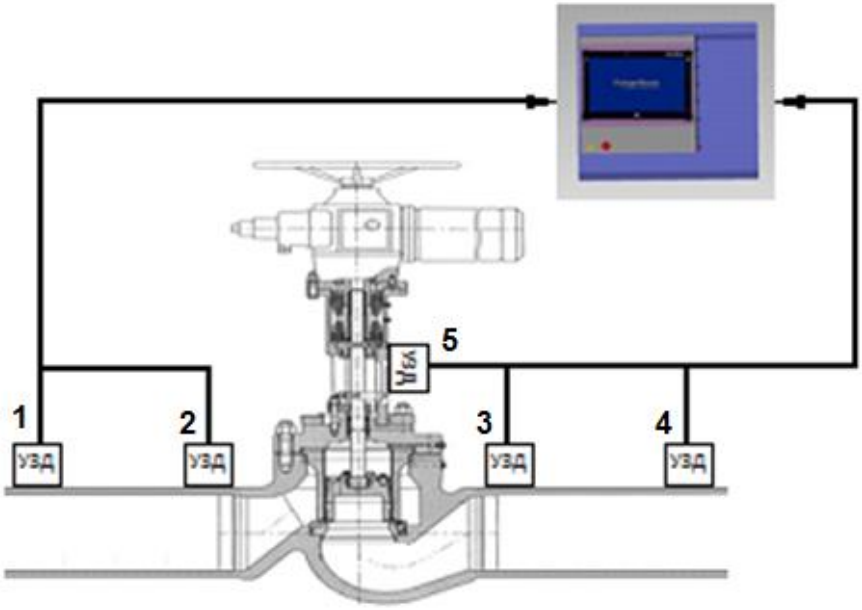


Рисунок 331. Места установки ультразвуковых датчиков при контроле внутренних протечек арматуры

10. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТУРБИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ (ТО)

10.1 Ремонт турбинной установки

Турбина паровая К-1200-6,8/50, изготовлена Ленинградским металлическим заводом в Санкт-Петербурге. ЦВД выполнен из двух корпусов: наружного и внутреннего и имеет 12 ступеней давления, в каждом потоке ЦВД расположено по шесть ступеней. Соединение паровпускных патрубков внутреннего и наружного корпусов ЦВД – телескопического типа, уплотнение между ними осуществляется поршневыми кольцами. Диафрагмы первой и второй ступеней обоих потоков пара расположены во внутреннем ЦВД. Диафрагмы остальных ступеней расположены в 6 обоймах (по три обоймы в каждом потоке пара), которые установлены в наружном корпусе ЦВД. Ротор ВД – цельнокованый, диски рабочих колес и фланцы полумуфт со стороны РНД2 и РНД3 откованы заодно с валом. Рабочие лопатки всех ступеней имеют цельно фрезерованные бандажи с трапецеидальными вставками. Надбандажные уплотнения рабочих лопаток установлены в расточках внутреннего цилиндра и в расточках обойм диафрагм. Концевые уплотнения ЦВД – лабиринтового типа, уплотнительные сегменты установлены в обоймах уплотнений. Диафрагменные уплотнения ЦВД – лабиринтового типа, уплотнительные сегменты установлены в диафрагмах ступеней №2 – №6 обоих потоков пара. Класс безопасности по НП-001-15 (4), классификационное обозначение по НП-001-15 (4Н).

На следующем рисунке представлен разрез турбины (по линии РНД) и её технические характеристики.

Паровая турбина К-1200-6,8/50, как и все турбины, используемые на блоках типа ВВЭР, является конденсационной по режиму своей работы. Особенность работы этих турбин – значительное влагосодержание пара в проточной части низкого давления. Все это является основной причиной активного воздействия влажного пара на входные кромки лопаток, а их состояние является одним из критических дефектов элементов турбины.

Кроме того, при любом останове турбины на блоке выполняется фиксация её состояния по эксплуатационным параметрам:

- основные параметры (давление, температура пара);
- вибрационное состояние;
- выбег роторов;

- работа концевых уплотнений;
- снимаются характеристики системы регулирования;
- проверяется работа оборудования гидроподъема роторов.

Вся эта информация необходима для более точной и обоснованной дефектации и определения объемов работ.

Как правило, ремонт турбины сводится к трём составляющим:

- ремонт элементов системы регулирования;
- ремонт проточной части турбины по результатам дефектации;
- ремонт подшипниковых опор.

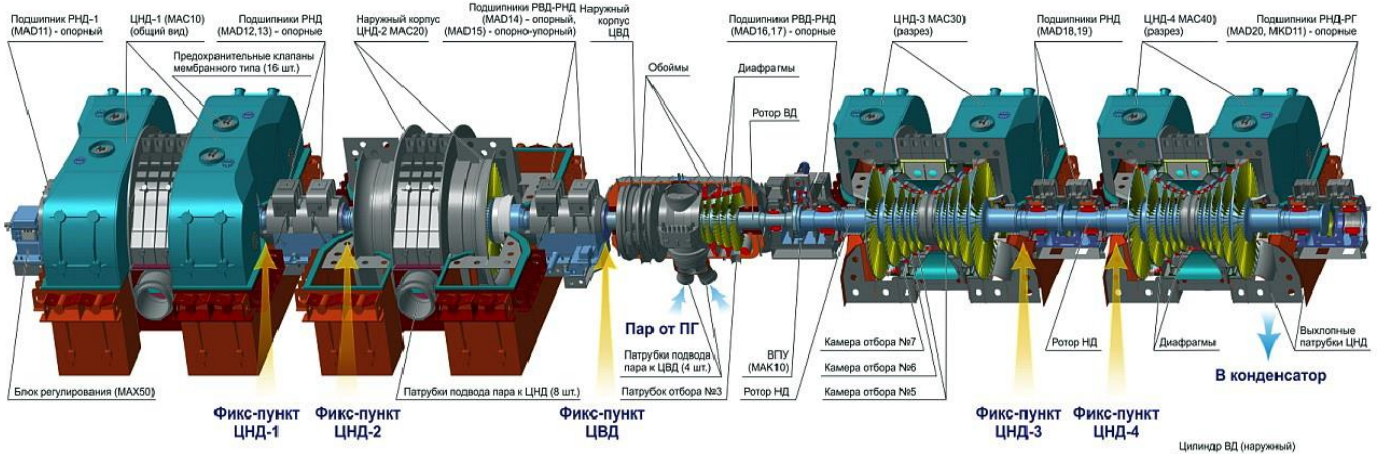
Традиционные этапы ремонта турбины: разборка, дефектация, непосредственный ремонт (восстановление), сборка и испытания турбины после ремонта.

Для выполнения ремонта турбины К-1200-6,8/50 заводом-изготовителем (Ленинградским металлическим заводом г. Санкт-Петербург) разработана технологическая ремонтная документация, в которой содержится вся необходимая для качественного выполнения ремонта информация:

- последовательность выполнения операций по разборке (сборке) узлов и деталей турбины;
- требования по предельным значениям состояния сопрягаемых деталей;
- формуляры и другие табличные данные, необходимые к заполнению для подтверждения результатов замеров до и после ремонта;
- требования к состоянию основного металла и сварных соединений элементов турбины, определяющие методы неразрушающего контроля и показатели отбраковки возможных дефектов металла;
- требования по характеру и показателям работы турбины в период послеремонтных испытаний;
- требования по параметрам работающей после ремонта турбины.

Работы при разборке ЦВД должны выполняться под техническим руководством специалистов завода – изготовителя турбины.

Составные части турбины должны быть очищены. Проемы, полости и отверстия, должны быть защищены от попадания посторонних предметов заглушками и щитами.



Технические характеристики

Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	1194
Расход свежего пара	т/час	6462,7
Абсолютное давление и температура свежего пара перед стопорными клапанами ЦВД	МПа (кгс/см²), абс. / °С	6,8 (69,34) / 283,8
Степень сухости пара перед клапанами ЦВД	%	0,5
Давление пара за ЦВД	МПа (кгс/см²), абс.	0,577 (5,89)
Давление и температура пара за СПП	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,552 (5,89) / 270,5
Давление, температура и влажность пара (отбор за 2 ступенью ЦВД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	2,88 (29,32) / 231,5 / 9,25
Давление, температура и влажность пара (отбор за 3 ступенью ЦВД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	2,06 (20,98) / 213,8 / 11,39
Давление, температура и влажность пара (отбор за 5 ступенью ЦВД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,95 (9,69) / 177,7 / 15,02
Давление, температура и влажность пара (выхлоп ЦВД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,58 (5,89) / 157,4 / 16,74
Давление, температура и влажность пара (отбор за 2 ступенью ЦНД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,15 (1,53) / 138,0 / -
Давление, температура и влажность пара (отбор за 3 ступенью ЦНД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,067 (0,681) / 88,7 / 1,65
Давление, температура и влажность пара (отбор за 4 ступенью ЦНД)	МПа (кгс/см²), абс. / °С	0,026 (0,269) / 66,2 / 5,27
Давление в конденсаторах (первых по ходу охлаждающей воды)	кПа (кгс/см²)	4,62 (0,047)
Давление в конденсаторах (вторых по ходу охлаждающей воды)	кПа (кгс/см²)	6,26 (0,064)
Давление в конденсаторах - усреднённая по корпусам величина	кПа (кгс/см²)	5,44 (0,055)
Частота вращения	об/мин	3000

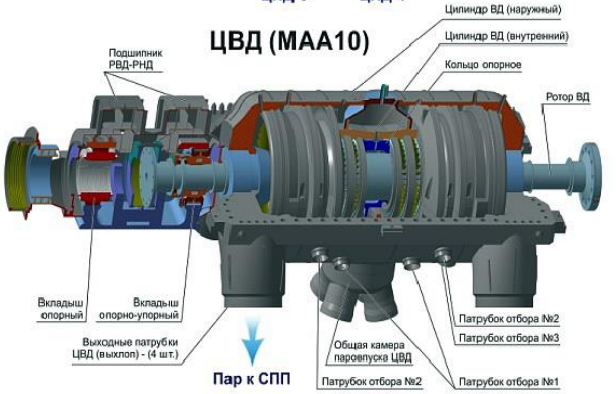


Рисунок . Разрез турбины (по линии РНД)

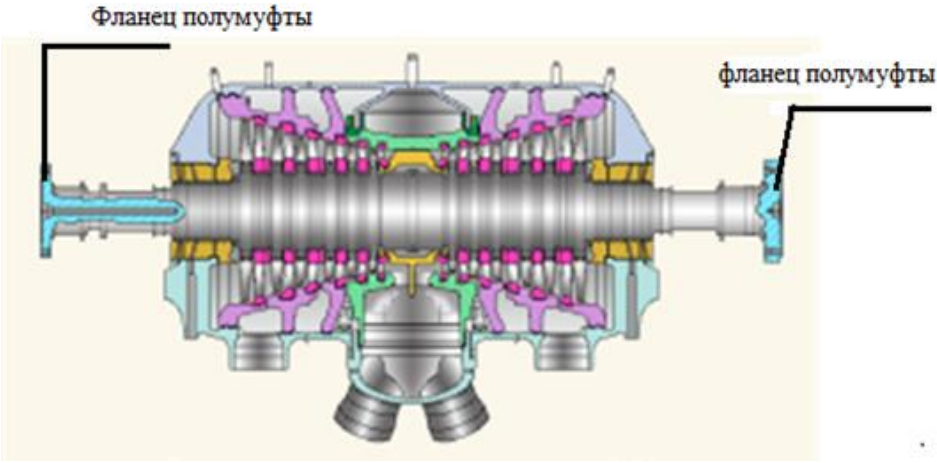


Рисунок 284. Разрез цилиндра высокого давления (ЦВД)



Рисунок 285. Ротор ВД

Места установки измерительных средств необходимо отметить для возможности повторения измерений в тех же местах в процессе ремонта сопряжений деталей и узлов.

При разборке деталей и узлов проточной части, производстве измерений, все слесарные и измерительные инструменты должны

быть привязаны для исключения их падения в нижние половины наружного и внутреннего корпусов.

Персонал, выполняющий работы на вскрытом оборудовании, должен тщательно очистить внутренние полости оборудования от загрязнений, остатков абразива, стружки, посторонних предметов.

При укладке ротора в цилиндр, а также при его выемке из цилиндра необходимо следить, чтобы его лопатки не задевали за диафрагмы, а гребни уплотнений – за вал, чтобы сохранился зазор между полумуфтами. Во избежание повреждения лопаточного аппарата ротора и диафрагм извлекать из цилиндра и устанавливать в цилиндр ротор, поднятый с перекосом, запрещается.

При разборке деталей и узлов ЦВД нанести метки однозначности сборки на поверхностях деталей краской.

Ротор высокого давления (РВД) – цельнокованый, диски рабочих колес и фланцы полумуфт со стороны РНД-2 и РНД-3 откованы заодно с валом. Рабочие лопатки всех ступеней имеют цельнофрезерованные бандажи с трапецеидальными вставками.

Надбандажные уплотнения рабочих лопаток установлены в расточках внутреннего цилиндра и в расточках обойм диафрагм.

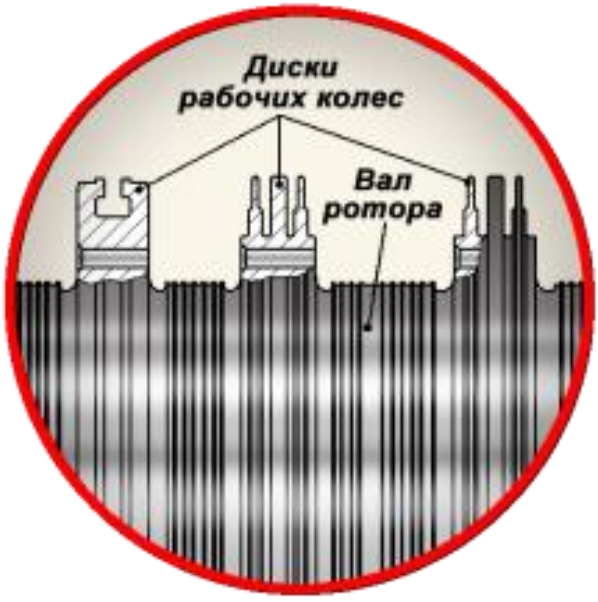


Рисунок 286. Надбандажные уплотнения рабочих лопаток



Рисунок 287. Концевые уплотнения ЦВД – лабиринтового типа

Концевые уплотнения ЦВД – лабиринтового типа, уплотнительные сегменты установлены в обоймах уплотнений. Так же выполнены и все диафрагменные уплотнения.

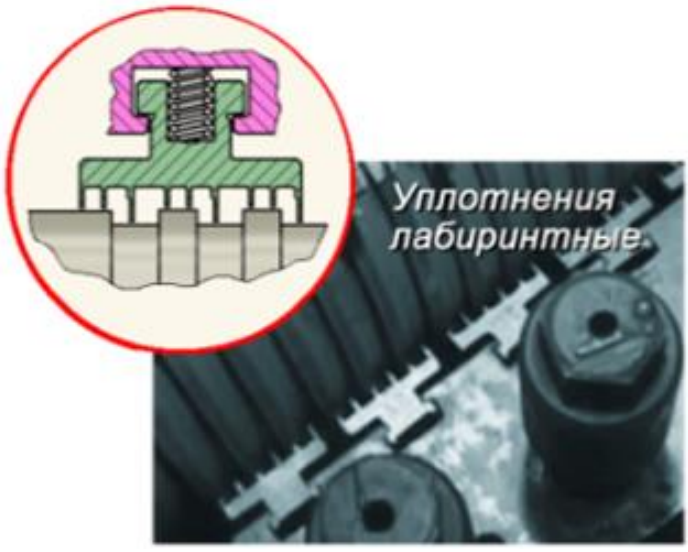


Рисунок 288. Уплотнения лабиринтные

РНД – цельнокованые без центрального отверстия, диски рабочих колес и фланцы полумуфт откованы заодно с валом.

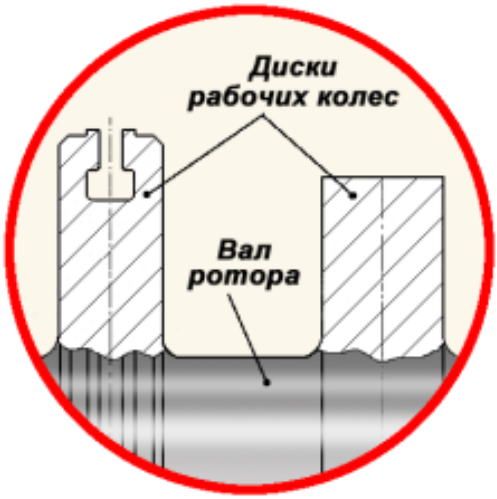


Рисунок 289

Рабочие лопатки первых двух ступеней имеют цельнофрезерованные бандажи с проволочными вставками; рабочие лопатки третьих ступеней имеют цельнофрезерованные бандажи.

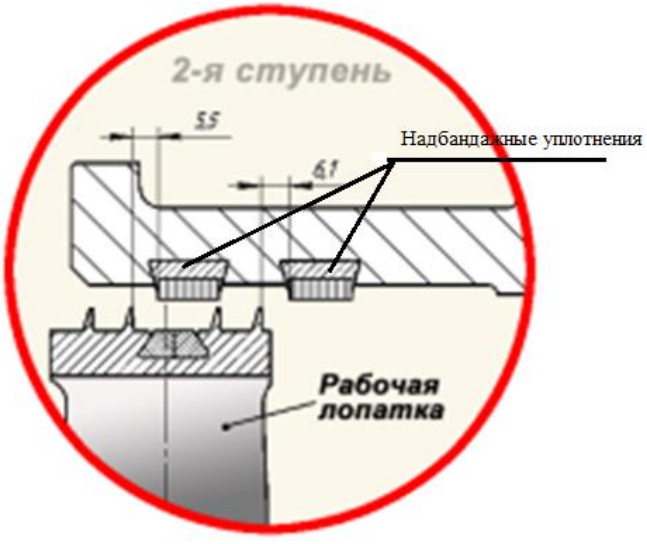


Рисунок 290. Надбандажные уплотнения диафрагм

Надбандажные уплотнения установлены в расточках козырьков диафрагм.

Рабочие лопатки четвёртых и пятых ступеней также имеют цельнофрезерованные бандажи, на лопатках установлены одна проволочная связь.



Рисунок 291. Проволочная связь

Концевые уплотнения ЦНД – прямоточного типа с компенсирующими устройствами, уплотнительные сегменты установлены в обоймах концевых уплотнений. Все диафрагменные уплотнения – лабиринтового типа.

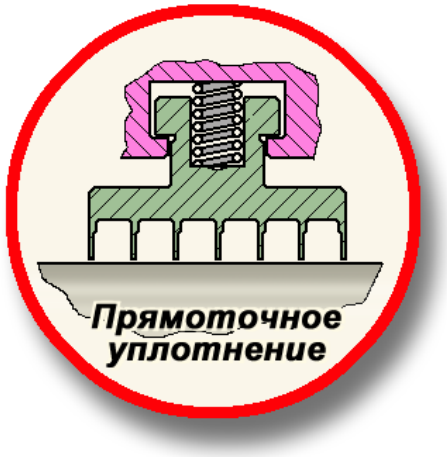


Рисунок 292. Прямоточное уплотнение

Длина рабочих лопаток последней ступени ЦНД – 1200 мм.



Рисунок 293.

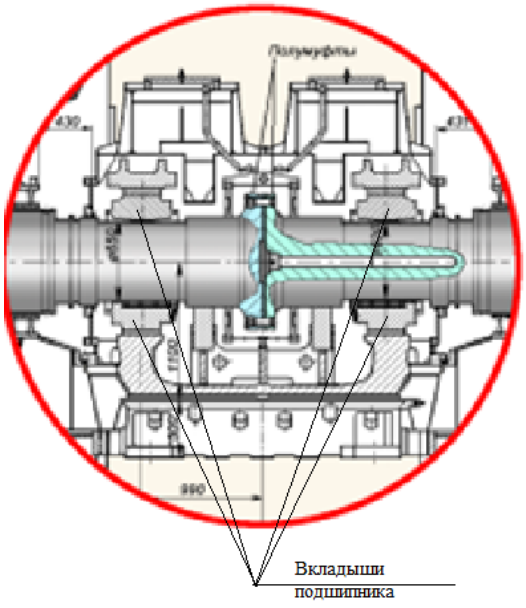


Рисунок 294.

Все роторы турбины, соединенные в валопровод турбины, имеют жесткие соединительные муфты; РНД-4 и РГ также соединены жесткой муфтой.

Все роторы турбины гибкие, т.к. рабочая скорость вращения превышает первые критические скорости вращения роторов. Вращение роторов осуществляется по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника. Каждый ротор опирается на два опорных вкладыша. Вкладыш подшипника № 5 (MAD15) – опорно-упорный. Вкладыши опорных подшипников турбины – втулочного типа с эллиптической формой расточки.

Перечень работ при выполнении ремонтов паровой турбины К-1200

1. Контроль состояния и параметров турбоагрегата при работе перед остановом для проведения среднего ремонта (СР) и капитального ремонта (КР).

Подготовительные работы.

При каждом останове турбоагрегата проводится фиксация основных параметров его тепломеханического состояния под нагрузкой. Она включает в себя:

1.1. Фиксацию основных параметров тепломеханического состояния турбоагрегата под нагрузкой.

- Замер вибрационного состояния турбоагрегата при работе под нагрузкой и на холостом ходу.
- Испытание защиты турбины от разгона в соответствии с эксплуатационными документами.
- Построение графика снижения оборотов валопровода в зависимости от времени (кривой выбега роторов).
- Контроль задевания концевых уплотнений ЦВД, ЦНД при работе на ВПУ. Фиксация тока электродвигателя ВПУ.
- Замер характеристик системы регулирования на остановленной турбине в соответствии с 9730004ПМ 01.
- Расхолаживание турбины до температуры металла в зоне паровпуска ЦВД (150°С).
- Останов работы систем турбоустановки, ВПУ, насосов смазки и гидроподъема роторов в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

- Снятие изоляции с ЦВД, ЦНД (средняя часть) в зоне крепежа и фланцев горизонтальных разъемов, корпусов клапанов, паропроводов.

2. Ремонт элементов (узлов) турбины.

Операции по ремонту турбины, как правило, включает в себя несколько этапов работ, а также работы на различных узлах, элементах, составляющих или системах турбины, которые выполняются параллельно или последовательно, в зависимости от технических условий , плановых объемов работ и утвержденных графиков ремонта.

Возможности выполнения работ по ремонту элементов турбины К-1200 на 1-ом и 2-ом энергоблоках НВАЭС-2, или 6-ом и 7-ом блоках, как часто мы называем их в обиходе, достаточно велики, т.к. машзалы этих блоков имеют по три мостовых крана с двумя подъемами различной грузоподъемности: 180/32 т/с; 50/15 т/с; 15/6,3 т/с. Это позволяет выполнять многие работы в параллельном режиме.

Ремонт турбины включает следующие основные этапы:

- Ремонт подшипниковых опор. У турбоагрегата К-1200 13 опор, из них 3 опоры генератора.
- Ремонт валопровода, состоящего из 6 валов (роторов);
- Ремонт цилиндров: ЦНД, ЦВД
- Ремонт системы регулирования и защиты.
- Ремонт вспомогательных систем.

Ремонт любого элемента или узла, в общем, состоит из ряда однотипных работ (операций):

- Разборка, очистка и промывка элементов или составляющих узла.
- Дефектация состояния элементов и составляющих узла, а также проверка их взаимного положения. На этом этапе проверяются: состояние поверхностей металлических элементов, замер их физических размеров, проверка зазоров и натягов, оценка их соответствия требованиям технологических ремонтных документов, которые, в свою очередь, разработаны на основе заводской документации. На этом же этапе производится неразрушающий контроль металла элементов турбины, предусмотренный ремонтной документацией.

Наиболее часто проводятся следующие виды неразрушающего контроля:

- визуальный и измерительный;
- капиллярный;
- ультразвуковой;
- рентгенографический;
- магнитопорошковый.

На основе проведенной дефектации, а также оценки состояния элементов и их взаимного расположения и результатов неразрушающего контроля определяется дефектная ведомость по ремонту каждого элемента узла. Эта ведомость определяет необходимость, а также характер ремонтных работ по восстановлению элементов и узлов турбины или необходимость замены отдельных элементов на новые из ЗиП.

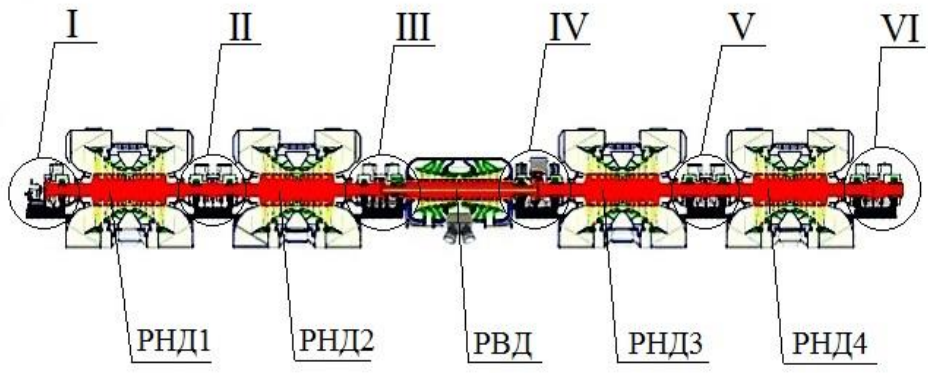


Рисунок 295. Продольный разрез турбины К-1200-6,8/50.

Подшипники турбин состоят из нескольких элементов: корпус, вкладыш, крышка корпуса, бугель. Все эти элементы проходят ремонт в несколько этапов по ранее приведенной схеме.

После ремонта элементов и составляющих подшипников производится их сборка. Сборка, как правило, проводится в два этапа: сначала нижние половины, затем – верхние.

На этапе сборки подшипников ведется также восстановление систем подвода масла и элементов контроля.

На рисунках 296-301 показаны конструктивные особенности подшипников турбины К-1200.

I

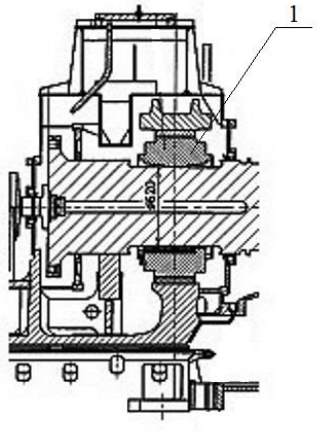


Рисунок 296. Подшипник РНД1 (№ 1)

II

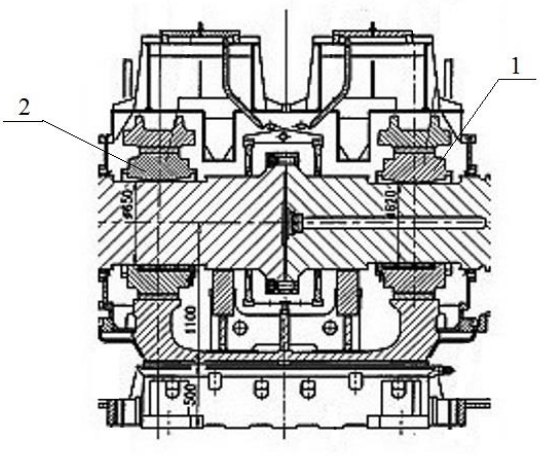


Рисунок 297. Подшипник РНД (№ 2)

III

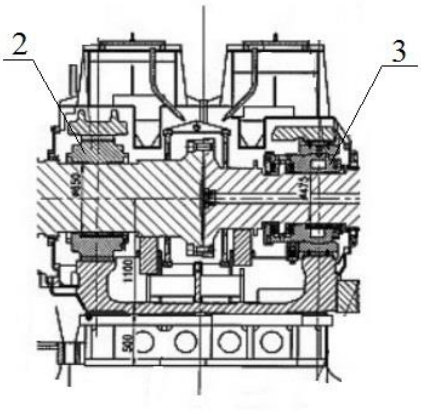


Рисунок 298.
Подшипник РНД2-РВД (№ 3)

IV

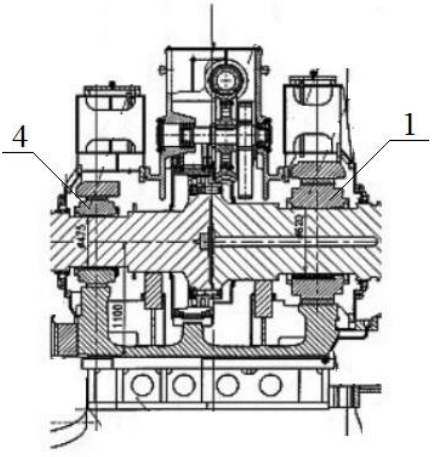


Рисунок 299.
Подшипник РВД-РНД3 (№ 4)

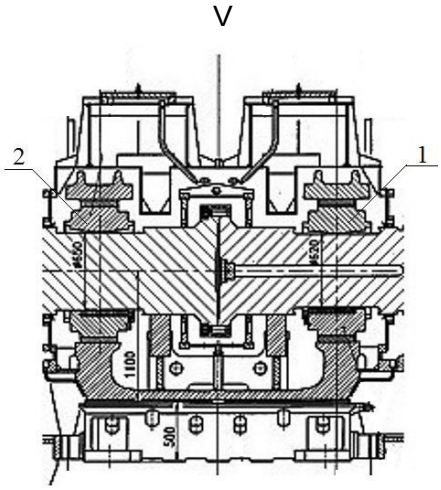


Рисунок 300.
Подшипник РНД (№ 5)

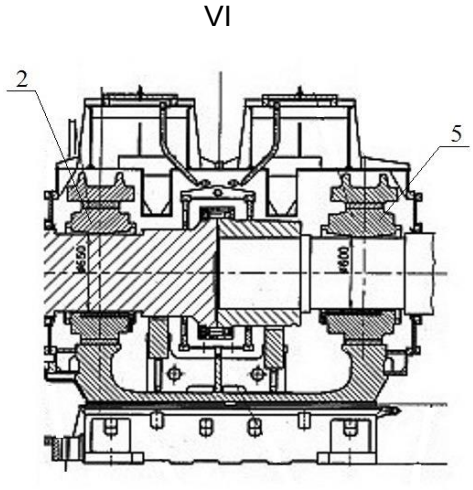


Рисунок 301.
Подшипник РНД-РГ (№ 6)

1 – вкладыш опорный № 1, 3, 7, 9; 2 – вкладыш опорный № 2, 4, 8, 10; 3 – вкладыш опорно-упорный; 4 – вкладыш № 6; 5 – вкладыш генератора № 11.

3. Ремонт валопровода.

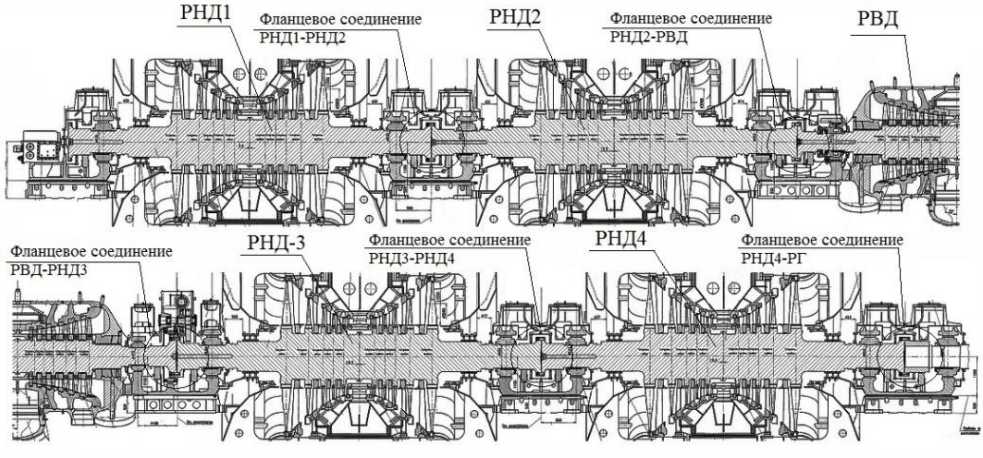


Рисунок 302. Валопровод турбины К-1200-6,8/50

Валопровод турбогенератора К-1200 состоит из нескольких роторов: РНД-1, РНД-2, РВД, РНД-3, РНД-4, РГ (ротор генератора).

Взаимное расположение этих роторов показано на рисунке 302. Все роторы соединяются друг с другом жесткими муфтами в виде фланцевого соединения.

Состояние роторов, их взаимное положение, а также состояние торцевых поверхностей полумуфт являются важнейшими составляющими обеспечения плавной и безопасной работы турбины и всего турбоагрегата. В процессе ремонта роторов и их полумуфт выполняется неразрушающий контроль шеек в наиболее нагруженных местах (как правило – в галтелях), обеспечение хорошего прилегания торцов полумуфт методом шабрения, дефектация и замена (при необходимости) соединительных элементов (крепежа).

Важнейшей операцией ремонта элементов турбины является центровка роторов, т.е. обеспечение максимально точной соосности всех роторов агрегата. От точности центровки зависит вибрационное состояние агрегата во время работы.

Центровка роторов включает в себя:

- Контроль перед соединением роторов.
- Проверка центровки роторов по «полумуфтам».
- Замер положения шеек ротора по скобе до сборки «пол у муфт».
- Проверка положения роторов относительно контрольных расточек.
- «Маятниковая» проверка переднего свободного конца РНД-1;
- Проверку зацепления ВПУ.

После центровки проводится сборка полумуфт. Она включает в себя также ряд контрольных проверок:

- соосности соединения роторов;
- удлинения соединительных болтов, момента затяжки;
- стопорения винтов крышек соединительных болтов;
- замер положения шеек ротора по скобе после сборки «полумуфт».

4. Ремонт цилиндров.

На рисунках 303-304 показано устройство цилиндров низкого и высокого давления (ЦНД и ЦВД).

Цилиндр является неподвижной частью агрегата, внутри которого вращается ротор с лопатками. Между неподвижной частью (ЦНД) и

подвижной (РВД) всегда имеются зазоры, обеспечиваемые уплотнительными элементами. Наличие и величина этих зазоров влияет на производительность турбины, ее КПД.

В процессе ремонта цилиндров большое внимание уделяется состоянию концевых уплотнений, диафрагменных уплотнений, самих диафрагм, рассекателя, проверяется «паровой разбег ротора».

Объем ремонта (дефектная ведомость) содержит также неразрушающий контроль состояния металла элементов цилиндра; обеспечение прилегания опорных поверхностей верхних половинок цилиндра; состояние шпоночных пазов; дефектуется крепеж главного разъема турбины, в т.ч. с применением КК и УЗК (капиллярного и ультразвукового контроля).

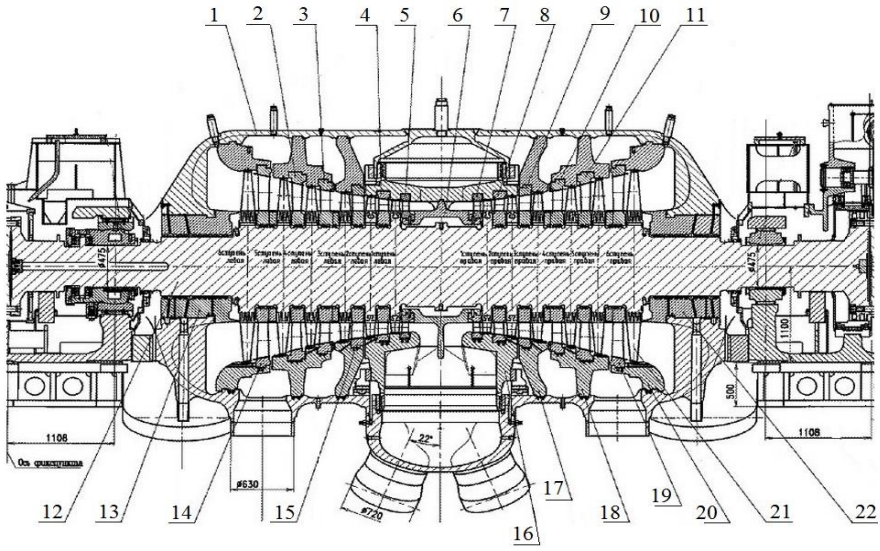


Рисунок 303. Цилиндр высокого давления (ЦВД): 1 – ЦВД наружный; 2 – диафрагма (5-я ступень ЦВД левая); 3 – диафрагма (4-я ступень ЦВД левая); 4 – диафрагма (2-я ступень ЦВД левая); 5 – диафрагма (1-я ступень ЦВД левая) внутренний; 6 – кольцо опорное; 7 – диафрагма (1-я ступень ЦВД правая); 8 – диафрагма (2-я ступень ЦВД правая); 9 – диафрагма (3-я ступень ЦВД правая); 10 – диафрагма (4-я ступень ЦВД правая); 11 – диафрагма (5-я ступень ЦВД правая); 12 – ротор высокого давления; 13 – обойма уплотнений (ЦВД передняя); 14 – диафрагма (6-я ступень ЦВД левая); 15 – диафрагма (3-я ступень ЦВД левая); 16 – цилиндр высокого давления; 17 – обойма диафрагмы (№ 1 ЦВД); 18 – обойма диафрагмы (№ 2 ЦВД); 19 – диафрагма (6-я ступень ЦВД правая); 20 – обойма диафрагмы (№ 3 ЦВД); 21 – облопачивание ротора высокого давления; 22 – обойма уплотнений (ЦВД задняя)

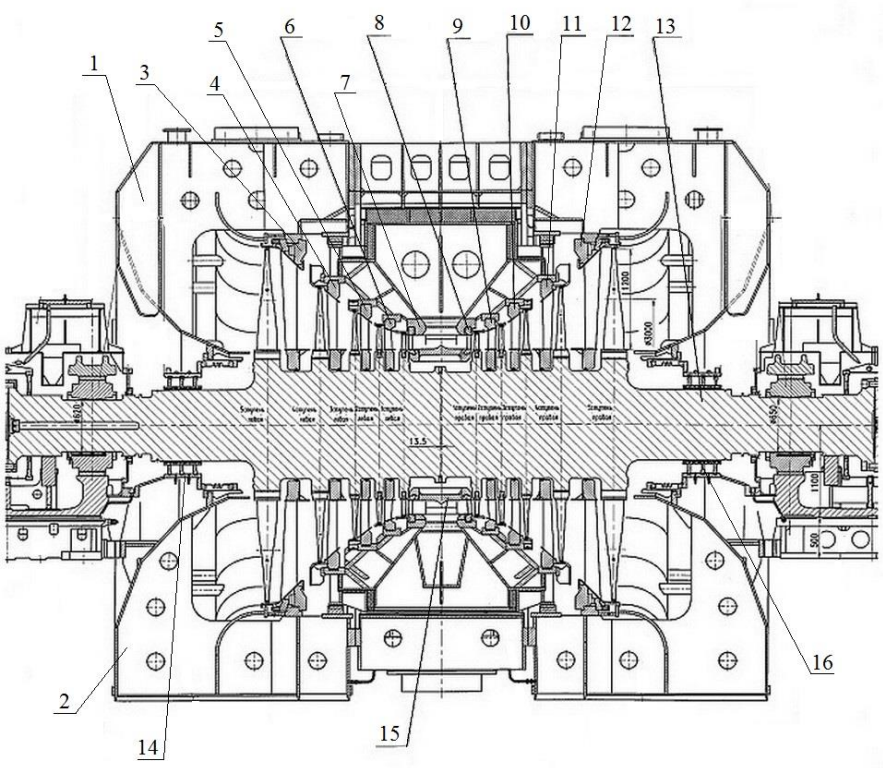


Рисунок 304. Цилиндр низкого давления (ЦНД): 1 – крышка ЦНД; 2 – корпус ЦНД; 3 – диафрагма (5-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 левая); 4 – диафрагма (4-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 левая); 5 – диафрагма (3-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 левая); 6 – диафрагма (2-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 левая); 7 – диафрагма (1-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 левая); 8 – диафрагма (1-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 правая); 9 – диафрагма (2-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 правая); 10 – диафрагма (3-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 правая); 11 – диафрагма (4-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 правая); 12 – диафрагма (5-я ступень ЦНД-1, 2, 3, 4 правая); 13 – ротор (ЦНД-1, 2, 3, 4); 14 – обойма уплотнений (ЦНД № 1, 2, 3); 15 – кольцо направляющее (ЦНД-1, 2, 3, 4); 16 – уплотнение концевое (ЦНД-4 заднее, переднее)

5. Валоповоротное устройство (ВПУ)

Валоповоротное устройство является важным элементом турбоагрегата. Его основное назначение – обеспечение вращения турбины на низких оборотах после прекращения подачи пара.

На рисунках 305-307 изображен разрез валоповоротного устройства:

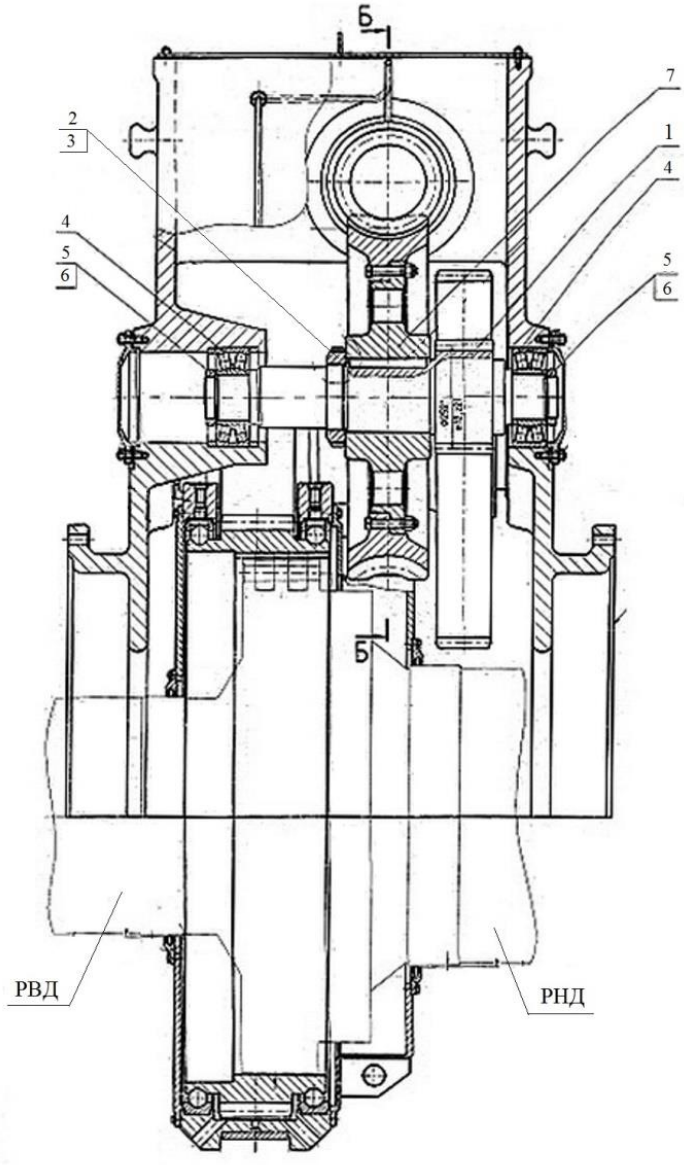


Рисунок 305. Валоповоротное устройство: 1 – вал-шестерня; 2 – гайка; 3 – шайба стопорная; 4 – подшипник; 5 – гайка; 6 – шайба стопорная; 7 – колесо червячное; 8 – электродвигатель; 9 – муфта; 10 – крышка; 11 – корпус; 12 – кожух муфты; 13 – червяк; 14 – шпонка; 15 – колесо зубчатое; 16 – кольцо установочное; 17 – вал; 18 – кольцо; 19 – шестерня

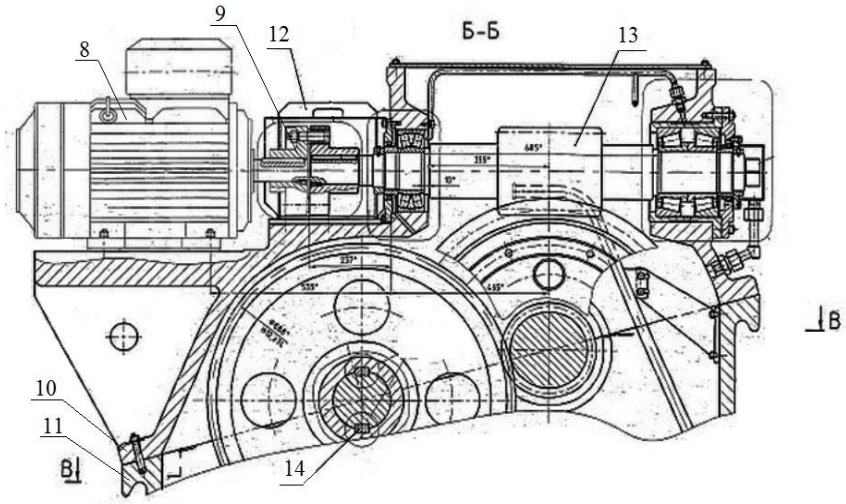


Рисунок 306. Валоповоротное устройство (вид Б-Б).

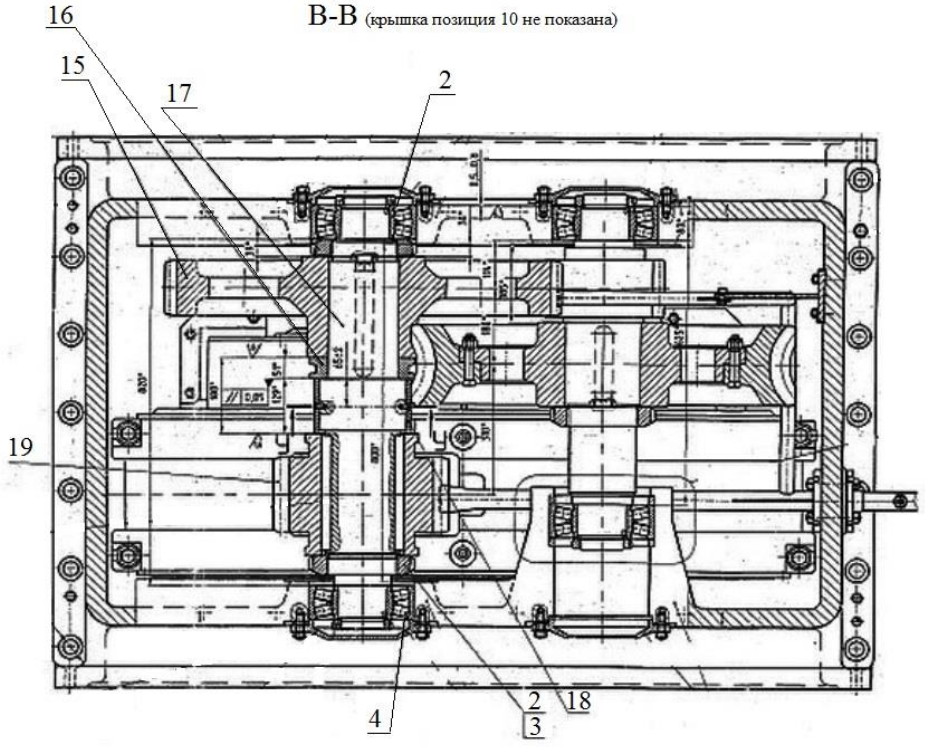


Рисунок 307. Валоповоротное устройство (вид В-В).

При плановом или аварийном останове турбины необходимо обеспечить ее вращение до снижения температуры цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины ≤150^0 С . Это позволяет избежать прогиба роторов. Кроме того, ВПУ позволяет вращать роторы при выполнении ремонтных операций.

При ремонте валоповоротного устройства в обязательном порядке

- Производится оценка состояния редуктора.
- Выполняется разборка соединения муфты ротора ЭД и червяка редуктора.
- Выполняется контроль:
- зазоров в соединениях между червячным колесом и червяком;
- зазоров между валом-шестерней и зубчатым колесом;
- «разбега» червяка в упорном подшипнике;
- осевого положения червяка относительно червячного колеса;
- прилегания поверхностей в соединении между колесом червячным и червяком;
- прилегания поверхностей в соединении между валом-шестерней и зубчатым колесом;
- мест контактов кулачков с контактной поверхностью обгонной муфты;
- подвижности «кулачков» ВПУ.
- Составляется дефектная ведомость.
- Ремонт ВПУ производится в объеме, необходимом для устранения дефектов (согласно дефектной ведомости).
- Сборка ВПУ производится в соответствии с требованиями документации.
- Последней операцией ремонта ВПУ является проверка центровки соединения муфты ротора ЭД и червяка редуктора.

6. Системы смазки и гидроподъема турбоагрегата.

На рисунке 308 изображена единая схема системы маслоснабжения турбоагрегата, обеспечивающая непрерывную смазку всех элементов, а также гидроподъем роторов.

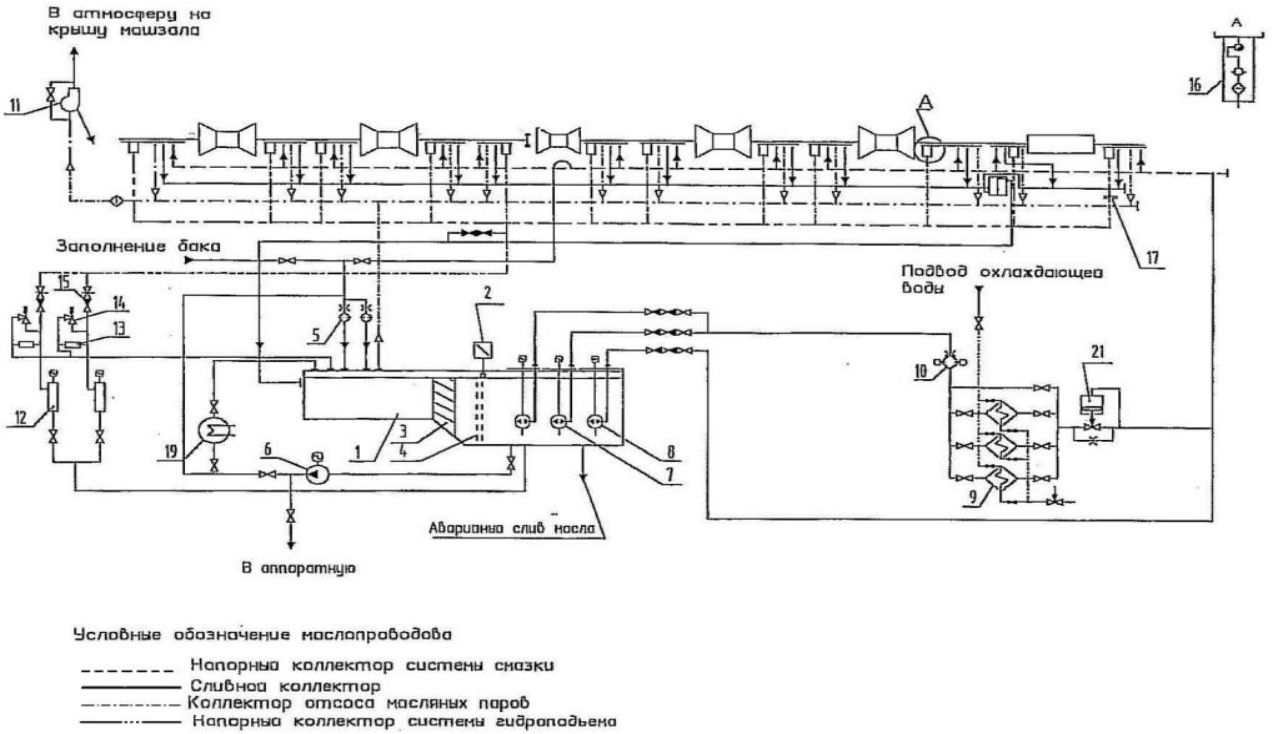


Рисунок 308. Схема системы маслоснабжения: 1 – Маслобак системы смазки; 2 – Указатель уровня маслобака; 3 – воздухоотделитель; 4 – сетчатый фильтр; 5 – фильтр тонкой очистки; 6 – насос шестеренный; 7 – электродвигатель переменного тока; 8 – электродвигатель постоянного тока (аварийный); 9 – маслоохладитель; 10 – дуплексный полнопроходный масляный фильтр; 11 – вентилятор; 12 – электронасосный агрегат; 13 – клапан пусковой; 14 – предохранительный клапан; 15 – клапан обратный; 16 – Дозирующее устройство; 17 – вставка изолирующая; 18 – ; 19 – байпасный электронагреватель масла; 21 – клапан редукционный

Ремонт системы маслоснабжения и гидроподъема турбоагрегата включает в себя следующие операции:

- Разборка и оценка состояния дозирующих устройств системы гидроподъема роторов: фильтров, дозирующих шайб, обратных клапанов на линии подачи масла и вкладыше;
- Разборка и ревизия редукционного клапана системы смазки;
- Очистка от грязи маслобака, его сеток, фильтров тонкой очистки;
- После продувки и очистки восстанавливаются трубопроводы подачи масла к корпусам подшипников;
- Выполняется качественный анализ масла, оценивается относительное содержание в нем примесей.

Перед закрытием подшипников устанавливаются и настраиваются датчики вибрации вала, датчики систем измерения механических параметров; производится очистка картеров подшипников.

После закрытия подшипников производится установка датчиков систем измерений, расположенных на наружной поверхности корпусов подшипников и выполняется их настройка.

После сборки системы смазки и гидроподъема роторов производится наладка системы, т.е. по сути, начинаются работы, относящиеся к эксплуатационным пусковым операциям:

- Включаются в работу насосы системы, эксгаустеры отсоса масляных паров;
- Регулируется давление масла с помощью редукционного клапана;
- Регулируется разрежение в картерах подшипников, для чего используются дроссельные шайбы различного диаметра;
- Также за счет дроссельных шайб регулируется величина всплывания опорных шеек роторов.

7. Система контроля параметров работы турбины.

Эта система включает в себя значительное количество контрольно-измерительных приборов и аппаратуры (КИПиА), обеспечивающих:

- Измерение сопротивления изоляции электрических кабелей относительно земли;
- Измерение сопротивления изоляции электромагнитов отключения турбины;
- Измерение сопротивления изоляции ЭМП;
- Измерение сопротивления обмоток электромагнитов отключения турбины;
- Измерение сопротивления обмоток ЭМП;

- Проверку прилегания скользящего контакта токосъемных щеток и контроль их заземления;
- Проверку освещения сливов масла из корпусов подшипников.

После сборки турбины, регулировки работы систем смазки и гидроподъема роторов, установки и проверки работоспособности контрольно-измерительных приборов проводится метрологическая проверка:

- термопар,
- термометров,
- элементов системы измерения вибрации,
- элементов системы измерения механических величин.

После чего:

- Проверяется исправность концевых выключателей и их цепей подключения, проверяется правильность их настройки согласно схемам электрических соединений;
- Проверяется затяжка всех болтовых соединений датчиков и их кронштейнов согласно требованиям конструкторской документации;
- Проверяется затяжка электрических соединений;
- Выполняется визуальная проверка правильности функционирования КИПиА турбины по показаниям приборов, фиксирующих протекание технологических процессов.

10.2 Система автоматического регулирования и защиты турбины (САРиЗ)

Система автоматического регулирования и защиты турбины К-1200-6,8/50 является сложным комплексом взаимосвязанных узлов и устройств. С помощью САРиЗ персонал управляет турбоагрегатом при пуске, останове и изменении режимов работы.

Система автоматического регулирования и защиты выполняет одновременно две важнейшие задачи – защиту турбины, вплоть до её останова при определенных параметрах или с учетом динамики их изменения, а также регулирования её мощности в различных эксплуатационных режимах.

Система регулирования и защиты турбины К-1200-6,8/50 выполнена электрогидравлической. Гидравлическая часть системы регулирования осуществляет открытие СКВД и СКНД, а также, при наличии соответствующих сигналов от турбинного контроллера, открытие РКВД, РКНД, клапана греющего пара и закрытие сбросных клапанов в заданной последовательности с заданными характеристиками.

Электрическая часть отвечает за реализацию алгоритмов управле-

ния и защиты турбины, контроль физических параметров, как самой турбины, так и связанного с ней оборудования.

Узел, который связывает воедино гидравлическую и электрическую часть САР – это электрогидравлический преобразователь – сумматор (Рисунок №xx1).

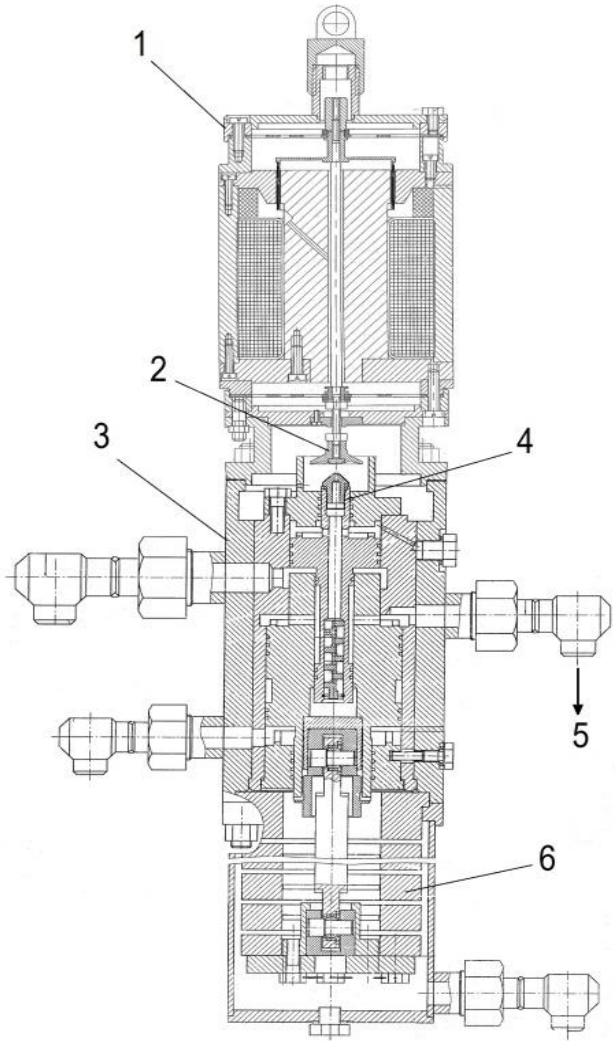


Рисунок №xx1. Электрогидравлический преобразователь – сумматор. Устройство сумматора: 1 – Электромеханический преобразователь (ЭМП); 2 – Шток с маслоотбойником ЭМП; 3 – Корпус гидравлической части; 4 – Следящий золотник; 5 – Выходное управляющее давление; 6 – Разрезная пружина.

Электрогидравлический преобразователь – сумматор состоит из электромеханического преобразователя (ЭМП) – который преобразует электрические сигналы в механическое перемещение штока; и гидравлической части со следящим золотником, который в зависимости от перемещения штока ЭМП изменяет управляющее давление на выходе, это управляющее воздействие передается к регулирующему клапану и управляет им.

Стопорные, регулирующие клапаны и клапан греющего пара управляются индивидуальными пружинно-гидравлическими сервомоторами, открываются под действием давления масла на поршень сервомотора, а закрываются под действием пружин сервомотора.

Для контроля положения клапанов на всех сервомоторах установлены концевые выключатели, сигнализирующие о полном закрытии или открытии клапана. Для передачи в турбинный контроллер сигналов обратной связи о положении клапанов на сервомоторах РКВД, РКНД и греющего пара установлены датчики положения.

Система защиты также имеет свой узел сопряжения гидравлической и электрической части – им является электромагнитный выключатель (Рисунок №xx2). Таких электромагнитов в системе защиты три – для реализации логики «два из трех», т.е. для отключения турбины необходимо, чтобы сработали любые два из трех электромагнитов – этим обеспечивается защита от ложного срабатывания.

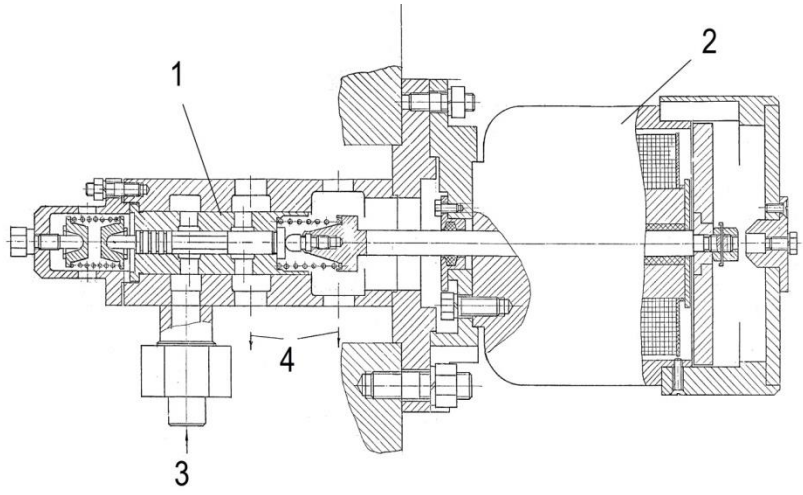


Рисунок №xx2. Электромагнитный выключатель. В состав электромагнитного выключателя входят: 1 – Золотник; 2 – Электромагнит; 3 – Подвод линии дополнительной защиты; 4 – Сливные окна.

При прекращении подачи напряжения на электромагнит, он открывает слив с одной из трех линий называемые «линии дополнительной защиты», что приводит к срабатыванию золотника отключения турбины. Логика «два из трех» реализуется золотниками отключения турбины (рисунок №xx3). При пропадании давления в любых двух линиях дополнительной защиты, золотники отключения турбины открывают слив масла из линии управления стопорными клапанами, что приводит к закрытию стопорных и регулирующих клапанов.

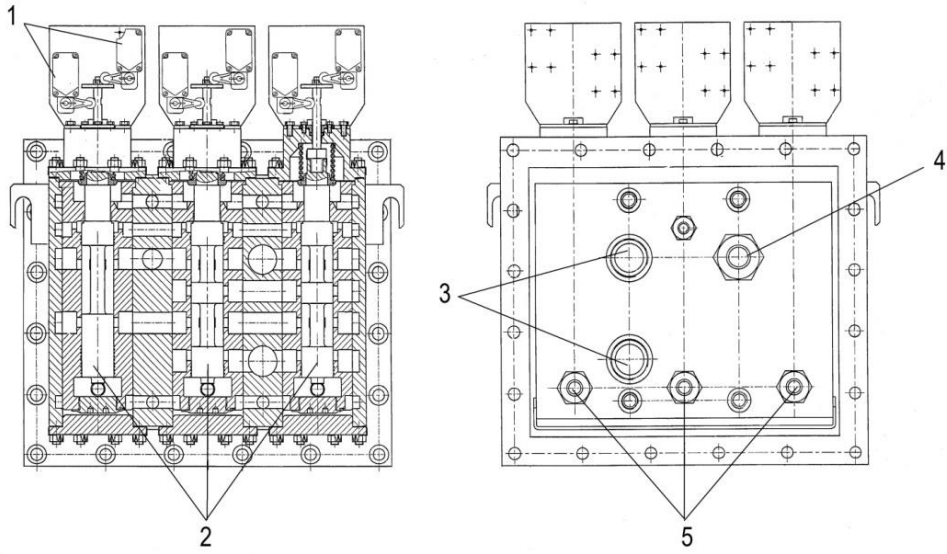


Рисунок №xx3. Золотники отключения турбины: 1 – Конечные выключатели; 2 – Золотники; 3 – Линии слива; 4 – Линия управления стопорными клапанами; 5 – Линии дополнительной защиты (к электромагнитным выключателям)

Для обеспечения защиты турбины от чрезмерного повышения числа оборотов помимо электронного датчика скорости существует механический регулятор безопасности (Рисунок №xx4).

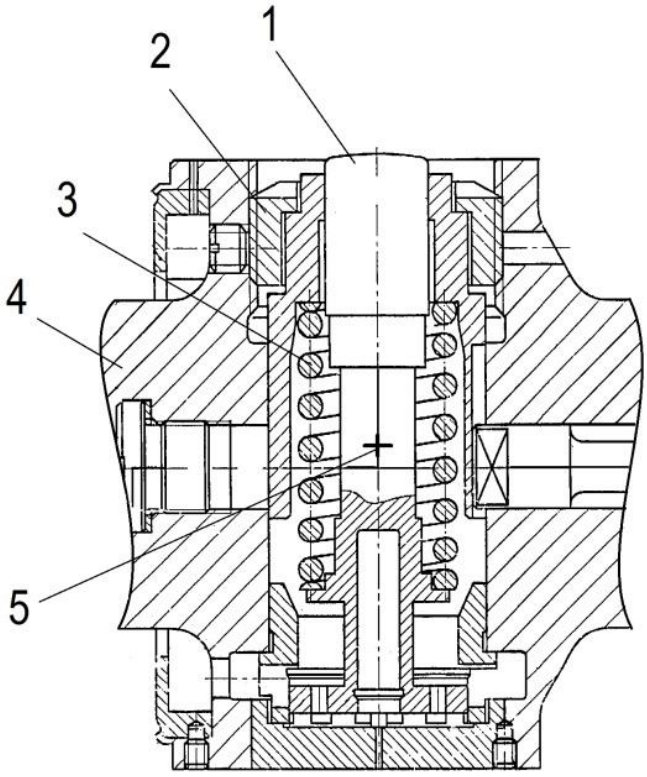


Рисунок №xx4. Регулятор безопасности. Устройство регулятора безопасности: 1 – Боек; 2 – Нажимная гайка; 3 – Пружина; 4 – Вал турбины; 5 – Центр масс

Регулятор безопасности установлен непосредственно на валу, в блоке регулирования, который расположен в передней части турбины. Основной частью регулятора безопасности является боёк, центр тяжести которого смещен относительно оси вращения. Эксцентриситет центра тяжести, масса бойка и пружины рассчитаны так, что при достижении ротором 3270÷3300 об/мин центробежная сила бойка преодолевает усилие пружины, при этом боёк смещается радиально и ударяет по рычагу золотника регулятора безопасности (Рисунок №xx5), который, смещаясь открывает слив из линии управления стопорными клапанами, что приводит к закрытию стопорных и регулирующих клапанов.

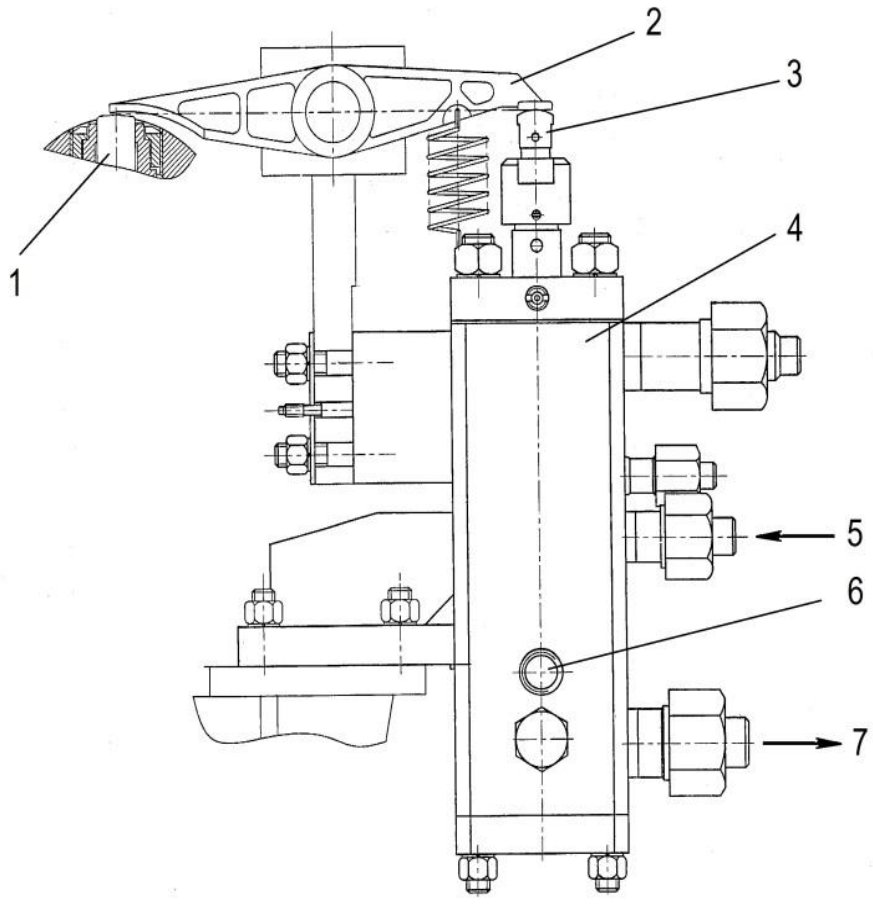


Рисунок №xx5 – Золотник регулятора безопасности. Состав золотника регулятора безопасности: 1 – Боек; 2 – Рычаг; 3 – Золотник; 4 – Корпус; 5 – Линия дополнительной защиты; 6 – Сливное окно; 7 – Линия управления стопорными клапанами

10.3 Система парораспределения турбины К-1200-6,8/50

Свежий пар поступает к четырем блокам клапанов ЦВД (Рисунок №xx6). Каждый блок состоит из одного стопорного клапана поворотного типа (заслонка) и одного поступательно перемещающегося регулирующего клапана, которые управляются пружинно-гидравлическими сервомоторами.

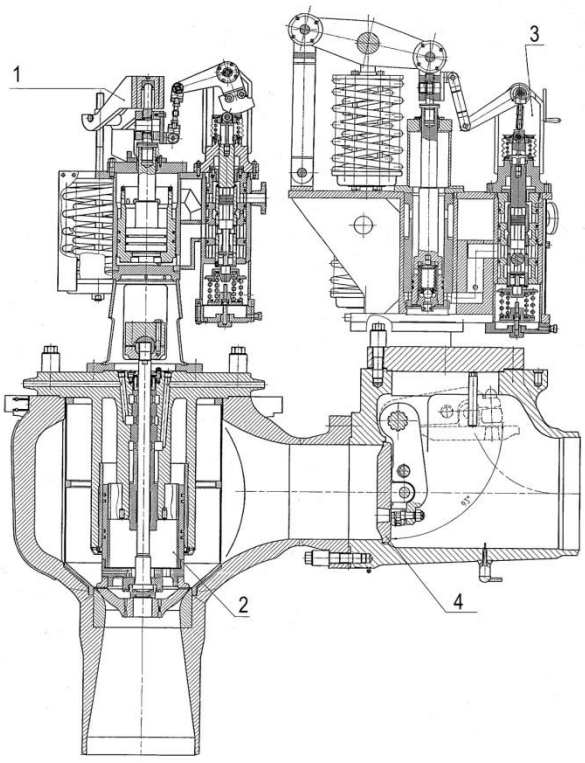


Рисунок №xx6 – Блок клапанов ЦВД. Устройство блока клапанов ЦВД:
1 – Сервомотор РКВД; 2 – Клапан РКВД; 3 – Сервомотор СКВД;
4 – Тарелка клапана СКВД

Блоки клапанов ЦВД расположены попарно справа и слева от оси турбины.

При пуске турбины обеспечено опережающее открытие СКВД по отношению к открытию РКВД.

Стопорный клапан несет в себе защитные функции – обеспечить прекращение подачи пара в турбину при срабатывании защиты. В процессе работы он может иметь только два положения – открыт или закрыт. Регулирующий клапан осуществляет плавное регулирование подачи пара в ЦВД, чем обеспечивает регулирование мощности генератора. Пар проходит сначала через открытый стопорный клапан, затем через регулирующий клапан и попадает в ЦВД.

После ЦВД пар направляется в сепараторы-перегреватели для отделения влаги и последующего перегрева, а затем через четыре

блока клапанов низкого давления (Рисунок №xx7) к цилиндрам низкого давления. Каждый блок клапанов ЦНД состоит из двух поворотных заслонок: первая из которых выполняет функции стопорного клапана, а вторая — функции регулирующего клапана. Блоки клапанов ЦНД расположены попарно справа и слева от оси турбины и питают четыре двухпоточных ЦНД так, что от каждого блока питаются два соседних ЦНД.

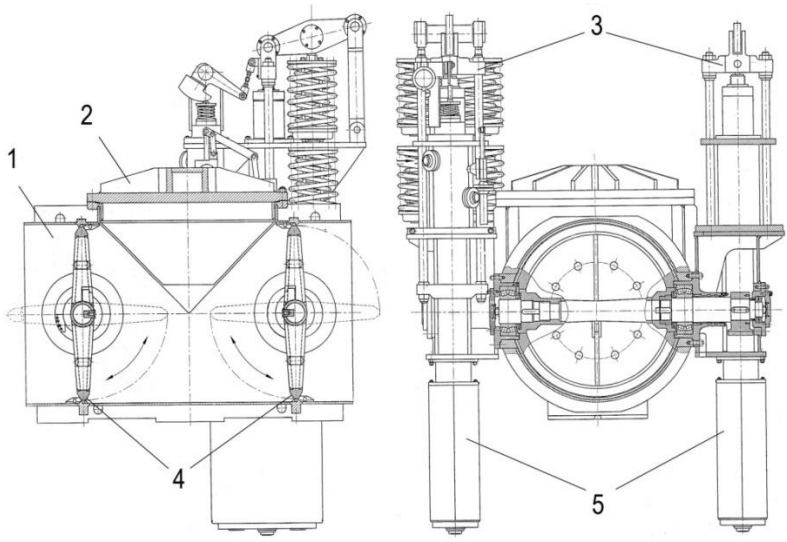


Рисунок №xx7. Блок клапанов низкого давления: 1 – Корпус; 2 – Крышка; 3 – Сервомоторы; 4 – Заслонки; 5 – Нижний блок пружин.

Из линий до СПП идут трубопроводы в конденсатор с установленными на них сбросными клапанами, которые управляются пружинно-гидравлическими сервомоторами. Нормально эти клапаны находятся в закрытом положении и открываются для сброса пара в конденсатор в случае сброса нагрузки или срабатывания защиты. Сбросные клапаны разгруженные. Усилие, действующее на основной клапан при открытом разгрузочном клапане, определяется разностью площадей посадки и разгрузки.

На трубопроводе линии свежего пара до стопорных клапанов ЦВД установлен клапан (Рисунок №xx8), который управляет расходом греющего пара, идущего на все четыре СПП. Клапан разгруженный, управляется пружинно-гидравлическим сервомотором.

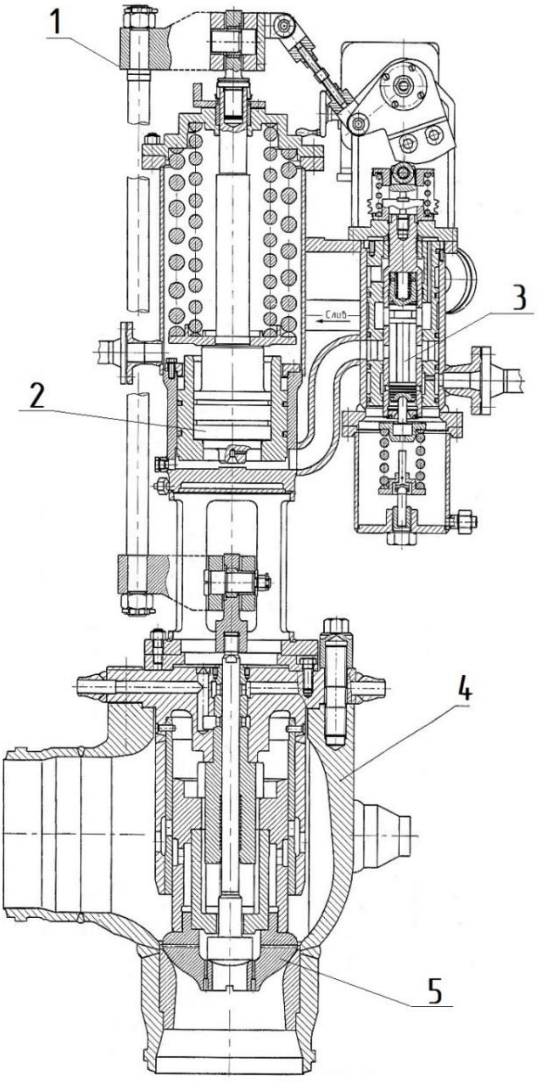


Рисунок №xx8. Клапан греющего пара. Состав клапана греющего пара:
1 – сервомотор2 – поршень3 – золотник4 – корпус клапана5 – клапан

10.4 Маслоснабжение системы регулирования

Маслоснабжение системы регулирования осуществляется попеременно двумя насосами с приводом от электродвигателей переменного тока. Мощность каждого электродвигателя достаточна для обеспечения работы насоса при снижении напряжения питания до 70% от номинального.

Нормально в работе находится один насос системы регулирования. При отключении работающего насоса или при падении давления в системе регулирования до 37 кгс/см” по датчику давления, контролирующему давление в корпусе аккумулятора системы регулирования, автоматически включается двигатель резервного насоса.

В качестве рабочей жидкости системы регулирования применено огнестойкое синтетическое масло с температурой самовоспламенения около 740 °С. Рабочее давление масла в системе регулирования около 50 кгс/см”, рабочая температура за насосами регулирования 50 ± 5 °С.

Работы по системе регулирования, в которой применяется огнестойкое синтетическое масло, должны проводиться по специальной инструкции, в которой, помимо описания свойств масла, требований к технологии и оборудованию, требований по технике безопасности, изложены правила проведения монтажных и ремонтно-наладочных работ.

Блок маслоснабжения (Рисунок №хх9), включающий бак и насосное хозяйство системы регулирования, расположен в специальном помещении на нулевой отметке в машинном зале.

Бак разделен рамочными сетками на два отсека — «грязный» и «чистый». Из «чистого» отсека отфильтрованная рабочая жидкость поступает к насосам. На двух последовательных рядах сеток с размерами ячейки 0,25 мм происходит постоянная фильтрация всего расхода рабочей жидкости. Сетки натянуты для удобства их очистки на рамки, установленные в пазы бака. Чистка сеток производится путем последовательной выемки рамок с сетками и их промывки. Чистка сеток производится по мере их засорения, когда перепад уровней рабочей жидкости между «грязным» и «чистым» отсеками бака достигает 100...150 мм. Перед сетками в баке установлен воздухоотделитель, состоящий из пакета наклонных листов и предназначенный для интенсификации удаления воздуха и механических примесей, содержащихся в рабочей жидкости.

Конструкция воздухоотделителя позволяет производить очистку его элементов после выемки его из бака и разборки. На баке системы регулирования установлен фильтр тонкой очистки рабочей жидкости от механических примесей, имеющий комплект сменных фильтрующих элементов с тонкостью фильтрации 70, 30 и 12 микрон.

Очистка жидкости происходит непрерывно за счет фильтрации её части через ткань фильтр-бельтинг, закрепленную на жестких

каркасах, установленных внутри корпуса фильтра, или через фильтронатроны, установленные внутри корпуса фильтра.

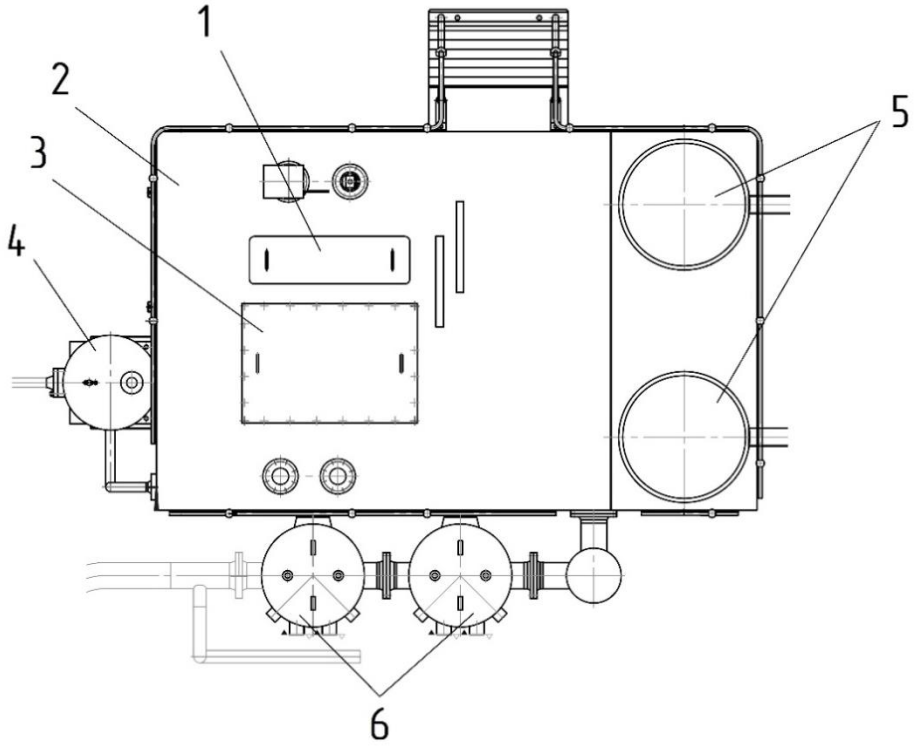


Рисунок №xx9. Блок маслоснабжения. Устройство блока маслоснабжения: 1 – Крышка сетки маслобака; 2 – Бак масляный; 3 – Крышка воздухоотделителя; 4 – Фильтр тонкой очистки; 5 – Насосы; 6 – Маслоохладители

Замену ткани фильтр-бельтинг или фильтрующих элементов фильтропатронов следует производить при повышении давления в корпусе фильтра до 2 кгс/см^2. Внутри корпуса фильтра установлен предохранительный клапан, перепускающий жидкость помимо фильтропатронов при их засорении и повышении давления в корпусе до 5 кгс/см^2.

Электронная часть системы регулирования

Электронная часть системы регулирования управляет регулирующими и сбросными клапанами турбины, а также клапаном греющего пара во всех режимах работы энергоблока. В составе ЭЧСР имеются необходимые средства ввода сигналов от датчиков и обмена сигналами с другими средствами автоматизации, а также

все необходимые устройства для передачи управляющих воздействий в ГЧСР.

Взаимодействие ЭЧСР с АСУ ТП энергоблока обеспечивается посредством обмена сигналами но цифровой шине.

Управление ЭЧСР со стороны оператора обеспечивается с помощью интерфейса, реализуемого на автоматизированном рабочем месте оператора в составе АСУ ТП энергоблока. Для настройки, конфигурирования прикладного программного обеспечения и тестирования используются штатные средства АСУ ТП энергоблок

Насосы регулирования и БРУ-К.

Перед ремонтом проводится контроль:

- протечек по фланцевым соединениям;
- хода поршней сервомоторов;
- люфтов в шарнирных и рычажных соединениях;
- крепления кулаков;
- состояния профилей кулаков;
- пружин;
- тяг сервомотора;
- деталей соединения сервомоторов с клапанами;
- поршневых колец;
- золотников;
- подвижных и неподвижных букс;
- свободы перемещения подвижных букс и золотников под собственным весом;
- свободы перемещения поршней под собственным весом;
- выполнение замеров в соответствии с тех. требованиями сборочных чертежей;

По результатам контроля составляется дефектная ведомость.

Ремонт сервомоторов выполняется в объеме устранения замечаний, указанных в ведомости дефектов.

По окончании ремонта выполняется сборка сервомоторов, проверка соединений сервомоторов с клапанами в соответствии с техническими требованиями документации.

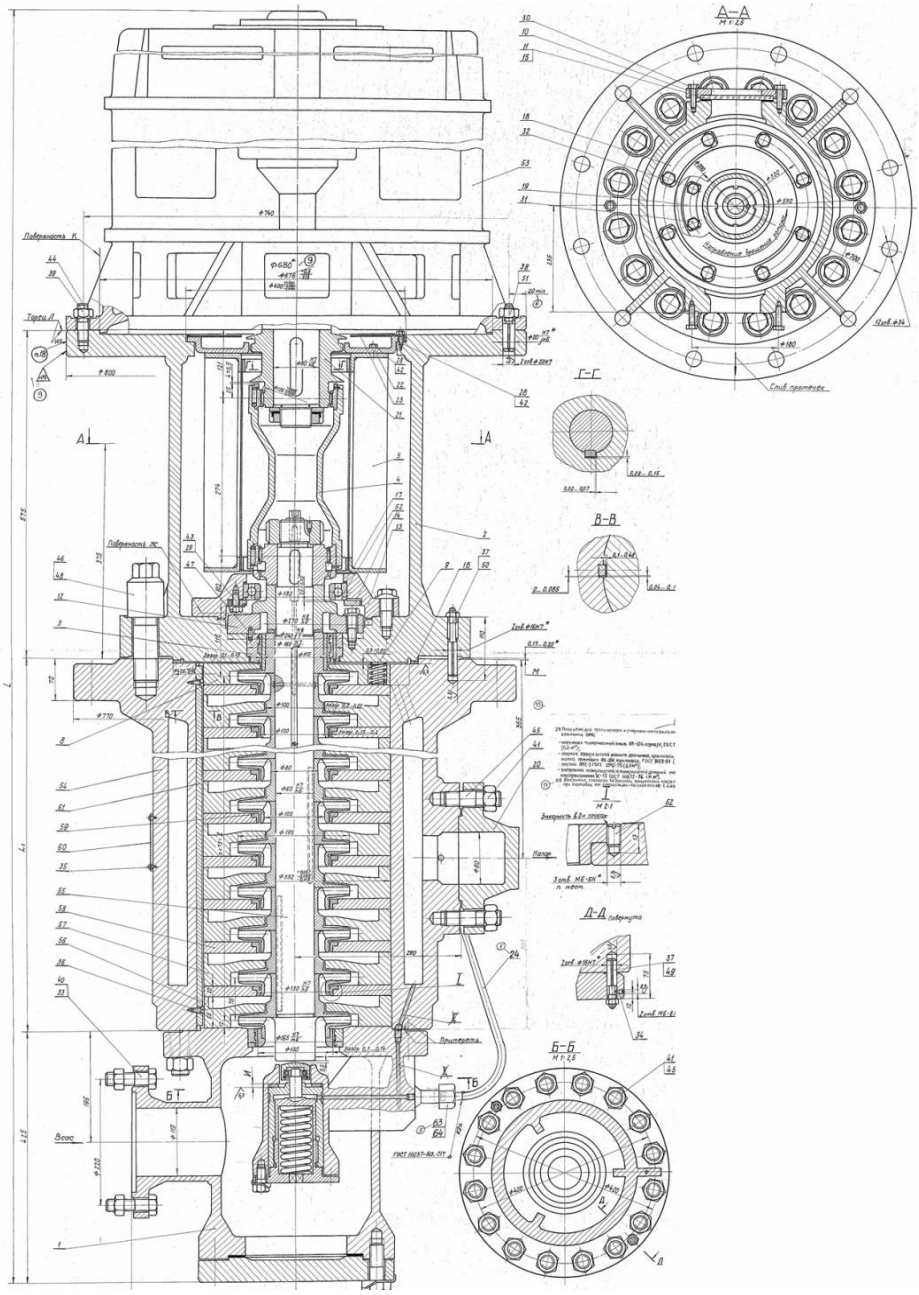


Рисунок 314. Насос системы регулирования. Устройство насоса системы регулирования: 1 – Всасывающая камера; 24 – Труба; 2 – Проставка; 28-33 – Болт; 3 – Подшипник; верхний; 34-36 – Винт; 4 – Обойма зубчатая; 37-41 – Гайка; 5 – Успокоитель; 42-43 – Шайба; 8 – Направляющий аппарат

последней ступени; 44-46 – Шпилька; 47 – Штивт; 9 – Пружина; 48 – Гайка колпачковая; 11 – Стекло; 49-51 – Штивт; 12 – Шайба разгрузочного диска; 52 – Подшипник; 13 – Корпус подшипника; 63 – Ниппель; 14 – Кольцо; 64 – Гайка накидная; 15 – Прокладка; 54 – Корпус насоса; 17 – Кольцо; 55 – Ротор; 18 – Шайба; 56-57 – Направляющий аппарат; 19 – Шайба; 58 – Диафрагма; 20 – Заглушка; 59 – Втулка уплотнительная; 21 – Втулка электродвигателя; 60 – Табличка; 22 – Крышка; 61 – Шпонка; 23 – Щиток

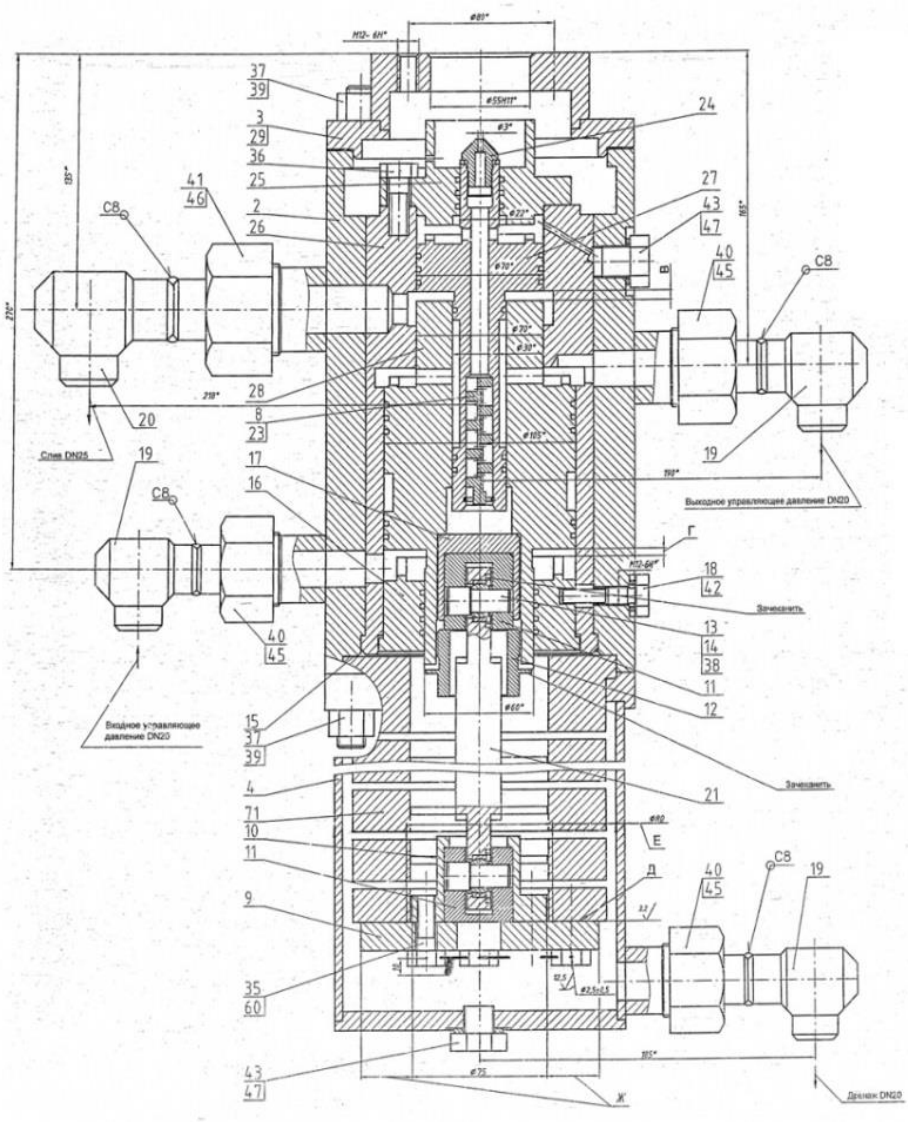


Рисунок 321. Сумматор системы регулирования БРУ-К

Быстродействующая редукционная установка сброса пара в конденсаторы. (БРУ-К).

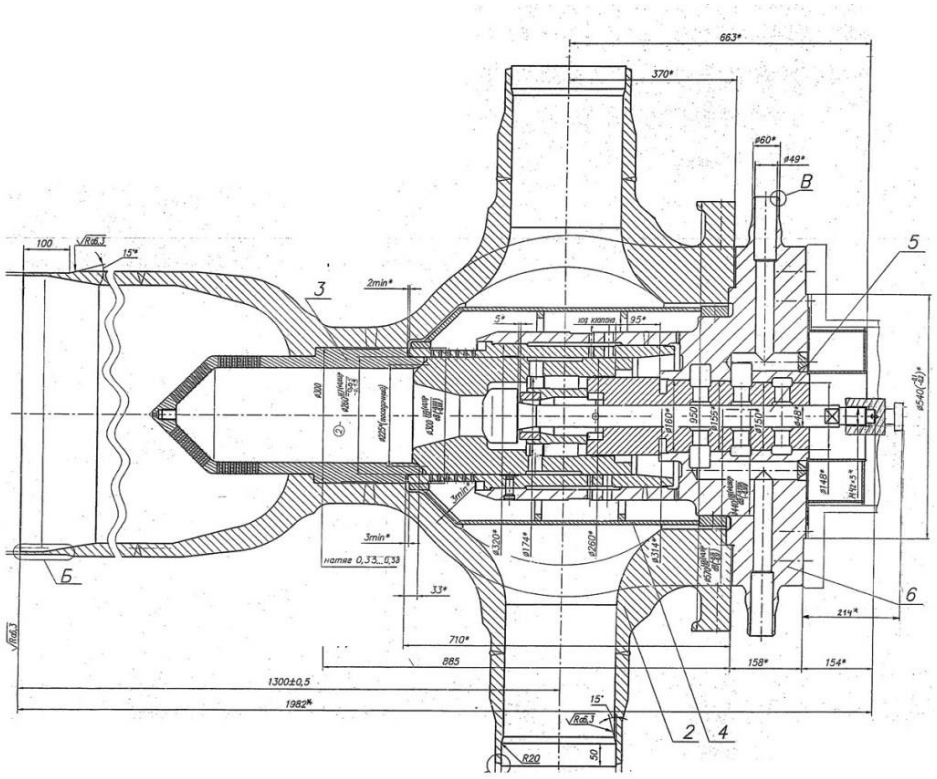


Рисунок 328. Клапан БРУ-К.

Проверка гидравлической части БРУ-К.

- проверка гидравлических характеристик всех БРУ-К в соответствии с требованием документов «Клапан БРУ. Руководства по эксплуатации» и «Программа и методика испытаний». Оформить формуляры;
- проверка ходов клапанов в сборе с сервомоторами;
- анализ характеристик и принять решение по необходимому объему ремонтных и наладочных работ на основании выявленных замечаний.

Ревизия и ремонт клапанов БРУ.

- ревизия и при необходимости ремонт клапанов БРУ производится через 8 лет (70000 часов);

- работы по ревизии клапанов БРУ выполняются по указаниям технической документации.

Выполняется контроль протечек при гидравлической прессовке через полностью закрытый затвор:

- максимально допустимые протечки в затворе клапана при испытаниях на герметичность водой давлением Ph – 7,5 (76,5) МПа (кгс/см^2) не более 4 см3/мин.
- при недопустимых протечках выполняются работы по указаниям технической документации. Разборка и сборка узлов производится в соответствии с требованиями сборочных чертежей.

Управляющий сигнал на перемещение штока сервомотора не приводит к перемещению клапана. Возможно, имеется обрыв штока или наличие задиров по подвижным элементам клапана:

- выявление и устранение замечаний выполнить в соответствии технической документации.

Электромагнитные выключатели (ЭМВ).

Выполняется контроль:

- целостности крепежа и плотности прилегания крышек фланцевых соединений;
- состояния золотников, букс, пружин, пальцев, тарелок, нажимных болтов;
- свободы перемещения золотников в буксах под собственным весом.

Ремонт ЭМВ в объеме устранения замечаний, указанных в ведомости дефектов.

Сборка ЭМВ в соответствии с техническими требованиями документации.

Сборка маслопроводов и коробки регулирования в соответствии с техническими требованиями документации.

Контроль плотности сборки системы регулирования после ремонта.

Проверка характеристик и наладку системы регулирования на остановленной турбине в соответствии ПМ.

Контроль работы турбоагрегата после ремонта.

При работе на ВПУ производится контроль:

- давления масла в системах смазки и гидроподъема, распределение давления по вкладышам в камерах гидроподъёма;
- температуры баббита вкладышей;

- температуры масла на смазку;
- величины тока ВПУ.

Прослушивание на предмет отсутствия задеваний в проточной части.

Набор оборотов.

Выполняется проверка плотности стопорных и регулирующих клапанов ВД и НД.

При работе на холостом ходу выполняется контроль:

- параметров технологического процесса;
- температурного состояния металла деталей и узлов турбины;
- механических величин и вибрационного состояния турбоагрегата (замер вибрации корпусов подшипников переносным прибором, сравнение данных с результатами измерений перед ремонтом);
- плотность фланцевых соединений.
- испытание системы регулирования в соответствии с ПМ.

При работе под нагрузкой выполняется контроль:

- параметров технологического процесса;
- температурного состояния металла деталей и узлов турбины;
- механических величин и вибрационного состояния турбоагрегата (замер вибрации корпусов подшипников переносным прибором, сравнение данных с результатами измерений перед ремонтом);
- плотности фланцевых соединений на отсутствие пропариваний и протечек масла, воды.

10.4. Насосы турбинного отделения (ТО)

10.4.1. Питательные насосы

ПЭА 1840-80 (далее "насос") и агрегат электронасосный АПЭА 1840-80 на его основе (далее по тексту – агрегат), предназначен для подачи питательной воды из деаэратора в парогенератор блока АЭС с реактором ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС-2 проекта АЭС-2006. На один блок устанавливается пять насосов – четыре рабочих, один резервный.

Агрегат устанавливается в обслуживаемом помещении, в здании машинного зала (деаэраторное отделение). Режим работы – постоянный.

Состав агрегата

– насос ПЭА 1840-80

– электродвигатель 1RN46362HE80-Z
– фильтр
– устройство дросселирующее
– фундаментная рама
– маслоустановка
– клапан запорный линии прогрева насоса НГ 26524-025МАЭ-08

Наименование параметров	Значение параметров
Наименование среды	Питательная вода
Максимальная мощность насоса в рабочем интервале подач, кВт	5176
Частота вращения (максимальная), $с^{-1}$ (об/мин)	49,82 (2989)
Расчетная температура, °С	200
Рабочая температура на входе в насос, °С	175
Максимальное расчетное давление на входе в насос, МПа	1,3
Максимальное давление на выходе из насоса, МПа	11,77
Давление в камере за барабаном, МПа	1,35
Давление в камерах термобарьеров, МПа	1,5
Средний срок службы корпусных деталей, лет, не менее	50

Устройство и работа агрегата

Насос в составе агрегата – центробежный, горизонтальный, двух – корпусной с выемной частью «патронного» типа, четырехступенчатый.

Патрубки насоса направлены вертикально вверх. Входной патрубок фланцевый, напорный – выполнен под приварку трубопровода.

Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой.

Концевые уплотнения – механические торцового типа.

Разгрузка ротора от осевых усилий выполнена при помощи барабана разгрузочного, который входит в состав ротора; остаточное осевое усилие воспринимается упорным подшипником.

Принцип работы насоса заключается в преобразовании подводимой к нему механической энергии от внешнего источника (двигателя) в гидравлическую энергию потока жидкости.

Рабочая жидкость через входной патрубок поступает к рабочим колесам и направляющим аппаратам. В результате взаимодействия лопастей рабочего колеса с потоком жидкости происходит преобразование механической энергии привода в гидравлическую энергию

потока жидкости. Из направляющего аппарата жидкость поступает в камеру отвода и напорный патрубок и далее в напорный трубопровод.

Базовой деталью насоса является корпус наружный, выполненный из отливки с приварной к напорному патрубку проставки из углеродистой стали.

Наружный корпус опирается на плиту четырьмя лапами, опорные поверхности которых расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось насоса и крепится к плите шпильками, гайками и шайбами. В нижней части наружного корпуса со стороны входного патрубка расположено отверстие, к которому крепится патрубок с ответным фланцем, предназначенный для протока перекачиваемой жидкости при прогреве и для опорожнения насоса. На месте эксплуатации к контрфланцу патрубка приваривается трубопроводов прогрева насоса с запорным электромагнитным клапаном и запорным сильфонным клапаном.

Уплотнение полостей насоса осуществляется:

– входной (между наружным корпусом и входной крышкой) – двумя резиновыми кольцами и прокладкой из терморасширенного графитового материала;
– между входной и напорной полостями – прокладкой из терморасширенного графитового материала;
– между наружным корпусом и напорной крышкой – прокладкой из терморасширенного графитового материала;
– между напорной крышкой и корпусом уплотнения – кольцом резиновым.

В наружном корпусе установлена выемная часть, которая состоит:

– ротор;
– секции с аппаратами направляющими;
– крышка входная;
– корпус уплотнения;
– подводы;
– уплотнения торцовые;
– подшипник опорно-упорный;
– подшипник опорный.

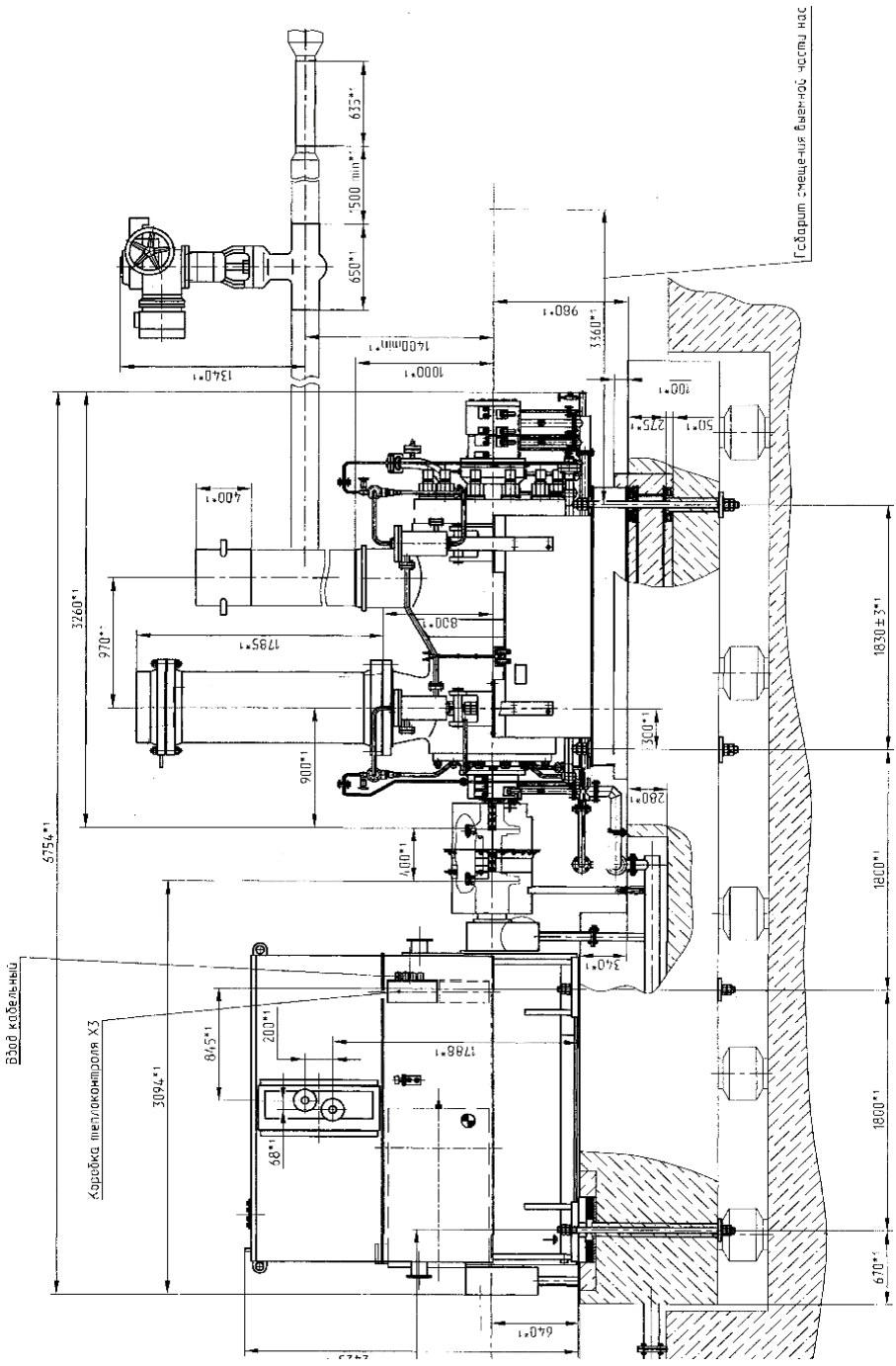


Рисунок 329. Питательный насос АПЭА 1840-80

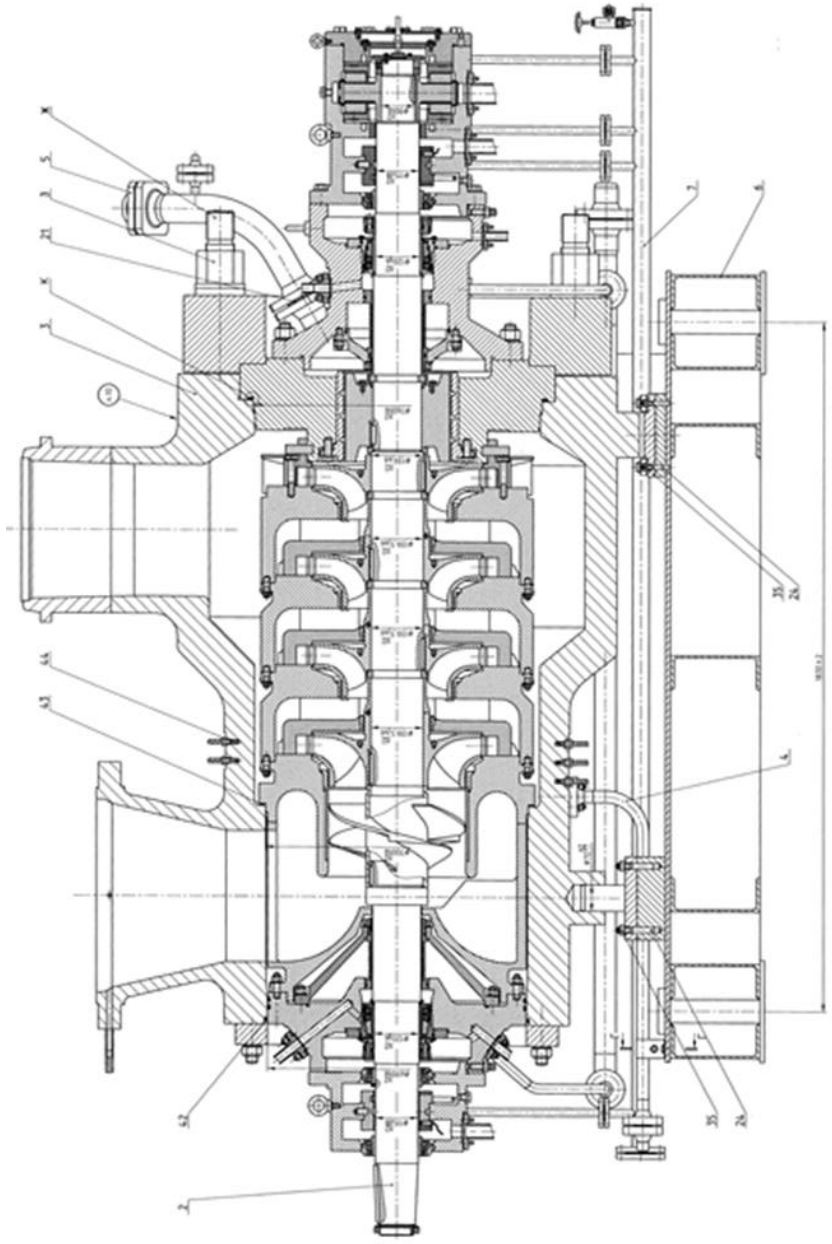


Рисунок 330. 2 – Выемная часть; 3 – Корпус; 4 – Трубопровод; 5 – Трубопровод; 6 – Плита; 7 – Трубопроводы вспомогательные; 21 – Прокладка; 24 – Штифт конический; 35 – Гайка; 42 – Прокладка

Основной сборочной единицей выемной части является ротор. Ротор состоит из: вала, рабочих колес, предвключенного колеса, барабана, проставок, колец, маслоотбойных колец, диска упорного подшипника, деталей уплотнений и крепежных деталей.

Во водной крышке образован термобарьер, предназначенный для охлаждения торцевых уплотнений. В корпусе уплотнения для охлаждения механических уплотнений насоса термобарьер по аналогии с входной крышкой, а так же установлен патрубок для отвода перекачиваемой среды из камеры разгрузочного барабана.

В секциях направляющих аппаратах и подводе установлены уплотнительные кольца, которые совместно с поверхностями рабочих колес образуют дросселирующие щели уплотнений рабочих колес.

Центровка ротора относительно статорных деталей осуществляется перемещением корпусов подшипников, расположенных во входной крышке и корпусе концевого уплотнения. После центровки корпуса подшипников фиксируются штифтами.

Опорами ротора служат два гидродинамических подшипника опорный и опорно-упорный скольжения с принудительной смазкой. Опорный подшипник состоит из вкладыша, корпуса, крышки и деталей уплотнений. Вкладыш состоит из верхнего и нижнего. Вкладыши соединены между собой призонными болтами и устанавливаются на «постели» корпуса подшипника. Аналогичная конструкция опорного подшипника в узле опорно-упорного подшипника.

Узел опорно-упорного подшипника состоит из двух: деталей: корпуса и крышки с разъемом в горизонтальной плоскости, внутри которых установлены опорный и упорный подшипники. Полость упорного подшипника разделена с полостью опорного подшипника кольцом.

Упорный подшипник состоит из вкладышей. Подвод масла к упорному подшипнику осуществлен через отверстия в корпусе к каждому комплекту колодок. Для ограничения утечки перекачиваемой жидкости, в местах выхода вала из корпуса насоса установлены торцевые уплотнения.

Торцевое уплотнение состоит из корпуса в сборе с вращающимися и аксиально-подвижными элементами (обоймы).

Для фиксации от проворота кольца относительно обоймы и самой обоймы относительно корпуса используются поводки и винты. Статорная часть уплотнения торцового крепится ко входной крышке крепежными деталями. В корпусе уплотнения установлен трубопровод отвода перекачиваемой среды из полости за разгрузочным ба-

рабаном во входной трубопровод. Направление вращения ротора насоса – по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода, и указано стрелкой на фланце нажимном.

Муфта упругая пластинчатая обладает способностью передавать вращающий момент без проскальзывания с компенсацией угловых, осевых и радиальных смещений соединяемых валов.

Для предотвращения попадания внутрь насоса твердых частиц на входном трубопроводе устанавливается фильтр.

Линия прогрева

Для исключения температурных перекосов насоса в конструкции предусмотрен прогрев корпуса перед пуском, путем протока питательной воды из деаэратора в проточную часть насоса через входной патрубок. Отвод воды из корпуса насоса – через патрубок опорожнения. Трубопровод отвода должен быть выполнен по технической документации Генпроектанта блока.

Система подачи масла

В электронасосном агрегате АПЭА 1840-80 для подачи масла к подшипникам скольжения с принудительной смазкой насоса и двигателя применена система подачи масла, которая состоит из блочной масло-установки и системы трубопроводов подвода и отвода масла.

Базовым элементом маслосистемы является маслоустановка.

Оборудование маслоустановки смонтировано на единой раме и состоит из:

– масляного бака с установленными маслонасосами;

– маслоохладителя;

– двух фильтров масляных;

– системы трубопроводов с арматурой.

Агрегат электронасосный ЦНВ 10-30 предназначен для подачи масла в систему маслоснабжения и состоит из насоса и двигателя.

Насос – центробежный вертикальный одноступенчатый с рабочим колесом одностороннего входа, установленным на валу консольно.

Базовой деталью насоса является фонарь, который представляет собой сварную конструкцию, состоящую из крышки и деталей для крепления насоса. К фланцу фонаря крепится кронштейн, в котором установлен корпус с уплотнительным кольцом. К фланцу кронштейна крепится корпус, в который установлена входная крышка с уплотнительным кольцом. На заточке входной крышки крепится

направляющий аппарат. От проворота направляющий аппарат фиксируется штифтом.

Ротор насоса состоит из вала, рабочего колеса, подшипников качения. Рабочее колесо фиксируется в осевом положении гайкой и шайбой, а от проворота шпонкой.

Центровка ротора в статорных деталях достигается за счет точности обработки сопрягаемых деталей. Двигатель насоса установлен на заточке крышки фонаря и крепится крепежными деталями.

Соединение роторов насоса и двигателя осуществляется посредством кулачковой муфты, состоящей из полумуфты насоса, полумуфты двигателя и звездочки. Полумуфты закреплены на валах от проворачивания винтами.

Маслоохладитель предназначен для охлаждения масла. Маслоохладитель – прямоточный, горизонтальный – состоит из корпуса маслоохладителя, камеры водяной, крышки и трубного пучка.

Корпус маслоохладителя имеет патрубки входа и выхода масла. В корпусе маслоохладителя расположен трубный пучок с трубными досками, перегородками и трубками. Маслоохладитель имеет краны для слива воды, масла и выпуска воздуха из водяной камеры.

Фильтр масляный предназначен для очистки масла от загрязнений. В корпусе фильтра установлен фильтрующий патрон, состоящий из сетчатых фильтрующих элементов с размером ячейки сетки 0,04 мм.

Электронагреватели предназначены для подогрева масла. Включение электронагревателей производится с помощью системы автоматики при температуре масла ниже 30°С и отключение при температуре масла 35°С.

Рама является базовой основой для монтажа оборудования маслоустановки. Рама крепится к опорной конструкции и имеет строповые устройства для подъема и транспортирования.

Подача масла при работе агрегата обеспечивается одним из маслонасосов, второй насос – в резерве. При работе маслонасос подает масло через маслофильтр и маслоохладитель к подшипникам агрегата.

10.4.2 Конденсатные насосы

На энергоблоках ВВЭР-1200 (проект В392-М) в системе сбора и подачи основного конденсатора принят двухэтапный подъём основного конденсата в деаэратор. Для обеспечения перекачки основного конденсата используются вертикальные четырехступенчатые насо-

сы типа ЦЕИР.0675.39 «Пролетарского завода» г. Санкт-Петербург. Особенностью конструкции этих насосов является необычная конструкция узла разгрузки осевых усилий – специальный барабан с пружинной системой вынесен за пределы корпуса с проточной частью. В системе подачи основного конденсата применены две модификации такого типа насоса отличающиеся величиной подачи: КЭНА-2000 и КЭНА 2245.

В составе системы основного конденсата эксплуатируются насосные агрегаты **КЭНА-2000**, предназначенные для работы в составе турбоустановки во втором контуре энергоблока с реакторной установкой ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС-2. До 50% нагрузки турбины в работе находится один агрегат, при увеличении нагрузки в работу включается второй агрегат, третий агрегат находится в резерве.

Агрегат предназначен для откачивания основного конденсата из конденсатора турбины и подачи его в подогреватель низкого давления. При откачивании малых расходов воды агрегат должен работать с рециркуляцией.

Наименование параметра	Величина параметра
Подача, $м^3/ч$	2000
Напор, м	100±3
Частота вращения, об/мин	985
Температура перекачиваемой жидкости, ^0C	37,5/75
Максимальное давление на входе в насос, МПа, $кгс/см^2$	0,2 (2)
КПД насоса, %	82±2
Мощность двигателя, кВт	800

Агрегат представляет собой вертикальный механизм, состоящий из конденсатного насоса, электродвигателя и фонаря.

Агрегат устанавливается опорными поверхностями корпуса насоса на фундамент объекта и жестко крепится к нему через отверстия в лапах корпуса фундаментными болтами (М64 – 4шт.). Предварительно между фундаментом и опорой насоса устанавливаются монтажные пластины и дистанционные пластины с помощью подгонки которых по толщине насос устанавливается в вертикальное положение.

Электродвигатель устанавливается фланцем на фонарь и крепится шпильками с гайками и шайбами.

Фонарь устанавливается на корпусе насоса и крепится шпильками с гайками и стопорными шайбами.

Ротор электродвигателя соединяется с ротором насоса упругой пластинчатой муфтой.

Муфта состоит из двух полумуфт, одна из которых насажена на вал электродвигателя, другая на вал насоса, проставки и двух пакетов упругих пластинчатых элементов.

Между торцами валов насоса и электродвигателя должно быть выдержано расстояние 181±1мм. В случае необходимости допускается подрезка фланца фонаря или подкладывание фольги под фланцы фонаря со стороны насоса или электродвигателя.

Вращение ротора насоса – левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода) и указано на табличке, установленной на фланце корпуса насоса.

Корпус насоса.

Корпус насоса – сварная конструкция. С одной стороны в корпусе выполнены патрубки всасывания и нагнетания. Края патрубков выполнены с разделкой под приварку трубопроводов. В центральной части корпуса расположено кольцо, внутренний диаметр которого является посадочным диаметром для установки проточной части. Для установки уплотнительного резинового кольца по внутренней диаметральной поверхности выполнена наплавка нержавеющим материалом. При установке проточной части внутрь корпуса кольцо корпуса и секция II ступени делят внутреннюю полость на всасывающую часть и напорную. На верхней части корпуса выполнен фланец, служащий опорой крышке насоса. Для уплотнения разъема в выточке фланца устанавливается прокладка.

Проточная часть.

Проточная часть насоса состоит из статорной и роторной частей. Статорная часть образована обтекателем 1, корпусом 2, фланцем 6, секциями 11, 14, 16, направляющими аппаратами 10 (3 шт.) и 18, крышкой 22, торцевым уплотнением 29, подшипником масляным 27.

Направляющие аппараты установлены во внутренней полости секций и крепятся болтами 35.

Секции стягиваются между собой шпильками 9 с гайками 7. Секции центруются между собой по посадочным пояскам с зазором 0÷0,03мм. Положение секций относительно друг друга определяется штифтом 12.

В секции устанавливаются по плотной посадке уплотнительные кольца 37 и 38. В направляющие аппараты устанавливаются уплотнительные кольца 17, крепящиеся винтами 34.

В обтекателе 1 установлен нижний подшипник насоса, состоящий из статорной втулки 39 и рубашки 34. Подшипник смазывается перекачиваемой насосом жидкостью, подводимой от II ступени насоса через внутреннее сверление в валу.

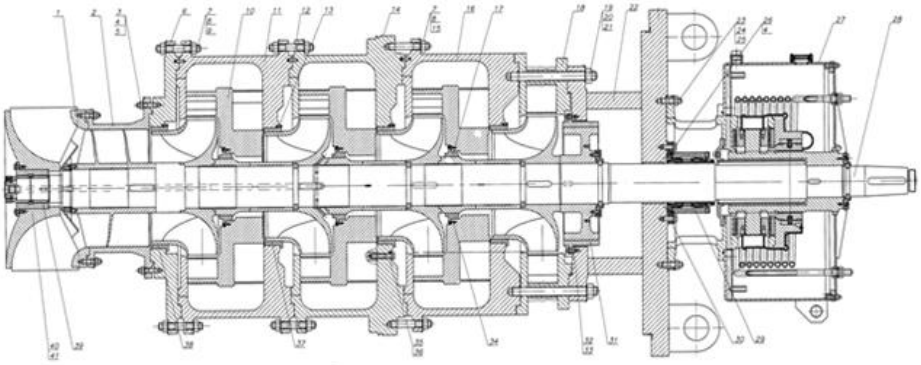


Рисунок 331. Проточная часть ЦЕИР.067539.014

Ротор насоса.

Ротор насоса состоит из вала 9, диска 8. Диск на валу фиксируется шпонкой 7. В осевом направлении диск фиксируется кольцом из 2-х половин 2, кольцом 4. Точное положение диска устанавливается с помощью подгонки кольца компенсирующего 3.

Для восприятия осевого усилия на валу устанавливается барабан 15. От поворота барабан фиксируется шпонкой 7. В осевом направлении барабан удерживается кольцом из 2-х половин 1, кольцом 12, болтами 13. Для точной установки барабана служит компенсирующее кольцо 11, которое при необходимости шлифуется в нужный размер. На валу насоса установлены рабочее колесо IV ступени 16, рабочее колесо III ступени 19, рабочее колесо II ступени 21 и рабочее колесо I ступени 24. От проворота под рабочими колесами установлены шпонки 25. Для восприятия осевого усилия перед РК устанавливаются кольца из 2-х половин 17.

В ступице РК II ступени выполнены 4 радиальных отверстия, через которые перекачиваемая жидкость проходит по сверлению в валу для смазки и охлаждения нижнего подшипника скольжения.

Перед РК I ступени на валу установлено осевое рабочее колесо (шнек) 27. От проворота шнек фиксируется шпонкой 26. В осевом перемещении шнек крепится гайкой 28 со стопорной шайбой 29.

С нижней стороны ротора на валу устанавливается рубашка подшипника с нанесенным на нее антифрикционным слоем. В центральной части рубашки выполнены радиальные сверления, по которым вода из центрального сверления в валу от РК II ступени поступает в зазор нижнего подшипника скольжения.

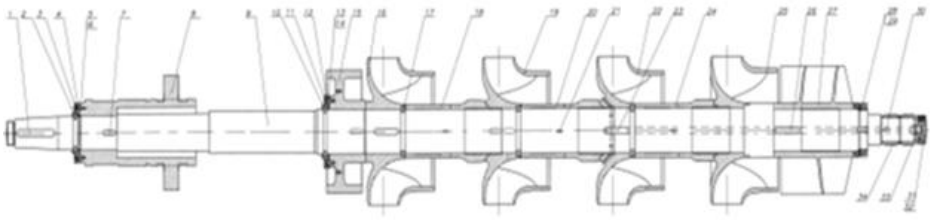


Рисунок 332. Ротор ЦЕИР.067591.021

Подшипник насоса верхний

Верхний подшипник насоса опорно-упорный масляный подшипник скольжения.

Корпус подшипника состоит из корпуса 1 , установленного на него кожуха 22. Внутри корпуса установлен поддон 2. Во внутренней полости кожуха устанавливается змеевик 12 (маслоохладитель) На цилиндрической поверхности кожуха выполнено смотровое окно для контроля за уровнем масла. На верхнем фланце кожуха крепится крышка 14.

Для восприятия осевого усилия ротора , направленного «вниз», в корпус подшипника устанавливаются колодки 35 и 36, которые крепятся в сепараторе 5. Для установки колодок в необходимое положение служит прокладка 3 и пластины 4 (10 шт.). Для восприятия осевого усилия ротора, направленного «вверх», в сепаратор 7 устанавливается верхний ряд колодок 33 и 34 (10 шт.) . Для установки колодок в нужный размер устанавливаюся прокладка 8 и пластины 4. Для контроля за рабочим состоянием в колодках 33 (3 шт.) и 35 (3 шт.) установлены термометры сопротивления 6.

В верхней части корпуса 1 устанавливается крышка 9, в которую запрессована втулка 25. Втулка крепится шайбой 13, винтами 11 и штифтом 10.

Во внутренний диаметр втулки устанавливается вкладыш 23, являющийся радиальным подшипником ротора насоса. От перемещения вкладыш стопорится штифтами 24. Применяемая смазка – огнестойкое масло типа ОМТИ (огнестойкая жидкость на основе триксенилфосфата). Количество масла – 115 литров.

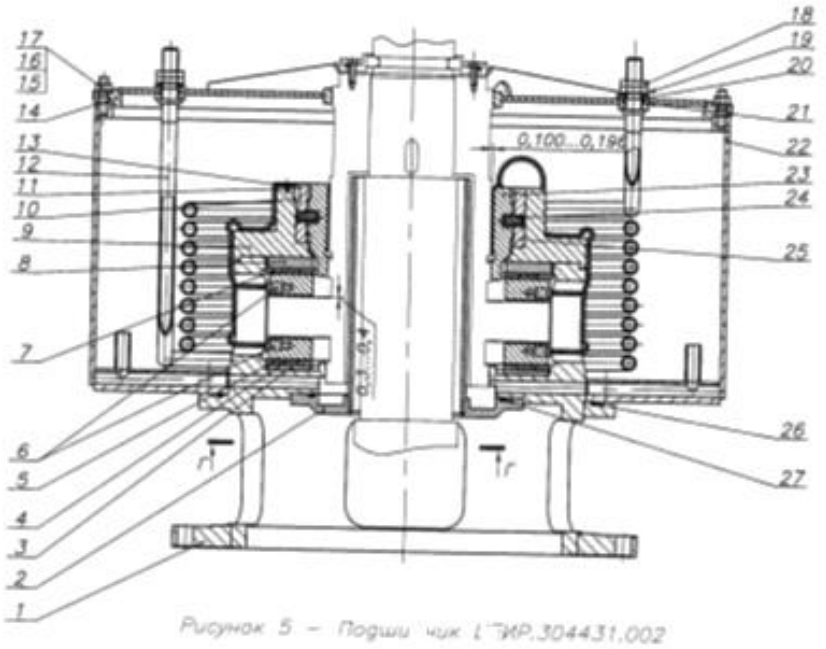


Рисунок 333. Подшипник ЦЕИР.304431.002

Подшипник насоса нижний

Нижний подшипник насоса – подшипник скольжения. Смазывается перекачиваемой жидкостью. Ротором является рубашка с нанесенной на нее углепластиковой композицией. Статорная часть подшипника – втулка, установленная в обтекателе. Перекачиваемый насосом конденсат подается через сверления в РК II ступени, являющиеся центрифугой фильтрующей твердые частицы, в центральное сверление вала, по которому далее поступает к рубашке подшипника, где через радиальные сверления поступает в зазор подшипника.

КЭНА – 2245 (далее "агрегат") предназначен для работы в составе турбоустановки втором контуре энергоблока с реакторной установкой ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС-2. До 50% нагрузки турбины в работе находится один агрегат, при увеличении нагрузки в работу включается второй агрегат, третий агрегат находится в резерве.

Агрегат предназначен для перекачивания конденсата из смешивающего ПНД-2 через ПНД-3 и ПНД-4 в деаэратор. При откачивании малых расходов воды агрегат должен работать с рециркуляцией.

Наименование параметра	Величина параметра
Подача, $м^3/ч$	2245
Напор, м	220±7
Частота вращения, об/мин	1485
Температура перекачиваемой жидкости, ^0C	87,3/125
Максимальное давление на входе в насос, МПа, $кгс/см^2$	0,2 (2)
КПД насоса, %	83±2
Мощность двигателя, кВт	2000

Устройство и работа агрегата

Агрегат представляет собой вертикальный механизм, состоящий из конденсатного насоса, электродвигателя и фонаря.

Агрегат устанавливается опорными поверхностями корпуса насоса на фундамент объекта и жестко крепится к нему через отверстия в лапах корпуса фундаментными болтами (М64 – 4 шт.). Предварительно между фундаментом и опорой насоса устанавливаются монтажные пластины и дистанционные пластины, с помощью подгонки которых по толщине, насос устанавливается в вертикальное положение.

Электродвигатель устанавливается фланцем на фонарь и крепится шпильками с гайками и шайбами.

Фонарь устанавливается на корпусе насоса и крепится шпильками с гайками и стопорными шайбами.

Ротор электродвигателя соединяется с ротором насоса упругой пластинчатой муфтой.

Муфта состоит их двух полумуфт, одна из которых насажена на вал электродвигателя, другая на вал насоса, проставки и двух пакетов упругих пластинчатых элементов.

Между торцами валов насоса и электродвигателя должно быть выдержано расстояние 181±1 мм. В случае необходимости допускается подрезка фланца фонаря или подкладывание фольги под фланцы фонаря со стороны насоса или электродвигателя.

Вращение ротора насоса – левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода) и указано на табличке, установленной на фланце корпуса насоса.

Насос конденсатный

Насос состоит из корпуса насоса, проточной части, фонаря.

Корпус насоса

Корпус насоса – сварная конструкция. С одной стороны в корпусе выполнены патрубки всасывания и нагнетания. Края патрубков выполнены с разделкой под приварку трубопроводов. В центральной части корпуса расположено кольцо, внутренний диаметр которого является посадочным

диаметром для установки проточной части. Для установки уплотнительного резинового кольца по внутренней диаметральной поверхности выполнена наплавка нержавеющим материалом. При установке проточной части внутрь корпуса кольцо корпуса и секция II ступени делят внутреннюю полость на всасывающую часть и напорную.

На верхней части корпуса выполнен фланец, служащий опорой крышке насоса. Для уплотнения разъема в выточке фланца устанавливается прокладка.

На рисунке 334 Конденсатный насос в сборе:

Проточная часть насоса

Проточная часть насоса состоит из статорной и роторной частей.

Статорная часть образована обтекателем 1, корпусом 2, фланцем 6, секциями 11, 14, 16, направляющими аппаратами 10 (3 шт.) и 18, крышкой 22, торцовым уплотнением 29, подшипником масляным 27.

Направляющие аппараты установлены во внутренней полости секций и крепятся болтами 35 (рисунок 3).

Секции стягиваются между собой шпильками 9 с гайками 7. Секции центруются между собой по посадочным пояскам с зазором 0÷0,03 мм. Положение секций относительно друг друга определяется штифтом 12.

В секции устанавливаются по плотной посадке уплотнительные кольца 37 и 38.

В направляющие аппараты устанавливаются уплотнительные кольца 17, крепящиеся винтами 34.

В обтекателе 1 установлен нижний подшипник насоса, состоящий из статорной втулки 39 (рисунок 3) и рубашки 34 (рисунок 335). Подшипник смазывается перекачиваемой насосом жидкостью, подводимой от II ступени насоса через внутренне сверление в валу.

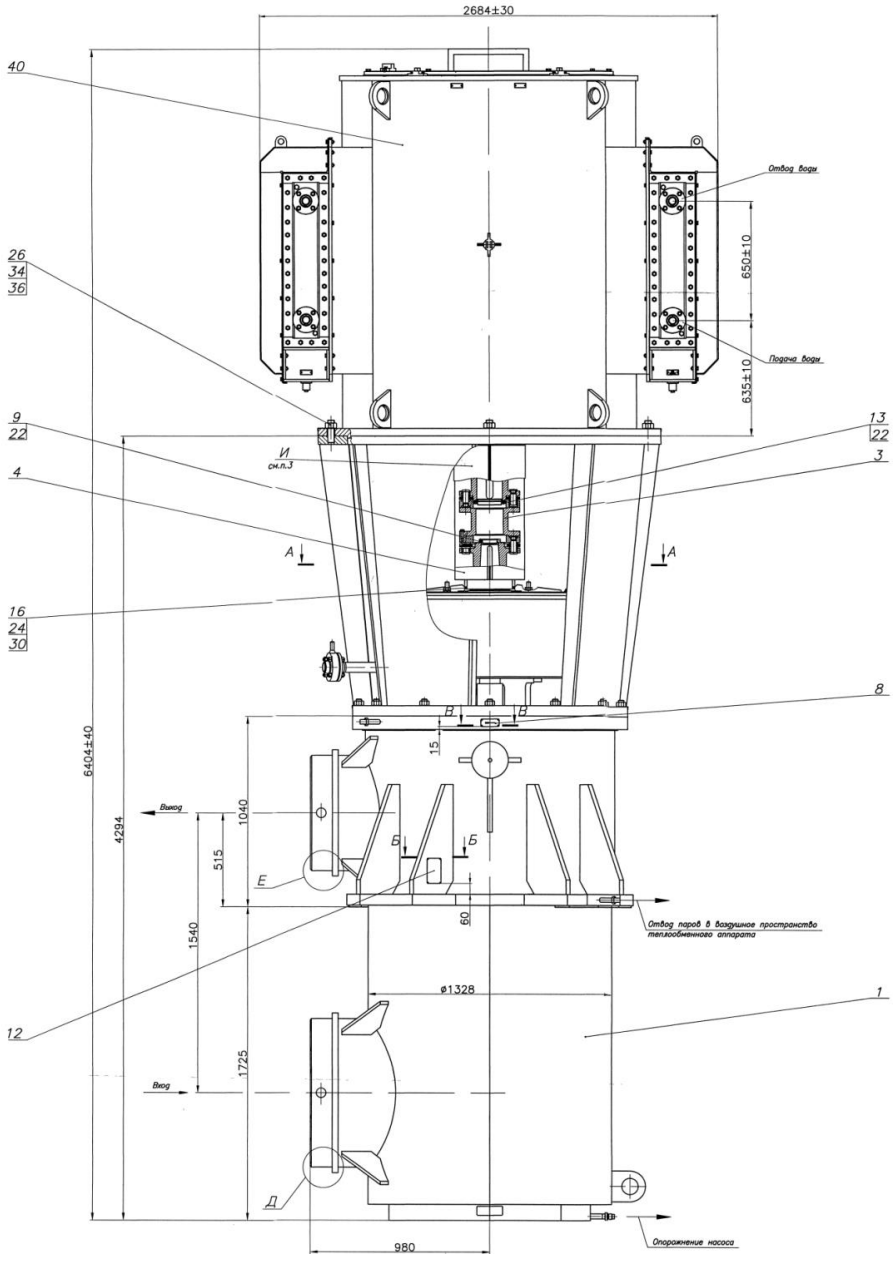


Рисунок 334. Конденсатный насос в сборе: 1 – Насос конденсатный; 3 – Муфта пластинчатая; 4 – Кожух; 22 – Винт; 24 – Гайка; 26 – Гайка; 8 – Указатель верхний; 30 – Шайба; 9 – Гайка; 34 – Шайба; 12 – Табличка фирменная; 36 – Шпилька; 13 – Гайка; 40 – Электродвигатель; 16 – Болт

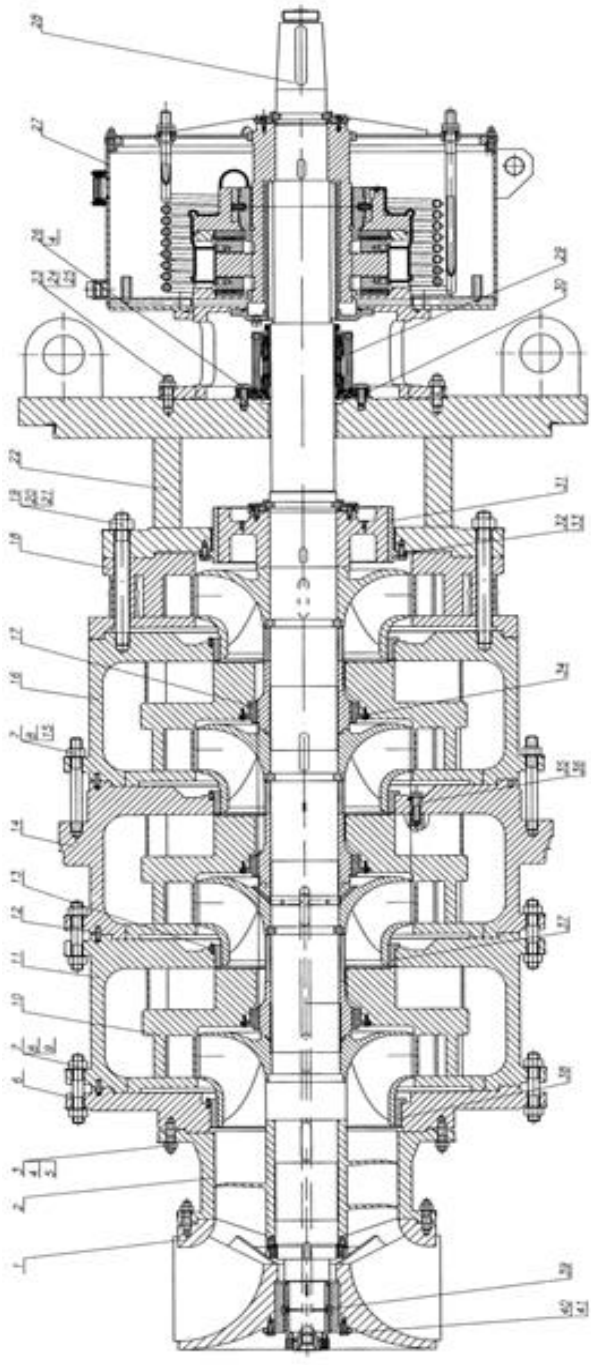


Рисунок 335. Проточная часть ЦЕИР.067539.013

Ротор насоса

Ротор насоса (рисунок 4) состоит из вала 9, диска 8. Диск на валу фиксируется шпонкой 7. В осевом направлении диск фиксируется кольцом из 2-х половин 2, кольцом 4. Точное положение диска устанавливается с помощью подгонки кольца компенсирующего 3.

Для восприятия осевого усилия на валу устанавливается барабан 15.

От проворота барабан фиксируется шпонкой 7. В осевом направлении барабан удерживается кольцом из 2-х половин 10, кольцом 12, болтами 13. Для точной установки барабана служит компенсирующее кольцо 11, которое при необходимости шлифуется в нужный размер. На валу насоса установлены рабочее колесо IV ступени 16, рабочее колесо III ступени 19, рабочее колесо II ступени 21 и рабочее колесо I ступени 24. От проворота под рабочими колесами установлены шпонки 25. Для восприятия осевого усилия перед РК устанавливаются кольца из 2-х половин 17.

В ступице РК II ступени выполнены 4 радиальных отверстия, через которые перекачиваемая жидкость проходит по сверлению в валу для смазки и охлаждения нижнего подшипника скольжения.

Перед РК I ступени на вал установлено осевое рабочее колесо (шнек) 27. От проворота шнек фиксируется шпонкой 26. В осевом перемещении шнек крепится гайкой 28 со стопорной шайбой 29.

С нижней стороны ротора на вал устанавливается рубашка подшипника с нанесенным на нее антифрикционным слоем. В центральной части рубашки выполнены радиальные сверления, по которым вода из центрального сверления в валу от РК II ступени поступает в зазор нижнего подшипника скольжения.

Подшипник насоса верхний

Верхний подшипник насоса (рисунок 5) – опорно-упорный масляный подшипник скольжения.

Корпус подшипника состоит из корпуса 1, установленного на него кожуха 22. Внутри корпуса установлен поддон 2. Во внутренней полости кожуха устанавливается змеевик 12 (маслоохладитель). На цилиндрической поверхности кожуха выполнено смотровое окно для контроля за уровнем масла. На верхнем фланце кожуха крепится крышка 14.

Для восприятия осевого усилия ротора, направленного «вниз», в корпус подшипника устанавливаются колодки 35 и 36, которые крепятся в сепараторе 5. Для установки колодок в необходимое положение служит прокладка 3 и пластины 4(10 шт.).

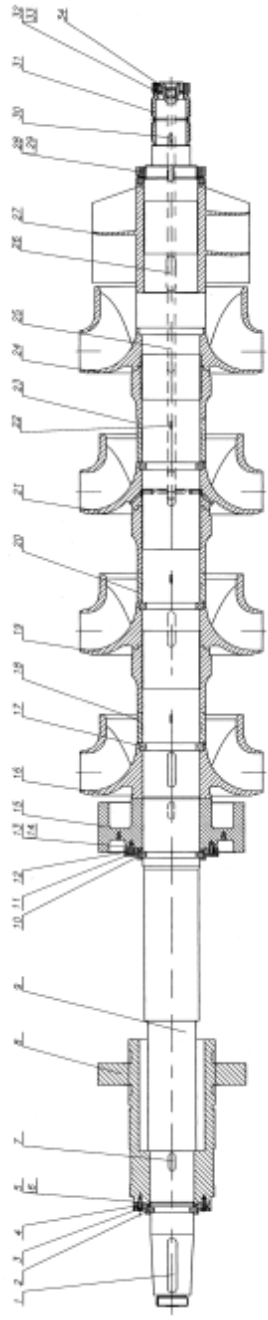


Рисунок 336. Ротор ЦЕИР.067531.020

Для восприятия осевого усилия ротора, направленного «вверх», в сепаратор 7 устанавливается верхний ряд колодок 33 и 34 (10 шт.). Для установки колодок в нужный размер устанавливаются прокладка 8 и пластины 4. Для контроля за рабочим состоянием в колодках 33 (3 шт.) и 35 (3 шт.) установлены термометры сопротивления 6.

В верхней части корпуса 1 устанавливается крышка 9, в которую запрессована втулка 25. Втулка крепится шайбой 13, винтами 11 и штифтом 10.

Во внутренний диаметр втулки устанавливается вкладыш 23, являющийся радиальным подшипником ротора насоса. От перемещения вкладыш стопорится штифтами 24.

Применяемая смазка – огнестойкое масло типа ОМТИ (огнестойкая жидкость на основе триксенилфосфата). Количество масла – 115 литров.

Подшипник насоса нижний

Нижний подшипник насоса – подшипник скольжения. Смазывается перекачиваемой жидкостью. Ротором является рубашка с нанесенной на нее углепластиковой композицией. Статорная часть подшипника втулка, установленная в обтекателе. Перекачиваемый насосом конденсат подается через сверления в РК II ступени, являющиеся центрифугой фильтрующей твердые частицы, в центральное сверление вала, по которому далее поступает к рубашке подшипника, где через радиальные сверления поступает в зазор подшипника.

10.4.3. Насосы слива конденсата (сливные)

Агрегат электронасосный АКсВА 650-135-6 (в дальнейшем агрегат) предназначен для откачивания сепарата и конденсата, поступающих в сепаратосборник (СС), и подачи воды в тракт основного конденсата ПНД-4 и далее в деаэратор турбоустановок К-1200-6,8/50 с реакторной установкой ВВЭР-1200. Режим работы – постоянный.

Наименование параметра	Величина параметра
Рабочая температура, ^{0}C	200
Подача, м^3/ч	663
Напор, м	141
Частота вращения, об/мин	1494
Максимальное давление на входе в насос, МПа, кгс/см^2	0,981 (10)
Мощность двигателя, кВт	285,9
КПД насоса, %	74,3±2

Состав агрегата

– насос АКсВА 650-135-6

– электродвигатель АОВА-400-10.0-4УХЛ3.1

Устройство и работа агрегата

Насос КсВА 650-135-6 – центробежный, вертикальный, двухкорпусный, двухступенчатый, секционного типа, с односторонним расположением колес рабочих, с колесом предвключенным и уплотнением концевым торцового типа.

Принцип работы насоса заключается в преобразовании механической энергии приводного электродвигателя в гидравлическую энергию перемещаемой насосом жидкости. Преобразование механической энергии в гидравлическую производится вращающимися колесами, снабженными лопастями. Направление вращения колес – против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя.

Наружный корпус представляет собой сварную конструкцию с приемной и напорной полостями, входной и напорный патрубки направлены в одну сторону. Корпус имеет четыре опоры, которыми насос устанавливается на фундамент и крепится к нему фундаментными болтами с дистанционными втулками. Между дистанционными втулками и плоскостью опор корпуса предусмотрены зазоры для свободного перемещения насоса при его нагреве.

Внутренний корпус имеет статорную и роторную части. Статорная часть состоит из подшипника опорно-упорного, втулки нижнего гидростатического подшипника, уплотнения торцового, секций, аппаратов направляющих, крышки, подвода.

Секции, крышка и корпус подвода соединяются между собой при помощи шпилек. Для предотвращения перетока перекачиваемой жидкости уплотнение стыков секций осуществляется металлическим контактом точно обработанных поверхностей уплотняющих поясков. В секциях установлены направляющие аппараты, которые стопорятся от проворачивания с помощью специальных шайб.

Уплотнение главного разъема наружного и внутреннего корпусов, а также уплотнение стыка приемной и напорной полостей осуществляется с помощью прокладок из терморасширенного графитового материала.

Роторная часть внутреннего корпуса насоса состоит из вала, на котором установлены предвключенное колесо, рабочие колеса, барабан, вращающиеся детали торцового уплотнения, диск опорно-упорного подшипника, полумуфта, защитные втулки, втулка нижнего гидростатического подшипника. Рабочие колеса посажены на вал по посадке H7/h6. Ротор разгружен от осевых сил при помощи ба-

рабана, камера за которым сообщена через трубопровод разгрузки с приемным трубопроводом насоса.

Опорами ротора служат нижний гидростатический подшипник и верхний опорно-упорный подшипник. Нижний гидростатический восьмикамерный подшипник расположен в корпусе подвода, работает на перекачиваемом конденсате за счет перепада давлений, создаваемых насосом. Подвод конденсата на гидростатический подшипник осуществляется через сверления в секции по специальному трубопроводу. Для очистки конденсата предназначен гидроциклон.

Верхний опорно-упорный подшипник воспринимает остаточное осевое и радиальное усилие и включает в себя: упорный гидродинамический подшипник скольжения и опорный гидродинамический подшипник скольжения.

Смазка верхнего подшипника картерная. Охлаждение масла производится встроенным змеевиком (теплообменником), к которому подводится химически очищенная вода. Масло из картера к нижним колодкам упорного подшипника и на опорный подшипник подается маслоподающими импеллерами, к верхним колодкам – через отверстия на втулке диска. Пройдя через подшипник, масло возвращается в масляную ванну по специальным отверстиям.

Торцовое уплотнение предназначено для ограничения утечки перекачиваемой жидкости в местах выхода вала из корпуса насоса.

Торцовое уплотнение представляет собой комплектную сборочную единицу, состоящую из аксиально-подвижной статорной и вращающейся роторной частей уплотнения, зафиксированных в положении, соответствующем рабочему, скобами монтажными. Торцовое уплотнение устанавливается в насос и демонтируется узлом в блочном виде.

В состав статорной части уплотнения включены корпус с установленной в него обоймой с кольцом, пружинами и кольцами резиновыми.

Роторная часть уплотнения состоит из обоймы вращающейся, к которой крутящий момент от вала передается поводком, кольца, уплотненного резиновым кольцом и зафиксированного в осевом направлении фиксатором, двух поводков, предназначенных для передачи крутящего момента от обоймы вращающейся к кольцу.

Для подвода и отвода охлаждающей воды к верхнему опорно-упорному подшипнику, вынесенному теплообменнику торцового уплотнения, встроенному термобарьеру и на гидрозатвор уплотнения в конструкции насоса предусмотрена система вспомогательных трубопроводов.

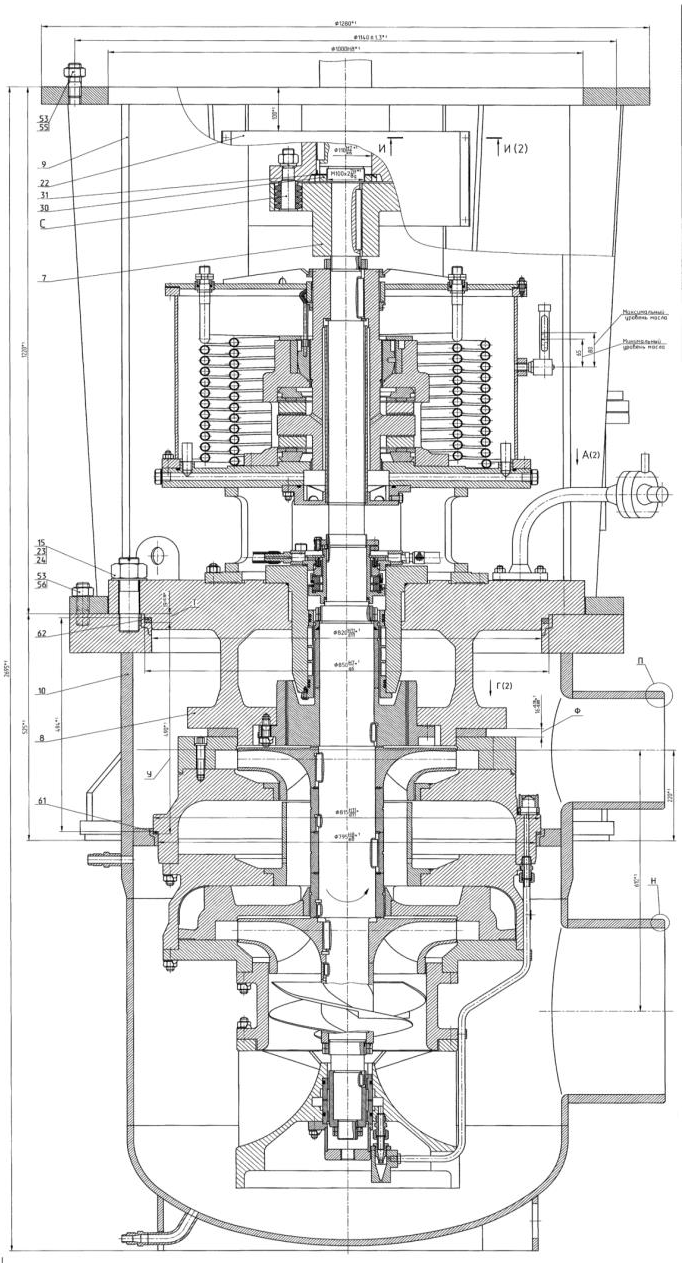


Рисунок 337. Проточная часть насоса (в разрезе): 7 – Муфта упругая втулочно-пальцевая; 24 – Шпилька; 30 – Гайка круглая; 8 – Корпус; 31 – Шайба; 9 – Фонарь; 53 – Гайка; 10 – Корпус; 55 – Шпилька; 15 – Шайба; 56 – Шпилька; 22 – Ограждение; 61 – Прокладка; 23 – Гайка; 62 – Прокладка

10.5. Подогреватель высокого давления ПВД-К-2360-13-3,34-А

Подогреватель высокого давления ПВД-К-2360-13-3,34-А предназначен для регенеративного подогрева питательной воды за счет конденсации пара первого отбора турбины, а также за счет охлаждения конденсата пара. Входит в состав оборудования системы регенерации высокого давления турбоустановки К-1200-6,8/50.

При проведении капитального ремонта разуплотняется люк-лаз, осматривается уплотнительные поверхности, осматривается и дефектуется крепеж. Проверяется на плотность трубная часть. Дефектные теплообменные трубки глушатся. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек.

10.6. Подогреватели низкого давления (ПНД)

10.6.1. Подогреватель низкого давления ПНД-1

Подогреватели низкого давления предназначены для подогрева питательной воды в системах регенерации стационарных паровых турбин атомных электростанций. Подогреватель низкого давления представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального или горизонтального типа, основными узлами которого являются: корпус, трубная система, водяная камера. Сборка узлов осуществляется с помощью фланцевого соединения, обеспечивающего возможность их профилактического осмотра и ремонта.

Корпус подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и водяной камерой. Трубная система состоит из трубной доски, каркаса, теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубной доске. Каркас трубной системы образуют: каркасные стойки (швеллеры и трубы), поперечные сегментные перегородки, направляющие поток пара и служащие промежуточными опорами для теплообменных труб, пароотбойный щит.

На трубной доске предусмотрена установка воздушного клапана для отвода воздуха из корпуса при гидроиспытании и клапана для слива воды из водяной камеры. Водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой и корпусом, патрубков подвода и отвода воды. Внутренний объём камеры разделён перегородками на отсеки, благодаря которым вода совершает необходимое количество ходов. В верхней части днища установлена муфта воздушного клапана для отвода воздуха из трубной системы при гидроиспытании.

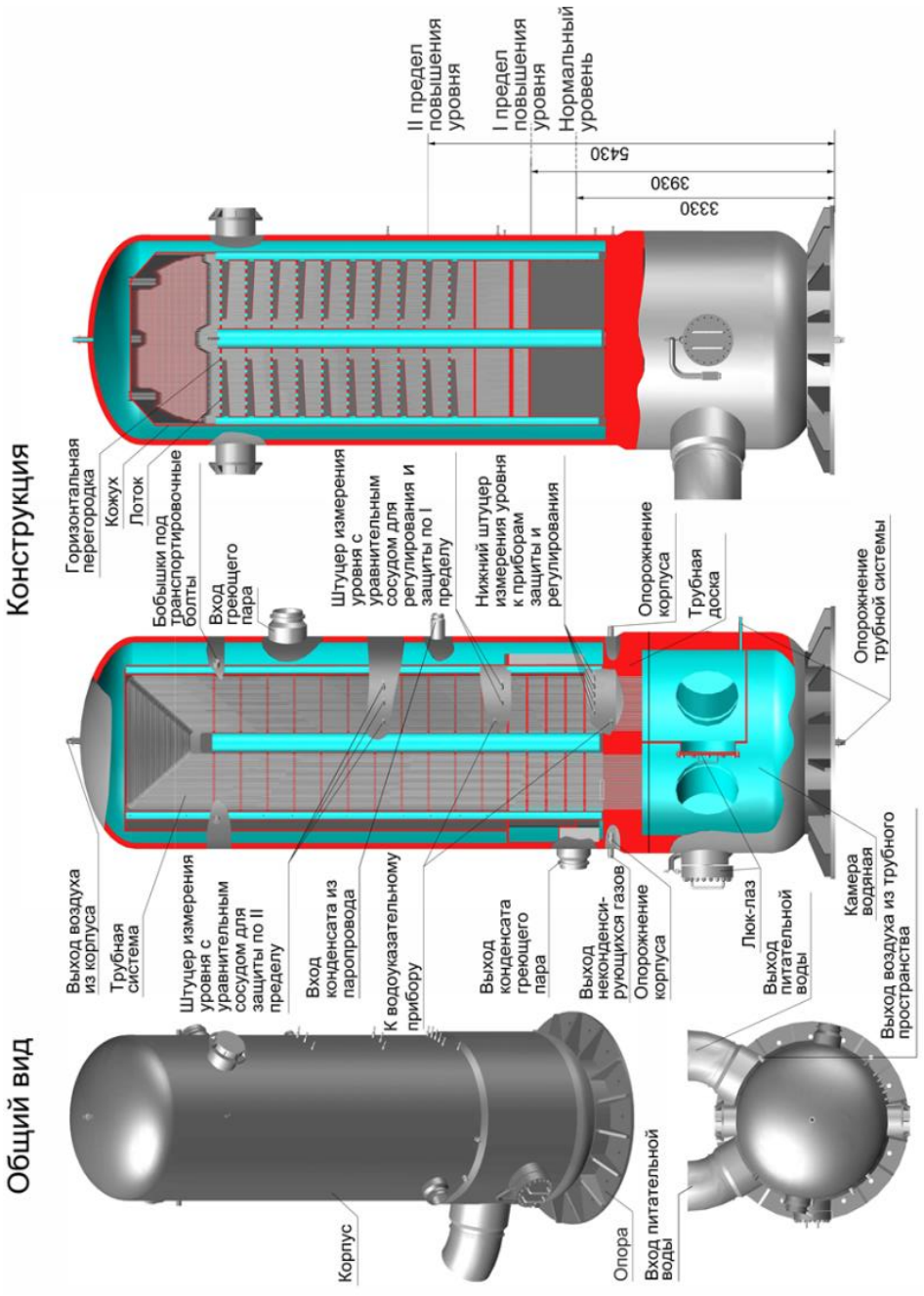
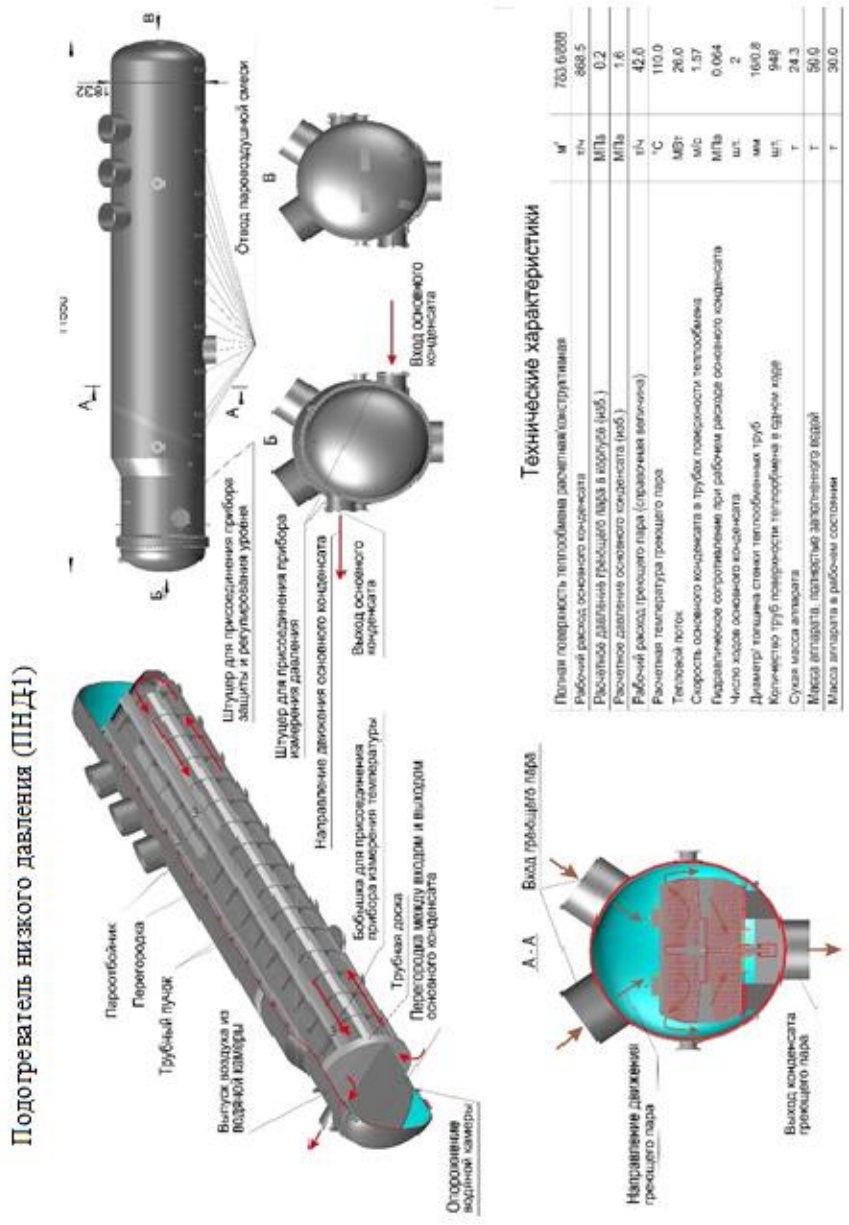


Рисунок 338. Подогреватель высокого давления



Система регенерации низкого давления выполняется преимущественно однопоточной, с нагревом воды в одной группе последовательно расположенных подогревателей низкого давления. Причем в некоторых случаях отдельные ступени регенеративного подогрева

могут иметь два аппарата ПН параллельно подсоединенных по питательной воде и греющему пару. В подогревателе нагреваемая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство.

При капитальном ремонте выполняется разуплотнение люковлазов, осмотр и дефектация деталей крепежа, уплотнительных поверхностей. Проверка плотности трубной части. И глушение теплообменных труб. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек.

10.6.2. Подогреватель низкого давления смешивающего типа ПНСВ-4000-2А-М (ПНД-2)

При капитальном ремонте выполняется разуплотнение люковлазов, осмотр и дефектация деталей крепежа, уплотнительных поверхностей. Проверка плотности трубной части. И глушение теплообменных труб. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек.

10.6.3. Подогреватель низкого давления ПН-2800-3,04-0,29-А (ПНД-3)

При капитальном ремонте выполняется разуплотнение люковлазов, осмотр и дефектация деталей крепежа, уплотнительных поверхностей. Проверка плотности трубной части. И глушение теплообменных труб. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек.

10.6.4. Подогреватель низкого давления ПН-3920-3,04-0,98-А (ПНД-4)

При капитальном ремонте выполняется разуплотнение люковлазов, осмотр и дефектация деталей крепежа, уплотнительных поверхностей. Проверка плотности трубной части. И глушение теплообменных труб. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек.

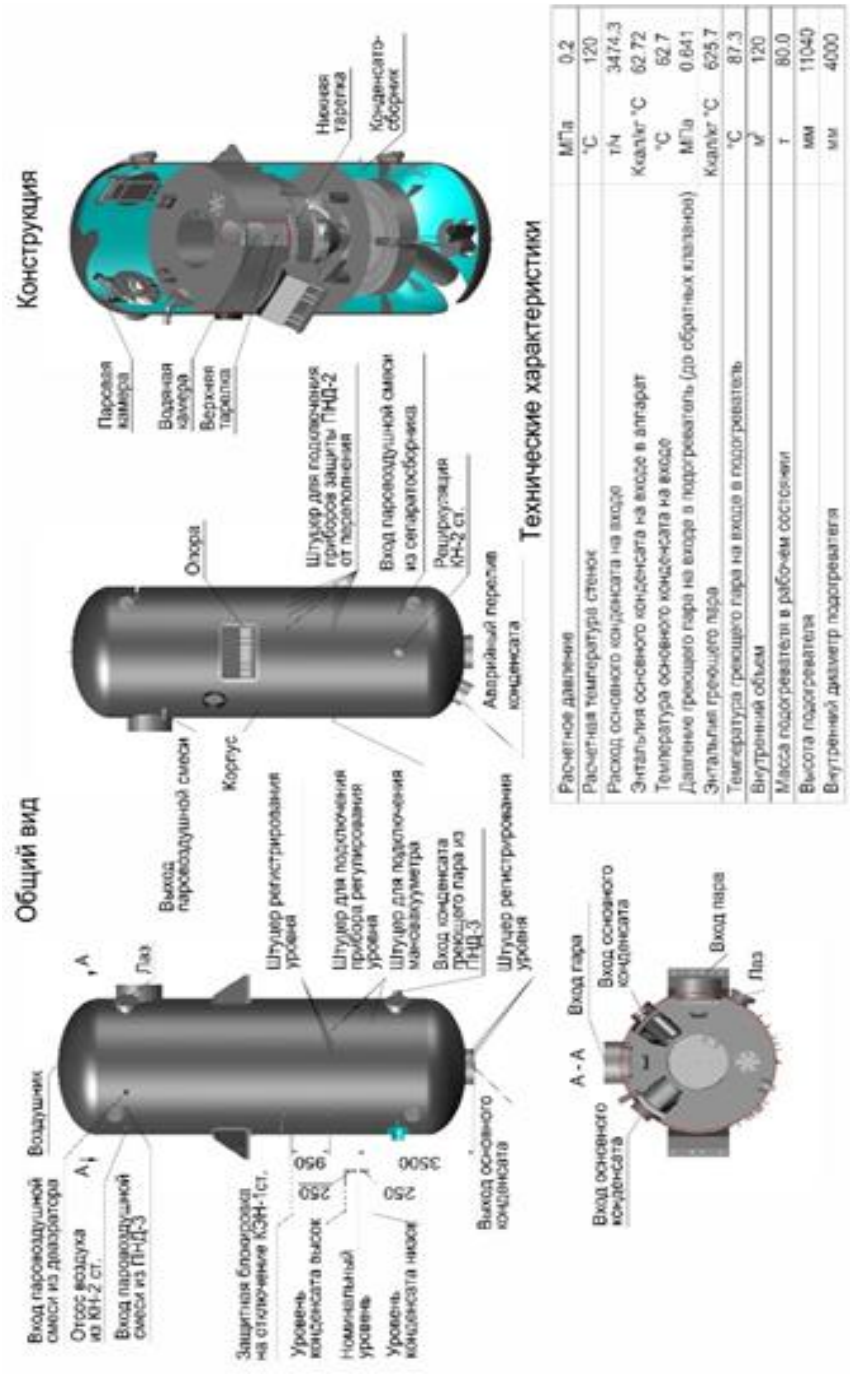
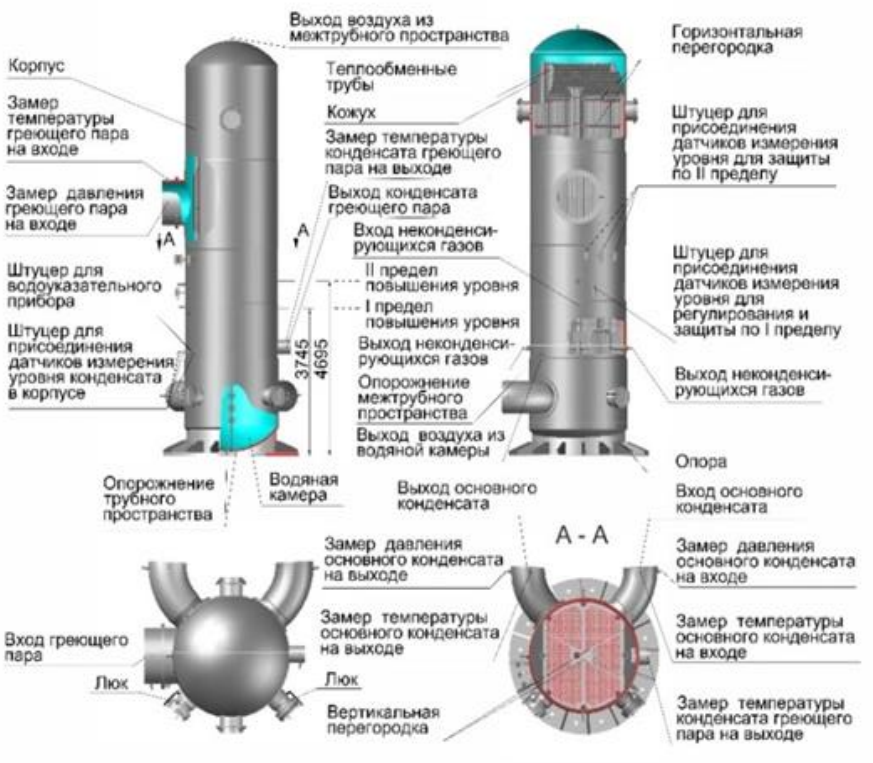


Рисунок 339. Подогреватель низкого давления (ПНД-2)

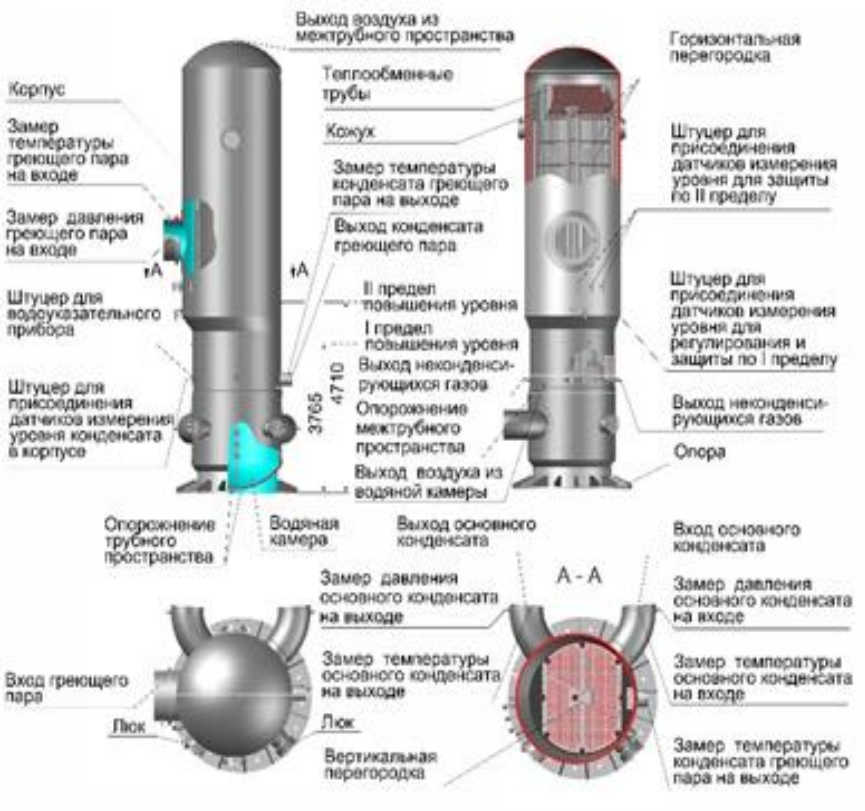
. Подогреватель низкого давления (ПНД3)



Технические характеристики

Полная поверхность теплообмена расчетная/конструктивная	м²	2345/2801
Рабочий расход основного конденсата	т/ч	3766.1
Рабочая температура основного конденсата на входе	°С	87.28
Рабочее давление основного конденсата, абс.	МПа	1.86
Рабочее давление греющего пара на входе в подогреватель, абс.	МПа	0.1403
Рабочий расход греющего пара (справочная величина)	т/ч	139.0
Температура греющего пара	°С	137.8
Тепловой поток	МВт	88.3
Недогрев основного конденсата, не более	°С	2.0
Количество "П" образных труб поверхности теплообмена	шт.	3621
Марка стали теплообменных труб	сталь	ТР321 ASTM A249M
Диаметр/ толщина стенки теплообменных труб	мм	16/0.8
Масса подогревателя полностью заполненного водой	кг	104.8
Высота подогревателя	мм	11244
Внутренний диаметр подогревателя	мм	2600

Подогреватель низкого давления (ПНД4)



Технические характеристики

Полная поверхность теплообмена расчетная/конструктивная	м²	3290/3918
Рабочий расход основного конденсата	т/ч	3766.1
Рабочая температура основного конденсата на входе	°С	107.33
Рабочее давление основного конденсата, абс.	МПа	1.77
Рабочее давление греющего пара на входе в подогреватель, абс.	МПа	0.5444
Рабочий расход греющего пара (справочная величина)	т/ч	419.0
Температура греющего пара	°С	155.04
Тепловой поток	МВт	203.8
Недогрев основного конденсата, не более	°С	2.0
Количество "П" образных труб поверхности теплообмена	шт.	4552
Марка стали теплообменных труб	сталь	TP321 ASTM A249M
Диаметр/ толщина стенки теплообменых труб	мм	16/0.8
Масса подогревателя полностью заполненного водой	кг	152.7
Высота подогревателя	мм	12250
Внутренний диаметр подогревателя	мм	3000

10.7. Группа конденсаторная 1200 КП-95000-1

Группа конденсаторная 1200 КП-95000-1 предназначена для работы в составе турбоустановки мощностью 1200 МВт с турбиной К-1200-6,8/50 на блоке № 1, 2 Нововоронежской АЭС 2.

Группа конденсаторная подвального типа состоит из четырёх корпусов. Каждый корпус присоединяется переходным патрубком к одному выхлопному патрубку двухпоточного цилиндра низкого давления (ЦНД) турбины К-1200-6,8/50. Основным назначением группы конденсаторной является конденсация отработавшего в турбине низкопотенциального пара для дальнейшего использования образовавшегося конденсата в термодинамическом цикле турбоустановки и обеспечение расчетного давления пара за турбиной при номинальных условиях работы. Помимо поддержания давления отработавшего пара натребуемом для экономичной работы турбоустановки уровне, группа конденсаторная должна также обеспечивать сохранение конденсата отработавшего пара и его качество, соответствующее требованиям правил

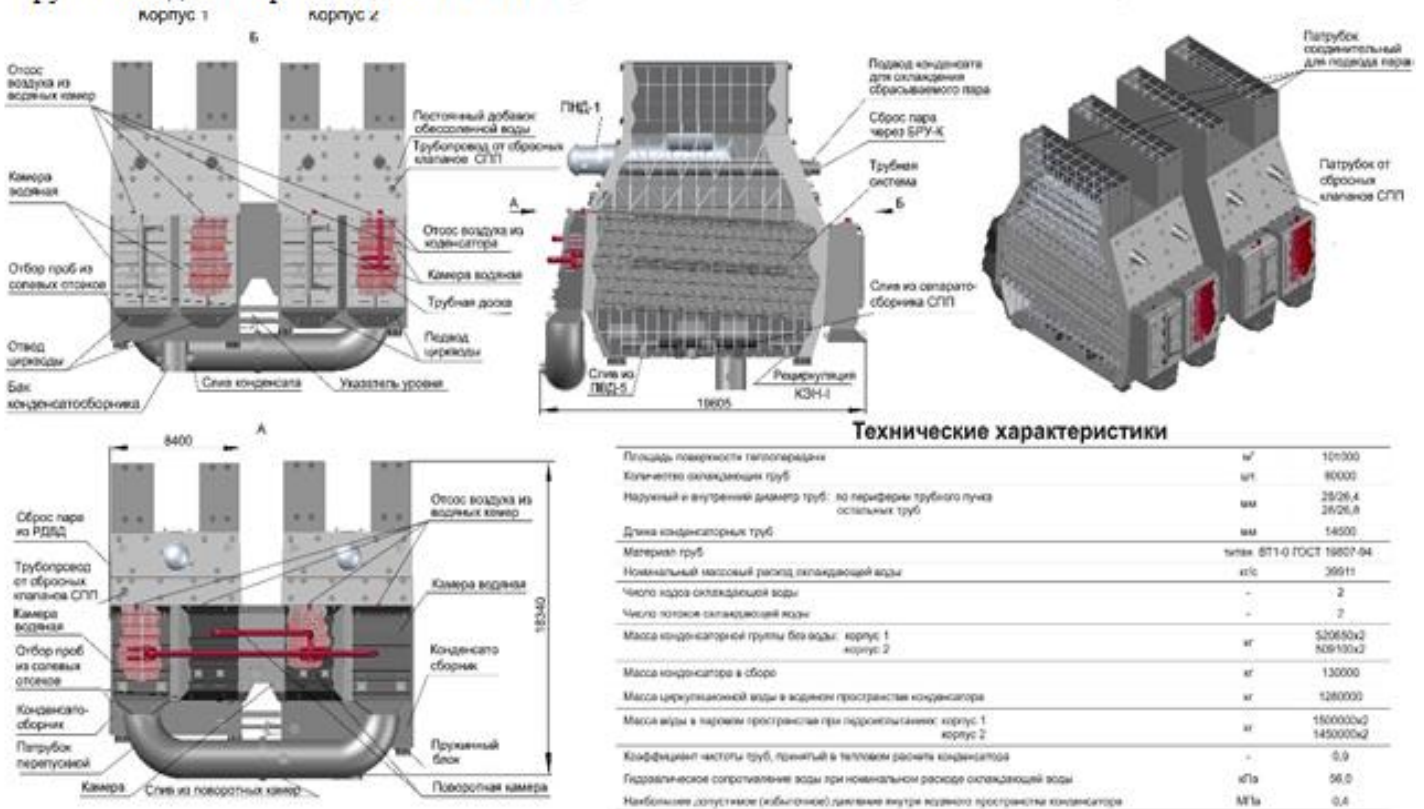
технической эксплуатации (ПТЭ) и отсутствие переохлаждения по отношению к температуре насыщения в конденсаторе.

Кроме этого, группа конденсаторная обеспечивает прием пара при нормальной работе, а также при пусках и остановах энергоблока, предусмотренных его тепловой схемой сбросов. Группа конденсаторная рассчитана для работы на засоленной циркуляционной воде с температурой на входе от 5 до 35 °С. Группа конденсаторная является вакуумным аппаратом. Расчетное давление внутри корпуса группы конденсаторной поддерживается в зависимости от расхода пара, поступающего в группу конденсаторную, от температуры и расхода охлаждающей воды, проходящей по трубкам, от плотности вакуумной системы установки.

10.8. Сепаратор–пароперегреватель СПП-1200

СПП-1200 с комплектующим оборудованием предназначены для установки в системе ПСПП и служат для осушки и перегрева влажного пара после цилиндра высокого давления турбоустановки К-1 200-6,8/50. Конденсато сборники I и II ступени и перегрева, сепаратосборник, разделители ПС. поставляемые в комплекте с СПП-1200. являются емкостями для сбора конденсата и сепарата. Разделители СПП служат для исключения захвата пара в линию отвода сепарата от сепаратора. Разделители ПС служат для сбора сепарата от пленочных сепараторов (ПС) и линейных сепараторов, которые устанавливаются после цилиндра высокого давления в месте отбора влажного пара на ПНД-4.

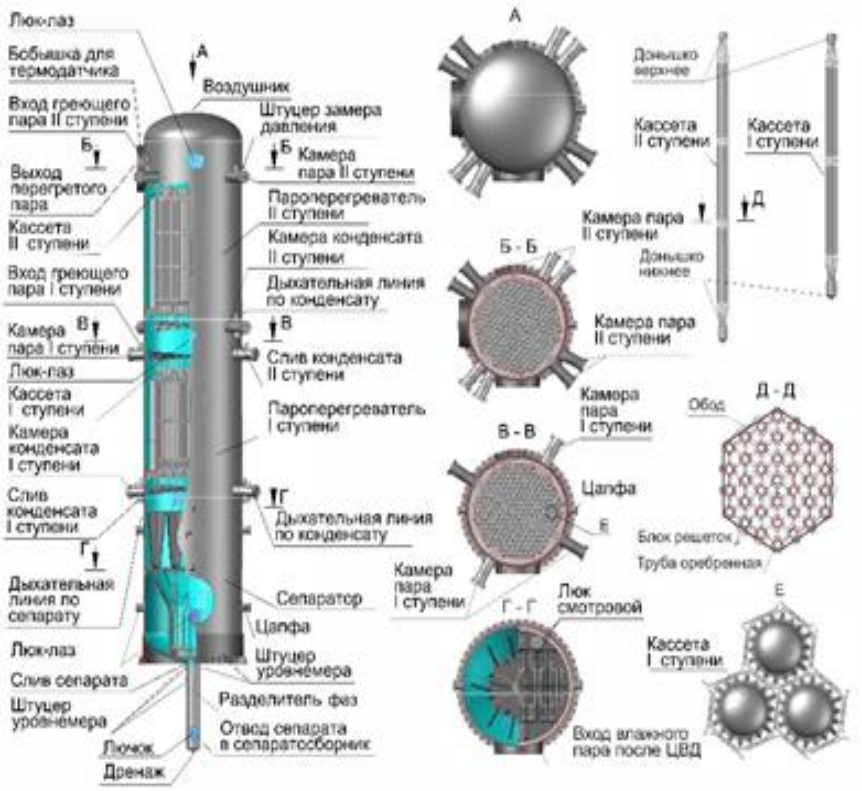
Группа конденсаторная 1200 КП-95000-1



Технические характеристики

Площадь поверхности теплопередачи	м²	10n300
Количество охлаждающих труб	шт.	80000
Наружный и внутренний диаметр труб: по периферии трубного пучка остальных труб	мм	28/26,4 24/26,8
Длина конденсаторных труб	мм	14500
Материал труб		титан ВТ1-0 ГОСТ 19807-94
Номинальный массовый расход охлаждающей воды	кг/с	39911
Число ходов охлаждающей воды	-	2
Число потоков охлаждающей воды	-	2
Масса конденсаторной группы без воды: корпус 1 корпус 2	кг	520650x2 509100x2
Масса конденсатора в сборе	кг	130000
Масса циркуляционной воды в водяном пространстве конденсатора	кг	1260000
Масса воды в паровом пространстве при гидроиспытаниях: корпус 1 корпус 2	кг	1500000x2 1450000x2
Коэффициент чистоты труб, принятый в тепловом расчете конденсатора	-	0,9
Гидравлическое сопротивление воды при номинальном расходе охлаждающей воды	кПа	56,0
Наибольшее допустимое (избыточное) давление внутри водяного пространства конденсатора	МПа	0,4

Сепаратор–пароперегреватель СПП-1200



Технические характеристики

Нагреваемый пар

Сепаратор		
Расход влажного пара на входе в СПП-1200	т/ч	1122.1
Давление пара на входе в СПП-1200 (изб.)	МПа	0.480
Энтальпия на входе в СПП-1200	кДж/кг	2399.87
Влажность пара на входе	%	19.88
Влажность пара после сепаратора, не более	%	0.2
Расход пара после сепаратора	т/ч	938.07
Давление на выходе из сепаратора (изб.)	МПа	0.474
Энтальпия на выходе из сепаратора	кДж/кг	2743.60
Пароперегреватель I ступени		
Давление пара на выходе из ПП1 (изб.)	МПа	0.471
Энтальпия пара на выходе из ПП1	кДж/кг	2690.00
Температура пара на выходе из ПП1	°С	213.1
Пароперегреватель II ступени		
Давление пара на выходе из ПП2 (изб.)	МПа	0.467
Энтальпия пара на выходе из ПП2	кДж/кг	3001.00
Температура пара на выходе, не менее	°С	270.0
Гидравлическое сопротивление СПП-1200 по нагреваемому пару (без сепаратора пленочного), не более (в % от Р перед СПП-1200)	%	2.7

Греющий пар

Пароперегреватель I ступени		
Расход пара (отбор после 2 ступени ЦВД)	т/ч	78.90
Давление пара на входе в ПП1 (изб.)	МПа	2.618
Энтальпия пара на входе в ПП1	кДж/кг	2639.78
Температура пара на входе в ПП1	°С	226.4
Пароперегреватель II ступени		
Расход пара (свежий пар)	т/ч	74.88
Давление пара на входе в ПП2 (изб.)	МПа	6.464
Энтальпия пара на входе в ПП2	кДж/кг	2767.14
Температура пара на входе в ПП2	°С	281.5

Сепаратор-пароперегреватель представляет собой вертикальный сосуд, состоящий из четырех частей: сепаратора, пароперегревателя I ступени, пароперегревателя II ступени и разделителя СПП соединенных в единый аппарат при помощи сварки на монтажной площадке. Сепаратор с разделителем СПП расположен снизу пароперегреватели I и II ступени сверху.

При выполнении капитального ремонта выполняется разуплотнение люков-лазов, осмотр и дефектация деталей крепежа, уплотнительных поверхностей. Проверка плотности трубной части. И глушение теплообменных труб. При сборке разъемов и уплотнении контролируется равномерность затяжки крепежа и контроль вытяжки шпилек. Проточка уплотнительных поверхностей люков.

Сепаратор представляет собой цилиндрический корпус с приваренным внизу эллиптическим днищем. В средней части корпуса расположена опорная решетка. на которой установлены и приварены к ней 20 сепарационных блоков. Сепарационный блок состоит из двух полублоков, соединенных сваркой. Каждый полублок состоит из рамы, двух пакетов жалюзи и дырчатых листов на входе и выходе. В нижней части корпуса предусмотрена входная камера, которая представляет собой полость, ограниченную сверху опорной решеткой. снизу днищем эллиптическим. По внутренней поверхности корпуса пространство входной камеры облицовано листом из хромистой стали для защиты корпуса от эрозионного износа. Пространство входной камеры разгорожено специальной перфорированной вставкой. которая предназначена для выравнивания потока влажного пара на входе в сепарационные блоки. Влажный пар в сепаратор подводится во входную камеру через патрубок (Dy 1800). Отсепарированная в сепарационных блоках влага удаляется по сливным трубам 76х4.5 мм через гидрозатвор в патрубок (Dy 500) на нижнем днище и далее в разделитель СПП. Разделитель СПП представляет собой цилиндрический сосуд, приваренный к выходному патрубку с отводящим патрубком (Dy 300).

Пароперегреватель представляет собой цилиндрический корпус с приваренным сверху эллиптическим днищем. Пароперегреватель состоит из двух ступеней перегрева, которые расположены одна над другой. Каждая ступень пароперегревателя представляет собой трубный пучок. который расположен внутри корпуса и установлен на опорную решетку. Каждый трубный пучок пароперегревателя выполнен из 222 кассет.

Для осмотра и ремонта внутренних поверхностей СПП-1200 предусмотрено четыре люка-лаза на корпусе аппарата, два люка-лаза внутри сепаратора и один смотровой лючок на разделителе СПП.

СПП-1200 имеет снизу опору, которая состоит из обечайки, кольца опорного с пазами для крепления к фундаменту и косынок, укрепляющих между собой обечайку и кольцо опорное.

Корпус СПП-1200, разделитель СПП, опора и основные узлы аппарата выполнены из углеродистой стали. Теплообменная труба в кассете – эрозионно-стойкая сталь. Сепарационные, блоки выполнены из нержавеющей стали.

Конденсатосборники I и II ступени перегрева предназначены для сбора и отвода конденсата греющего пара из соответствующей ступени пароперегревателя СПП-1200.

Конденсатосборники представляют собой горизонтальный цилиндрический сосуд с приваренными с обоих торцов эллиптическими днищами, на одном из днищ расположен люк-лаз для осмотра. На корпусе конденсатосборников предусмотрены патрубки подвода и отвода конденсата и другие патрубки, подкладные листы и опоры, одна из которых подвижная, а другая неподвижная. Материал корпуса конденсатосборников и его основных узлов – углеродистая сталь.

В конденсатосборниках должен поддерживаться уровень конденсата с помощью регулятора уровня.

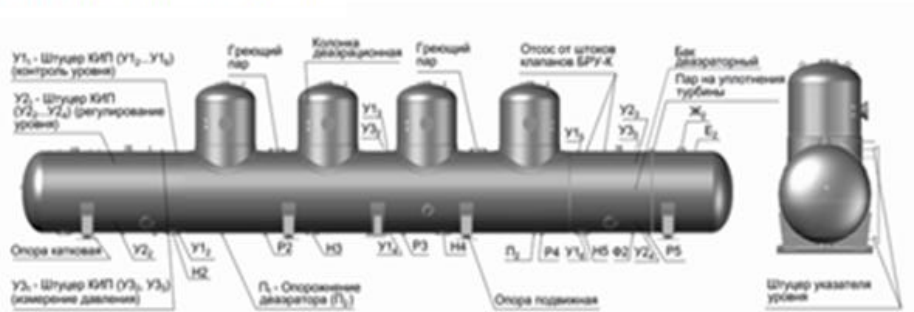
Сепаратосборник предназначен для сбора и отвода отсепарированной влаги от четырех СПП-1200 и двух разделителей ПС.

Сепаратосборник представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд с приваренными с обоих торцов эллиптическими днищами, на корпусе расположен люк-лаз для осмотра. На корпусе сепаратосборника предусмотрены патрубки подвода и отвода сепарата, подвод конденсата от ПНД-4, отвод на конденсатор и другие патрубки, люк-лаз, подкладные листы и опоры, одна из которых подвижная, а другая неподвижная. Материал корпуса сепаратосборника и его основных узлов – углеродистая сталь.

10.9. Деаэратор ДП 6400 (4х1600)/250-А для турбоустановки К-1200-6,8/50

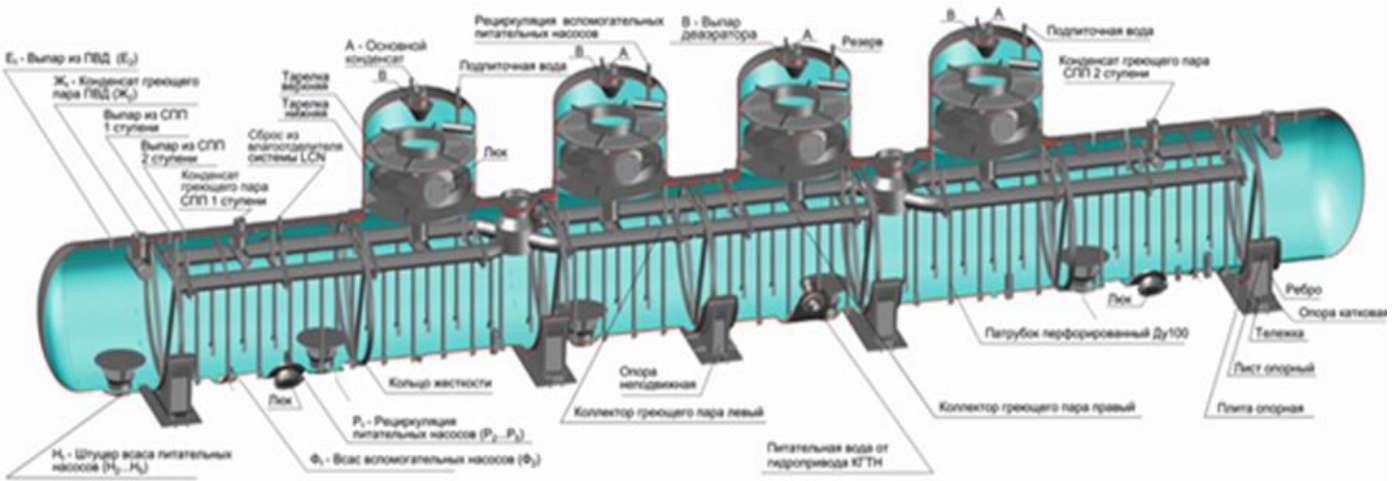
Деаэратор предназначен для удаления коррозионно-агрессивных газов из питательной воды, для подогрева питательной воды в номинальном, пусковых и переходных режимах работы энергоблока, а также для создания запаса питательной воды, обеспечивающего питание парогенераторов в переходных режимах и устойчивую работу питательных насосов.

Деаэратор ДП 6400 (4х1600)/250-А



Технические характеристики

Производительность деаэратора номинальная (расчетная)	т/ч	6300
Давление рабочее номинальное, абсолютное	МПа	0,871
Температура рабочая номинальная питательной воды	°С	174
Нагрев воды в деаэраторе при номинальной производительности	°С	0...50
Содержание растворенного кислорода в деаэраторной воде на входе/выходе из деаэратора, не более	мкг/кг	300/5
Объем деаэраторного бака полный/полезный	м³	400/250
Длина/высота деаэратора	мм	36000/7550
Внутренний диаметр деаэраторного бака	мм	3800



При проведении капитального ремонта вскрываются люки в деаэрационных головках, осматриваются внутрикорпусные устройства, осматриваются уплотнения и детали крепежа. Заменяются прокладки и уплотняются разъемы.

10.10. Главные паровые задвижки (ГПЗ)

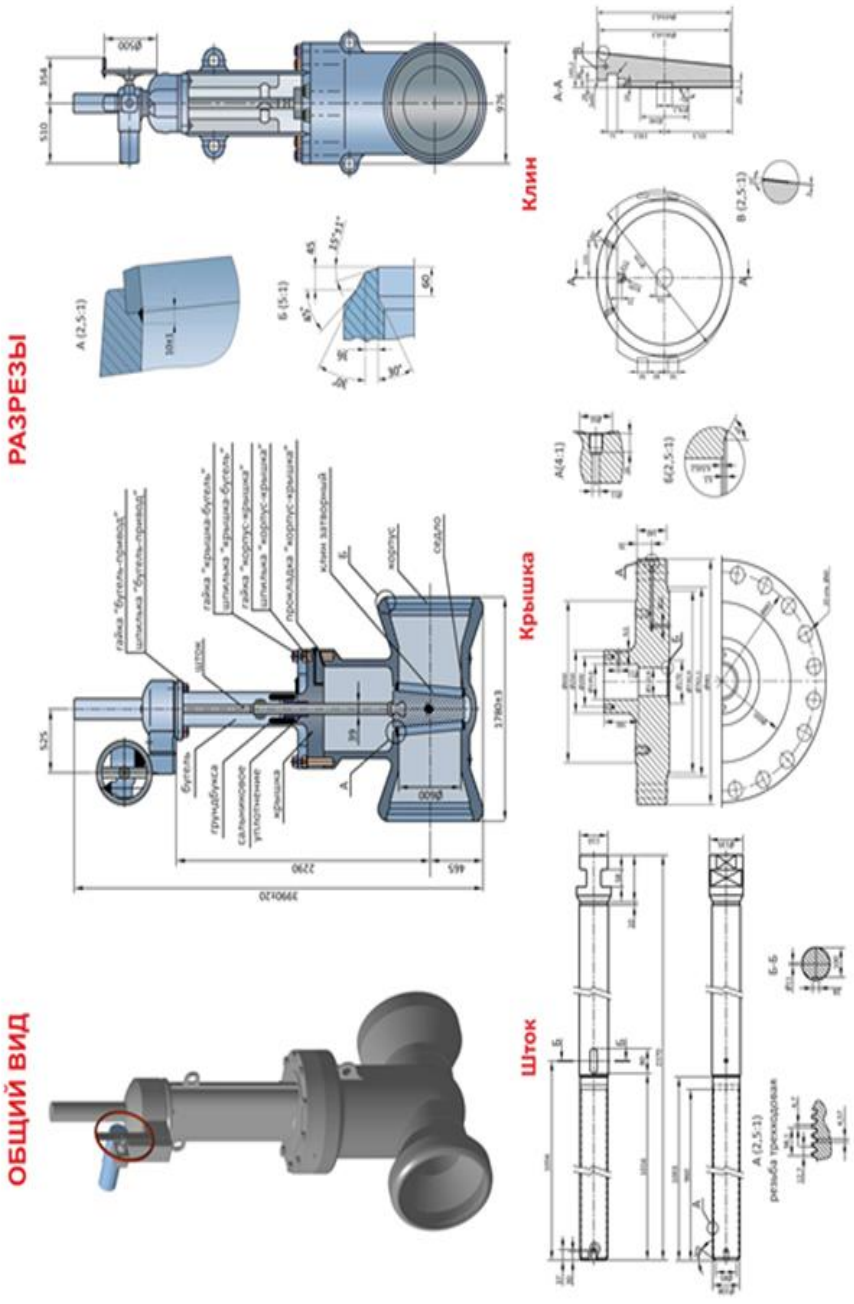
Задвижка клиновая с электроприводом ОК.800.АН.134-01 (RV-C3091)

В качестве главных паровых задвижек в ТО блока ВВЭР-1200 (проект В 392-М) применена задвижка производства ООО «Ринго Валвулас», Испания. Тип ОК.800.АН.134-01 (RV-C3091) задвижка клиновая с электроприводом.

Задвижка предназначена для эксплуатации в качестве запорного устройства на трубопроводах энергоблоков Нововоронежской АЭС-2. Задвижка обеспечивает и предназначена для перекрытия потока рабочей среды путем изменения площади проходного сечения. В закрытом положении задвижки обеспечивают заданную герметичность. Направление подачи потока среды – двухстороннее. Рабочая среда – пар, пароводяная смесь.

Задвижка состоит из корпуса и крышки. Корпус и крышка изготовлены из углеродистой стали, соединены между собой резьбовыми шпильками и гайками. Соединение корпус-крышка уплотняется графитовой прокладкой. В нижнем торце крышки, в месте контакта со шпинделем, выполнена антикоррозионная наплавка из стеллита. Узел затвора состоит из клина и седел. Клин задвижки, выполненный из углеродистой стали с наплавленным покрытием из стеллита, обеспечивает герметичное перекрытие проходного сечения задвижки. Клин перемещается между седлами и соединен со шпинделем Т-образным (тавровым) соединением. Ход клина определяется настройкой путевых выключателей привода. Два седла расположены в корпусе задвижки, по одному с каждой стороны. На седлах, в месте контакта с клином, выполнена наплавка из стеллита. Седла соединены с корпусом с помощью сварки. Шпиндель соединяется с клином Т-образным соединением, обеспечивающим свободное соединение между клином и шпинделем и предотвращающим чрезмерные перегрузки шпинделя. Шпиндель двигается вертикально поступательно: вниз – при закрытии задвижки и вверх – при открытии. Уплотнение шпинделя сальниковое, состоящее из двух комплектов графитовых колец, поджатых грундбуксой и фланцем сальника. Втулка выполняет функцию распорки между двумя графитовыми прокладками и инжекторным отверстием для контроля утечек.

Задвижка клиновая с электроприводом



11. ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ НАСОСЫ (ЦН)

На энергоблоках № 6 и №7 Нововоронежской АЭС в составе системы основной охлаждающей воды эксплуатируются насосы диагональные вертикальные с предротационным регулированием расхода системы основной охлаждающей воды **МРСе 1600.** Насосные агрегаты типа МРСе 1600 предназначены для перекачивания воды с температурой не более 36°С (309 К), с содержанием взвешенных частиц не более 0,3 % от массы воды, размером не более 5 мм.

Расшифровка типового обозначения насоса МРСе 1600

М диагональный

Р с предротационным устройством

С код гидросхемы рабочего колеса

1600 диаметр напорного фланца, мм

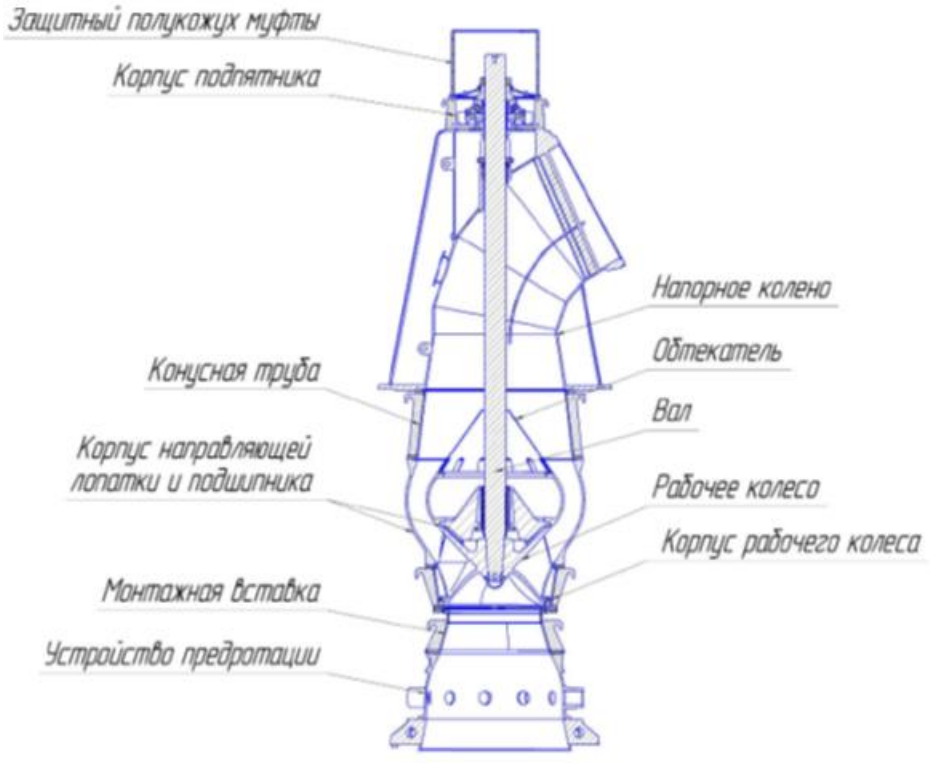


Рисунок 395. Общий вид насосного агрегата

Таблица 17. Проектные показатели работы насоса в номинальном режиме

Наименование показателя	Величина показателя
Частота вращения, об/мин	375
Расчётный диапазон расходов, м3/ч	30600-36216
Напор, м	26-30
Допустимое отклонение по ГОСТ 6134-2007, %	± 1,5
Максимальная мощность насоса, кВт	3480
Коэффициент полезного действия насоса т)0, %	88,2
допустимое отклонение по ГОСТ 6134-2007, %	±2,9
Допускаемый кавитационный запас МР8НГ> м	не более 11
Внешняя утечка через сальник	30 л/ч
Срок службы, год	не менее 50
Наработка до отказа, ч	не менее 14000 часов
Показатель среднего ресурса до капитального	не менее 6 лет
Коэффициент готовности, не менее	0,99
Расчетное количество пусков и остановов насоса за срок службы	не менее 2600
Примечания	
1. Критерием отказа насоса при нормальных условиях эксплуатации является износ подшипников, что проявляется в превышении среднеквадратического значения вибрационной скорости в зоне крестовин > 7,5 мм/с.	
2. Критерием предельного состояния является износ рабочих органов, что проявляется в падении подачи и КПД ниже допустимого.	
3. Величины показателей надёжности обеспечиваются при условии проведения потребителем технического обслуживания согласно эксплуатационной документации.	

Техническое описание насоса

Насос с вертикальным расположением вала, полуаксиальный, эксплуатируемый в сухой шахте, с предротационным регулированием, служит для подачи технической, частично очищенной воды.

Направление вращения ротора, смотря со стороны цапфы привода – против часовой стрелки. Вода через бетонное всасывающее колено поступает в корпус лопаток предротационного регулирова-

ния, оттуда через монтажную вставку на рабочее колесо, далее в напорное колено и после этого в трубопровод.

Насос размещен на двух перекрытиях (уровнях) – на дне шахты и промежуточном перекрытии. На дне шахты, возле бетонного всасывающего колена, расположен предротационный регулятор. На промежуточное перекрытие действуют нагрузки от массы насоса и воды, гидравлические силы передают нагрузку через лапы на напорном колене. На верхнее перекрытие нагрузки от насоса не передаются.

Номинальный диаметр напорного патрубка 1600 мм.

Основные сборочные единицы насоса.

К фундаментному кольцу устройства предротации (1) крепится корпус лопаток предротации, к его верхней кромке – монтажная вставка (3). Между двумя фланцами находится уплотнение – резиновой шнур круглого сечения (010). Точно такие же уплотнения применены на перпендикулярных оси поверхностях корпуса насоса. Верхним концом монтажная вставка (3) присоединяется к сдвижному свободному фланцу (4), который служит опорой для резинового уплотнения в присоединительных фланцах. Зазор между монтажной вставкой (3) и корпусом рабочего колеса (5) размером примерно 10 мм делает возможным продольное расширение вала и демонтаж монтажной вставки (3) в боковом направлении. В точке сопряжения монтажной вставки (3) с корпусом рабочего колеса (5) находится свободный фланец. Посредством упомянутого выше монтажного зазора к монтажной вставке (3) присоединяется корпус рабочего колеса (5) со встроенным в него зазорным кольцом (6). Герметичность фланцевых присоединений корпуса направляющих лопаток (7), конусной трубы (10) и напорного колена (13) обеспечивается уплотнением в виде резинового шнура (010). Внутри корпуса направляющих лопаток (7) находятся корпус направляющего подшипника (8) и сам направляющий подшипник с резиновым вкладышем (9).К верхнему фланцу втулки корпуса направляющих лопаток (7) болтами привинчен обтекатель (11). Насос опирается на перекрытие через забетонированное в него заделочное кольцо посредством лапы напорного колена (13). Конструктивные элементы корпуса насоса, корпус направляющих лопаток (7) с находящимся в нём корпусом направляющего подшипника (8) с подшипником (9), обтекателем (11), конусной трубой (10), напорное колено (13) с подшипниковым узлом (16-18, 20) имеют фланцевое соединение. Корпус рабочего колеса и зазорное кольцо – это единый сборочный узел, монтаж и демонтаж которого воможен после смещения его в боковом направлении.

Проверка зазора между рабочим колесом и зазорным кольцом корпуса рабочего колеса

Демонтировать монтажную вставку, открутив крепежные болты свободного фланца и боковые крепежные болты устройства предротационного регулирования. Если отодвинуть монтажную вставку в сторону с помощью крана или лебедки, то внутренние части рабочего колеса и устройства предротационного регулирования доступны для проведения ревизии.

Измерение зазора между колесом и зазорным кольцом осуществляется через находящиеся на рабочем колесе контрольные пазы с помощью щупа. Номинальная величина зазора 1,5 мм (0 мм, +0,5 мм). Если замеренная величина зазора не превышает в 2 раза номинальное значение, т.е. составляет 3,0 мм (0 мм, +1,0 мм), в этом случае необходимости в замене зазорного кольца и повторном регулировании рабочего колеса нет.

Проверить расстояние между торцевой поверхностью зазорного кольца рабочего колеса и находящейся напротив него поверхности корпуса рабочего колеса. Это расстояние в идеальном случае составляет 12-13 мм.

Проверить поверхность лопаток рабочего колеса и лопаток устройства предротационного регулирования на наличие следов повреждений, износов, кавитации.

В объеме капитального ремонта выполняются следующие операции:

- демонтаж ламелл стальной муфты, полукожухов с корпуса подпятника;
- демонтаж с проставки полумуфты со стороны электродвигателя;
- снятие подпятника;
- демонтаж сальника;
- выемка ротора из неподвижной части;
- разборка ротора;
- очистка и дефектация деталей насоса и его составных частей (ротор), ремонт;
- проверка статора насоса, выявление дефектов, ремонт поврежденных деталей при необходимости;
- замена быстроизнашиваемых деталей насоса;
- замена подпятника насоса замена смазки подпятника;
- контроль состояния устройства регулирования предротации;

- сборка ротора насоса с последующей его регулировкой и балансировкой;
- сборка и регулировка насоса, включая его составные части;
- центровка валов насоса и электродвигателя;
- сборка муфты;
- установка ограждения муфты;
- восстановление защитных покрытий насоса.

После ремонта

Подшипниковые опоры (2 шт.): Контроль величины среднего квадратического значения виброскорости.

Сальник: контроль протечки через уплотнения

Замена при КР		
Направляющий подшипник	Сталь	1
Подшипники SKF 29472	Сталь	1
Защиттная втулка вала	Сталь	1
Защитная втулка вала у сальника	Сталь	1
Уплотнение вала	Шнур графитовый	1 компл.

12. БАШЕННЫЕ ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ ГРАДИРНИ (БИГ)

На энергоблоках № 1 и №2 Нововоронежской АЭС-2 эксплуатируются башенные испарительные градирни производства «SPX Cooling Technologies GmbH», Германия.

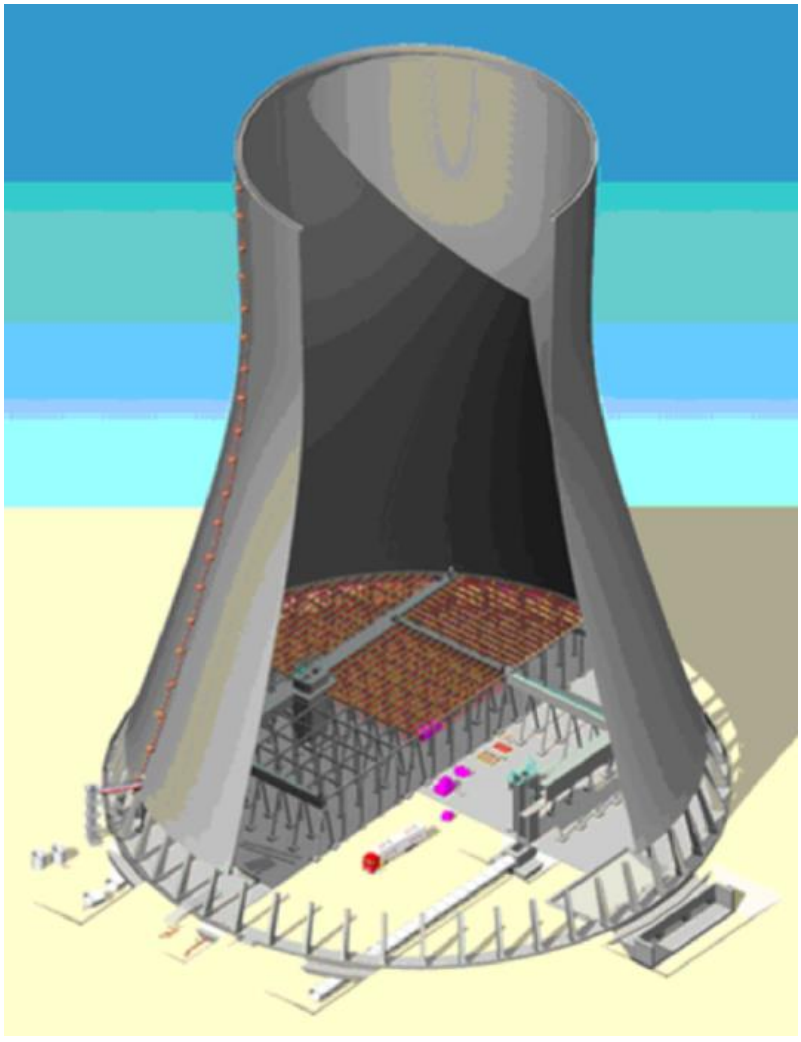


Рисунок 348. Башенная испарительная градирня НВАЭС-2

Таблица 18. Краткие технические характеристики градирен Нововоронежской АЭС-2

Обьемный расход воды	146801 м³/час
Температура горячей воды	42,9 ºС
Температура холодной воды	31,0 ºС
Диапазон охлаждения	11,9 ºС
Потери на испарение	1,83 %
Высота градирни	170,83 м
Внутренний диаметр бассейна	134,3 м
Наружний диаметр на выходе	74,0 м
Площадь орошения	10000 м²

Для охлаждения технической воды на Нововоронежской АЭС-2 применены башенные испарительные градирни с естественной тягой.

Горячая вода поступает в градирню через два входных канала, далее подается через четыре вертикальных водоподъемных канала к распределительному уровню.

Четыре вертикальных канала представляют соединительную конструкцию между водоподводящими каналами, расположенными под днищем бассейна градирни и водораспределительными каналами водораспределительного устройства.

Вертикальные каналы воспринимают нагрузку от водораспределительных каналов, присоединенных к ним, и используются в качестве опорной точки для железобетонных опорных конструкций.

В верхней части вертикальных каналов находятся электроприводные задвижки, предназначенные для подачи охлаждаемой воды в водораспределительные каналы и разделения оросителя на отдельные зоны.

Опорные конструкции

Внутренняя опорная конструкция состоит из опорной рамы с двумя несущими балками для оросительного устройства, водораспределительных труб и каплеуловителя.

Балки, на которых располагаются водораспределительные трубы, конструктивно представляют собой перфорированные балки, рас-

положенные друг от друга на расстоянии 2,4 метра. Балки в центральной зоне ориентированы перпендикулярно. В периферийных зонах они располагаются радиально. Внутренняя опорная конструкция выполнена из водонепроницаемых бетонных элементов.

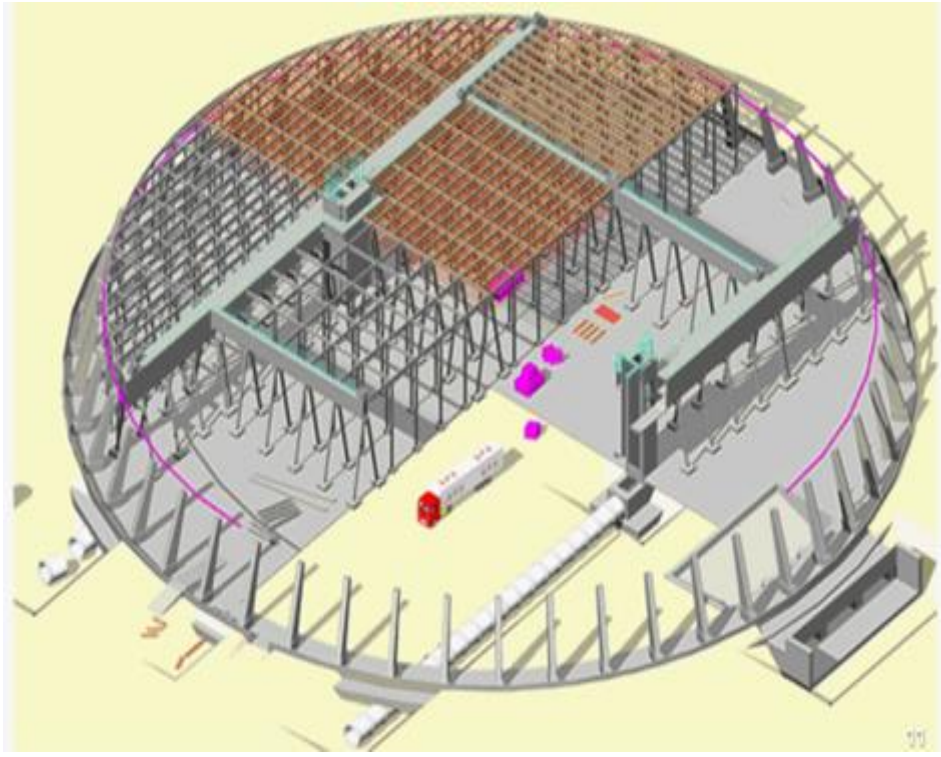


Рисунок 349. Опорные конструкции БИГ

Водораспределительные каналы

От вертикальных каналов охлаждаемая вода подается через горизонтальные водораспределительные каналы на водораспределительную систему. Трубы рассчитываются в соответствии с водопропускной способностью. Система по преимуществу работает без давления под действием силы тяжести и является самодренирующейся. Водораспределительные трубы изготавливаются из пластика, армированного волокном, и имеют условный диаметр 300/350. Заполнение сечения канала охлаждаемой водой управляется с помощью задвижек.

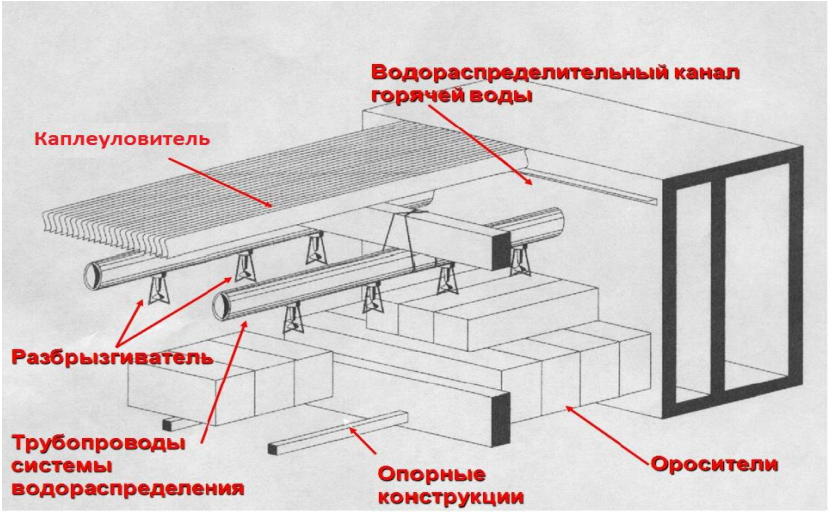


Рисунок 350. Водораспределительная система

Водораспределительные форсунки

Охлаждающая вода фактически распределяется по оросительному устройству с помощью двухступенчатых разбрызгивающих устройств, осуществляющих разбрызгивание сверху вниз. Проход воды из водораспределительной системы через орошающую трубу с отверстием конической формы (распылительным соплом) на специально предусмотренный корпус распыления осуществляется в два этапа. Благодаря этому струя воды расширяется до полного конуса и разбивается на отдельные капли.



Оросители

Оросительное устройство функционально предназначено для обеспечения эффективной тепломассопередачи между водой и воздухом. Оросительное устройство располагается над отверстиями воздухоприемника. В целом устройство состоит из отдельных сеток, имеющих форму пчелиных сот, которые составляют функциональные блоки. Блок состоит из трех налагаемых друг на друга слоев, каждый слой повернут к следующему на 90º. Устройство обеспечивает турбулентное прохождение воздуха, а его форма позволяет увеличить поверхность теплообмена между воздухом и водой.

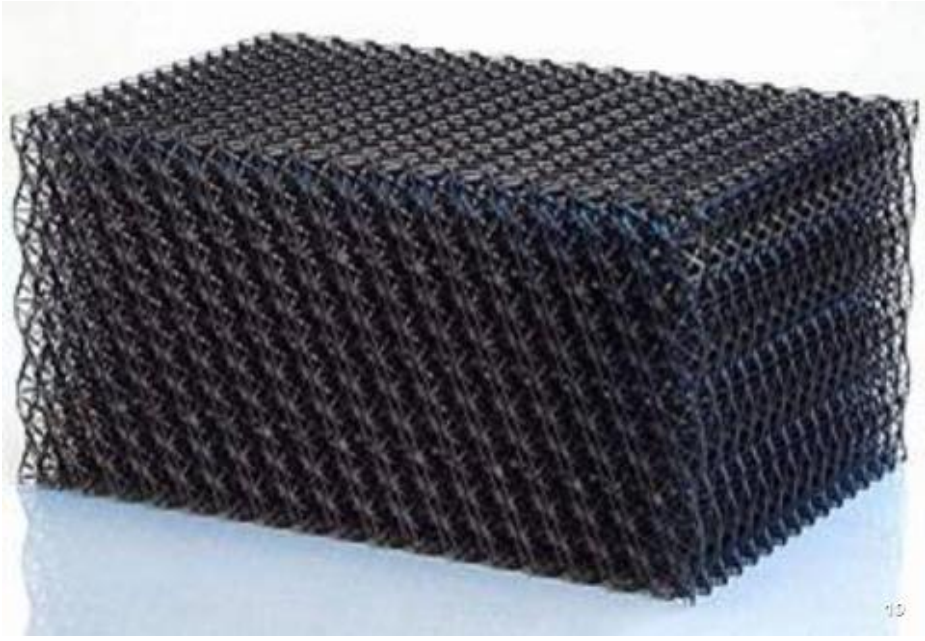


Рисунок 351. Вид оросительных решеток до эксплуатации

Каплеуловители

В процессе водораспределения капли воды увлекаются вверх потоком охлаждающего воздуха. Для минимизации выброса этих капель из градирни над системой водораспределения устанавливается каплеуловитель. Он опирается на верхнюю часть внутреннего железобетонного каркаса.

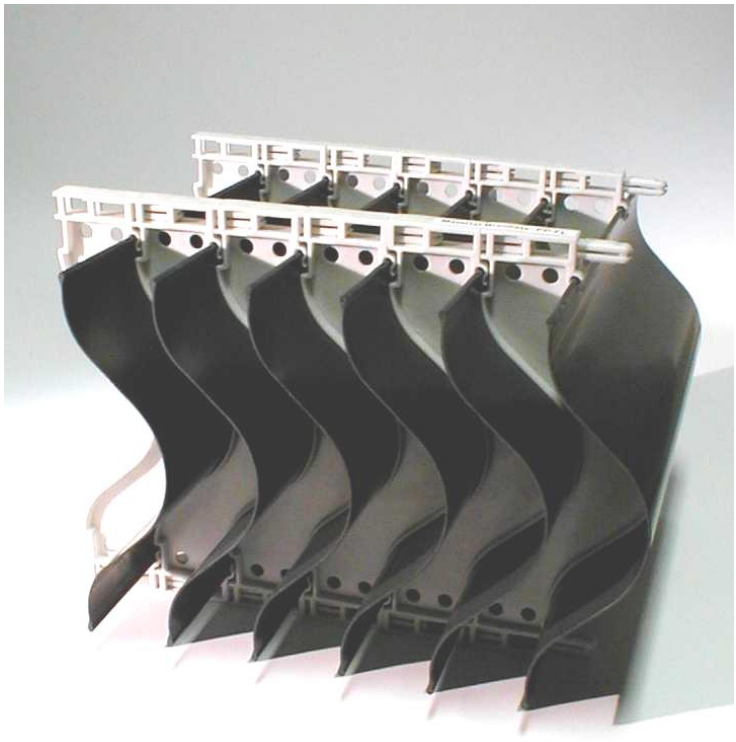


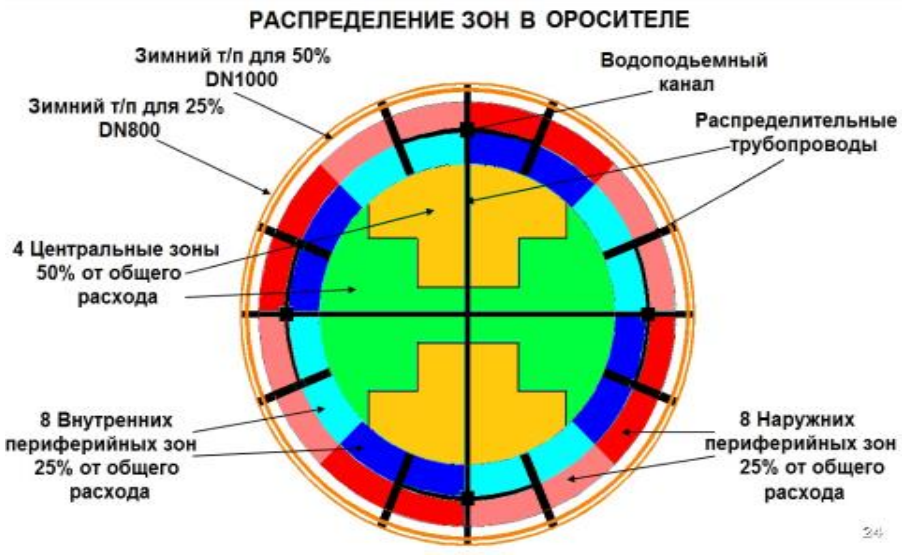


Рисунок 352. Каплеуловители из состава ЗИП

Работа градирни в зимнем режиме

Основное мероприятие по защите градирни от замерзания и поддержанию температуры охлаждающей воды в заданном диапазоне в зимний период –секторизация площади орошения на периферийную и центральную зоны. Смысл такой процедуры заключается в том, что, исключая из работы отдельные зоны градирни и направляя расход воды этих зон через автоматический байпас напрямую в водосборный бассейн градирни, повышается температура охлажденной воды в градирне в целом, и это препятствует появлению значительных участков обледенения. По мере понижения температуры окружающего воздуха и температуры охлажденной воды, отключаются сначала центральные зоны, при перераспределении их расхода на периферийные участки, а в случае необходимости затем отключаются периферийные зоны с подачей расхода воды этих зон напрямую через байпас в водосборный бассейн.

Также для зимних условий работы выполнены так называемые зимние трубы, которые спроектированы для 50% (DN1000) и 25% (DN800) производительности общего расхода воды. Зимние трубы представляют собой две кольцевые линии с проточками на нижней части, идущие по периферии градирни над воздухоприемником. Зимние трубы применяются как защита от замерзания для подогрева приточного воздуха закрытой водяной завесой, образуемой на воздухоприемнике и для дросселирования воздуха путем увеличения воздушного сопротивления. Это приводит к увеличению температуры охлаждающей воды.



Водосбросной бассейн

Водосборный бассейн холодной воды применяется для сбора повторно охлажденной воды.

К водосборному бассейну присоединен водоотводящий трубопровод, выполненный наклонно для обеспечения дренажа и оснащенный скребком для задерживания иловых отложений.

Для обеспечения возможности очистки и удаления отложений бассейн оснащен перемещаемой железобетонной рампой.

В бассейне имеются шесть отстойников, покрытых решетками.

Водосборный бассейн холодной воды выполняется из водонепроницаемого железобетона.

Оценка влияния градирен на окружающую среду

Основными факторами влияния градирен на окружающую среду при эксплуатации АЭС являются выбросы тепла и влаги.

Из анализа результатов расчетов следует, что выбросы тепла и влаги градирен НВ АЭС-2 не оказывают существенного влияния на микроклимат прилегающей к ним территории, поскольку среднегодовой прирост наземной температуры и удельной влажности воздуха в приземном слое атмосферы незначителен и существенно меньше среднегодовых значений и межгодовой изменчивости этих метеорологических элементов в районе площадки Нововоронежской АЭС-2.

13. ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРЫ MTU

На энергоблоках №№ 1, 2 Нововоронежской АЭС-2 проектантом приняты в качестве автономных источников электроэнергии в системах безопасности (СБ-1, 2, 3) дизель-генераторные станции MTU производства Германия с дизельным двигателем «Звезда-600ВС – MTU»

Дизельный двигатель обеспечивает автономную работу электростанции – без поддержки по электроэнергии от АЭС.

В режиме нормальной эксплуатации двигатель обеспечивает готовность дизель-генератора к автоматическому или автоматизированному пуску, приему нагрузки, необслуживаемой работе на мощности в течение заданного времени и дальнейшей работе по требованию.

Количество двигателей 20V 956 TB33 на энергоблоках №1,2 НВ АЭС-2:

- класса 2О – 4 шт.

- класса 4Н – 2 шт.

Изготовитель двигателей 20V 956 TB33 – МТУ Фридрихсхафен, Германия.

Таблица 18. Технические характеристики двигателя 20V 956 TB33

Модель двигателя	20V 956 TB33
Количество цилиндров	20
Номинальное число оборотов двигателя	1500 об/мин
Длительная мощность (способность к 10-процентной перегрузке)	6250 кВт
Предельная мощность	6875 кВт
Удельный расход топлива	225 г/кВт ч
Расположение цилиндров: V-образное	60 °
Диаметр цилиндра	230 мм
Ход поршня	230 мм
Рабочий объем цилиндра	9,56 л
Суммарный рабочий объем	191,1 л
Степень сжатия	12
Количество впускных клапанов на цилиндр	2
Количество выпускных клапанов на цилиндр	2

Количество турбонагнетателей ОГ (низкое давление)	5
Количество турбонагнетателей ОГ (высокое давление)	5
Количество охладителей наддувочного воздуха (низкое давление)	5
Количество охладителей наддувочного воздуха (высокое давление)	2
Заправочные объемы и емкости	
Хладагент двигателя, на двигателе (без охладителя)	700 л
Хладагент наддувочного воздуха, на двигателе	270 л
Топливо в двигателе	28 л
Моторное масло, общее количество при первой заправке	1030 л
Количество масла при замене, макс.	940 л
Количество масла в масляном поддоне, отметка "мин."	650 л
Количество масла в масляном поддоне, отметка "макс."	850 л
Масса двигателя	
Масса двигателя в незаправленном состоянии (сухая)	20900 кг

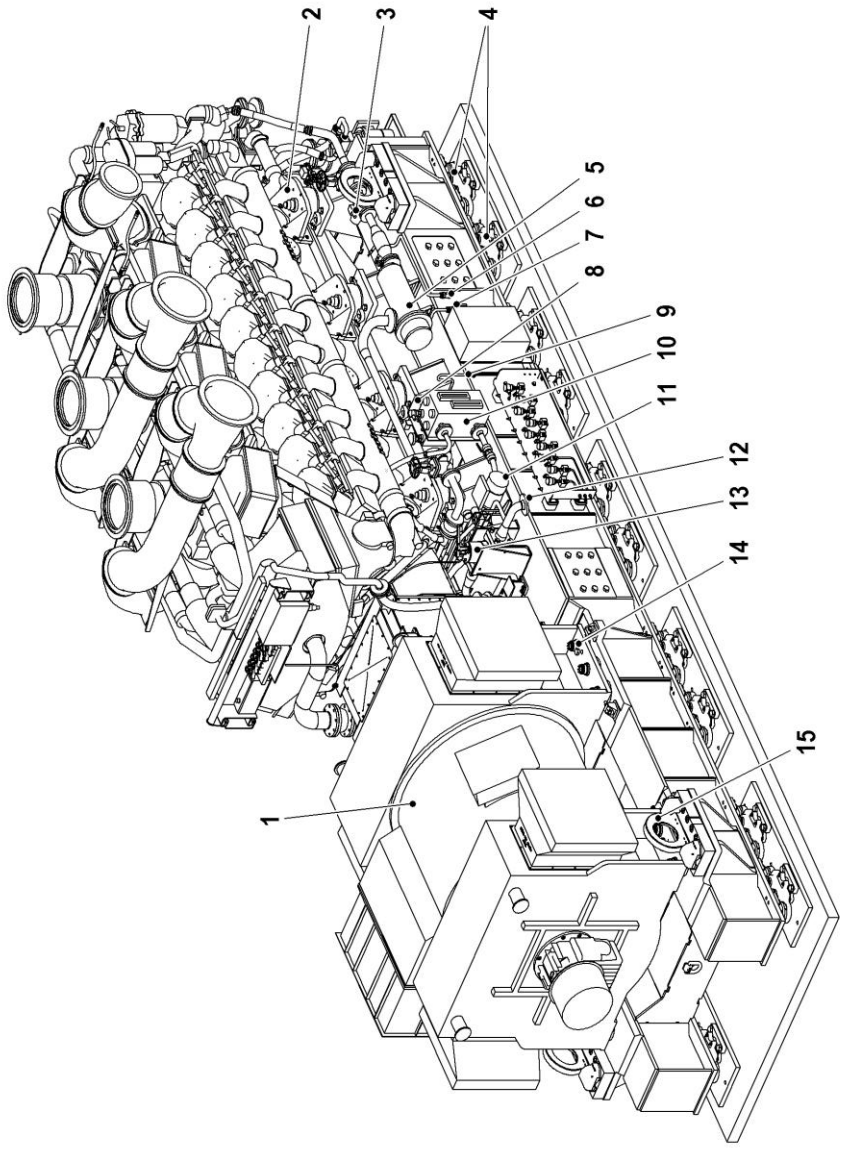


Рисунок 353. Общий вид дизель-генератора: 1. Генератор; 2. Опоры двигателя; 3. Циркуляционный насос хладагента; 4. Опоры фундаментной рамы; 5. Устройство предпускового подогрева охлаждающей жидкости двигателя; 6. Соединение для выпуска охлаждающей жидкости двигателя; 7. Соединение для выпуска и заполнения охлаждающей жидкости двигателя; 8. Бак; 9. Соединение для слива конденсата; 10. Масляный бак; 11. Насос предпусковой смазки; 12. Соединение для пускового воздуха; 13. Главный пусковой клапан; 14. Опоры генератора; 15. Подвесная скоба

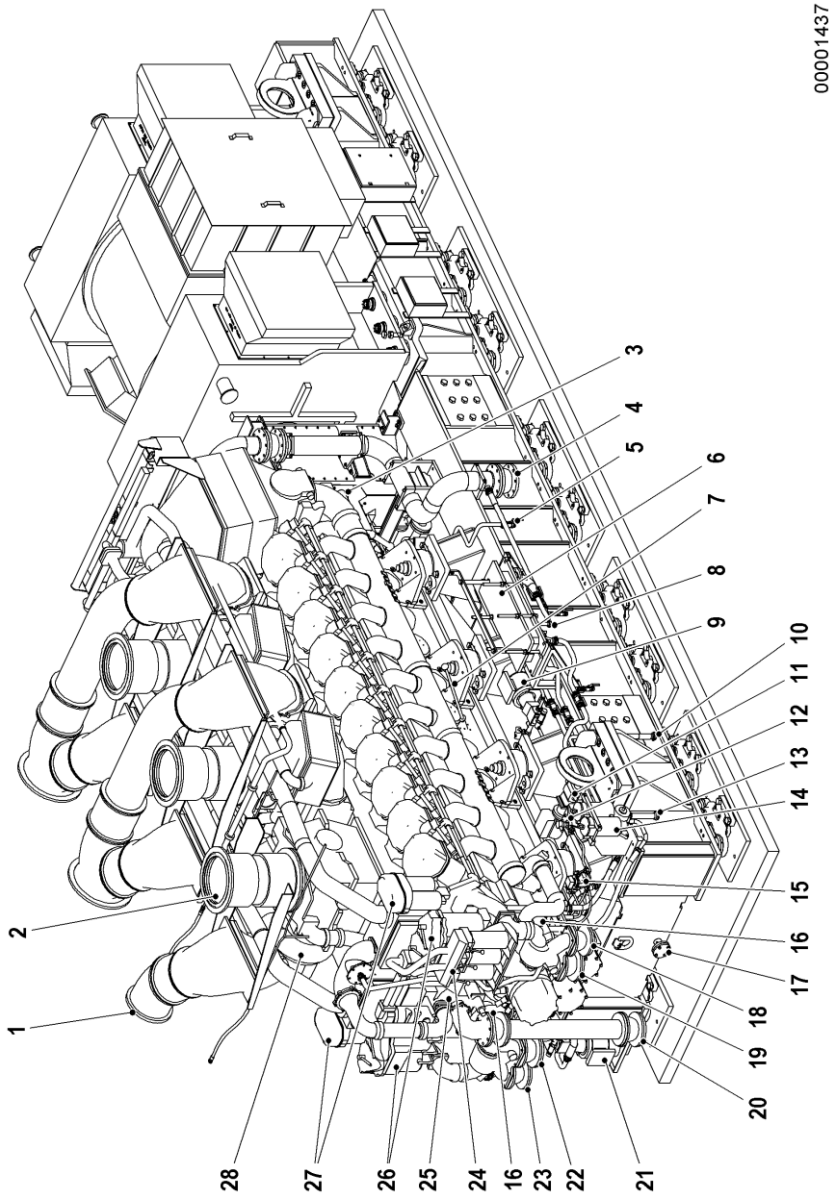
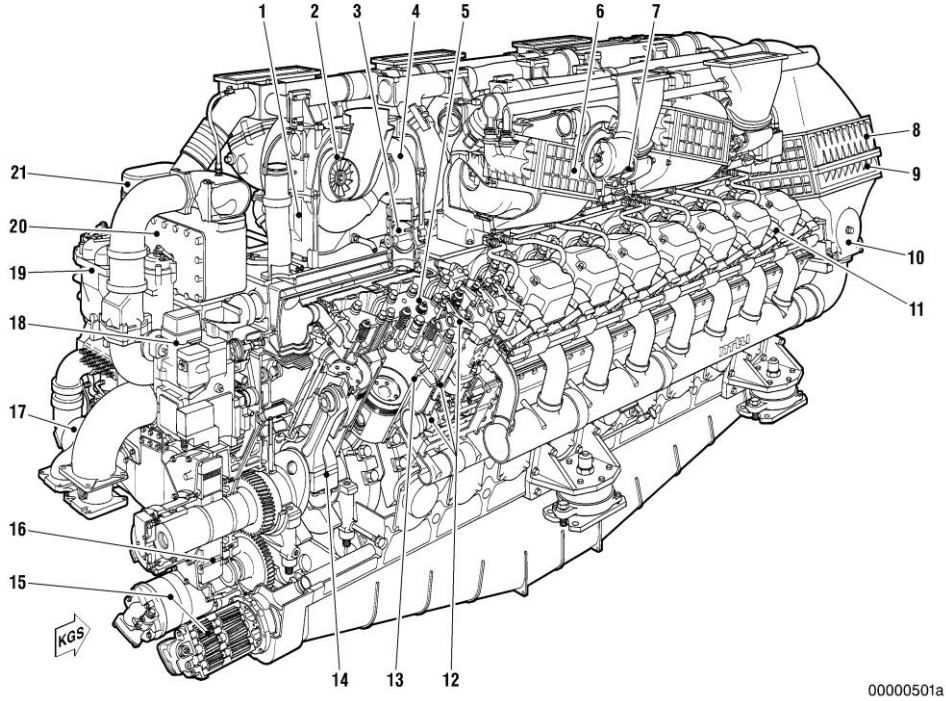


Рисунок 354. Общий вид двигателя: 1. Соединение для входа воздуха для сгорания; 2. Соединение для выхода ОГ; 3. Соединение для слива конденсата из охладителя наддувочного воздуха; 4. Соединение для обратного слива охлаждающей жидкости наддувочного воздуха; 5. Соединение для заполнения и выпуска моторного масла; 6. Топливный теплообменник; 7. Щуп для определения уровня масла; 8. Соединение для подачи мотор-

ного масла из бака; 9. Топливоподкачивающий насос; 10. Соединение для обратного слива топлива; 11. Насос доливки масла; 12. Топливный бак; 13. Соединение для подачи топлива; 14. Топливный фильтр грубой очистки; 15. Топливный бак; 16. Насос хладагента двигателя; 17. Точка слива на маслоотстойнике; 18. Соединение для подвода охлаждающей жидкости двигателя; 19. Соединение для слива охлаждающей жидкости двигателя; 20. Соединение для подвода охлаждающей жидкости наддувочного воздуха; 21. Насос откачки и заправки масла; 22. Соединение для подвода охлаждающей жидкости двигателя; 23. Соединение для слива охлаждающей жидкости двигателя; 24. Фильтр масла для охлаждения поршней; 25. Насос хладагента наддувочного воздуха; 26. Фильтр моторного масла; 27. Топливный фильтр; 28. Турбонагнетатель ОГ



1. Несущий корпус; 2. Турбонагнетатель ОГ низкого давления; 3. Заслонка ОГ; 4. Турбонагнетатель ОГ высокого давления; 5. Головка цилиндра; 6. Охладитель наддувочного воздуха низкого давления; 7. Воздушная заслонка; 8. Охладитель наддувочного воздуха высокого давления; 9. Подогреватель наддувочного воздуха; 10. Быстродействующая аварийная воздушная заслонка; 11. ТНВД 12. Механизм клапанного газораспределения; 13. Гильза цилиндра; 14. Кривошипно-шатунный механизм; 15. Масляный насос; 16. Амортизатор; 17. Термостат хладагента; 18. Исполнительный орган регулятора; 19. Фильтр моторного масла; 20. Теплообменник моторного масла; 21. Топливный фильтр

Обозначение сторон двигателя и цилиндров

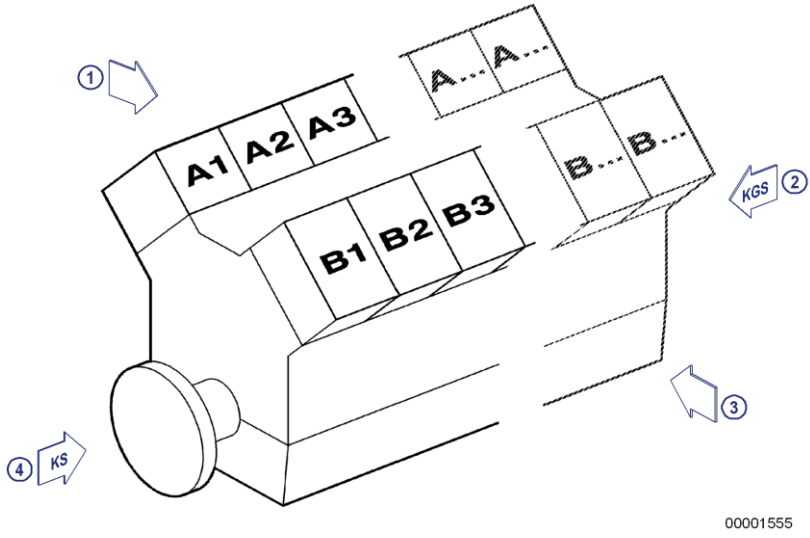
Для правильного определения сторон двигателя нужно смотреть со стороны торца с устройством отбора мощности (KS).

Используется следующее обозначение цилиндров:

цилиндры с левой стороны двигателя имеют буквенное обозначение "A", а цилиндры с правой стороны – "B".

Каждый ряд цилиндров имеет сквозную нумерацию, начиная от первого цилиндра (№ 1) со стороны KS двигателя.

Сквозная нумерация других узлов также начинается с номера один со стороны KS двигателя.



Техническое обслуживание

Система технического обслуживани**я** дизельных двигателей 20V 956 TB33 производится в соответствии с матрицей технического обслуживания завода-изготовителя двигателей и соотносится со сроками проведения планово-предупредительных ремонтов энергоблоков №1,2 НВ АЭС-2.

Интервалы проведения работ по техническому обслуживанию указаны в моточасах и предельных значениях времени. Действует предел, который поступает первым.

Техническое обслуживание в зависимости от сложности работ и квалификации персонала подразделяется на:

QL1: Контроль работы и работы по техническому обслуживанию, проводимые без разборки двигателя во время перерывов в работе.

QL2: Замена блоков и узлов (только для исправления).

QL3: Работы по техническому обслуживанию, требующие частичной разборки двигателя.

QL4: Работы по техническому обслуживанию, требующие полной разборки двигателя.

На данный момент, в соответствии с Матрицей ТО, на двигателях, в зависимости от сроков эксплуатации, проводились работы уровня сложности QL-1 и QL-2, а именно – очистка и замена фильтрующих элементов топливной, масляной и воздушной систем. А так же проверка настройки и настройка воздухораспределителей системы пуска.

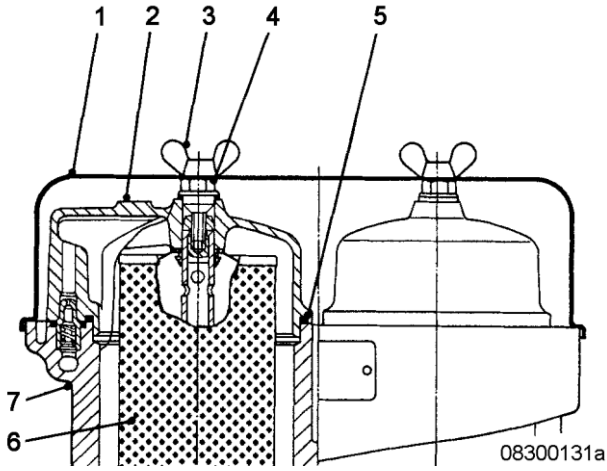


Рисунок 355. Замена топливного фильтра

1. Отключить заменяемый сменный фильтр.
2. Вывинтить барашковый винт (3) и снять кожух (1).
3. Вывинтить винт (4) и снять крышку (2).
4. Снять кольцо круглого сечения (5).
5. Вынуть сменный фильтр (6).
6. Очистить корпус фильтра (7).
7. В корпус фильтра (7) вставить новый сменный фильтр (6).
8. В паз крышки (2) вставить новое кольцо круглого сечения (5).

9. Навинтить крышку (2) винтом (4) на корпус фильтра (7).
10. Прокрутить трехходовой кран в стандартно положение.
11. Таким же образом заменить остальные топливные фильтры.
12. Навинтить кожух (1) барашковым винтом на корпус фильтра (7).
13. Удалить воздух из топливной системы

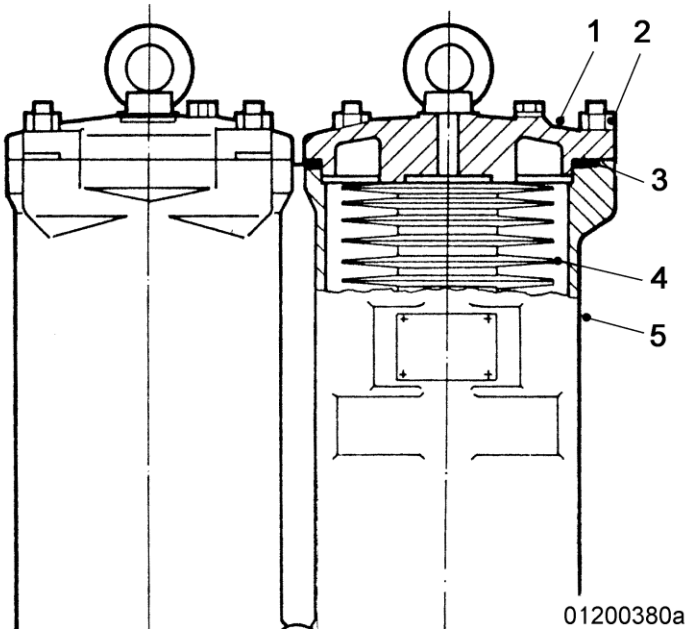


Рисунок 356. Топливный фильтр грубой очистки.

Очистка:

1. Опорожнять топливный фильтр грубой очистки.
2. Вывинтить гайки (2), снять крышку (1) и уплотнение (3).
3. Вынуть из стакана фильтра (5) фильтрующий элемент (4).
4. Фильтрующий элемент промыть в чистом топливе и дать ему стекать.
5. Следить за тем, чтобы грязь не попала во внутрь фильтрующего элемента.
6. Стакан фильтра промыть топливом.
7. Фильтр собрать с новым уплотнением.
8. Удалить воздух из топливного фильтра грубой очистки.
9. Очистку второго фильтра выполнить аналогичным образом.

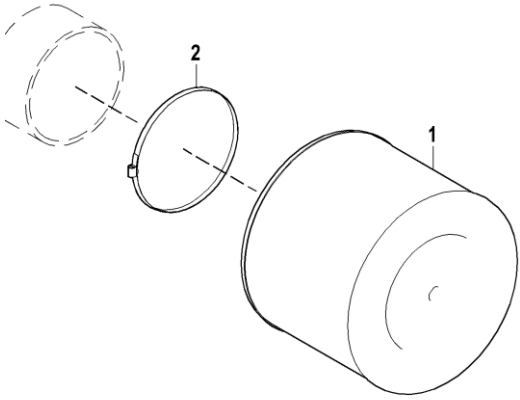


Рисунок 357. Воздушный фильтр: демонтаж и монтаж

1. Отвинтить хомут (2) воздушного фильтра (1).
2. Снять воздушный фильтр (1) и хомут (2) с соединитель- ного фланца.
3. Соединительный фланец очистить, проверить свободный проход.
4. Надеть на соединительный фланец воздушный фильтр (1) и хомут (2).
5. Винт хомута (2) крепко затянуть с моментом затяжки 5 Нм.
6. Замену остальных воздушных фильтров выполнить аналогичным образом.

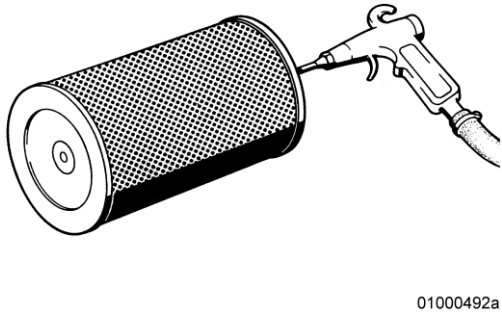


Рисунок 358. Воздушный фильтр: очистка

Внимание:

Выполнять только сухую очистку бумажного фильтра.

1. Демонтировать воздушный фильтр.
2. Удалить большие загрязнения.
3. Фильтр продувать изнутри и снаружи сжатым воздухом (макс. 5 бар) до прекращения появления пыли.
4. Сильно загрязненный фильтр заменить.
5. Очищенный фильтр проверить на наличие повреждение, для этого осветить его ручной лампой.
6. Поврежденный фильтр заменить.
7. Смонтировать воздушный фильтр.

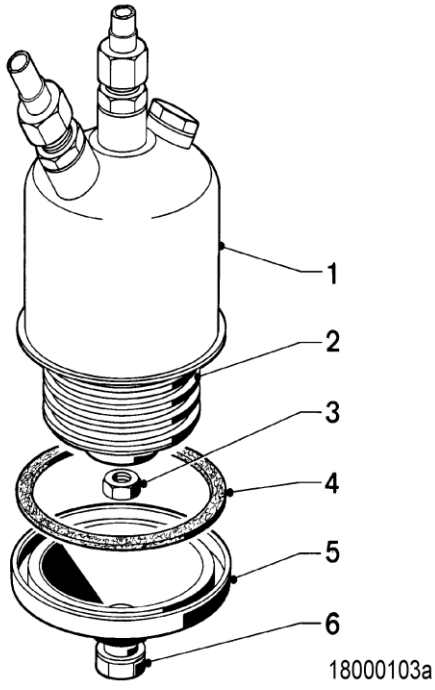


Рисунок 359. Дисковый фильтр масла

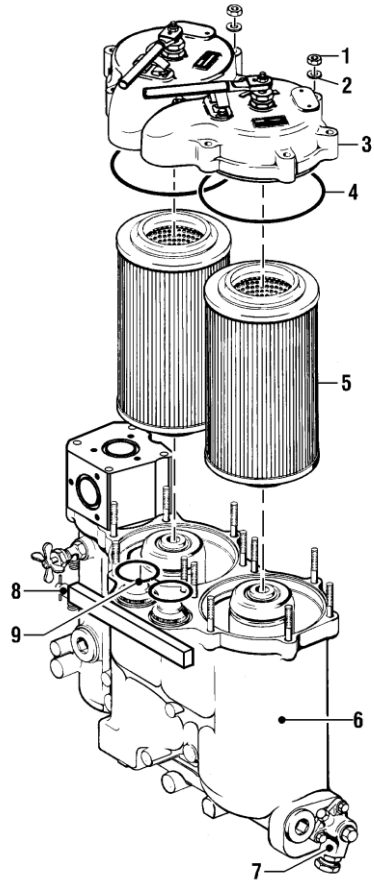
Очистка:

1. Вывинтить винт (6).
2. Снять крышку (5) и уплотнительное кольцо (4).
3. Отвернуть гайку (3).

4. Вынуть комплект сетчатых дисков (2).
5. Закрыть сторону очищенного масла с обеих сторон комплекта сетчатых дисков.
6. Промыть комплект сетчатых дисков (2) с использованием растворяющего очистителя.
7. Изнутри продуть комплект сетчатых дисков (2) сжатым воздухом, так, чтобы воздух выходил наружу.
8. Очистить стакан фильтра (1).
9. Монтаж дискового фильтра выполняется в обратной последовательности, при этом следует учитывать следующие указания:

9.1. Установить новое уплотнительное кольцо (4).

9.2. Выполнить затяжку винта (6) динамометрическим ключом с предписанным моментом затяжки.



Замена комплекта сетчатых дисков

1. Вывинтить винт (6).
2. Снять крышку (5) и уплотнительное кольцо (4).
3. Отвернуть гайку (3).
4. Вынуть комплект сетчатых дисков (2).
5. Очистить дисковый фильтр.
6. Монтаж дискового фильтра выполняется в обратной последовательности, при этом следует учитывать следующие указания:

- установить новое уплотнительное кольцо (4);
- установить новый комплект сетчатых дисков (2).
- выполнить затяжку винта (6) динамометрическим ключом с предписанным моментом затяжки.

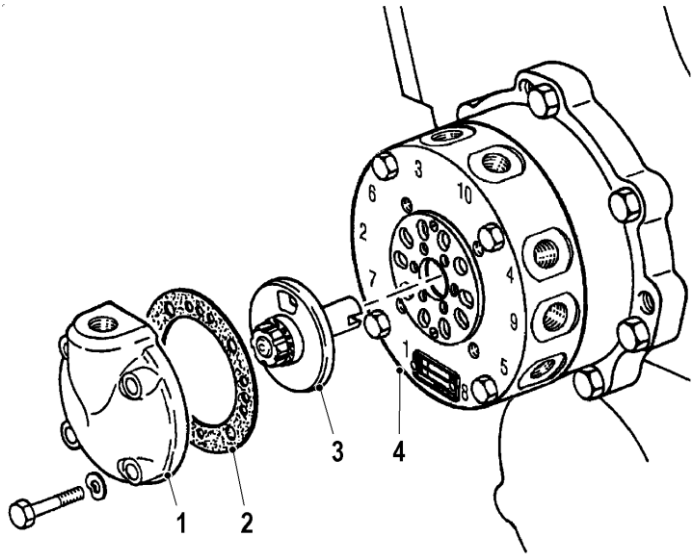


Рисунок 360. Фильтр моторного масла

Замена

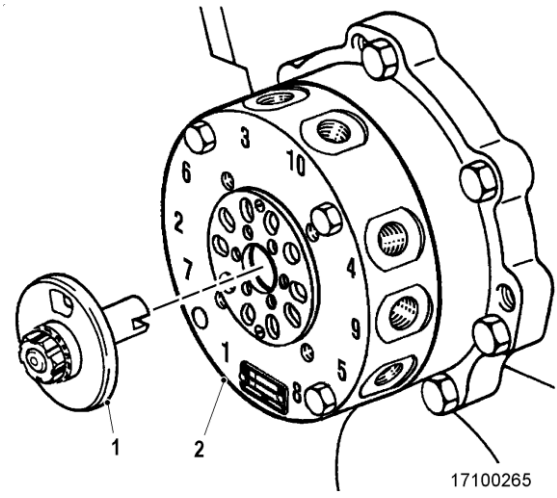
1. Слить масло через сливной клапан (7) и сливной кран (8) в подходящую для этого емкость.
2. Открутить гайки (1) с шайбами (2).

3. Снять крышку фильтра (3).
4. Вынуть фильтрующие элементы (5).
5. Вставить новые фильтрующие элементы (5).
6. Смазать кольца круглого сечения (4) и (9) моторным маслом и вставить.
7. Надеть крышку фильтра (3).
8. Накрутить гайки (1) с шайбами (2) и затянуть диагонально.
9. Проверить уровень масла

Распределитель сжатого воздуха: проверка и регулировка.

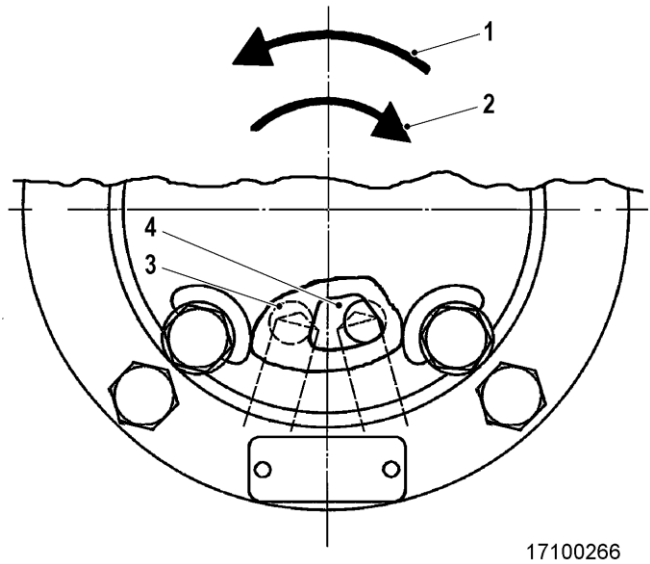
Проверка:

1. Установить приспособление для проворачивания двигателя.
2. Демонтировать трубопровод пускового воздуха с крышки (1).
3. Демонтировать крышку (1) и снять уплотнение (2).
4. Демонтировать распределительный диск с распределительным валом (3).
5. Все детали очистить и сушить сжатым воздухом.



Проверка состояния

1. Проверить уплотнительную поверхность на распределительном диске (1) и корпусе распределителя (2) на следы износа и риски.
2. Распределительный вал смазать моторным маслом в районе распределительного диска (1).
3. Смонтировать распределительный диск (1).



Проверка настройки

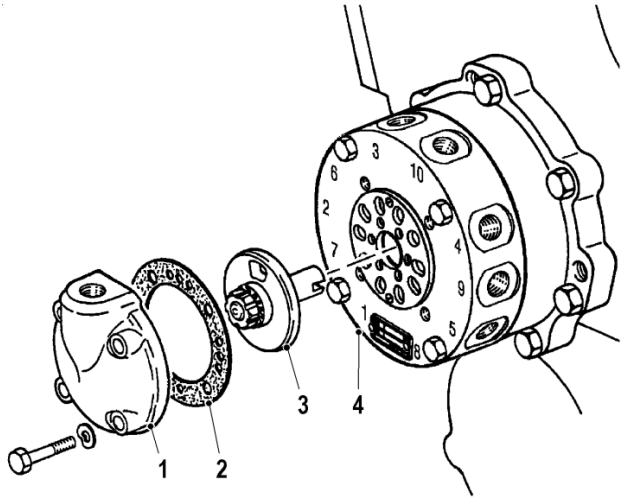
1. Направление вращения распределительного диска для регулировки.
2. Направление вращения распределительного вала.
3. Отверстие для цилиндра A1/B1.
4. Отверстие распределительного диска.

1. Для настройки распределителя сжатого воздуха на левой стороне привести поршень цилиндра A1 в положение 2° коленчатого вала после ВМТ(начало рабочего цикла), поворачивая коленчатый вал в направление вращения двигателя.

Результат: Отверстие распределительного диска (4) только что касается отверстия для цилиндра A1 (3).

2. Для настройки распределителя сжатого воздуха на правой стороне привести поршень цилиндра B1 в положение 2° коленчатого вала после ВМТ (начало рабочего цикла), поворачивая коленчатый вал в направлении вращения двигателя.

Результат: Отверстие распределительного диска (4) только что касается отверстия для цилиндра B1 (3).



Настройка

1. Перед настройкой освободить стопорную шайбу и гайку на распределительном диске.
2. Повернуть распределительный диск на конусе вала в направлении, противоположное направлению вращения распределительного вала (2) до тех пор, пока отверстие распределительного диска (4) перекрывает отверстие для цилиндра 1 (3) в корпусе распределителя и только что касается отверстия (3).
3. Выполнить затяжку гайки на распределительном диске динамометрическим ключом с предписанным моментом затяжки.
4. Распределительный диск демонтировать и зажать в тисках (с мягкими губками).
5. Выполнить затяжку гайки динамометрическим ключом с предписанным моментом затяжки.
6. Гайку стопорить стопорной шайбой и смонтировать распределительный диск.
7. Проверить настройку.
8. Крышку (1) смонтировать с новым уплотнением (2).
9. Затяжку винтов выполнять равномерно крест-накрест.
10. Установить трубопровод пускового воздуха на крышке.
11. Демонтировать приспособление прокручивания двигателя.

14. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ТОИР ОБОРУДОВАНИЯ

14.1. Качество работ по ТОиР.

Любая терминология, оценивая слово «качество», приходит к четкому пониманию: качество – свойство соответствовать заданному эталону или заданным параметрам (свойствам).

На АЭС Концерна Росэнергоатом обеспечение качества осуществляется путем ввода и реализации программ обеспечения качества (ПОКАС).

ПОКАС существуют на всех этапах жизнедеятельности Концерна Росэнергоатом:

- ПОКАС при эксплуатации оборудования энергоблоков НВАЭС;
- ПОКАС при модернизации оборудования энергоблоков НВАЭС;
- ПОКАС при снятии блоков с эксплуатации и т. д.

Обеспечение качества при выполнении работ по ТОиР является одной из важнейших задач в свете обеспечения надежной и безопасной эксплуатации оборудования АЭС.

Основными составляющими системы обеспечения качества при выполнении работ по ТОиР оборудования АЭС являются:

- качество персонала – исполнителя работ по ТОиР – это соответствие уровня квалификации персонала, его знаний и навыков в области ТОиР, включая конкретную подготовку к выполнению конкретных работ;
- качество материалов – это соответствие используемых при ремонте материалов и запасных частей требованиям проектной (заводской) документации; для подтверждения качества материалов и ЗИП на АЭС применяется система входного контроля, а также система поузлового (поэтапного) контроля ремонта независимыми контролерами, проверяющими и подтверждающими наличие и результаты входного контроля;
- качество используемого инструмента и оснастки – это соответствие используемых при ТОиР инструментов и оснастки проектной документации, обеспечение их качества метрологической поверкой или другими видами контроля;

- качество документации – соответствие технологической ремонтной документации требованиям заводской документации в части ТОиР, а также требованиям норм и правил в области атомной энергетики (ОАЭ), нормативным и руководящим отраслевым документам;
- качество процедур – это полнота и достаточность требований технологической ремонтной документации на предмет оценки этапов ремонта независимыми контролерами, фиксации результатов этого контроля.

Для обеспечения качества ремонта оборудования АС существует набор руководящих документов отраслевого уровня качества работ по ТОиР.

Это следующие документы:

СТО 1.1.1.01.0678 – Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций;

СТО 1.1.1.01.002.1710 – Обеспечение качества при ремонте систем и оборудования атомных станций;

ПРГ-1.2.2.15.999.0075 – Общая программа обеспечения качества эксплуатирующей организации АО «Концерн Росэнергоатом»;

ПО 1.1.3.18.1442 – Контроль качества ремонта энергоблоков атомной станции.

РД ЭО 1.1.2.01.0573 – Проведение проверок выполнения программ обеспечения качества АО «Концерн Росэнергоатом» и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации.

Обеспечение качества ремонта оборудования АС определяют в частных программах обеспечения качества (ПРГ-1.2.2.15.999.0075), разрабатываемых АС и организациями, выполняющими работы и предоставляющими услуги при осуществлении лицензируемого вида деятельности.

Необходимо осуществлять самоконтроль действий, связанных или влияющих на качество ремонта оборудования АС, на всех уровнях – от производственного рабочего АС (подрядной организации) до сотрудника ЦА Концерна.

Обеспечение качества при ремонте АС должно включать следующие основные мероприятия:

1) входной контроль материалов, комплектующих и запасных частей, применяемых для ремонта оборудования, выполняемый в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.01.0931;
2) контроль аттестации сварщиков и контролеров;
3) назначение исполнителей работ требуемой квалификации;
4) технологическую подготовку работ;
5) выполнение работ в строгом соответствии с технологической документацией;
7) установление режимов поддержания на рабочих местах чистоты и порядка, своевременное удаление отходов, удаление выбракованных деталей и принятие других мер, исключающих их повторное использование;
8) контроль применения типа прокладочного материала и его срока службы при выполнении ремонтных работ в соответствии с требованиями конструкторской и ремонтной документации с записью результатов обхода рабочих мест;
9) назначение персонально ответственных лиц (из числа подразделений-владельцев оборудования, подразделений-исполнителей работ, прочих подразделений) за технологическое сопровождение работ по ремонту (включая контроль выполнения) на основном оборудовании, выполняемых как собственным ремонтным персоналом АС, так и персоналом подрядных организаций;
10) реализацию специальных организационно-технических мероприятий при выполнении работ на вскрытом оборудовании, предотвращающих попадание посторонних предметов (загрязнений) во внутренние полости оборудования и обеспечивающих надлежащую чистоту;
11) контроль составных частей оборудования, подвергаемого ремонту в мастерских АС и сторонних организаций;
12) операционный контроль качества работ;
13) приемочный контроль оборудования после ремонта;
14) послеремонтную проверку (испытания) оборудования и систем при пуске, а также на рабочих и испытательных режимах;
15) оценку качества выполненных работ.

После окончания ремонта системы и оборудование АС должны быть приведены в проектное состояние, для чего на АС следует организовать учет установки и снятия всех временных раскреплений трубопроводов, опор, блокираторов на предохранительной арматуре.

Порядок организации контроля качества ремонта после окончания планового ремонта энергоблока приведен в ПО 1.1.3.18.1442.

На АС после окончания планового ремонта энергоблока должны быть проведены комиссионные проверки качества ремонта энергоблока.

14.2. Обеспечение безопасности персонала при производстве работ по ТОиР оборудования АС

Безопасность является наивысшим приоритетом в деятельности Концерна «Росэнергоатом». Безопасность персонала является приоритетной задачей для руководителей любого уровня как на самих объектах – атомных станциях, так и в организациях осуществляющих обеспечение выделенных на аутсортинг функций для филиалов Концерна.

Атомная станция, как промышленный объект, создает определенные риски для деятельности человека, исходя из опасных и вредных производственных факторов, свойственных именно данному производству:

- радиационное воздействие,
- производственный шум, вибрация,
- горячие поверхности оборудования,
- перепады высот,
- движущиеся предметы...

Это неполный список факторов, воздействие которых на человека может привести к ухудшению состояния здоровья или к несчастному случаю.

Безопасность работы человека на АЭС – работника АЭС или любой подрядной организации обеспечивается строгим выполнением требований правил и руководящих документов, которые будут перечислены ниже.

Фундаментальные требования таковы:

- работник не должен иметь противопоказаний по здоровью для выполнения должностных обязанностей;
- работник должен быть обучен;
- работник должен знать вредные и опасные производственные факторы и методы защиты от них;
- работник должен поддерживать уровень знаний в области безопасности;
- работник должен быть защищен специальной одеждой и средствами индивидуальной защиты (СИЗ);
- работник должен правильно распределять время работы и отдыха.

Ниже приведен перечень нормативных документов по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) (Приложение 1). В перечне немало документов, которые содержат требования по обеспечению безопасного выполнения работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ремонт систем и оборудования АЭС является важнейшей составляющей деятельности «Концерна Росэнергоатом», направленной на обеспечение надежной и эффективной эксплуатации энергоблоков в межремонтный период.

Основные резервы для выполнения заданий по выработке тепловой и электрической энергии и обеспечения конкурентоспособности атомной генерации находятся в области оптимизации ремонта.

Стратегия развития ремонтного производства предусматривает снижение непроизводительных затрат, повышение технического уровня и эффективности технического обслуживания и ремонта при безусловном обеспечении требований по ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности.

Целью стратегии ремонтного производства, принятой в Концерне, является поддержание работоспособности систем и оборудования АЭС для обеспечения безопасной, надежной и экономичной эксплуатации атомных станций согласно нормам и правилам, действующим в атомной энергетике.

В соответствии с принятой Концерном концепцией и техническими документами МАГАТЭ организация ремонта оборудования АЭС базируется на проведении планового (регламентированного) ремонта и ремонта по техническому состоянию оборудования.

С целью повышения качества перспективного планирования ТОиР в Концерне разработан перспективный график ремонтов энергоблоков на период до 2027 года.

В данной книге мы постарались донести до читателя информацию об опыте эксплуатации, а конкретнее, об опыте технического обслуживания и ремонта тепломеханического оборудования первого промышленного блока серии ВВЭР-1200 за период с 2016 по 2021 год его работы. Этот опыт сегодня позволяет качественно и надежно ремонтировать большую часть тепломеханического оборудования блока. Благодаря этому опыту специалисты НВ АЭС выявили наиболее «несовершенные» места в эксплуатации блока, сформировали программу модернизации и замены части оборудования и систем с целью повышения их работоспособности и надежности. Реализация этой программы, а также комплексной программы приведения сроков ремонта блоков ВВЭР-1200 к проектному, уже идет. Окончательно её реализация должна быть завершена к концу 2025года. В то же время постоянно идет совершенствование ре-

монтных технологий, внедрение новой ремонтной оснастки, более надежных и совершенных материалов. Этот процесс будет продолжаться постоянно, и мы можем с уверенностью сказать, что через 5-7 лет дальнейшей эксплуатации нам будет что рассказать Вам, уважаемый читатель. Скорее всего, это повествование будет продолжено в следующей книге и, наверное, уже коллективом других авторов.

А мы, члены коллектива, создавшего эту книгу, под руководством ЗГИ по ремонту Терехова Дмитрия Владимировича, в составе:

Бабушкин Евгений Алексеевич

Пономарев Николай Анатольевич

Воротников Виталий Алексеевич

Пчельников Андрей Геннадьевич

Меремьянин Владимир Юльевич

Киселев Алексей Михайлович

Новиков Михаил Вениаминович

Аллилуев Артем Олегович

Пожилых Дмитрий Иванович

Осминин Дмитрий Викторович

Иванов Михаил Игоревич

Щербаков Юрий Александрович

Усачева Ольга Петровна

постарались донести до Вас те особенности оборудования нового блока, связанные с его техническим обслуживанием и ремонтом, которые очевидны, достаточно изучены и легли в основу организационных и технологических документов, используемых ремонтниками в своей повседневной работе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Основные нормативные документы по ТОиР

НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций

НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций

НП-010-16 Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций

НП-017-18 Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции

НП-043-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии

НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии

НП-045-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии

НП-046-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов для объектов использования атомной энергии

НП-068-05 Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования

НП-084-15 Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций

НП-089-15 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

НП-090-11 Требования к программам обеспечения качества для объектов использования атомной энергии

НП-096-15 Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения

НП-071-18 Правила оценки соответствия продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии, а также процессов её проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации и захоронения

НП-104-18 Сварка и наплавка оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

НП-105-18 Правила контроля металла оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок при изготовлении и монтаже

ГОСТ 2.102-2013 Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов

ГОСТ 2.106-2019 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 2.109-73 Единая система конструкторской документации. Основные требования к чертежам

ГОСТ 2.601-2019 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 2.610-2019 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов

ГОСТ 2.611-2011 Единая система конструкторской документации. Электронный каталог изделий. Общие положения

ГОСТ 2.701-2008 Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения

ГОСТ Р 27.601-2011 Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание и его обеспечение

ГОСТ Р 27.606-2013 Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность

ОСТ 108.004.10-86 Программа контроля качества изделий атомной энергетики

Правила организации работы с персоналом на атомных станциях

Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов

СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 Положение о годовых отчётах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций

СТО 1.1.1.01.007.0281-2010 Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций

СТО 1.1.1.01.002.0327-2018 Продление срока эксплуатации блока атомной станции

СТО 1.1.1.04.003.0542-2019 Организация и проведение модернизации систем и оборудования атомных станций

СТО 1.1.1.01.002.0646-2012 Анализ и использование опыта эксплуатации атомных станций. Основные положения

СТО 1.1.1.02.001.0673-2017 Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций АО «Концерн Росэнергоатом»

СТО 1.1.1.01.0678-2015 Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций

СТО 1.1.1.01.003.1073-2015 Ремонтная документация. Регламент технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций. Правила построения, изложения, оформления, согласования, утверждения и регистрации

СТО 1.1.1.01.003.1074-2015 Ремонтная документация. Технологическая документация на ремонт оборудования атомных станций. Правила построения, изложения, оформления, согласования, утверждения и регистрации

СТО 1.1.1.01.003.1075-2019 Ремонтная документация. Технические условия на ремонт оборудования атомных станций. Правила

построения, изложения, оформления, согласования, утверждения и регистрации

СТО 1.1.1.03.004.1179-2016 Организация работ со вскрытием оборудования атомных станций. Правила

СТО 1.1.1.01.003.1340-2017 Разработка, оформление и учет решений (технических решений). Общие требования

СТО 1.1.1.03.004.1405-2019 Организация предэксплуатационного и эксплуатационного контроля металла оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций

СТО 1.1.1.02.009.1407-2017 Эксплуатация зданий и сооружений атомных станций. Основные положения

СТО 1.1.1.01.002.1664-2019 Управление ремонтной кампанией атомных станций

СТО 1.1.1.01.002.1710-2020 Обеспечение качества при ремонте систем и оборудования атомных станций

РД ЭО 1.1.2.01.0075-2015 Страховой запас оборудования, узлов и запасных частей для проведения неплановых ремонтных работ на атомных станциях. Положение

СТО 1.1.1.01.002.1726-2020 Периодичность и нормативная продолжительность останова для ремонта энергоблоков атомных станций)

РД ЭО 1.1.2.01.0163-2016 Организация расследования значимых для безопасности и надежности событий на атомных станциях АО «Концерн Росэнергоатом». Положение

СТО 1.1.1.01.003.1715-2020) Исполнительные документы ремонтных работ с применением сварки. Виды и требования к содержанию и оформлению

РД ЭО 1.1.2.01.0308-2015 Порядок сбора, обработки, хранения и передачи информации об отказах и повреждениях оборудования атомных станций. Положение

РД ЭО 1.1.2.01.0331-2017 Передача оперативной информации о работе атомных станций. Положение

РД ЭО 1.1.2.03.0537-2011 Правила организации технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики на атомных станциях

РД ЭО 1.1.2.01.0573-2019 Проведение проверок выполнения программ обеспечения качества АО «Концерн Росэнергоатом» и орга-

низаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации. Положение

РД ЭО 1.1.2.01.0623-2015 Ремонтный обменный фонд оборудования, узлов и запасных частей. Положение

РД ЭО 0648-2005 Положение о техническом диагностировании электроприводной трубопроводной промышленной арматуры на энергоблоках атомных станций

РД ЭО 1.1.2.01.0769-2014 Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.09.0772-2012 Методика оценки технического состояния и ресурсных характеристик систем и средств противопожарной защиты энергоблоков атомных станций

РД ЭО 1.1.2.01.0803-2015 Распределение обязанностей при взаимодействии с подрядными организациями в период ремонта систем и оборудования атомных станций. Положение

РД ЭО 1.1.2.01.0808-2009 Положение о техническом диагностировании роторного оборудования энергоблоков атомных станций по результатам измерения вибрации

РД ЭО 1.1.2.01.0931-2013 Основные положения о входном контроле продукции на АЭС

ПО 1.1.3.18.1441-2019 Управление показателями деятельности АО «Концерн Росэнергоатом» в целях безопасности. Положение

ПО 1.1.3.18.1442-2018 Контроль качества ремонта энергоблоков атомной станции. Положение

ТП 1.2.6.1.0098-2012 Типовое положение по анализу организационных изменений и оценке их влияния на безопасность АЭС на основе рекомендаций МАГАТЭ

ТПО 1.1.8.03.1076-2015 Состав, порядок оформления, согласования и учета проектов производства работ при ремонте, модернизации и реконструкции производственных зданий и сооружений атомных станций. Типовое положение

ТПО 1.1.8.03.1146-2016 Организация взаимодействия атомной станции по вопросам охраны труда с подрядными организациями, проводящими работы на оборудовании и территории действующей атомной станции. Типовое положение

ПРГ-1.2.2.15.999.0075-2017 Общая программа обеспечения качества эксплуатирующей организации АО «Концерн Росэнергоатом»

МТ 1.1.4.02.999.1210-2017 Формирование графиков ремонта оборудования энергоблоков атомных станций. Методика

МР 1.3.3.99.0159-2013 Проведение анализа на безопасность атомных станций организационных изменений Методические рекомендации

ОТ 1.3.3.99.0197-2013 Организация и выполнение технического обслуживания и ремонта автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения на атомных станциях. Общие требования

ОЭСН-2014 Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций

РД 50-687-89 Инструкция. Спирт этиловый. Нормирование расхода

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ФЗ от 21.07.1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
2. СТО 1.1.1.01.0069-2017 «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций».
3. СТО 1.1.1.02.001.0673 – 2017 «Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций АО концерн «Росэнергоатом»
4. СТО 1.1.1.01.003.1074-2015 «Ремонтная документация. Технологическая документация на ремонт оборудования атомных станций»
5. СТО 1.1.1.01.0678-2015 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций»
6. НП-001-2015 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций»
7. НП-043-18 «Правила устройства и безопасность эксплуатации грузоподъемных кранов для объектов использования атомной энергии»
8. НП-082-07 «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» – Москва: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору 2015. – 47 с.
9. НП-090-11 «Требования к программе обеспечения качества для атомных станций»
10. РД ЭО 1.1.2.12.0085-2014 «Периодичность и нормативная продолжительность ремонта энергоблоков атомных станций»
11. РД ЭО 0237-01 «Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Типовая программа управления»
12. РД ЭО 1.1.2.03.0127-2013 «Организация работ со вскрытием оборудования атомных станций. Правила»

13. ГОСТ 23269-78 «Турбины стационарные паровые. Термины и определение»

14. ГОСТ 26291-84 «Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей».

15. РД ЭО 1.1.2.01.0086-2014 «Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Обеспечение качества"

16. РТМ 108.021.55-77 «Ремонт покоробленных корпусов паровых турбин».

17. Поваров В.П. Экспериментальные исследования нейтронно-физических процессов в активной зоне ВВЭР-1200: научно-практическое пособие/В. П. Поваров, В. Ф. Украинцев, Е. И. Голубев, М. М. Жук.- Нововоронеж: ООО РПГ «Девятое облако», 2021. -263 с.

В.П. Поваров, Д.В. Терехов,
Е.А. Бабушкин, Н.А. Пономарев,
В.А. Воротников, А.Г. Пчельников

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС ВВЭР-1200

(ИЗ ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ТОИР В 2016-2021 ГГ.)



Формат 70×100/16. Подписано в печать 15.08.2022.
Усл. печ. л. 33,0. Печать цифровая. Бумага мелованная.
Гарнитура Arial. Тираж 200. Заказ 999.

Отпечатано в ООО Типография «Кварта»
394049, г. Воронеж, Московский проспект, 11.