



Общество с ограниченной ответственностью  
**НАУЧНО-СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР**  
**МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ И РЕСУРСА КОМПОНЕНТОВ ЯДЕРНОЙ ТЕХНИКИ**  
**«ЦЕНТР МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ И РЕСУРСА»**  
**ООО «НСУЦ «ЦМР»**

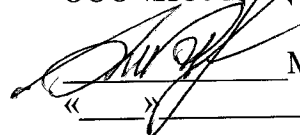
**СОГЛАСОВАНО**

Главный инженер  
Балаковской АЭС

 В.Н. Бессонов  
« 13 » 12 2010 г.

**УТВЕРЖДАЮ**

Генеральный директор  
ООО «НСУЦ «ЦМР»

 М.Б. Бакиров  
« \_\_\_\_\_ » 2010 г.

Инв. № 11-Бал1-3-002/21-09

**Заключение № 3-002/ТЦ-1/21-09**

**о техническом состоянии и остаточном ресурсе**  
**конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01**

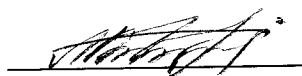
**энергоблока № 1 Балаковской АЭС**

приложение к Техническому решению № КР-4-03/137-1 от 13.12.10

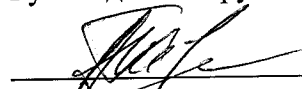
Москва 2010

**Лист согласования должностных лиц ООО «НСУЦ «ЦМиР»**


Руководитель группы

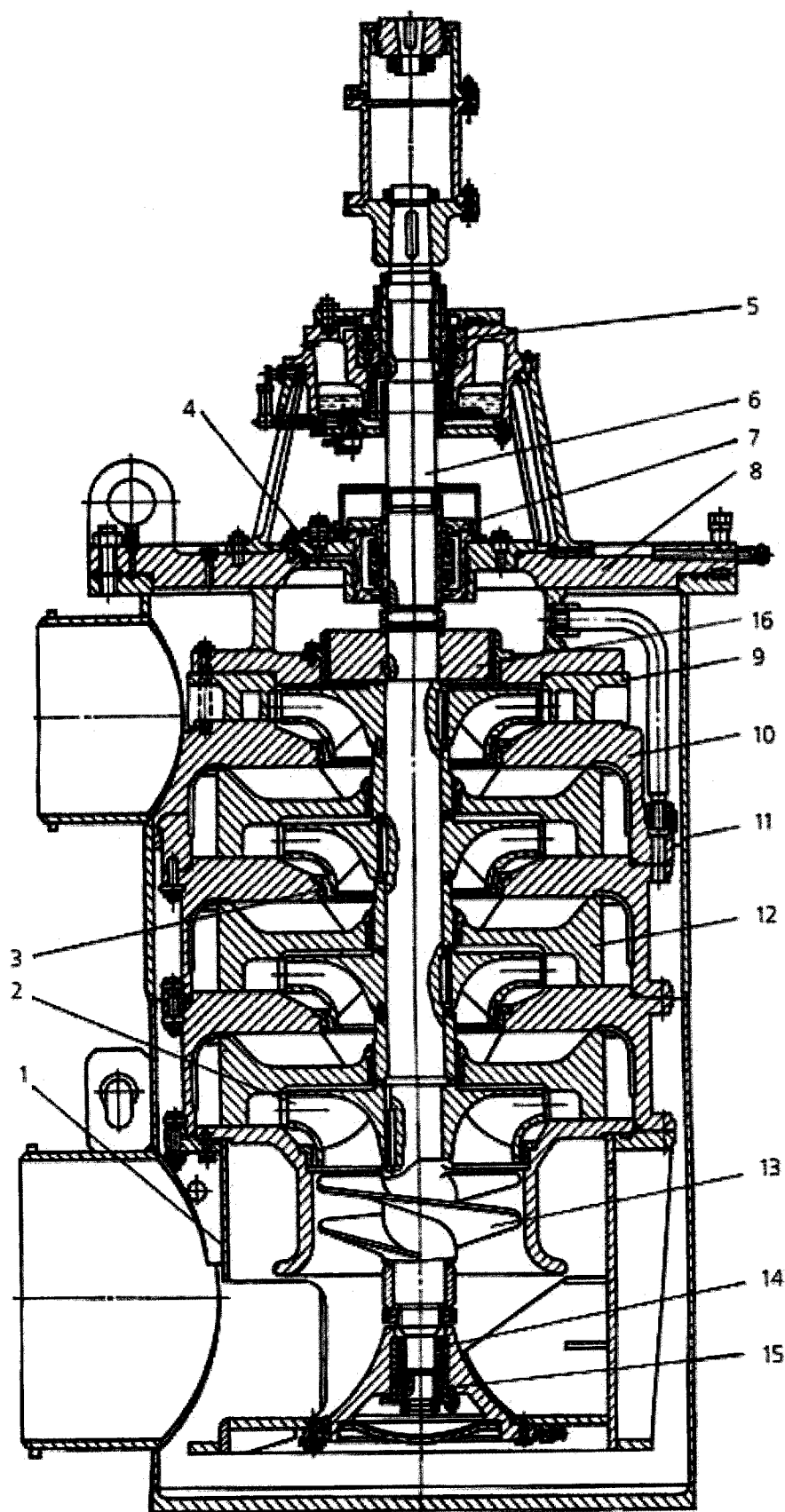
 В.И. Левчук  
«24» 11 2010 г.

Руководитель группы

 А.П. Павлючков  
«24» 11 2010 г.

Начальник лаборатории

 А.А. Еремин  
«24» 11 2010 г.



1 – корпус подвода; 2 – рабочее колесо; 3 – уплотнение рабочего колеса; 4 – корпус сальника; 5 – подшипник качения; 6 – вал; 7 – концевое уплотнение; 8 – напорная крышка; 9 – внутренний корпус; 10 – секция; 11 – наружный корпус; 12 – направляющий аппарат; 13 – предвключенное осевое колесо; 14 – подшипник скольжения; 15 – подающий винт; 16 – гидравлический поршень

Рисунок 1 – Общий вид конденсатного насоса первой ступени

Система основного конденсата RM по влиянию на безопасность относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности. Согласно ТОВ [17] конденсатный насос первой ступени, работающий в составе системы основного конденсата RM, имеет классификационное обозначение 3Н в соответствии с НП-001-97 [1], группу С по ПНАЭ Г-7-008-89 [2], категорию сейсмостойкости IIб согласно НП-031-01 [15].

На корпус конденсатного насоса первой ступени распространяются требования правил ПНАЭ Г-7-008-89 [2]. Паспорт корпуса конденсатного насоса первой ступени (Рег. № 1015) оформлен в установленном порядке, согласно требованиям ПНАЭ Г-7-008-89 [2]. Конденсатный насос первой ступени не является подведомственным Ростехнадзору, корпус насоса зарегистрирован за № 1015 в технадзоре дирекции Балаковской АЭС.

Основные сведения о конденсатном насосе первой ступени систематизированы по результатам анализа проектно-конструкторской и эксплуатационной документации и представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные сведения о насосе

Наименование		Данные о насосе
АЭС		Балаковская
Номер блока		1
Наименование и обозначение системы		Система основного конденсата RM
Цех-владелец		ТЦ-1
Станционное обозначение		1RM12D01
Паспорт (номер по архиву)		Корпус насоса КсВА 1500-120, зав. № 22, паспорт Н18.50.23.00П, рег. № 1015
Местонахождение		Машзал, отм. -5,4 м, ряд В, оси 6-7
Класс безопасности по НП-001-97		3Н
Группа по ПН АЭГ-7-008-89		С
Категория сейсмостойкости по НП-031-01		IIб
Проектная (конструкторская) организация		Гидропроект
Техническая позиция по проекту		Черт. Н18.50.00.00СБ, Н18.50.23.00СБ
Предприятие изготовитель		п/я В-2964 (Сумский насосный завод)
Документы на изготовление и поставку		Разрешение на изготовление №33 от 28.12.1981 г. выдано Управлением Харьковского округа Госгортехнадзора УССР
Монтажная организация		Трест "Волгоэнергомонтаж", Приволжское м/у
Дата окончания монтажа		1984 г.
Дата ввода в эксплуатацию		1985 г.
Тип насоса		Центробежный, четырехступенчатый, секционного типа, вертикального исполнения
Марка основного металла элементов насоса	Корпус наружный	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79
	Днище	Вст3сп2 ГОСТ 14637-79
	Крышка напорная	Сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72
	Корпус подшипника	СЧ20 ГОСТ 1412-79
	Вал	Сталь 40Х ГОСТ 4543-71
	Колесо предвключенное	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77
	Колесо рабочее 1 ступени	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77
	Колесо рабочее	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77
	Аппарат напорный	Поковка 20Х13 ГОСТ 5632-72
	Аппарат напорный	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77
	Секция	Сталь 20Х13 ГОСТ 5632-72
	Колесо уплотняющее	Сталь 30Х13 ГОСТ 5632-72
	Втулка	Сталь 30Х13 ГОСТ 5632-72

Таблица 2.1 (продолжение)

Наименование			Данные о насосе	
Материалы для сварки и наплавки			Проволока св-08А ГОСТ 2246-70, электроды УОНИИ 13/45 ГОСТ 9466-75, УОНИИ 13/55 ГОСТ 9466-75, флюсы ОСЦ-45, АН-348А по ГОСТ 9087-81	
Сведения о технологии сварки (наплавки)			Ручная электродуговая, автоматическая под флюсом, электрошлаковая под флюсом	
Сведения о термообработке	Наименование (чертёж)	Вид термообработки	Режим термообработки	
	Корпус, Н18.50.23.00.СБ	Отпуск	Нагрев до Т=628 °С, выдержка 300 мин, охлаждение с печью до Т=300 °С	
	Шпилька, Н18.50.10.07	Закалка, отпуск	Нагрев до Т=860 °С выдержка 90 мин, охлаждение – масло, нагрев до Т=590 °С, выдержка 180 мин, охлаждение – воздух	
	Гайка, Н18.50.10.06	Нормализация, отпуск	Нагрев до Т=860 °С, выдержка 90 мин, охлаждение – воздух, нагрев до Т=680 °С, выдержка 180 мин, охлаждение – воздух	
Геометрические размеры основных элементов	Элемент насоса	Диаметр внутренний, мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота), мм
	Обечайка	1380	20	1050
	Обечайка	1380	14	1304
	Вал	80, 120, 130, 140, 145,	-	3215
Ресурсные характеристики по проектной (конструкторской) документации			Не менее 30 лет (расчетное допускаемое число циклов: 2х10 <sup>3</sup> )	
Эксплуатационные параметры	Расход, м <sup>3</sup> /час		1850	
	Давление на входе, кгс/см <sup>2</sup> , не более		3,0	
	Напор, м		95	
	Кавитационный запас, м		2,8	
	Температура перекачиваемой среды, °С, не более		70	
	Мощность, кВт		592	
	Номинальная частота вращения, об/мин		740	
	КПД, %		79	
Рабочая среда			Конденсат турбины	

2.3. Допускаемое и проектное число циклов плановых пусков конденсатного насоса первой ступени за 30 лет эксплуатации составляет 2000 и 600 циклов соответственно (согласно расчету на прочность корпусных деталей насоса, являющимся приложением 3 к паспорту корпуса насоса, рег. № 1015). В проектной (конструкторской) документации данные по допускаемому числу циклов гидравлических испытаний конденсатного насоса первой ступени отсутствуют, то есть, количество циклов проектом не устанавливается. Контролируемые показатели вибрации элементов конденсатного насоса первой ступени не выходят за пределы, установленные проектно-конструкторской и нормативной документацией. Данные по условиям и режимам эксплуатации конденсатного насоса первой ступени на период до октября 2009 г. (см. [34, 35]) представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Данные по условиям и режимам эксплуатации

Эксплуатационные режимы	Количество по проекту	Фактическое число циклов за период 1985÷2009 гг.	Фактическое число циклов за последние 10 лет
Гидроиспытания с параметрами: $T > 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; $P = 15,0\text{ кгс/см}^2$	Проектом не устанавливается	3	2
Пуск / останов с параметрами: $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; $P = 8,0\text{ кгс/см}^2$	600	120	40

2.4. В процессе эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС осуществляется периодический контроль состояния основного металла и металла сварных соединений корпуса конденсатного насоса первой ступени. Рабочие программы эксплуатационного контроля за состоянием основного металла и сварных соединений металла оборудования и трубопроводов в период текущего/среднего/капитального ремонта энергоблока № 1 Балаковской АЭС устанавливают объем, периодичность и методы контроля металла конденсатного насоса первой ступени. Конденсатный насос первой ступени не включен в «Типовую программу...» АТПЭ-9-03 [36]. Ввиду того, что конденсатный насос первой ступени относится к оборудованию систем, важных для безопасности, контроль металла насоса в процессе его эксплуатации выполняется в рамках проведения периодических технических освидетельствований в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-008-89 [2]. Результаты контроля состояния основного металла и металла сварных соединений корпуса конденсатного насоса первой ступени оформляются в виде протоколов, заключений, актов, регистрируются в установленном порядке и хранятся в ОДМиТК Балаковской АЭС.

2.5. В обеспечение выполнения п. 8.2 ПНАЭ Г-7-008-89 [2] в процессе эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС производится периодическое техническое освидетельствование (ТО) корпуса конденсатного насоса первой ступени с проведением наружного осмотра (НО) и внутреннего осмотра (ВО) в доступных местах, гидравлических испытаний (ГИ), а также эксплуатационного контроля (ЭК) состояния основного металла и сварных соединений. За истекший период эксплуатации по результатам проведенных технических освидетельствований конденсатного насоса первой ступени дефектов не обнаружено (см. результаты ТО в таблице 4.2 «Программы обследования...», Приложение 1).

2.6. Конденсатный насос первой ступени ремонтпригоден, что позволяет при проведении планово-предупредительных ремонтов энергоблока выполнять контроль и восстановление/поддержание его технического состояния в соответствии с требованиями проектной (конструкторской) документации.

Стратегия технического обслуживания и ремонта (ТОиР) для поддержания работоспособного, исправного технического состояния конденсатного насоса первой ступени в процессе эксплуатации предусматривает проведение капитального ремонта насоса 1 раз в 4 года. При проведении периодических ремонтов насоса производятся замены быстроизнашивающихся и имеющих ограниченный ресурс деталей. За время эксплуатации ремонтов с применением сварки, модернизаций и реконструкций конденсатного насоса первой ступени не проводилось.

2.7. На Балаковской АЭС ведение водно-химического режима (ВХР) второго контура осуществляется в соответствии с «Инструкцией...» И.1,2,3,4.ВХР.ХЦ/20 [19] и «Регламентом...» Р. ХЦ/02 [20].

За время эксплуатации имели место незначительные отклонения показателей качества рабочей среды второго контура от диапазонов допустимых значений, установленных для нормируемых показателей, и контрольных уровней, установленных для диагностических показателей. Зафиксированные отклонения показателей ВХР по величине и продолжительно-

сти не выходили за уровни, установленные «Инструкцией...». За все время эксплуатации нарушений ВХР второго контура не зафиксировано.

2.8. За весь период эксплуатации конденсатного насоса первой ступени отказов с нарушением пределов безопасной эксплуатации насоса, а также отклонений от рабочих режимов нормальной эксплуатации не зафиксировано.

### 3. Результаты контроля состояния металла насоса

Балаковская АЭС в процессе эксплуатации осуществляет периодический контроль состояния основного металла и сварных соединений конденсатного насоса первой ступени методами ВиИК, КК. Наряду с этим в рамках реализации текущих работ по ПСС в соответствии с «Программой обследования...» был установлен дополнительный контроль основного металла корпуса и патрубков подвода/отвода конденсата методом УЗТ, сварных соединений корпуса методом ИМС и крепежных элементов (шпилек) методами ВиИК и КК, выполненный ООО «НСУЦ «ЦМиР» в ППР-2010.

Результаты периодического эксплуатационного контроля и дополнительного контроля используются для проверки соответствия критериев оценки состояния металла насоса требованиям проектно-конструкторской и нормативной документации.

Результаты контроля состояния металла конденсатного насоса первой ступени в соответствии с разделом 5 «Программы обследования ...» (Приложение 1) представлены в Приложении 2 и кратко в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты контроля металла

Наименование узлов и элементов насоса	Метод контроля, НД	Объем контроля	Результаты контроля
Основной металл корпуса, патрубков подвода/отвода конденсата	УЗТ [25]	В 4-х зонах через 90° по периметру на обечайках Ø1408 x 14, Ø1420 x 20 и патрубках Ø820 x 12, Ø530 x 12	Фактические замеренные значения толщины превышают минимально допустимые расчетные значения (заключение № ОДМиТК 1-14/789 от 08.02.2010 г.).
Основной металл корпуса, крышек, патрубков	ВиИК [23]	100%	На уплотнительных поверхностях «А», «Б», «В» обнаружены дефекты, на остальных участках дефектов не обнаружено (протокол № ОДМиТК 1-14/221 от 26.01.2010 г.).
Сварные соединения корпуса и патрубков подвода/отвода конденсата: Ø1408x14: СС №№ 1, 2; S-14: СС №9; Ø1420x20/20: СС № 11; S-20: СС № 21; Ø820x12/14: СС № 3; Ø530x12/20: СС № 12; S-12: СС №№ 10, 22.	ВиИК [23]	100%	Дефектов не обнаружено (протокол № ОДМиТК 1-14/221 от 26.01.2010 г.).
	КК [24]	По результатам ВиИК	Учитывая положительные результаты ВиИК, КК не проводился.
	ИМС [26]	СС №№ 1, 21	Механические свойства металла СС №1, 21 соответствуют требованиям НД [11, 21] (акты №№ ИМС-002.1/ТЦ-1/21-09, ИМС-002.2/ТЦ-1/21-09 от 30.06.2010 г., отчет [37]).
Крепежные элементы крышки напорной: шпильки М42	ВиИК [23]	100% для 4-х шпилек	Дефектов не обнаружено (протокол № ОДМиТК 1-14/673 от 05.02.2010 г.).
	КК [24]	По результатам ВиИК	Учитывая положительные результаты ВиИК, КК не проводился.

По результатам контроля металла конденсатного насоса первой ступени, выполненного в соответствии с разделом 5 «Программы обследования ...», недопустимых дефектов и повреждений металла не выявлено, состояние основного металла и сварных соединений соответствует нормам оценки качества [22], фактические измеренные значения механических свойств металла соответствуют требованиям нормативной документации [11, 21].

По результатам контроля металла, выполненного в соответствии с РП.ОДМ-08/1-010 Балаковской АЭС, на уплотнительных поверхностях «А» и «Б» корпуса были обнаружены коррозийные повреждения диаметром до 0,5 мм и глубиной до 0,1 мм, а на поверхности «В» - задиры без острых углов и наволоченного металла размером до 20х2х0,2 мм. Учитывая размеры указанных дефектов, корпус насоса допущен в эксплуатацию с дефектами до следующего капитального ремонта насоса (протокол № ОППР-1-16/31 от 28.01.2010 г.).

#### **4. Оценка технического состояния насоса**

Оценка технического состояния конденсатного насоса первой ступени, представленная ниже, выполнена на основании результатов анализа технической и эксплуатационной документации, а также с учетом результатов обследования насоса.

4.1. Условия и режимы эксплуатации конденсатного насоса первой ступени соответствуют требованиям эксплуатационной и проектно-конструкторской документации (ПКД). За период эксплуатации отклонений от регламентных режимов нагружения и рабочих параметров эксплуатации не зафиксировано.

4.2. ВХР рабочей среды поддерживается в пределах требований действующей эксплуатационной документации (ЭД).

4.3. На протяжении всего периода эксплуатации контроль состояния металла конденсатного насоса первой ступени проводился в полном объеме в соответствии с действующей на каждом этапе эксплуатации проектно-конструкторской и нормативной документацией (НД), предписаниями и требованиями.

В результате контроля по «Программе обследования...» (см. Приложение 1) недопустимых дефектов и повреждений металла конденсатного насоса первой ступени не выявлено (см. Приложение 2). В результате эксплуатационного контроля согласно рабочей программе РП.ОДМ-08/1-010 на уплотнительных поверхностях фланцевых разъемов корпуса обнаружены коррозионные повреждения. Учитывая размеры указанных дефектов, корпус насоса допущен в эксплуатацию с дефектами до следующего капитального ремонта насоса.

За весь период эксплуатации отказов, приводящих к нарушению условий нормальной эксплуатации конденсатного насоса первой ступени, не зафиксировано. Ремонт с применением сварки, модернизаций и реконструкций конденсатного насоса первой ступени не проводилось.

4.4. По результатам технических освидетельствований установлено, что состояние конденсатного насоса первой ступени на момент проведения текущих работ по ПСС соответствует требованиям ПКД и НД.

4.5. Результаты технических освидетельствований конденсатного насоса первой ступени зафиксированы в установленном порядке паспорте корпуса конденсатного насоса первой ступени. Комплектность документации, полнота сведений в ней соответствуют требованиям ПНАЭ Г-7-008-89 [2].



4.6. В соответствии с результатами анализа технической документации, истории эксплуатации [34, 35], комплексного обследования энергоблока № 1 Балаковской АЭС [31], эксплуатационного контроля металла, контроля металла по «Программе обследования...» (Приложение 1) состояние конденсатного насоса первой ступени – работоспособное, исправное (по ГОСТ 27.002-89 [14]), соответствует требованиям ЭД, ПКД и НД. Коррозионные повреждения, обнаруженные в ППР-2010 на уплотнительных поверхностях фланцевых разъемов корпуса, имеют незначительные геометрические размеры, что позволяет обеспечить требуемую герметичность фланцевых разъемов при затяжке крепежных деталей и обжатии уплотнительных прокладок. Существующая система эксплуатации и ТОиР соответствует требованиям НД и ЭД и обеспечивает поддержание требуемого технического состояния насоса. Выполненный анализ не выявил факторов, препятствующих дальнейшей эксплуатации конденсатного насоса первой ступени при соблюдении периодичности проведения ТО согласно правилам ПНАЭ Г-7-008-89 [2], объемов и периодичности ТОиР, а также при условии проведения периодического эксплуатационного контроля состояния металла в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

## **5. Оценка остаточного ресурса (подтверждение срока службы 60 лет) насоса**

5.1. В соответствии с ПНАЭ Г-7-002-86 [11], РД ЭО 0330-01 [12] и НП-031-01 [15] для конденсатного насоса первой ступени выполнены расчёты на:

- статическую прочность;
- циклическую прочность;
- прочность при сейсмических воздействиях.

При этом в соответствии с требованиями [11] не проводились расчеты:

- на устойчивость, в связи с отсутствием наружного давления и общих сжимающих нагрузок (п. 5.5 [11]), то есть виды нагрузок, прикладываемые к конденсатному насосу первой ступени, не могут привести к потере его устойчивости;
- на длительную статическую и циклическую прочность, так как рабочая температура ниже  $T_t = 350^{\circ}\text{C}$  - температуры, при превышении которой необходимо учитывать характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести (п.п. 3.3, 5.7.1, 5.9.1 [11]);
- на сопротивление хрупкому разрушению, так как для материалов конденсатного насоса первой ступени и толщин стенок выполняются условия п. 5.8.1.9 [11];
- на вибропрочность, поскольку действующие вибрационные нагрузки на насос незначительны.

5.2. Выполненные расчеты показывают, что конденсатный насос первой ступени удовлетворяет условиям прочности норм расчета ПНАЭ Г-7-002-86 [11], РД ЭО 0330-01 [12] и НП-031-01 [15]. По результатам выполненного расчетного обоснования установлено, что срок службы конденсатного насоса первой ступени может быть продлен до 60 лет (см. Приложение 3).

5.3. По результатам контроля механических свойств металла конденсатного насоса первой ступени, выполненного в ППР-2010 [37], установлено, что фактические механические свойства основного металла и металла сварных швов на момент окончания проектного срока службы энергоблока № 1 Балаковской соответствуют требованиям норм ПНАЭ Г-7-002-86 [11], ПНАЭ Г-7-010-89 [21].

На этапе прогнозирования изменения механических свойств металла конденсатного насоса первой ступени в процессе длительной эксплуатации [37] проведен комплексный анализ результатов работ по модельному термосиловому старению металла сталей перлитного класса, из которых изготовлен рассматриваемый насос, а также анализ реальных условий эксплуатации насоса.

Выполненный анализ, а также положительные результаты натурного контроля механических свойств металла, выполненного в ППР-2010, позволяют сделать вывод, что значения прочностных и пластических свойств металла конденсатного насоса первой ступени на момент окончания дополнительного сверхпроектного срока службы энергоблока № 1 Балаковской АЭС (2045 г.) будут соответствовать требованиям действующих отраслевых нормативных документов, то есть не выйдут за рамки гарантированных (граничных) значений свойств, установленных в НД.

5.4. Корпусные элементы конденсатного насоса первой ступени (корпус наружный, днище, всасывающий и напорный патрубки) изготовлены из сталей перлитного класса. Как показывает опыт эксплуатации, оборудование АЭС, изготовленное из сталей перлитного класса с низким содержанием примесных легирующих элементов (Cr, Cu, Mo), в процессе эксплуатации в определенных условиях потенциально подвержено деградации металла по механизму эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ). В частности, механизм ЭКИ оказывает существенное влияние на состояние металла оборудования при наличии коррозионно-активной среды, которой, как правило, является вода или паро-водяная смесь, движущаяся с высокими скоростями. При этом в местах резкого изменения геометрии (наличия местных сопротивлений потока с учетом особенностей конструкции) может происходить образование зон турбулизации потока. В этих зонах металл потенциально подвержен утонению стенки вследствие протекания процессов окисления металла по механизму электрохимической коррозии, усиленных влиянием нестационарных режимов движения потока рабочей среды (эрозионная составляющая), что в результате приводит к выносу продуктов коррозии в поток и общему или локальному утонению стенки металла.

Для обоснования возможности продления срока службы конденсатного насоса первой ступени до 2045 г. необходимо выполнить прогнозные оценки степени утонения металла в зависимости от времени эксплуатации. Для этих целей в рамках реализации текущих работ по ПСС в ППР-2010 был выполнен выборочный контроль толщины элементов конденсатного насоса первой ступени (см. Приложение 2). По результатам контроля установлено, что фактические замеренные толщины во всех проконтролированных зонах превышают минимально допустимые расчетные толщины.

Оценка скорости утонения металла конденсатного насоса первой ступени производится на основании результатов ультразвуковой толщинометрии элементов насоса, полученных на момент проведения обследования – через 24 года эксплуатации насоса.

Предэксплуатационный контроль толщины металла элементов насоса не проводился, в связи с чем исходная фактическая толщина стенки металла элементов насоса до его ввода в эксплуатацию неизвестна. Исходная фактическая толщина металла до ввода насоса в эксплуатацию может быть меньше номинальной толщины на величину минусового технологического допуска на изготовление полуфабриката, который является отрицательной прибавкой к номинальной толщине. Несмотря на это, для выполнения консервативных оценок скорости утонения металла примем исходную фактическую толщину равной номинальному значению по конструкторской документации, что идет в запас проводимого расчетного анализа.

Поскольку периодический контроль толщины элементов конденсатного насоса первой ступени в процессе эксплуатации не производится, то не представляется возможным построить точные тренды, характеризующие скорость утонения металла в процессе эксплуатации в

зависимости от времени работы. В связи с этим при анализе скорости утонения металла делается предположение, что утонение металла в процессе эксплуатации происходит равномерно по линейному закону, то есть, с постоянной скоростью.

С учетом принятых допущений ниже представлен алгоритм оценки скорости утонения металла за истекший период эксплуатации, а также прогнозных оценок степени утонения металла конденсатного насоса первой ступени с учетом продления срока службы.

Расчетная скорость утонения металла (мм/год) определяется по формуле:

$$v = \frac{s_n - s_t^\phi}{t}, \quad (5.1)$$

где  $s_n$  – номинальная толщина стенки, мм;  $s_t^\phi$  – фактическая измеренная минимальная толщина стенки после эксплуатации в течение времени  $t$ ;  $t$  – время, прошедшее с начала эксплуатации до момента проведения ультразвуковой толщинометрии, лет.

Прогнозируемая толщина стенки на момент окончания общего срока службы в течение  $T$  лет (с учетом продления) определяется по формуле:

$$s_T^{np} = s_t^\phi - v \cdot (T - t) \quad (5.2)$$

Для обоснования остаточного ресурса насоса с позиций анализа степени утонения металла за все время эксплуатации (с учетом продления) необходимо проверить выполнение следующего условия:

$$s_T^{np} \geq s_R, \quad (5.3)$$

где  $s_R$  – расчетная минимально допустимая толщина стенки, вычисленная в соответствии с ПНАЭ Г-7-002-86 [11] (см. Приложение 3).

Результаты прогнозных оценок утонения металла по механизму эрозионно-коррозионного износа с учетом планируемого общего срока эксплуатации конденсатного насоса первой ступени в течение 60 лет приведены ниже.

Патрубок всасывающий Ø820x12 мм:

$$v = \frac{12,0 - 11,5}{24} = 0,0208 \text{ мм/год} - \text{расчетная скорость утонения металла;}$$

$$s_{60}^{np} = 11,5 - 0,0208 \cdot 36 = 10,75 \text{ мм} - \text{прогнозируемая толщина стенки после 60 лет;}$$

$$s_{60}^{np} = 10,75 \text{ мм} > s_R = 0,56 \text{ мм, условие (5.3) выполняется.}$$

Корпус (приемная часть) Ø1408x14 мм:

$$v = \frac{14,0 - 13,0}{24} = 0,0417 \text{ мм/год} - \text{расчетная скорость утонения металла;}$$

$$s_{60}^{np} = 13,0 - 0,0417 \cdot 36 = 11,5 \text{ мм} - \text{прогнозируемая толщина стенки после 60 лет;}$$

$$s_{60}^{np} = 11,5 \text{ мм} > s_R = 3,93 \text{ мм, условие (5.3) выполняется.}$$

Корпус (напорная часть) Ø1420x20 мм:

$$v = \frac{20,0 - 19,3}{24} = 0,0292 \text{ мм/год} - \text{расчетная скорость утонения металла;}$$

$$s_{60}^{np} = 19,3 - 0,0292 \cdot 36 = 18,25 \text{ мм} - \text{прогнозируемая толщина стенки после 60 лет;}$$

$$s_{60}^{np} = 18,25 \text{ мм} > s_R = 13,01 \text{ мм, условие (5.3) выполняется.}$$

Патрубок напорный Ø530x12 мм:

$$v = \frac{12,0 - 10,6}{24} = 0,0583 \text{ мм/год} - \text{расчетная скорость утонения металла};$$

$$s_{60}^{np} = 10,6 - 0,0583 \cdot 36 = 8,5 \text{ мм} - \text{прогнозируемая толщина стенки после 60 лет};$$

$$s_{60}^{np} = 8,5 \text{ мм} > s_R = 3,2 \text{ мм}, \text{ условие (5.3) выполняется.}$$

Таким образом, по результатам прогнозных оценок степени утонения металла установлено, что на момент окончания дополнительного срока эксплуатации конденсатного насоса первой ступени (2045 г.) прогнозируемые толщины металла проконтролируемых элементов насоса будут больше минимально допустимых расчетных толщин.

5.5. При принятой модели дальнейшей эксплуатации насоса (см. Приложение 3) с учетом фактических параметров нагружения, условий и режимов работы влияние других механизмов старения (термическое старение, многоцикловая усталость, коррозионная усталость, межкристаллитное растрескивание, общая коррозия, наводороживание) не будет доминирующим и за предполагаемый дополнительный период эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС (30 лет) не внесёт дополнительных, значимых изменений в состояние металла конденсатного насоса первой ступени.

5.6. Определяющие параметры состояния металла, установленные «Программой обследования...» (см. Приложение 1) в зависимости от рассматриваемых механизмов старения металла и контролируемых эффектов старения, удовлетворяют критериям оценки состояния металла, что подтверждено результатами выполненного неразрушающего контроля. Состояние основного металла (кроме уплотнительных поверхностей фланцевых разъемов) и сварных соединений конденсатного насоса первой ступени на момент контроля соответствует требованиям проектно-конструкторской и нормативной документации.

## 6. Заключение

6.1. Состояние конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС – работоспособное, исправное, соответствует требованиям ПКД и НД.

6.2. Условия и режимы эксплуатации конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС соответствуют требованиям ПКД и ЭД.

6.3. Состояние основного металла (кроме уплотнительных поверхностей фланцевых разъемов) и сварных соединений конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС на момент контроля соответствует требованиям НД [11, 21, 22].

6.4. Конденсатный насос первой ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС удовлетворяет условиям прочности норм расчета ПНАЭ Г-7-002-86 [11], РД ЭО 0330-01 [12] и НП-031-01 [15]. По результатам выполненного расчетного обоснования установлено, что срок службы конденсатного насоса первой ступени может быть продлен до 60 лет.

6.5. Учитывая, что конденсатный насос первой ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС ремонтпригоден, существующую систему ТОиР и отсутствие отказов в работе за весь период эксплуатации, насос может эксплуатироваться до 2045 года включительно при соблюдении условий и режимов эксплуатации, периодичности проведения ТО, периодичности и объемов ТОиР, а также при проведении эксплуатационного контроля металла в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической и эксплуатационной документации [2, 16÷30].

## **Перечень используемой документации**

- 1 НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97). Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97).
- 2 ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
- 3 НП-017-2000. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции.
- 4 РБ-029-04. Состав и содержание материалов по обоснованию остаточного ресурса элементов блока атомной станции для продления срока его эксплуатации.
- 5 СТО 1.1.1.01.006.0327-2008. Продление срока эксплуатации блока атомной станции.
- 6 СТО 1.1.1.01.007.0281-2010. Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций.
- 7 РД ЭО 1.1.2.09.0774-2009. Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов, сосудов и насосов энергоблоков атомных станций. Методика.
- 8 П-01-01-2006. Перечень основных нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
- 9 РД-04-31-2001. Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих безопасность в период дополнительного срока эксплуатации блока атомной станции.
- 10 СТО 1.1.1.01.0678-2007. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
- 11 ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
- 12 РД ЭО 0330-01. Руководство по расчёту на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК и ВВЭР на стадии эксплуатации.
- 13 М-02-91. Методика определения допустимых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС.
- 14 ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения.
- 15 НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.
- 16 Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320) Р.1.ОУБ/03.
- 17 Балаковская АЭС. Энергоблок 1. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации.
- 18 Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2. ИЭ.1.RM.SD.ТЦ-1/07.
- 19 Инструкция по организации и ведению этаноламинового водно-химического режима второго контура И.1,2,3,4.ВХР.ХЦ/20.
- 20 Регламент химического контроля качества технологических сред Балаковской АЭС Р. ХЦ/02.
- 21 ПНАЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля.
- 22 ПК 1514-72. Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок.

- 23 ПНАЭ Г-7-016-89. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль.
- 24 ПНАЭ Г-7-018-89. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль.
- 25 ПНАЭ Г-7-031-91. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий.
- 26 РД ЭО 0027-05. Инструкция по определению механических свойств металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости.
- 27 РД ЭО 0069-97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций.
- 28 Общие технические условия на ремонт. ТУ ЭО 0144-2001.
- 29 Регламент ТОиР насосного оборудования турбинного отделения. Р.ОППР-1-27/79-02.
- 30 Технологическая инструкция по исправлению дефектных участков в монтажных сварных соединениях оборудования и трубопроводов АЭУ. № 18-170.00.000. НИПТиКО «Энергомонтажпроект», 1992.
- 31 Обобщающий отчет по результатам проведения комплексного обследования энергоблока № 1 Балаковской АЭС для продления срока эксплуатации. Балаково, 2008.
- 32 Отчет по результатам обследования оборудования и трубопроводов системы основного конденсата РМ энергоблока № 1 БалАЭС. Балаково, 2007.
- 33 Паспорт на корпус конденсатного насоса первой ступени. Рег. № 1015.
- 34 Техническая справка. Сведения об истории нагружения оборудования ТЦ-1 Балаковской АЭС с момента пуска блока по октябрь 2009 г. Балаковская АЭС, 2009 г.
- 35 Техническая справка. Сведения об истории нагружения оборудования ТЦ-1 Балаковской АЭС за период 1999 г. – 2009 г. Балаковская АЭС, 2009 г.
- 36 АТПЭ-9-03. Типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с ВВЭР-1000 (с изменениями).
- 37 Технической отчет «Результаты контроля физико-механических свойств металла тепло-механического оборудования ТЦ-1 энергоблока №1 Балаковской АЭС на период окончания проектного срока эксплуатации» № 11-О-ТЦ-1-21/09, ООО НСУЦ «ЦМиР», 2010 г.


Программа № 002/ТЦ-1/21-09 обследования, оценки технического состояния и  
остаточного ресурса конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01  
энергоблока № 1 Балаковской АЭС, 2009 г.

Открытое акционерное общество  
«Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»  
(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

**Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»  
«БАЛАКОВСКАЯ АТОМНАЯ СТАНЦИЯ»  
(Балаковская АЭС)**

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный инженер Балаковской АЭС

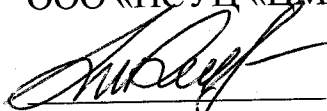
  
\_\_\_\_\_ **В.Н. Бессонов**  
« 27 » 07 20 16 г.

**Программа № 002/ТЦ-1/21-09**

**обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса  
конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01  
энергоблока № 1 Балаковской АЭС**

**РАЗРАБОТАНО**


Генеральный директор  
ООО «НСУЦ «ЦМиР»

  
\_\_\_\_\_ **М.Б. Бакиров**  
« 21 » 12 20 09 г.

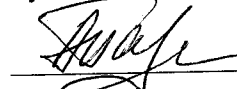


**Лист согласования должностных лиц ООО «НСУЦ «ЦМиР»**


Руководитель группы

  
В.И. Левчук  
«21» 12 2009 г.

Руководитель группы

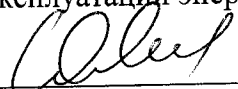
  
А.П. Павлючков  
«21» 12 2009 г.

Начальник лаборатории

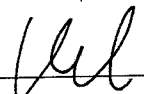
  
А.А. Еремин  
«21» 12 2009 г.

**Лист согласования должностных лиц филиала  
ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»**


Заместитель главного инженера  
по эксплуатации энергоблоков 1,2

 Ю.М. Марков  
«13» 01 2010 г.


Начальник ТЦ-1

 Л.Ю. Колпаков  
«28» 12 2009 г.


Начальник ОДМ

 С.В. Якушев  
«12» 01 2010 г.

Начальник ОМиПРО

 И.А. Шевнина  
«12» 01 2010 г.

Начальник ОППР

 А.Г. Бубнов  
«12» 01 2010 г.

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЭС	– атомная электростанция;
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор;
ВиИК	– визуальный и измерительный контроль;
ВО	– внутренний осмотр;
ВХР	– водно-химический режим;
ГИ	– гидравлические испытания;
ИМС	– измерение механических свойств;
КК	– капиллярный контроль;
НД	– нормативный(ые) документ(ы);
НТД	– нормативно-техническая документация;
НО	– наружный осмотр;
ОМ	– основной металл;
ПКД	– проектно-конструкторская документация;
ППР	– планово-предупредительный ремонт;
ПСС	– продление срока службы;
РД	– руководящий документ;
СС	– сварное соединение;
СШ	– сварной шов;
ТО	– техническое освидетельствование;
ТОБ	– техническое обоснование безопасности;
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт;
ТЦ	– турбинный цех;
УЗТ	– ультразвуковая толщинометрия;
ЭК	– эксплуатационный контроль;
Р	– давление;
Т	– температура.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Цель программы, назначение, область применения .....	6
2. Общие положения.....	6
3. Проведение анализа технической и эксплуатационной документации.....	7
4. Результаты анализа технической и эксплуатационной документации.....	7
4.1. Сведения об исходных данных.....	7
4.2. Сведения о результатах контроля и технических освидетельствований .....	9
4.3. Сведения о ремонтах, модернизациях, реконструкциях.....	10
4.4. Сведения об отклонениях показателей качества рабочей среды от нормируемых значений.....	10
4.5. Сведения об отказах .....	10
4.6. Сведения об условиях и режимах эксплуатации .....	10
4.7. Установление механизмов старения и определяющих параметров состояния металла элементов насоса .....	11
5. Методы и объемы контроля технического состояния .....	12
6. Алгоритм оценки технического состояния.....	14
7. Алгоритм оценки остаточного ресурса .....	15
8. Требования по оформлению результатов обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса оборудования.....	16
Перечень используемой документации.....	17
Приложение 1. Схема контроля металла конденсатного насоса первой ступени.....	19

## **1. Цель программы, назначение, область применения**

1.1. Программа обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса (далее по тексту – программа обследования) разработана для корпусных элементов конденсатного насоса первой ступени КН-1 1RM12D01 системы основного конденсата РМ турбинного цеха энергоблока № 1 Балаковской АЭС (далее по тексту – конденсатный насос первой ступени) в связи с продлением срока эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС сверх назначенного 30-летнего срока службы.

1.2. Цель программы обследования состоит в организации выполнения работ, установлении их порядка, определении и конкретизации методов и объемов контроля конденсатного насоса первой ступени в рамках реализации работ по оценке его технического состояния и остаточного ресурса в соответствии с положениями и требованиями действующей отраслевой нормативно-технической документации (НТД).

1.3. Результаты работ, выполненные в соответствии с программой обследования, будут являться основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации конденсатного насоса первой ступени, исходя из прогнозируемого срока продления эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС на 30 лет (до 2045 г.).

## **2. Общие положения**

2.1. Настоящая программа обследования разработана в соответствии с НП 017-2000 [1], РБ-029-04 [2], СТО 1.1.1.01.006.0327-2008 [3], РД ЭО 0281-01 [4] и РД ЭО 1.1.2.09.0774-2009 [5] в обеспечение выполнения п.2.1.11 ПНАЭ Г-7-008-89 [6] и п.5.1.14 НП-001-97 [7].

2.2. Программа обследования разработана в рамках реализации работ по договору № 21/09 от 28.09.2009 г. «На проведение работ по оценке и обоснованию технического состояния и остаточного ресурса оборудования ТЦ-1 энергоблока № 1 Балаковской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 1», заключенному между ОАО «Концерн Энергоатом» и ООО «НСУЦ «ЦМиР».

2.3. Обследованию по настоящей программе подвергается конденсатный насос первой ступени энергоблока № 1 Балаковской АЭС. В результате выполнения программы обследования осуществляется оценка технического состояния конденсатного насоса первой ступени и после проведения прочностных расчетов дается обоснование его остаточного ресурса.

2.4. В соответствии с п. 7.2.8 СТО 1.1.1.01.006.0327-2008, п. 6.9 РД ЭО 0281-01 и п. 4.4.1 РД ЭО 1.1.2.09.0774-2009 устанавливается следующий порядок согласования и утверждения программы обследования конденсатного насоса первой ступени:

- программа обследования согласовывается с привлекаемыми к работам специализированными организациями и подразделениями Балаковской АЭС;
- программа обследования утверждается главным инженером Балаковской АЭС.

2.5. Термины и определения, применяемые в настоящей программе обследования, соответствуют РД ЭО 0281-01 [4].

2.6. При проведении работ по настоящей программе обследования следует соблюдать требования Норм и Правил, действующих в области использования атомной энергии, в соответствии с «Перечнем...» П-01-01-2006 [8].

### 3. Проведение анализа технической и эксплуатационной документации

При разработке программы обследования проанализирована следующая техническая и эксплуатационная документация:

- требования правил, норм и руководящие документы в области использования атомной энергии [1÷15];
- рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320) [16];
- техническое обоснование безопасности (ТОБ) сооружения и эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС [17];
- эксплуатационная документация [18÷20];
- документация по эксплуатационному контролю металла [21÷26];
- документация по техническому обслуживанию и ремонту [27÷30];
- результаты комплексного обследования энергоблока №1 Балаковской АЭС [31];
- результаты обследования оборудования и трубопроводов системы основного конденсата РМ энергоблока № 1 Балаковской АЭС [32];
- паспорт на корпус конденсатного насоса первой ступени, рег. № 1015 [33];
- исполнительная схема;
- сборочные чертежи Н18.50.00.00СБ, Н18.50.23.00СБ;
- результаты контроля и технических освидетельствований;
- данные по режимам и условиям эксплуатации.

### 4. Результаты анализа технической и эксплуатационной документации

#### 4.1. Сведения об исходных данных

Сведения об исходных данных на конденсатный насос первой ступени систематизированы по результатам анализа проектно-конструкторской и эксплуатационной документации и представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Наименование	Данные о насосе
АЭС	Балаковская
Номер блока	1
Наименование и обозначение системы	Система основного конденсата РМ
Цех-владелец	ТЦ-1
Станционное обозначение	1RM12D01
Паспорт (номер по архиву)	Корпус насоса КсВА 1500-120, зав. № 22, паспорт Н18.50.23.00П, рег. № 1015
Местонахождение	Машзал, отм. -5,4 м, ряд В, оси 6-7
Класс безопасности по НП-001-97	3Н
Группа по ПН АЭГ-7-008-89	С
Категория сейсмостойкости по НП-031-01	Пб
Проектная (конструкторская) организация	Гидропроект
Техническая позиция по проекту	Черт. Н18.50.00.00СБ, Н18.50.23.00СБ
Предприятие изготовитель	п/я В-2964 (Сумский насосный завод)
Документы на изготовление и поставку	Разрешение на изготовление №33 от 28.12.1981 г. выдано Управлением Харьковского округа Госгортехнадзора УССР
Монтажная организация	Трест "Волгоэнергомонтаж", Приволжское м/у
Дата окончания монтажа	1984 г.
Дата ввода в эксплуатацию	1985 г.
Тип насоса	Центробежный, четырехступенчатый, секционного типа, вертикального исполнения

Таблица 4.1 (продолжение)

Наименование		Данные о насосе		
Марка основного металла элементов насоса	Корпус наружный	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79		
	Днище	Вст3сп2 ГОСТ 14637-79		
	Крышка напорная	Сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72		
	Корпус подшипника	СЧ20 ГОСТ 1412-79		
	Вал	Сталь 40Х ГОСТ 4543-71		
	Колесо предвключенное	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77		
	Колесо рабочее 1 ступени	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77		
	Колесо рабочее	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77		
	Аппарат напарвляющий	Поковка 20Х13 ГОСТ 5632-72		
	Аппарат напарвляющий	Отливка 20Х13Л-1 ГОСТ 2176-77		
	Секция	Сталь 20Х13 ГОСТ 5632-72		
	Колесо уплотняющее	Сталь 30Х13 ГОСТ 5632-72		
	Втулка	Сталь 30Х13 ГОСТ 5632-72		
Материалы для сварки и наплавки		Проволока св-08А ГОСТ 2246-70, электроды УОНИИ 13/45 ГОСТ 9466-75, УОНИИ 13/55 ГОСТ 9466-75, флюсы ОСЦ-45, АН-348А по ГОСТ 9087-81		
Сведения о технологии сварки (наплавки)		Ручная электродуговая, автоматическая под флюсом, электрошлаковая под флюсом		
Сведения о термообработке	Наименование (чертёж)	Вид термообработки	Режим термообработки	
	Корпус, Н18.50.23.00.СБ	Отпуск	Нагрев до $T=628^{\circ}\text{C}$ , выдержка 300 мин, охлаждение с печью до $T=300^{\circ}\text{C}$	
	Шпилька, Н18.50.10.07	Закалка, отпуск	Нагрев до $T=860^{\circ}\text{C}$ выдержка 90 мин, охлаждение – масло, нагрев до $T=590^{\circ}\text{C}$ , выдержка 180 мин, охлаждение – воздух	
	Гайка, Н18.50.10.06	Нормализация, отпуск	Нагрев до $T=860^{\circ}\text{C}$ , выдержка 90 мин, охлаждение – воздух, нагрев до $T=680^{\circ}\text{C}$ , выдержка 180 мин, охлаждение – воздух	
Геометрические размеры основных элементов	Элемент насоса	Диаметр внутренний, мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота), мм
	Обечайка	1380	20	1050
	Обечайка	1380	14	1304
	Вал	80, 120, 130, 140, 145,	-	3215
Ресурсные характеристики по проектной (конструкторской) документации		Не менее 30 лет (расчетное допускаемое число циклов: $2 \times 10^3$ )		
Эксплуатационные параметры	Расход, $\text{м}^3/\text{час}$	1850		
	Давление на входе, $\text{кгс}/\text{см}^2$ , не более	3,0		
	Напор, м	95		
	Кавитационный запас, м	2,8		
	Температура перекачиваемой среды, $^{\circ}\text{C}$ , не более	70		
	Мощность, кВт	592		
	Номинальная частота вращения, об/мин	740		
	КПД, %	79		
Рабочая среда		Конденсат турбины		

Система основного конденсата RM по влиянию на безопасность относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности. Конденсатный насос первой ступени имеет классификационное обозначение 3Н в соответствии с НП-001-97 и ТОВ, группу С по ПН АЭГ-7-008-89, категорию сейсмостойкости Пб согласно НП-031-01.

На корпус конденсатного насоса первой ступени распространяются требования правил ПНАЭ Г-7-008-89. Паспорт корпуса конденсатного насоса первой ступени (Рег. № 1015) оформлен в установленном порядке, согласно требованиям ПНАЭ Г-7-008-89. Конденсатный насос первой ступени не является подведомственным Ростехнадзору, корпус насоса зарегистрирован за № 1015 в технадзоре дирекции Балаковской АЭС.

По итогам анализа исходных данных, собранных по конденсатному насосу первой ступени, установлено, что объем имеющихся данных является достаточным для построения расчетной модели и последующего проведения прочностных расчетов в соответствии с действующими НТД в рамках реализации работ по продлению срока службы (ПСС).

#### 4.2. Сведения о результатах контроля и технических освидетельствований

В процессе эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС осуществляется периодический контроль состояния основного металла и металла сварных соединений корпуса конденсатного насоса первой ступени. Рабочие программы эксплуатационного контроля за состоянием основного металла и сварных соединений металла оборудования и трубопроводов в период текущего/среднего/капитального ремонта энергоблока № 1 Балаковской АЭС устанавливают объем, периодичность и методы контроля металла конденсатного насоса первой ступени. Конденсатный насос первой ступени не включен в «Типовую программу...» АТПЭ-9-03 [34]. Ввиду того, что конденсатный насос первой ступени относится к оборудованию систем, важных для безопасности, контроль металла насоса в процессе его эксплуатации выполняется в рамках проведения периодических технических освидетельствований в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-008-89. Результаты контроля состояния основного металла и металла сварных соединений корпуса конденсатного насоса первой ступени оформляются в виде протоколов, заключений, актов, регистрируются в установленном порядке и хранятся в отделе дефектоскопии и металловедения Балаковской АЭС.

В процессе эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС производится периодическое техническое освидетельствование (ТО) корпуса конденсатного насоса первой ступени с проведением наружного осмотра (НО) и внутреннего осмотра (ВО) в доступных местах, гидравлических испытаний (ГИ), а также эксплуатационного контроля (ЭК) состояния основного металла и сварных соединений.

Сведения о результатах контроля и ТО корпуса конденсатного насоса первой ступени представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Дата контроля (ТО)	Предприятие-исполнитель	Метод контроля	Методика контроля	Результаты контроля (ТО)	Мероприятия по результатам контроля (ТО)
04.03.85	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
16.03.85	БалАЭС	НО, ГИ	$R_{ги}=17,5 \text{ кгс/см}^2$	Дефектов не обнаружено	Разрешается эксплуатация насоса при давлении $17,4 \text{ кгс/см}^2$
19.05.87	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
27.07.89	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—



Таблица 4.2 (продолжение)

Дата контроля (ТО)	Предприятие-исполнитель	Метод контроля	Методика контроля	Результаты контроля (ТО)	Мероприятия по результатам контроля (ТО)
25.05.90	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
13.05.93	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
27.05.97	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
01.12.98	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
02.02.02	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—
16.05.05	БалАЭС	ВО, НО	В доступных местах	Дефектов не обнаружено	—

#### 4.3. Сведения о ремонтах, модернизациях, реконструкциях

Стратегия ТОиР для поддержания работоспособного, исправного технического состояния конденсатного насоса первой ступени в процессе эксплуатации предусматривает проведение капитального ремонта насоса 1 раз в 4 года. При проведении периодических ремонтов насоса производятся замены быстроизнашивающихся и имеющих ограниченный ресурс деталей.

За время эксплуатации ремонтов с применением сварки, модернизаций и реконструкций конденсатного насоса первой ступени не проводилось.

#### 4.4. Сведения об отклонениях показателей качества рабочей среды от нормируемых значений

На Балаковской АЭС ведение водно-химического режима (ВХР) второго контура осуществляется в соответствии с «Инструкцией...» И.1,2,3,4.ВХР.ХЦ/20 [19] и «Регламентом...» Р. ХЦ/02 [20].

За время эксплуатации имели место незначительные отклонения показателей качества рабочей среды второго контура от диапазонов допустимых значений, установленных для нормируемых показателей, и контрольных уровней, установленных для диагностических показателей. Зафиксированные отклонения показателей ВХР по величине и продолжительности не выходили за уровни, установленные «Инструкцией...». За все время эксплуатации нарушений ВХР второго контура не зафиксировано.

#### 4.5. Сведения об отказах

За весь период эксплуатации конденсатного насоса первой ступени отказов с нарушением пределов безопасной эксплуатации насоса, а также отклонений от рабочих режимов нормальной эксплуатации не зафиксировано.

#### 4.6. Сведения об условиях и режимах эксплуатации

Допускаемое и проектное число циклов плановых пусков конденсатного насоса первой ступени за 30 лет эксплуатации составляет 2000 и 600 циклов соответственно (согласно расчету на прочность корпусных деталей насоса, являющимся приложением 3 к паспорту корпуса насоса, рег. № 1015). В проектной (конструкторской) документации данные по допускаемому числу циклов гидравлических испытаний конденсатного насоса первой

ступени отсутствуют, то есть, количество циклов проектом не устанавливается. Контролируемые показатели вибрации элементов конденсатного насоса первой ступени не выходят за пределы, установленные проектно-конструкторской и нормативной документацией. Данные по условиям и режимам эксплуатации конденсатного насоса первой ступени на период до октября 2009 г. (см. [35, 36]) представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Эксплуатационные режимы	Количество по проекту	Фактическое число циклов за период 1985÷2009 гг.	Фактическое число циклов за последние 10 лет
Гидроиспытания с параметрами: $T > 5^{\circ}\text{C}$ ; $P = 15,0 \text{ кгс/см}^2$	Проектом не устанавливается	3	2
Пуск / останов с параметрами: $T = 25^{\circ}\text{C}$ ; $P = 8,0 \text{ кгс/см}^2$	600	120	40

#### 4.7. Установление механизмов старения и определяющих параметров состояния металла элементов насоса

Анализ проектно-конструкторской и эксплуатационной документации (пп. 4.1 – 4.6) позволяет установить механизмы старения металла элементов конденсатного насоса первой ступени, определяющие его техническое состояние и остаточный ресурс.

Контролируемые эффекты старения, механизмы старения, определяющие параметры состояния и критерии оценки состояния металла элементов конденсатного насоса первой ступени представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Элемент насоса	Контролируемый эффект старения	Механизм старения металла	Определяющие параметры состояния металла	Критерии оценки состояния металла
Корпус, патрубки подвода/отвода конденсата (основной металл)	Утонение стенки	Эрозионно-коррозионный износ	Толщина стенки	Прогнозируемая толщина стенки больше минимально допустимой (в соответствии с ПКД и расчетами на прочность)
Корпус (сварные соединения)	Изменение механических свойств	Малоцикловая усталость	Предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение	Соответствие механических свойств требованиям ПКД и НД [6, 11]
	Растрескивание	Малоцикловая усталость	Геометрические размеры трещин (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве)	Отсутствие течи при ГИ, отсутствие трещин (линейных индикаторных следов) по результатам ВИИК (КК) [22]
Крепежные элементы крышки напорной (шпильки)	Растрескивание, вытягивание резьбы, выкрашивание ниток резьбы	Малоцикловая усталость, многоцикловая усталость вследствие вибрационных нагрузок	Геометрические размеры трещин (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве); геометрические размеры дефектов металла резьбы.	Отсутствие трещин (линейных индикаторных следов) по результатам ВИИК (КК) [22]; соответствие металла крепежных элементов требованиям ПКД

## 5. Методы и объемы контроля технического состояния

Выбор методов, объемов и мест дополнительного контроля состояния металла конденсатного насоса первой ступени в рамках работ по ПСС определен исходя из:

- требований нормативно-технической документации;
- анализа проектно-конструкторской и эксплуатационной документации;
- определяющих параметров технического состояния металла;
- анализа результатов периодического эксплуатационного контроля, выполненного за время эксплуатации;
- возможности доступа к контролируемому участку.

Методы контроля определяющих параметров состояния металла, используемые для оценки технического состояния конденсатного насоса первой ступени, представлены ниже:

- ВиИК в соответствии с ПНАЭ Г-7-016-89 «Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль» [23];
- КК в соответствии с ПНАЭ Г-7-018-89 «Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль» [24];
- УЗТ в соответствии с ПНАЭ Г-7-031-91 «Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий» [25];
- ИМС в соответствии с РД ЭО 0027-05 «Инструкция по определению механических свойств металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости» [26].

Балаковская АЭС в процессе эксплуатации осуществляет периодический контроль состояния основного металла и сварных соединений конденсатного насоса первой ступени методами ВиИК, КК. По результатам предыдущего эксплуатационного контроля металла конденсатного насоса первой ступени, выполненного в 2005 г., установлено, что состояние основного металла и сварных соединений соответствует нормам оценки качества [22] (протоколы №№ ОДМ-1-01/114 от 13.05.2005 г., ОДМ-1-01/277 от 17.05.2005 г., акт № ОДМ-1-01/1157 от 15.06.2005 г.).

В ППР-2010 в соответствии с рабочей программой РП.ОДМ-08/1-010 Балаковской АЭС будет выполнен очередной эксплуатационный контроль металла корпуса конденсатного насоса первой ступени. Результаты ЭК металла корпуса методами ВиИК и КК, выполняемого Балаковской АЭС, будут использованы при оценке технического состояния конденсатного насоса первой ступени. Наряду с этим в рамках реализации текущих работ по ПСС устанавливается дополнительный контроль основного металла корпуса и патрубков подвода/отвода конденсата методом УЗТ, сварных соединений корпуса методом ИМС и крепежных элементов (шпилек) методами ВиИК и КК. Дополнительный контроль металла выполняется ООО «НСУЦ «ЦМиР». Результаты дополнительного контроля также будут использованы для проверки соответствия критериев оценки состояния металла конденсатного насоса первой ступени требованиям ПКД и НД.

С учетом оговоренных выше условий в таблице 5.1 определены места, методы и объемы контроля для оценки технического состояния конденсатного насоса первой ступени.

Подготовка рабочих мест контроля должна включать установку лесов (подмостей), разборку крепежных элементов и освещение рабочих площадок. Подготовка поверхности металла в местах контроля методами ВиИК, КК выполнить в соответствии с [23, 24]. В местах проведения УЗТ основного металла зачистить площадку 100x100 мм, подготовку поверхности выполнить в соответствии с [25]. В местах измерения механических свойств зачистить площадку 100x150 мм (по 75 мм симметрично оси СС) до параметра шероховатости  $Rz \leq 0$ . Места контроля обозначены на схеме контроля (см. Приложение 1).

Таблица 5.1

Наименование узлов и элементов насоса	Метод контроля, НД	Объем контроля	Примечание
Основной металл корпуса, патрубков подвода/отвода конденсата	УЗТ [25]	В 4-х зонах через 90° по периметру на обечайках $\varnothing 1408 \times 14$ , $\varnothing 1420 \times 20$ и патрубках $\varnothing 820 \times 12$ , $\varnothing 530 \times 12$	В каждой зоне выполнить не менее 5 измерений и определить минимальную толщину стенки.
Сварные соединения корпуса и патрубков подвода/отвода конденсата: $\varnothing 1408 \times 14$ : СС №№ 1, 2; S-14: СС №9; $\varnothing 1420 \times 20/20$ : СС № 11; S-20: СС № 21; $\varnothing 820 \times 12/14$ : СС № 3; $\varnothing 530 \times 12/20$ : СС № 12; S-12: СС №№ 10, 22.	ВиИК [23]	100%	Контроль выполняется в рамках РП.ОДМ-08/1-010.
	КК [24]	По результатам ВиИК	Контроль выполняется в рамках РП.ОДМ-08/1-010.
	ИМС [26]	СС №№ 1, 21	15-20 точек для ОМ, 7-10 точек СШ.
Крепежные элементы крышки напорной: шпильки М42	ВиИК [23]	100% для 4-х шпилек	
	КК [24]	По результатам ВиИК	

Контроль металла должен выполняться персоналом, аттестованным в установленном порядке в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-010-89.

Средства измерения, применяемые при контроле, а также нормы оценки качества должны быть указаны в отчетной документации по контролю металла.

Результаты контроля металла методами ВиИК, КК, УЗТ должны быть оформлены протоколами (актами, заключениями) в установленном порядке и зарегистрированы в журнале учета результатов контроля в соответствии с требованиями НД. При обнаружении несплошностей, превышающих нормы оценки качества, следует руководствоваться требованиями действующих НД.

Результаты контроля механических свойств металла должны быть оформлены в виде итогового технического отчета по контролю механических свойств металла тепломеханического оборудования ТЦ-1 энергоблока №1 Балаковской АЭС на период окончания проектного срока эксплуатации. Технический отчет должен включать прогноз изменения механических свойств металла оборудования на планируемый срок эксплуатации энергоблока №1 Балаковской АЭС за пределами 30-летнего срока службы.

## **6. Алгоритм оценки технического состояния**

6.1. После проведения контроля металла конденсатного насоса первой ступени (далее по тексту – оборудования), выполненного в соответствии с настоящей программой обследования, необходимо выполнить анализ результатов контроля и установить фактические значения определяющих параметров состояния металла оборудования.

6.2. При удовлетворении значений фактических определяющих параметров состояния металла оборудования значениям, установленным конструкторской документацией и действующими НД, сравнить сведения о фактической истории нагружения оборудования с принятой в проекте последовательностью во времени режимов работы и нагружения.

Если фактические параметры нагружения – скорости изменения и абсолютные значения температуры и давления, вибрационные нагрузки, количество циклов соответствующих режимов, последовательность режимов, значения перемещений, параметры среды – не превышали проектных или нормируемых параметров и значений, то принимается решение о соответствии оборудования требованиям, установленным конструкторской (проектной) документацией и действующими НД, и целесообразности проведения работ по техническому обоснованию продления срока службы оборудования.

Если фактические параметры нагружения – скорости изменения и абсолютные значения температуры и давления, вибрационные нагрузки, количество циклов соответствующих режимов, последовательность режимов, значения перемещений, параметры среды – превышали проектные или нормируемые параметры и значения, то принимается решение о выводе оборудования из эксплуатации или необходимости выполнения расчета на прочность и соответствующих оценок с учетом фактических режимов нагружения и фактических значений определяющих параметров состояния металла с целью подтверждения остаточного ресурса (срока службы) оборудования. На основании анализа результатов расчета и оценок принимается решение о проведении работ по обоснованию возможного срока безопасной эксплуатации оборудования, и/или ремонте (замене отдельных узлов оборудования или оборудования в целом).

6.3. При превышении фактических значений определяющих параметров состояния металла оборудования допускаемым значениям может быть выполнен расчет на прочность и оценки в соответствии с требованиями действующей НД (например, РД ЭО 0330-01) и действующих методик расчета на прочность при наличии трещиноподобных дефектов с учетом фактических режимов нагружения и фактических значений определяющих параметров состояния металла с целью подтверждения остаточного ресурса (срока службы).

Методы, используемые при расчетах на прочность, должны быть консервативными для того, чтобы компенсировать неопределенность исходной информации.

Применяемые программы при расчете на прочность должны быть аттестованы в установленном порядке.

На основании анализа результатов расчетов принять решение о проведении работ по техническому обоснованию возможного срока безопасной эксплуатации оборудования, и/или ремонте (замене отдельных узлов оборудования или оборудования в целом), модернизации или реконструкции оборудования.

6.4. Расчеты на прочность выполнять с учетом реального состояния опор оборудования, их целостности и работоспособности.

## 7. Алгоритм оценки остаточного ресурса

7.1. При положительных результатах контроля металла для оценки остаточного ресурса выполнить расчеты на прочность оборудования в полном объеме требований ПНАЭ Г-7-002-86 и/или других действующих НД (например, РД ЭО 0330-01, НП-031-01).

Если при оценке технического состояния оборудования будут обнаружены дефекты или несплошности, превышающие допустимые по ПК 1514-72 и ПНАЭ Г-7-010-89, рекомендуется использовать соответствующие НД (например, РД ЭО 0330-01).

7.2. Для подтверждения остаточного ресурса установить модель предполагаемых эксплуатационных нагрузок. В качестве модели ежегодных нагрузок принять спектр усредненных нагрузок за последние 10 лет эксплуатации или установить другую модель нагрузок на основе предполагаемых условий и режимов дальнейшей эксплуатации.

На основе принятой модели эксплуатации установить количество циклов нагружения  $N_i$  для каждого режима.

7.3. Выполнить расчет циклической прочности в соответствии с действующей нормативной документацией (например, РД ЭО 0330-01) за период эксплуатации и предполагаемого дополнительного срока эксплуатации оборудования при необходимости с учетом:

- изменений механических свойств;
- изменений толщины стенки оборудования вследствие эрозионно-коррозионного износа;
- влияния среды на зарождение и развитие трещиноподобных повреждений;
- максимальных отклонений геометрических размеров свариваемых узлов оборудования от номинальных;
- влияния вибрационных нагрузок;
- влияния концентраторов напряжений сварных соединений;
- других, влияющих на ресурсные характеристики, факторов.

В результате расчета циклической прочности оборудования получить допускаемое число циклов нагружения  $[N_0]_i$  для режимов, соответствующих принятой модели эксплуатации в предполагаемый дополнительный срок эксплуатации.

Проверить условие прочности оборудования на предполагаемый период эксплуатации по формуле

$$\sum_{i=1}^k \frac{N_i}{[N_0]_i} = a \leq [a_N]$$

где  $a$  – накопленное усталостное повреждение, предельное значение которого  $[a_N] = 1$ .

Если  $a > 0,8$ , выполнить расчет циклической прочности с учетом сейсмических воздействий.

7.4. Ресурс оборудования в течение предполагаемого периода эксплуатации обеспечен при подтверждении условий прочности расчетами, выполненными в соответствии с действующими НД (например, с РД ЭО 0330-01).

## **8. Требования по оформлению результатов обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса оборудования**

8.1. Специализированная организация ООО «НСУЦ «ЦМиР», проводящая работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса оборудования, разрабатывает и оформляет следующую документацию:

- Программу обследования;
- Рабочую программу контроля;
- поверочные расчеты на прочность;
- итоговый технический отчет по контролю механических свойств;
- Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе оборудования, которое согласовывается с главным инженером Балаковской АЭС, привлекаемыми к работам предприятиями и организациями и утверждается руководством ООО «НСУЦ «ЦМиР».

8.2. По результатам оценки технического состояния и остаточного ресурса оборудования оформляется Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации оборудования.

К Решению прилагается Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе оборудования (со всеми приложениями), в том числе отчетная документация по контролю состояния металла оборудования (акты, протоколы, заключения) и расчеты на прочность оборудования с учетом его эксплуатации за пределами срока, установленного в проектной (конструкторской) документации.

Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации подписывается членами комиссии, согласовывается с привлекаемыми к работам специализированными организациями и утверждается главным инженером Балаковской АЭС.

ООО «НСУЦ «ЦМиР», в рамках взятых на себя договорных обязательств, разрабатывает проект Решения, на основании которого Балаковская АЭС оформляет Решение в установленном порядке, включая его согласование и утверждение.

8.3. Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации прилагается к паспорту оборудования.

8.4. Документацию по пп. 8.1 – 8.2 рекомендуется внести в базу данных по контролю и управлению ресурсными характеристиками оборудования энергоблока АЭС.

8.5. Если при оценке технического состояния и остаточного ресурса будет установлено, что возникновение повреждений, дефектов связано с режимами эксплуатации или конструктивными особенностями оборудования, то специализированная организация ООО «НСУЦ «ЦМиР», проводившая оценку технического состояния и остаточного ресурса, должна уведомить об этом центральный аппарат ОАО «Концерн Росэнергоатом» с целью принятия мер по предотвращению выявленных причин.

## **Перечень используемой документации**

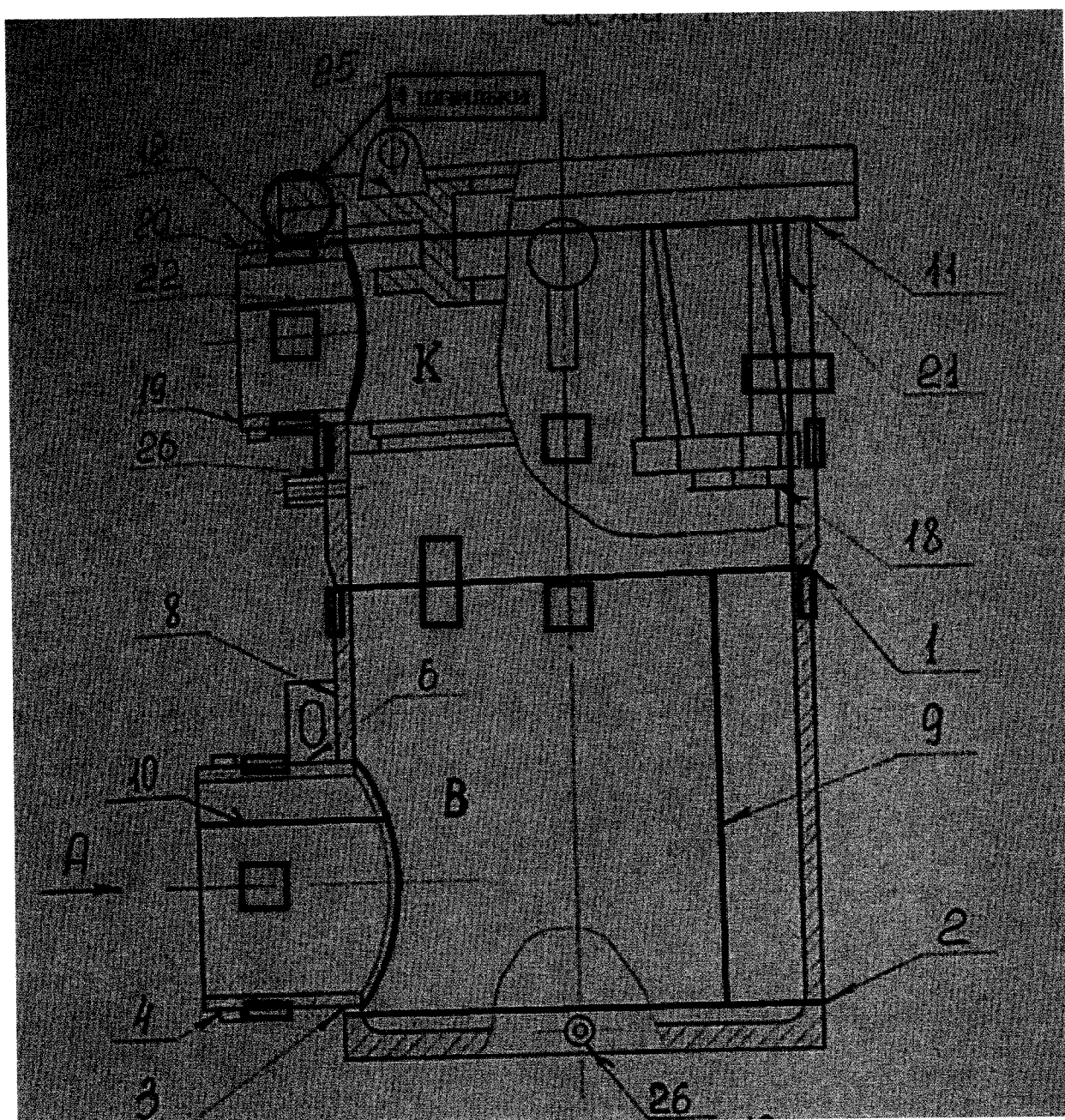
- 1 НП-017-2000. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции.
- 2 РБ-029-04. Состав и содержание материалов по обоснованию остаточного ресурса элементов блока атомной станции для продления срока его эксплуатации.
- 3 СТО 1.1.1.01.006.0327-2008. Продление срока эксплуатации блока атомной станции.
- 4 РД-ЭО-0281-01. Положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
- 5 РД ЭО 1.1.2.09.0774-2009. Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов, сосудов и насосов энергоблоков атомных станций. Методика.
- 6 ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
- 7 НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97). Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97).
- 8 П-01-01-2006. Перечень основных нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
- 9 РД-04-31-2001. Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих безопасность в период дополнительного срока эксплуатации блока атомной станции.
- 10 СТО 1.1.1.01.0678-2007. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
- 11 ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
- 12 РД ЭО 0330-01. Руководство по расчёту на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК и ВВЭР на стадии эксплуатации.
- 13 М-02-91. Методика определения допустимых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС.
- 14 ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения.
- 15 НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.
- 16 Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320) Р.1.ОУБ/03.
- 17 Балаковская АЭС. Энергоблок 1. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации.
- 18 Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2. ИЭ.1.RM.SD.ТЦ-1/07.
- 19 Инструкция по организации и ведению этаноламинового водно-химического режима второго контура И.1,2,3,4.ВХР.ХЦ/20.
- 20 Регламент химического контроля качества технологических сред Балаковской АЭС Р. ХЦ/02.
- 21 ПНАЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля.



- 22 ПК 1514-72. Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок.
- 23 ПНАЭ Г-7-016-89. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль.
- 24 ПНАЭ Г-7-018-89. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль.
- 25 ПНАЭ Г-7-031-91. Унифицированные методики неразрушающего контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий.
- 26 РД ЭО 0027-05. Инструкция по определению механических свойств металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости.
- 27 РД ЭО 0069-97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций.
- 28 Общие технические условия на ремонт. ТУ ЭО 0144-2001.
- 29 Регламент ТОиР насосного оборудования турбинного отделения. Р.ОППР-1-27/79-02.
- 30 Технологическая инструкция по исправлению дефектных участков в монтажных сварных соединениях оборудования и трубопроводов АЭУ. № 18-170.00.000. НИПТиКО «Энергомонтажпроект», 1992.
- 31 Обобщающий отчет по результатам проведения комплексного обследования энергоблока № 1 Балаковской АЭС для продления срока эксплуатации. Балаково, 2008.
- 32 Отчет по результатам обследования оборудования и трубопроводов системы основного конденсата RM энергоблока № 1 Балаковской АЭС. Балаково, 2007.
- 33 Паспорт на корпус конденсатного насоса первой ступени. Рег. № 1015.
- 34 АТПЭ-9-03. Типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с ВВЭР-1000 (с изменениями).
- 35 Техническая справка. Сведения об истории нагружения оборудования ТЦ-1 Балаковской АЭС с момента пуска блока по октябрь 2009 г. Балаковская АЭС, 2009 г.
- 36 Техническая справка. Сведения об истории нагружения оборудования ТЦ-1 Балаковской АЭС за период 1999 г. – 2009 г. Балаковская АЭС, 2009 г.

## Приложение 1

### Схема контроля металла конденсатного насоса первой ступени



- — ВиИК, КК по результатам ВиИК
- — УЗТ
- — ИМС

## Приложение 2

Комплект актов, протоколов контроля металла конденсатного насоса первой  
ступени 1RM12D01 турбинного цеха энергоблока №1 Балаковской АЭС

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Балаковская атомная станция

энергоблок № 1

ООО «НСУЦ «ЦМиР»

наименование организации, проводившей контроль

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по результатам ультразвукового измерения толщины

№ ОДМитК- 1-14/789

от « 08 » 02 201 0 г.

дата пров. контр. « 02 » 02 201 0 г.

Конденсатный насос первой ступени 1RM12D01, КсВА 1500-120, черт. Н18.50.00.00СБ, Н18.50.23.00СБ.  
идентификационные данные объекта контроля

Измерение толщины монометалла корпуса, патрубков.

наименование выполненного контроля

ПНАЭ Г-7-031-91, расчет на прочность Н18.50.23.00П.

НТД на контроль и оценку качества

марка стали ВстЗсп5 – корпус насоса, 20К-10 – всасывающий и напорный патрубки насоса.

погрешность ±0.2мм запись № 24 в журнале № ОДМитК-2-21

цель контроля п. 18.4.1 РП.ОДМ-08/1-2010, п. 6.2 Рабочей программы РП.ЦМиР/ТЦ-1/21-09.  
№ п. № РПО, заявка, тех. процесс, № тех. карты УЗТ

тип прибора DM4E зав. № 01СЗТ7 тип ПЭП DA 301 зав. № 513

### результаты измерений

№№	типоразмер	пред. знач.	Сеч.	Обозначение точек / Результат измерения							оценка качества	примеч.
				1	2	3	4	-	-	-		
патрубок всасывающий	Ø820x12	-	А	11,8	11,5	11,5	11,6	-	-	-	-	Оценка качества в сечениях Б, В по расчету Н18.50.23.00П. Оценка качества в сечениях А, Г не проводится в связи с отсутствием предельных значений.
корпус	Ø1408x14	3,6	Б	13,1	13,0	13,0	13,3	-	-	-	соотв.	
корпус	Ø1420x20	18,5	В	19,5	19,3	19,3	19,5	-	-	-	соотв.	
патрубок напорный	Ø530x12	-	Г	11,5	10,6	12,4	11,8	-	-	-	-	Схема прилагается.

Контроль выполнил ведущий инженер

Мишуков А.А.

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ руководитель группы

Левчук В.И.

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Проверил Высоцкий С.И.

Фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМитК

С.В. Якушев

подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»  
«Балаковская атомная станция»  
(Балаковская АЭС)  
ОДМиТК  
Энергоблок № 1, ТО

ПРОТОКОЛ

От 26 01.10 № ОДМиТК-1-14/ 211  
г.Балаково

Визуально-измерительного контроля  
Конденсатный насос 1RM12D01.

**1. ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ:** Конденсатный насос I ступени, 3Н-С, КсВА 1500-120, технологическое обозначение - 1RM12D01, черт. Н18.50.23.00П, завод-изготовитель - п/я В-2964, г.Сумы, зав. № 22.

Материал корпуса - ВстЗсп5, днища - 20К-10, крышки напорной - 09Г2С

**2. ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ:** Оценка состояния основного металла и сварных соединений согласно п.18.4. «Рабочей программы ...» РП.№ ОДМ-08/1-2010.

**3. МЕТОДЫ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ:**

Визуально-измерительный контроль согласно ПНАЭ Г-7-016-89 на соответствие ПК-1514-72, ТУ ЭО 0043-95, АТПЭ-9-03 (приложение 6), тех. карт контроля № №1-4/ТЦ-804, ОДМ-23/07.

Дата проведения контроля 25.01.10г., 26.01.10г, с 10 до 13 часов.

Измерительный инструмент: штангенциркуль зав. № Т81328

Освещенность в зоне обследования в соответствии с ПНАЭ Г-7-016-89.

3.1. Основной металл корпуса, крышек, патрубков - в объеме 100%;

3.2. Сварные соединения – в объеме 100%;

материал ВстЗсп5, категория ИБ, 1408x14 №№ 1,2;

820x12/s= 14 № 3;

530x12/s=20 № 12;

S=14, l=1304 № 9;

S=12, l= 527 № 10;

S=20, l=1050 № 21;

S=12, l= 375 № 22

материал ВстЗсп5 +20К-10, категория ИБ, 1420x20/s=20 № 11;

3.3. Уплотнительные поверхности фланцевых разъемов - в объеме 100%.

**4. РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ:** При визуальном и измерительном контроле:

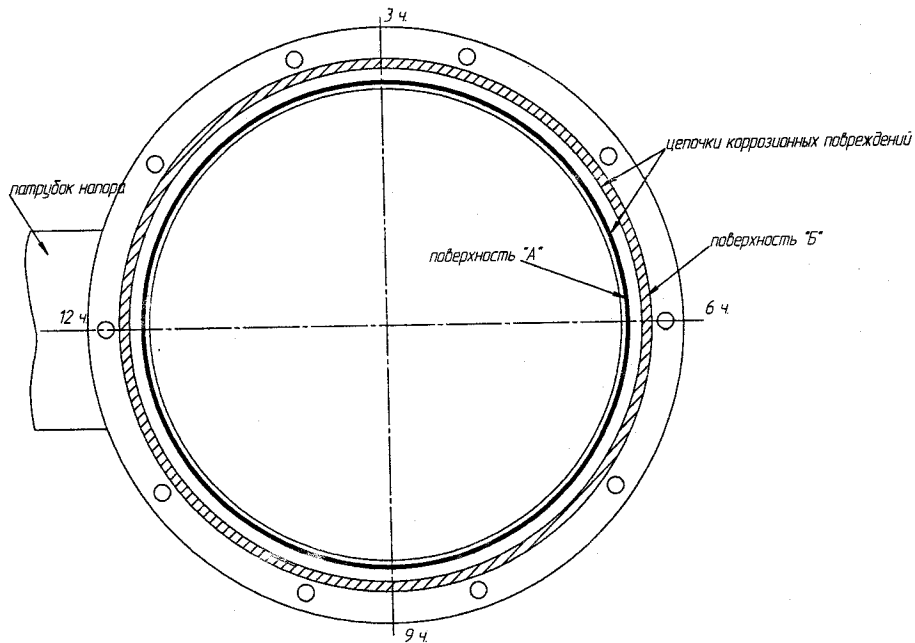
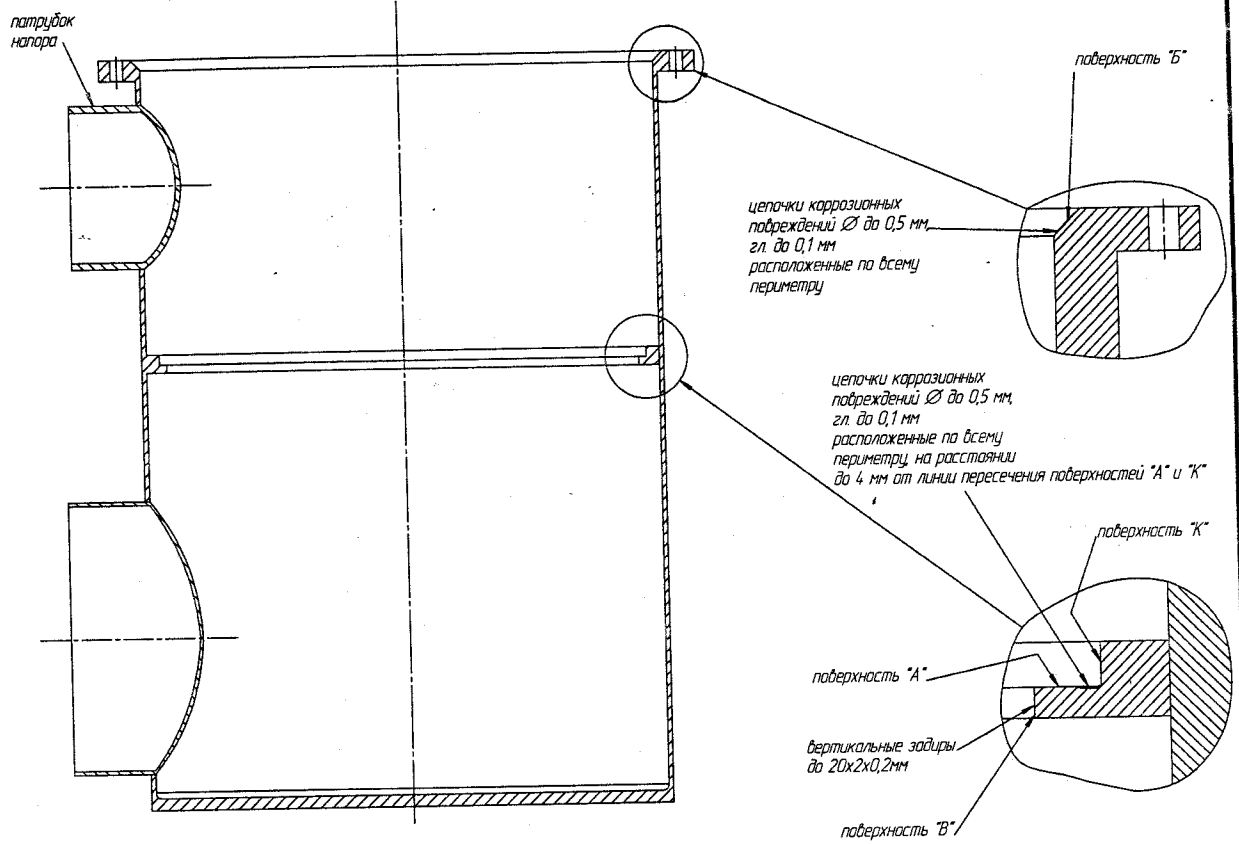
4.1. На уплотнительной поверхности по п. 3.3 настоящего протокола (поверхность «Б») обнаружены цепочки коррозионных повреждений, расположенные по всему периметру поверхности. Размеры отдельных язв составляют Ø до 0,5мм, глубиной до 0,1мм.

4.2. На уплотнительной поверхности «А» цепочки коррозионных повреждений, расположенные по всему периметру поверхности на расстоянии до 4мм от линии пересечения поверхностей «А» и «К». Размеры отдельных повреждений составляют Ø до 0,5мм, глубиной до 0,1мм.

4.3. На поверхности «В», обнаружены задиры размерами до 20x2x0,2мм. Задиры без острых углов и навалоченного металла.

Расположение поверхностей указано в картограмме.

4.4. На остальных участках контроля по п.п. 3.1, 3.2, 3.3 настоящего протокола дефектов не обнаружено.



Составил: *Н.И. Кузнецова*

Картограмма расположения коррозионных повреждений,  
задилов на поверхностях корпуса конденсатного  
насоса 1RM12D01

## ПРОТОКОЛ

от 28 01.2010г. № ОППР-1-16/31

г. Балаково Саратовской области

технического совещания  
о ремонте насоса 1RM12D01

Председатель – ЗГИР Е.Ф. Соболев

Присутствовали: начальник ТЦ-1 Л.Ю. Колпаков, начальник ЦЦР А.В. Емельянов, начальник  
ОППР А.Г. Бубнов, начальник ОДМитК С.В. Якушев.

В ППР-2010 при проведении капитального ремонта насоса 1RM12D01 (КсВА 1500-120) на уплотнительных поверхностях «А» и «Б» корпуса были обнаружены коррозионные повреждения диаметром до 0,5 мм и глубиной до 0,1 мм, а на поверхности «В» задиры без острых углов и наволоченного металла размером до 20х2х0,2 мм (протокол визуального и измерительного контроля № ОДМитК-1-14/221 от 26.01.2010г.).

Учитывая размеры указанных дефектов,

### РЕШИЛИ:

1. Допустить корпус насоса 1RM12D01 в эксплуатацию с дефектами, указанными в протоколе № ОДМитК-1-14/221 от 26.01.2010г., до следующего капитального ремонта насоса.

2. Провести контроль уплотнительных поверхностей корпуса в следующий капитальный ремонт насоса.

Исп.: ОДМитК

Срок: следующий КР насоса

3. При выявлении развития дефектов принять отдельное решение по результатам контроля.

Исп.: ТЦ-1, ЦЦР, ОППР, ОДМитК

Срок: следующий КР насоса

Контроль выполнения протокола возложить на НТЦ-1 Л.Ю. Колпакова.

ЗГИР

Е.Ф. Соболев

Начальник ТЦ-1

Л.Ю. Колпаков

Начальник ЦЦР

А.В. Емельянов

Начальник ОДМитК

С.В. Якушев

Начальник ОППР

А.Г. Бубнов

**АКТ № ИМС-002.1/ТЦ-1/21-09 от 30.06.2010 г.  
об измерении механических свойств**

Объект контроля, зона контроля: конденсатный насос первой ступени 1RM12D01, СС №1

№ п.п. «Рабочей программы контроля металла тепломеханического оборудования ТЦ-1 энергоблока №1 Балаковской АЭС в период ППР-2010 с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса»: 6.2.2

Инструкция по проведению контроля: РД ЭО 0027-05

Документ, по которому производится оценка качества: ПНАЭ Г-7-002-86, ПНАЭ Г-7-010-89

Приборные средства: твердомер ТЕСТ-МИНИ-(УТ), сертификат о калибровке № 3/360-01-10 от 20.01.2010 г.

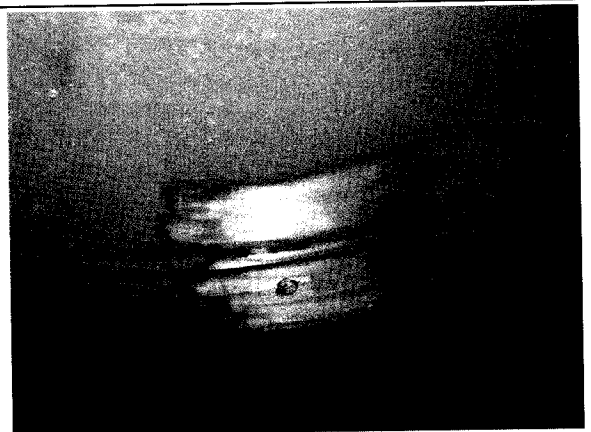
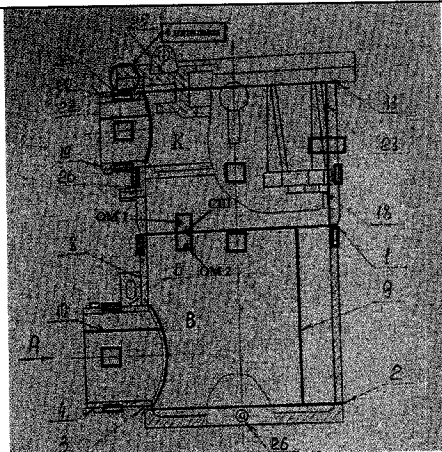
**Результаты контроля**

Зона контроля включает следующие элементы:

- Обечайка,  $\varnothing 1380 \times 20$ , материал ВстЗсп5 ГОСТ 14637-79, чертеж Н18.50.23.00СБ;
  - Сварной шов, УОНИИ 13/45, ГОСТ 9087-81;
  - Обечайка,  $\varnothing 1380 \times 14$ , материал ВтЗсп5 ГОСТ 14637-79, чертеж Н18.50.23.00СБ;
- Траб=70 °С.

Табл=70 °С.									
Контролируемый элемент	Источник данных		20 °С					100 °С	
			НВ	R <sub>m</sub> , МПа	R <sub>0.2</sub> , МПа	A <sub>5</sub> , %	Z, %	R <sub>m</sub> , МПа	R <sub>0.2</sub> , МПа
Обечайка	Нормат. требования* ПН АЭ Г-7-002-86		-	373	245	26	50	353	235
	Нормат. требования** ГОСТ 14367-79		-	370-480	245	26	-	-	-
	Данные измерений	ОМ 1	134±8	474±47	288±43	24±5	69±21	449	276
		ОШЗ 1	127±7	456±46	274±41	25±5	70±21	431	263
Сварной шов	Нормат. требования ПНАЭ Г-7-010-89		-	353	216	22	60	-	-
	Данные измерений	СШ	137±12	483±73	298±60	24±5	68±21	-	-
Обечайка	Нормат. требования* ПН АЭ Г-7-002-86		-	373	245	26	50	353	235
	Нормат. требования** ГОСТ 14367-79		-	370-480	245	26	-	-	-
	Данные измерений	ОМ 2	131±7	468±47	283±42	25±5	69±21	443	272
		ОШЗ 2	126±11	453±45	272±41	26±5	70±21	429	261

**Схема расположения элементов в зоне контроля**



**Заключение:** Механические свойства сварного соединения соответствуют требованиям нормативной документации с учетом погрешности по РД

Примечание: \* - Нормативные значения указаны для стали-аналога СтЗсп5;  
\*\* - Нормативные значения указаны по ГОСТ 14367-89.

Контроль выполнил: <u>старший научный сотрудник ООО НСУЦ «ЦМиР»</u>	<u>Фролов И.В.</u>	
должность	Фамилия и инициалы	подпись
Руководитель работ: <u>руководитель группы ООО НСУЦ «ЦМиР»</u>	<u>Левчук В.И.</u>	
должность	Фамилия и инициалы	подпись



**АКТ № ИМС-002.2/ТЦ-1/21-09 от 30.06.2010 г.  
об измерении механических свойств**

Объект контроля, зона контроля: конденсатный насос первой ступени 1RM12D01, СС №21

№ п.п. «Рабочей программы контроля металла тепломеханического оборудования ТЦ-1 энергоблока №1 Балаковской АЭС в период ППР-2010 с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса»: 6.2.2

Инструкция по проведению контроля: РД ЭО 0027-05

Документ, по которому производится оценка качества: ПНАЭ Г-7-002-86, ПНАЭ Г-7-010-89

Приборные средства: твердомер ТЕСТ-МИНИ-(УТ), сертификат о калибровке № 3/360-01-10 от 20.01.2010 г.

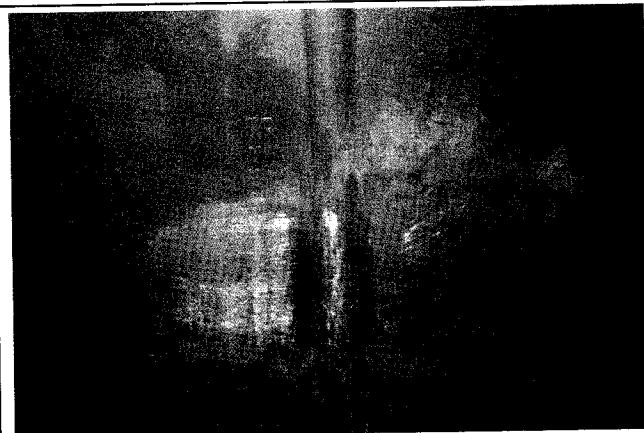
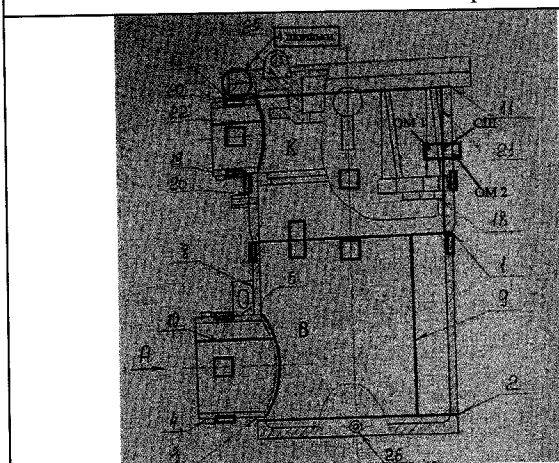
**Результаты контроля**

Зона контроля включает следующие элементы:

- Обечайка,  $\varnothing 1380 \times 20$ , материал Вст3сп5 ГОСТ 14637-79, чертеж Н18.50.23.00СБ;
  - Сварной шов, свар. проволока св-08А, ГОСТ 2246-70;
  - Обечайка,  $\varnothing 1380 \times 20$ , материал Вст3сп5 ГОСТ 14637-79, чертеж Н18.50.23.00СБ;
- Траб=70 °С.

Траб=70 °С.			20 °С					100 °С	
Контролируемый элемент	Источник данных		НВ	R <sub>m</sub> , МПа	R <sub>0,2</sub> , МПа	A <sub>5</sub> , %	Z, %	R <sub>m</sub> , МПа	R <sub>0,2</sub> , МПа
Обечайка	Нормат. требования* ПН АЭ Г-7-002-86		-	373	245	26	50	353	235
	Нормат. требования** ГОСТ 14367-79		-	370-480	245	26	-	-	-
	Данные измерений	ОМ 1	134±13	475±47	291±44	24±5	69±21	449	280
		ОШЗ 1	127±6	454±45	272±41	25±5	70±21	429	261
Сварной шов	Нормат. требования ПНАЭ Г-7-010-89		-	353	196	20	55	-	-
	Данные измерений	СШ	145±14	508±76	324±65	23±5	67±20	-	-
Обечайка	Нормат. требования* ПН АЭ Г-7-002-86		-	373	245	26	50	353	235
	Нормат. требования** ГОСТ 14367-79		-	370-480	245	26	-	-	-
	Данные измерений	ОМ 2	136±19	481±48	299±45	24±5	68±21	455	287
		ОШЗ 2	129±8	462±46	279±42	25±5	69±21	437	268

**Схема расположения элементов в зоне контроля**



*Заключение: Механические свойства металла корпуса соответствуют требованиям нормативной документации с учетом погрешности по РД*

Примечание: \* - Нормативные значения указаны для стали-аналога Ст3сп5;  
\*\* - Нормативные значения указаны по ГОСТ 14367-89.

Контроль выполнил: старший научный сотрудник ООО НСУЦ «ЦМиР»  
должность

Фролов И.В.  
Фамилия и инициалы

*[Подпись]*  
подпись

Руководитель работ: руководитель группы ООО НСУЦ «ЦМиР»  
должность

Левчук В.И.  
Фамилия и инициалы

*[Подпись]*  
подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»  
«Балаковская атомная станция»  
ОДМиТК  
Энергоблок № 1, ТО

## ПРОТОКОЛ

от 05.02.2010г. № ОДМиТК -1-14/643  
Визуального и измерительного контроля  
Конденсатный насос 1RM12D01

**1.ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ:** Конденсатный насос I ступени, ЗН-С, КсВА 1500-120, технологическое обозначение - 1RM12D01, черт. Н18.50.23.00П, завод-изготовитель- п/я В-2964, г.Сумы, зав. № 22.Материал корпуса - ВстЗсп5, днища - 20К-10, крышки напорной - 09Г2С

**2.ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ:** Оценка состояния металла согласно п.18.4.4. «Рабочей программы....» № ОДМ-08/1-2010.

**3.МЕТОДЫ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ:** Визуальный и измерительный контроль согласно ПНАЭГ-7-016-89, АТПЭ-9-03 (Приложение 6).

Дата проведения контроля 02.02.10, до 12 часов.

Освещенность в зоне контроля в соответствии с ПНАЭГ-7-016-89.

Измерительный инструмент: ШЦ-1-125-0,1. зав.№ Т 81328.

3.1. Крепежные элементы крышки напорной: шпильки М42 (4 шт.).

**4.РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ:** При визуальном и измерительном контроле по п.3.1. настоящего протокола дефектов не обнаружено.

**5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ:** Визуальный и измерительный контроль проведен в объеме п.18.4.4.«Рабочей программы....» № ОДМ-08/1-2010, дефектов не выявлено.

Начальник ОДМиТК

Инженер ОДМиТК



С.В.Якушев

Н.И. Кузнецова

## Приложение 3

Конденсатный насос первой ступени 1RM12D01.

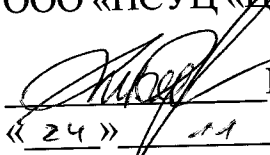
Аннотационный отчет по результатам расчёта на прочность 21/09-Р.1., 2010 г.



Общество с ограниченной ответственностью  
НАУЧНО-СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР  
МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ И РЕСУРСА КОМПОНЕНТОВ ЯДЕРНОЙ ТЕХНИКИ  
«ЦЕНТР МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ И РЕСУРСА»  
ООО «НСУЦ «ЦМиР»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ООО «НСУЦ «ЦМиР»

  
« 24 » 11 2010 г. М.Б. Бакиров

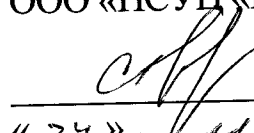
Балаковская АЭС  
Энергоблок 1

**КОНДЕНСАТНЫЙ НАСОС ПЕРВОЙ СТУПЕНИ 1RM12D01**

**АННОТАЦИОННЫЙ ОТЧЕТ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ**

**21/09-Р.1.**

Ведущий инженер  
ООО «НСУЦ «ЦМиР»

  
« 24 » 11 2010 г. С.Б. Кравец

Москва 2010

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Данные для расчета .....</b>	<b>5</b>
1.1 Условные обозначения и сокращения .....	5
1.2 Геометрические размеры .....	6
1.3 Рабочие и расчетные параметры .....	6
1.4 Материалы и допускаемые напряжения .....	8
1.5 Классификация напряжений и допускаемые напряжения .....	10
<b>2. Расчет по выбору основных размеров .....</b>	<b>13</b>
2.1 Определение толщин элементов насоса .....	13
2.2 Расчет фланцевых соединений .....	27
<b>3 Проверочный расчет .....</b>	<b>37</b>
3.1 Расчет на статическую прочность .....	37
3.2 Расчет на циклическую прочность .....	45
3.3 Оценка прочности патрубков .....	50
3.4 Расчет на сейсмические воздействия .....	52
<b>4 Заключение .....</b>	<b>57</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>58</b>
<b>Лист регистрации изменений .....</b>	<b>59</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	3.2 Расчет на прочность	50
					3.3 Оценка прочности патрубков	50
					3.4 Расчет на сейсмические воздействия	52
					<b>4 Заключение</b>	<b>57</b>
					<b>Список использованных источников</b>	<b>58</b>
					<b>Лист регистрации изменений</b>	<b>59</b>

					21/09-Р.1.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Афиногенов			Насос 1RM12D01 Расчет на прочность		
Пров.		Кравец С.Б.					
Н.контр.		Дашевская					
Утв.		Бакиров М.Б.					
					Лит.	Лист	Листов
					И	2	59
					ООО «НСУЦ «ЦМиР»		

## Введение

В данном отчете приведен расчет по выбору основных размеров и поверочный расчет для наружного корпуса и напорной крышки конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01 марки КсВА 1500-120 (далее по тексту - насоса) системы основного конденсата РМ турбинного цеха энергоблока №1 Балаковской АЭС, исходя из прогнозируемого общего срока эксплуатации насоса 60 лет (до 2045 г.). Основные геометрические размеры элементов насоса взяты по чертежу Н18.50.23.00П, а также с учетом результатов измерений фактических значений толщины элементов насоса, выполненных в ППР-2010 на момент окончания проектного срока службы.

Насос КсВА 1500-120 центробежный, четырехступенчатый, секционного типа, вертикального исполнения - имеет сварной наружный корпус. Корпус представляет собой обечайку с входным и напорным приваренными патрубками, причем напорный смещен относительно входного на 20° против часовой стрелки, если смотреть на насос со стороны двигателя. Также к корпусу приварены опорные лапы, для установки насоса на фундамент. В верхней части корпуса при помощи шпилек крепится напорная крышка.

В соответствии с "Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций" НП-001-97 [1] насос относится к классу безопасности 3Н.

В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" ПНАЭ Г-7-008-89 [2] насос относится к группе С.

В соответствии с "Нормами проектирования сейсмостойких атомных станций" НП-031-01 [3] насос относится к категории сейсмостойкости IIБ.

Расчет на прочность выполнен в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 [4], НП-031-01 [3], РД ЭО 0330-01 [5], а также с учетом положений РД ЭО 1.1.2.09.0774-2008 [6].

Расчеты корпусных элементов насоса выполнены при параметрах нагружения давлением, соответствующих паспортным данным [7].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p>приваренными патрубками, причем напорный смонтирован под углом 20° к входного на 20° против часовой стрелки, если смотреть на насос со стороны двигателя. Также к корпусу приварены опорные лапы, для установки насоса на фундамент. В верхней части корпуса при помощи шпилек крепится напорная крышка.</p> <p>В соответствии с "Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций" НП-001-97 [1] насос относится к классу безопасности ЗН.</p> <p>В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" ПНАЭ Г-7-008-89 [2] насос относится к группе С.</p> <p>В соответствии с "Нормами проектирования сейсмостойких атомных станций" НП-031-01 [3] насос относится к категории сейсмостойкости IIБ.</p> <p>Расчет на прочность выполнен в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 [4], НП-031-01 [3], РД ЭО 0330-01 [5], а также с учетом положений РД ЭО 1.1.2.09.0774-2008 [6].</p> <p>Расчеты корпусных элементов насоса выполнены при параметрах нагружения давлением, соответствующих паспортным данным [7].</p>
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.

Лист  
3

На рисунке 1 представлен эскиз корпуса насоса в сборе с крышкой.

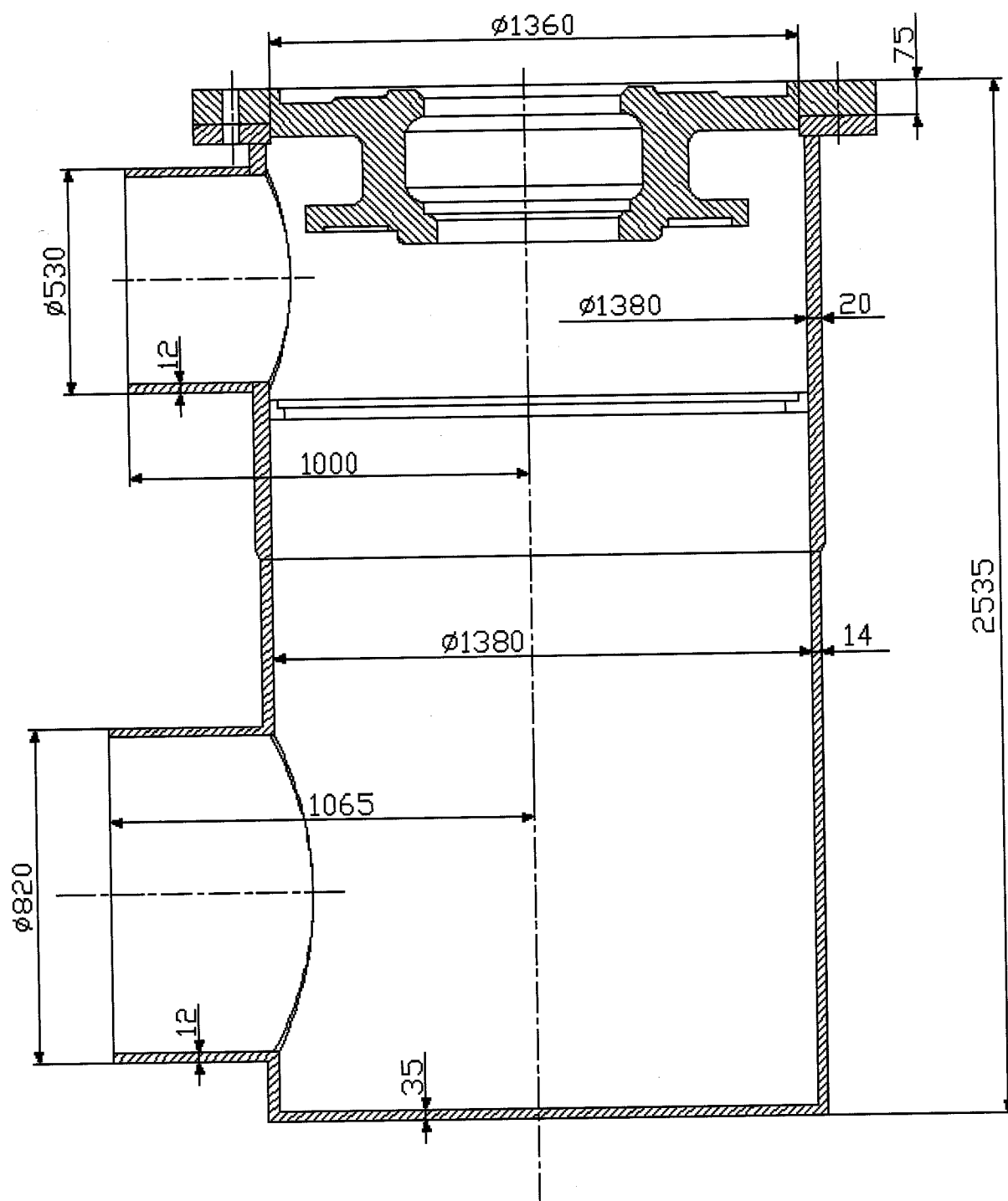


Рисунок 1 - Эскиз корпуса насоса в сборе с крышкой

Инев. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инев. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

## 1.1 Условные обозначения и сокращения

## 1.1 Условные обозначения и сокращения

Принятые сокращения: НУЭ - нормальные условия эксплуатации;  
ГИ - гидравлические испытания; ПЗ - проектное землетрясение.

Принятые сокращения: НУЭ - нормальные условия эксплуатации;  
ГИ - гидравлические испытания; ПЗ - проектное землетрясение.

					21/09-Р.1.	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



## 1.2 Геометрические размеры

Расчет на прочность выполнен для корпуса и крышки, имеющих номинальные геометрические размеры в соответствии с чертежом Н18.50.23.00П. При этом на стадии проведения поверочного расчета на прочность корпусных элементов насоса, для которых в ППР-2010 по результатам ультразвуковой толщинометрии были получены фактические значения толщин после 24 лет эксплуатации, толщина стенки элементов насоса выбиралась в соответствии с требованиями п. 4.1.2 РД ЭО 0330-01 [5]. Для корпусных элементов насоса, контактирующих с водной средой, для которых контроль фактических толщин не проводился, толщина стенки выбиралась равной номинальному значению (по чертежу Н18.50.23.00П) за вычетом прибавок  $C_1$  и  $C_2$  к толщине стенки. При этом прибавка  $C_1$  выбиралась равной минусовому допуску на толщину полуфабриката для компенсации возможного утонения изделия при изготовлении, прибавка  $C_2$  выбиралась равной удвоенному значению по таблице 4.1. Норм расчета ПНАЭ Г-7-002-86 [4] для компенсации утонения стенки за счет всех видов коррозии в течение рассчитываемого общего срока эксплуатации насоса 60 лет.

## 1.3 Рабочие и расчетные параметры

Основные рабочие и расчетные параметры насоса в соответствии с [7] приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Рабочие и расчетные параметры

Наименование параметра, единица измерения	Величина
Расчетное давление в приемной части корпуса, МПа	0,196
Расчетное давление в напорной части корпуса, МПа	1,746
Давление гидравлических испытаний в приемной части корпуса, МПа	0,294
Давление гидравлических испытаний в напорной части корпуса, МПа	2,206

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					6

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра, единица измерения	Величина
Расчетная температура в приемной части корпуса, °С	60
Расчетная температура в напорной части корпуса, °С	60
Температура гидравлических испытаний в приемной части корпуса, °С	10
Температура гидравлических испытаний в напорной части корпуса, °С	70
Количество циклов «пуск-останов» за прошедшие 24 года эксплуатации	120
Количество циклов «пуск-останов» за последние 10 лет эксплуатации	40
Планируемое количество циклов «пуск-останов» на последующие 36 лет эксплуатации*	480
Количество гидравлических испытаний за прошедшие 24 года эксплуатации	3
Количество гидравлических испытаний за последние 10 лет эксплуатации	2
Планируемое количество циклов гидравлических испытаний на последующие 36 лет эксплуатации	5
Рабочая среда	конденсат

\*Примечание. Планируемое количество циклов «пуск-останов» насоса на последующие 36 лет эксплуатации выбрано консервативно в запас прочности при оценке величины циклической повреждаемости.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

21/09-Р.1.

Лист  
7

#### 1.4 Материалы и допускаемые напряжения

По результатам контроля механических свойств металла элементов насоса, выполненного в ППР-2010 на момент окончания проектного срока эксплуатации, установлено, что фактические механические свойства основного металла и металла сварных швов насоса на момент окончания 30-летнего проектного срока службы соответствуют требованиям действующей НД, деградации механических свойств металла не обнаружено. Анализ действующих механизмов старения, выполненный при прогнозировании изменения механических свойств металла элементов насоса в процессе длительной эксплуатации, позволяет сделать вывод, что значения механических свойств металла на момент окончания планируемого сверхпроектного срока службы (30 лет) будут соответствовать требованиям действующих НД.

Механические свойства основных применяемых материалов при температуре 20 °С приняты в соответствии с рекомендациями приложения 1 [4]. Определение механических свойств металла элементов насоса при расчетной температуре выполнено методом линейной интерполяции между значениями свойств, указанных в таблице П 1.1 [4] для соседних с расчетной температурой значений температур (при ближайшей меньшей и ближайшей большей температуре).

Номинальные допускаемые напряжения для корпусных элементов определяются по формуле:

$$[\sigma] = \min \left( \frac{R_{p,02}^T}{n_{0,2}} ; \frac{R_m^T}{n_m} \right) ,$$

где  $n_m = 2,6$  - коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению;

$n_{0,2} = 1,5$  - коэффициент запаса прочности по пределу текучести.

Номинальные допускаемые напряжения в крепежных деталях определяются по формуле:

$$[\sigma]_w = \frac{R_{p,02}^T}{n_{0,2}} ,$$

где  $n_{0,2} = 2$  - коэффициент запаса прочности по пределу текучести.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
											8
						Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.

Значения механических свойств и номинальных допускаемых напряжений приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Механические свойства основных конструкционных материалов и номинальные допускаемые напряжения

Наименование элемента	Марка материала	T, °C	R <sup>t</sup> <sub>0.2</sub> , МПа	R <sup>t</sup> <sub>m</sub> , МПа	Допускаемое напряжение, МПа
Обечайка Ø1380x20	Вст3сп5	70	235	359	138
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Обечайка Ø1380x14	Вст3сп5	20	245	373	143,4
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Патрубок Ø506x12	Вст3сп5	70	235	359	138
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Патрубок Ø796x12	Вст3сп5	20	245	373	143,4
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Фланец	Вст3сп5	70	235	359	138
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Днище	Вст3сп2	20	245	373	143,4
	ГОСТ 14637-79	60	235	361	138,8
Крышка	12X18H10T	70	216	397	144
	ГОСТ 5632-72	60	216	397	144
Гайки, болты (крепеж к фундаменту)	Ст 35	70	247	530	123,5
	ГОСТ 1050-74	60	251	530	125,5
Шпильки	Ст 40X	70	569	726	284,5
	ГОСТ 4543-71	60	569	726	284,5

Име. № подл.	Подп. и дата
Взам. име. №	Име. № дубл.
Подп. и дата	
Име. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

## 1.5 Классификация напряжений и допускаемые напряжения

В соответствии с Нормами [4] при проведении расчета на прочность все напряжения в конструкции разделяются на категории. Напряжения, относящиеся к различным категориям, объединяются в расчетные группы, которые сопоставляются с допускаемыми напряжениями.

Для оценки статической и циклической прочности элементов корпуса предусмотрены расчетные группы категорий напряжений:

- $(\sigma)_1$  - приведенные общие мембранные напряжения;
- $(\sigma)_2$  - приведенные напряжения, определяемые по суммам составляющих общих или местных мембранных и общих изгибных напряжений;
- $(\sigma)_{RV}$  - размах приведенных напряжений, определяемый по суммам составляющих общих или местных мембранных, общих и местных изгибных, общих температурных и компенсационных напряжений;
- $(\sigma_{af})_V$  - амплитуда приведенных напряжений, определяемая по суммам составляющих общих или местных мембранных, общих и местных изгибных, общих и местных температурных и компенсационных напряжений с учетом концентрации напряжений.

Для оценки сейсмической прочности элементов корпуса насоса и крепежных деталей предусмотрены расчетные группы категорий напряжений:

- $(\sigma_s)_2$  - приведенные напряжения, определяемые по суммам составляющих общих или местных мембранных и общих изгибных напряжений с учетом сейсмических воздействий;
- $(\sigma_s)_{mw}$  - группа приведенных напряжений, определяемая по суммам средних по сечению болта или шпильки напряжений растяжения, вызываемых механическими нагрузками и сейсмическими воздействиями.

Напряжения, определенные при расчете элементов корпуса насоса и крепежных деталей для всех расчетных режимов, не должны превышать значений допускаемых напряжений, вычисленных в соответствии с таблицей 3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

Таблица 3 - Определение допускаемых напряжений в элементах насоса для расчетных режимов

Расчетный режим	$(\sigma)_1$ , МПа	$(\sigma)_2$ , МПа	$(\sigma)_{RV}$ , МПа	$(\sigma_s)_2$ , МПа	$(\sigma_s)_{mw}$ , МПа
НУЭ	$[\sigma]$	$1,3[\sigma]$	$(2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T}) \cdot R_{p0,2}^T$ , но не более $2R_{p0,2}^T$	-	-
ГИ	$1,35[\sigma]^{Th}$	$1,7[\sigma]^{Th}$		-	-
НУЭ+ПЗ	-	-	-	$1,9[\sigma]$	$1,5[\sigma]$

Допускаемые напряжения для корпусных элементов насоса в режиме НУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Допускаемые напряжения по группам категорий напряжений  $(\sigma)_1$ ,  $(\sigma)_2$  в режиме НУЭ

Наименование элемента	Марка материала	Допускаемое напряжение, МПа	
		$(\sigma)_1$	$(\sigma)_2$
Обечайка Ø1380x20	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Обечайка Ø1380x14	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Патрубок Ø506x12	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Патрубок Ø796x12	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Фланец	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Днище	Вст3сп2 ГОСТ 14637-79	138,8	180,4
Крышка	12X18N10T ГОСТ 5632-72	144	187,2

Допускаемые напряжения для корпусных элементов насоса в режиме ГИ приведены в таблице 5.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

21/09-Р.1.

Лист  
11

Таблица 5 - Допускаемые напряжения по группам категорий напряжений  $(\sigma)_1$ ,  $(\sigma)_2$  в режиме ГИ

Наименование элемента	Марка материала	Допускаемое напряжение, МПа	
		$(\sigma)_1$	$(\sigma)_2$
Обечайка $\varnothing 1380 \times 20$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	186,3	234,6
Обечайка $\varnothing 1380 \times 14$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	193,5	243,7
Патрубок $\varnothing 506 \times 12$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	186,3	234,6
Патрубок $\varnothing 796 \times 12$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	193,5	243,7
Фланец	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	186,3	234,6
Днище	Вст3сп2 ГОСТ 14637-79	193,5	243,7
Крышка	12X18H10T ГОСТ 5632-72	194,4	244,8

Допускаемые напряжения для корпусных элементов насоса и крепежных деталей в режиме НУЭ+ПЗ приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Допускаемые напряжения по группам категорий напряжений  $(\sigma_s)_2$ ,  $(\sigma_s)_{mw}$  в режиме НУЭ+ПЗ

Наименование элемента	Марка материала	Допускаемое напряжение, МПа	
		$(\sigma_s)_2$	$(\sigma_s)_{mw}$
Обечайка $\varnothing 1380 \times 20$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	263,7	-
Обечайка $\varnothing 1380 \times 14$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	263,7	-
Патрубок $\varnothing 506 \times 12$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	263,7	-
Патрубок $\varnothing 796 \times 12$	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	263,7	-
Фланец	Вст3сп5 ГОСТ 14637-79	263,7	-
Днище	09Г2С-15 ГОСТ 5520-79	263,7	-
Крышка	12X18H10T ГОСТ 5632-72	273,6	-
Шпильки	Ст 40Х ГОСТ 4543-71	-	426,7
Болты (крепеж насоса к фундаменту)	Ст 35 ГОСТ 1050-74	-	185,3

Име. № подл.	Подп. и дата	Взам. име. №	Име. № дубл.	Подп. и дата						Лист
										12
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.

## 2. Расчет по выбору основных размеров

### 2.1 Определение толщин элементов насоса

Расчеты на прочность выполнены в соответствии с требованиями [4], [5], [6].

#### 2.1.1 Определение толщины стенки цилиндрической обечайки приемной части корпуса

Обечайка ослаблена отверстием Ду 800 под входной патрубок (см. рисунок 2).

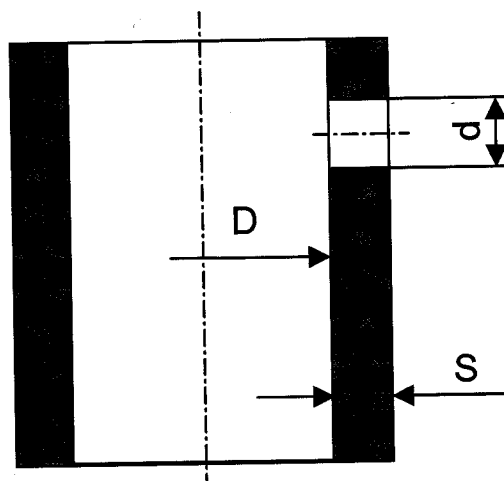


Рисунок 2 - Эскиз обечайки

#### Исходные данные:

$p := 0.196$  - расчетное давление, МПа;

$t := 60$  - расчетная температура, град С;

$p_h := 0.294$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$D := 1380$  - внутренний диаметр обечайки, мм;

$s := 13$  - фактическая толщина стенки обечайки, мм;

$d_1 := 796$  - диаметр отверстия в обечайке, мм;

$\phi_w := 1.0$  - коэффициент снижения прочности сварных швов обечайки;

$\sigma_d := 138.8$  - номинальное допускаемое напряжение материала обечайки при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{hd} := 143.4$  - номинальное допускаемое напряжение материала обечайки при температуре гидроиспытаний, МПа;

Име. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Име. № дубл.
Подп. и дата	
Име. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

13



$c_2 := 36 \cdot \frac{14 - 13}{24}$  - прибавка к толщине стенки, учитывающая утонение стенки за счет коррозии, мм [5].

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c := c_2,$$

$$c = 1.5 \text{ мм.}$$

Формулы применимы при условии

$$\frac{(s - c)}{D} < 0.3$$

$$(s - c) / D = 0.008, \text{ условие выполнено.}$$

Средний диаметр обечайки

$$D_m := D + s,$$

$$D_m = 1.393 \times 10^3 \text{ мм.}$$

Одиночным считают отверстие, кромка которого удалена от кромки ближайшего отверстия на расстояние  $2 \sqrt{D_m \cdot (s - c)} = 253.136 \text{ мм.}$

Наибольший допускаемый диаметр неукрепленного одиночного отверстия в обечайке

$$\phi_0 := \frac{p \cdot [D + (s - c)]}{2 \cdot (s - c) \cdot \sigma_d},$$

$$\phi_0 = 0.085,$$

$$d_0 := \left( \frac{2}{\phi_0} - 1.75 \right) \cdot \sqrt{D_m \cdot (s - c)},$$

$$d_0 = 2741.511 \text{ мм.}$$

Так как диаметр отверстия под патрубок в обечайке не превышает  $d_0$ , то отверстие не требует укрепления.

Коэффициент снижения прочности

$$\phi_d := \frac{2}{\frac{d_1}{\sqrt{D_m \cdot (s - c)}} + 1.75},$$

$$\phi_d = 0.249,$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.					Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

$$\phi := \phi_d \cdot \phi_w,$$

$$\phi = 0.249 \quad .$$

Расчетная толщина стенки

$$s_p := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - p},$$

$$s_p = 3.93 \quad \text{мм.}$$

Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию  $s \geq s_p + c$ ,  $s_p + c = 5.428 \quad \text{мм.}$

$$s = 13 \quad \text{мм.}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление при расчетной температуре

$$p_d := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot \sigma_d}{D + (s - c)},$$

$$p_d = 0.57 \quad \text{МПа} > p = 0.196 \quad \text{МПа.}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидроиспытания  $p_{hd}$  определяем по формуле

$$p_{hd} := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot 1.35 \cdot \sigma_{hd}}{D + (s - c)},$$

$$p_{hd} = 0.796 \quad \text{МПа.}$$

Поскольку  $s_p + c = 5.428 \quad \text{мм} < S = 13 \quad \text{мм}$ ,

$p_{hd} = 0.796 \quad \text{МПа} > p_h = 0.294 \quad \text{МПа}$ , то условие прочности выполняется.

2.1.2 Определение толщины стенки цилиндрической обечайки напорной части корпуса

Обечайка ослаблена отверстием Ду 500 подкрепленным патрубком (см. рисунок 3).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					15

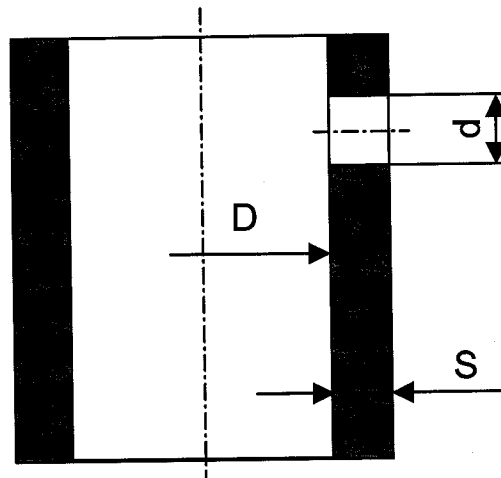


Рисунок 3 - Эскиз обечайки

Исходные данные:

$p := 1.746$  - расчетное давление, МПа;

$T := 60$  - расчетная температура, град С;

$p_h := 2.206$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$D := 1380$  - внутренний диаметр обечайки, мм;

$s := 19.3$  - фактическая толщина стенки обечайки, мм;

$d_1 := 506$  - диаметр отверстия в обечайке, мм;

$\phi_w := 1.0$  - коэффициент снижения прочности сварных швов обечайки;

$\sigma_d := 138$  - номинальное допускаемое напряжение материала обечайки при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{hd} := 138.8$  - номинальное допускаемое напряжение материала обечайки при температуре гидроиспытаний, МПа;

$c_2 := 36 \cdot \frac{20 - 19.3}{24}$  - прибавка к толщине стенки, учитывающая утонение стенки за счет коррозии, мм [5].

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c := c_2,$$

$$c = 1.05 \text{ мм.}$$

Формулы применимы при условии

$$\frac{(s - c)}{D} < 0.3$$

$$(s - c) / D = 0.013, \text{ условие выполнено.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.
					16

Средний диаметр обечайки

$$D_m := D + s ,$$

$$D_m = 1.399 \times 10^3 \text{ мм.}$$

Одиночным считают отверстие, кромка которого удалена от кромки ближайшего отверстия на расстояние  $2\sqrt{D_m \cdot (s - c)} = 319.607 \text{ мм.}$

Наибольший допускаемый диаметр неукрепленного одиночного отверстия в обечайке

Минимальный допускаемый коэффициент снижения прочности

$$\phi_0 := \frac{p \cdot [D + (s - c)]}{2 \cdot (s - c) \cdot \sigma_d} ,$$

$\phi_0 = 0.485$  - минимальный допускаемый коэффициент снижения прочности.

Наибольший допускаемый диаметр неукрепленного одиночного отверстия в обечайке определяем по формуле

$$d_0 := \left( \frac{2}{\phi_0} - 1.75 \right) \cdot \sqrt{D_m \cdot (s - c)} ,$$

$$d_0 = 379.76 \text{ мм.}$$

Так как диаметр отверстия под патрубок в обечайке превышает  $d_0$ , то отверстие требует укрепления.

#### 2.1.2.1 Расчет укрепления отверстия под патрубок Ду500

$d_{ac} := 530$  - наружный диаметр патрубка, мм;

$s_c := 10.6$  - фактическая толщина стенки патрубка, мм;

$h_c := 375$  - высота укрепляющего участка патрубка, мм;

$\sigma_d := 138$  - номинальное допускаемое напряжение материала патрубка при расчетной температуре, МПа;

$\phi_w := 1.0$  - коэффициент снижения прочности сварных швов патрубка;

$c_{c2} := 36 \cdot \frac{12 - 10.6}{24}$  - прибавка к толщине стенки патрубка, учитывающая утонение стенки за счет коррозии, мм [4].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.					Лист
										17
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Суммарная прибавка к толщине стенки патрубка

$$c_c := c_{c2},$$

$$c_c = 2.1 \text{ мм.}$$

Расчетная высота укрепляющего участка патрубка

$$h_c := \sqrt{(d_{ac} - s_c + c_c) \cdot (s_c - c_c)},$$

$$h_c = 66.579 \text{ мм.}$$

Расчетный коэффициент снижения прочности патрубка  $\phi := 1$ .

Минимальная расчетная толщина стенки патрубка

$$s_{oc} := \frac{p \cdot d_{ac}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d + p},$$

$$s_{oc} = 3.332 \text{ мм.}$$

Площадь сечения укрепляющего патрубка для участка, расположенного снаружи обечайки,

$$A_c := 2 \cdot h_c \cdot (s_c - s_{oc} - c_c),$$

$$A_c = 3876.188 \text{ мм}^2.$$

Суммарная площадь сечений укрепляющих элементов

$$\Sigma A := A_c,$$

$$\Sigma A = 3.876 \times 10^3 \text{ мм}^2.$$

Коэффициент снижения прочности обечайки, ослабленной одиночным неукрепленным отверстием,

$$\phi_d := \frac{2}{\frac{d_1}{\sqrt{D_m \cdot (s - c)}} + 1.75},$$

$$\phi_d = 0.407.$$

Коэффициент снижения прочности обечайки, ослабленной одиночным укрепленным отверстием

$$\phi_c := \phi_d \cdot \left[ 1 + \frac{\Sigma A}{2 \cdot (s - c) \cdot \sqrt{D_m \cdot (s - c)}} \right],$$

$$\phi_c = 0.677.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.				
					Лист				
					18				

Расчетный коэффициент снижения прочности обечайки

$$\phi := \begin{pmatrix} \phi_c \\ \phi_w \end{pmatrix},$$

$$\phi = \begin{pmatrix} 0.684 \\ 1 \end{pmatrix},$$

$$\phi := \min(\phi),$$

$$\phi = 0.677.$$

Расчетная толщина стенки

$$s_p := \frac{p \cdot D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - p},$$

$$s_p = 13.01 \text{ мм.}$$

Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию  $s \geq s_p + c$ ,  $s_p + c = 14.064 \text{ мм.}$

$$s = 19.3 \text{ мм.}$$

Поскольку  $s_p + c = 14.064 \text{ мм} < s = 19.3 \text{ мм.}$

Допускаемое внутреннее избыточное давление при расчетной температуре

$$p_d := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot \sigma_d}{D + (s - c)},$$

$$p_d = 2.44 \text{ МПа} > p = 1.746 \text{ МПа},$$

где  $\phi = 0.677$  - минимальное значение коэффициента снижения прочности напорной части корпуса.

Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидроиспытания  $p_{hd}$  определяем по формуле

$$p_{hd} := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot 1.35 \cdot \sigma_{hd}}{D + (s - c)},$$

$$p_{hd} = 3.312 \text{ МПа} > p_h = 2.206 \text{ МПа.}$$

Условие прочности выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

19

### 2.1.3 Определение толщины днища

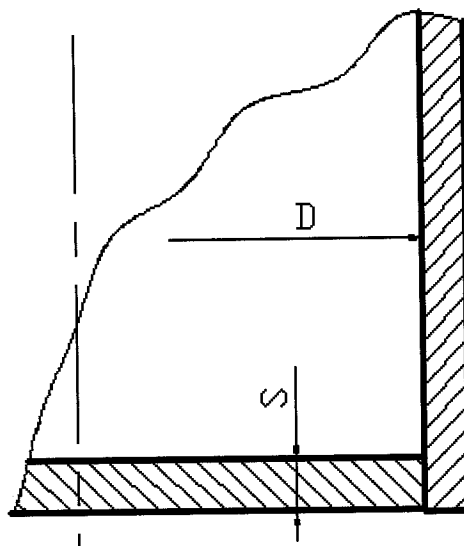


Рисунок 4 – Эскиз днища

Исходные данные:

$p := 0.196$  - расчетное давление, МПа;

$T := 60$  - расчетная температура, град С;

$p_h := 0.294$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$D := 1380$  - внутренний диаметр обечайки, мм;

$\phi_w := 1.0$  - коэффициент снижения прочности сварных швов;

$\sigma_d := 138.8$  - номинальное допускаемое напряжение материала днища при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{hd} := 143.4$  - номинальное допускаемое напряжение материала обечайки при температуре гидроиспытаний, МПа;

$c := 2.5$  - суммарная прибавка к толщине, мм;

Расчетный диаметр

$$D_R := D,$$

$$D_R = 1380 \text{ мм}.$$

Формулы применимы при условии

$$(s-c)/D_R < 0,2$$

$$(s-c)/D_R = 0,023, \text{ условие выполнено.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.
					20

Коэффициент  $K_4$

$$K_4 = K_0 \cdot x ,$$

Где  $K = 0.53 ,$

$$x := 0.5 + \sqrt{0.25 - \frac{35}{14} \cdot \frac{0.5 \cdot \sqrt{p \cdot \sigma_d}}{2 \cdot \sigma_d - p}} ,$$

$$x = 0.97 ,$$

$$K_4 = 0.518 .$$

Расчетная толщина

$$\phi := \phi_w ,$$

$$S_{1R} = K_4 \cdot D_R \cdot \sqrt{\frac{p}{\phi \cdot \sigma_d}} ,$$

$$S_{1R} = 26.823 \text{ мм} .$$

Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию  $S \geq S_{1R} + c$ ,  $S = 35$  мм.

$$S_{1R} + c = 29.323 \text{ мм} .$$

Полученное расчетное значение толщины меньше номинальной толщины стенки днища, равной  $S = 35$  мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидроиспытания  $p_{hd}$  определяем по формуле

$$P_{hd} = \left( \frac{S - c}{K_4 \cdot D_R} \right)^2 \cdot \phi \cdot \sigma_{hd} ,$$

$$p_{hd} = 0.297 \text{ МПа} .$$

Поскольку  $p_{hd} = 0.297 \text{ МПа} > p_h = 0.294 \text{ МПа}$ .

Условие прочности днища выполняется.

Допускаемое внутреннее избыточное давление при расчетной температуре

$$P_d = \left( \frac{S - c}{K_4 \cdot D_R} \right)^2 \cdot \phi \cdot \sigma_d ,$$

$$p_d = 0.288 \text{ МПа} > p = 0.196 \text{ МПа} .$$

Условие прочности днища при расчетной температуре выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию $S \geq S_{1R} + c$ , $S = 35$ мм.
							$S_{1R} + c = 29.323$ мм.
							Полученное расчетное значение толщины меньше номинальной толщины стенки днища, равной $S = 35$ мм.
							Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидротестирования $p_{hd}$ определяем по формуле
							$P_{hd} = \left( \frac{S - c}{K_4 \cdot D_R} \right)^2 \cdot \phi \cdot \sigma_{hd} \quad ,$
							$p_{hd} = 0.297$ МПа.
							Поскольку $p_{hd} = 0.297$ МПа $>$ $p_h = 0.294$ МПа.
							Условие прочности днища выполняется.
							Допускаемое внутреннее избыточное давление при расчетной температуре
							$P_d = \left( \frac{S - c}{K_4 \cdot D_R} \right)^2 \cdot \phi \cdot \sigma_d \quad ,$
							$p_d = 0.288$ МПа $>$ $p = 0.196$ МПа.
							Условие прочности днища при расчетной температуре выполняется.
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.		Лист
							21



## 2.1.4 Определение толщины крышки напорной

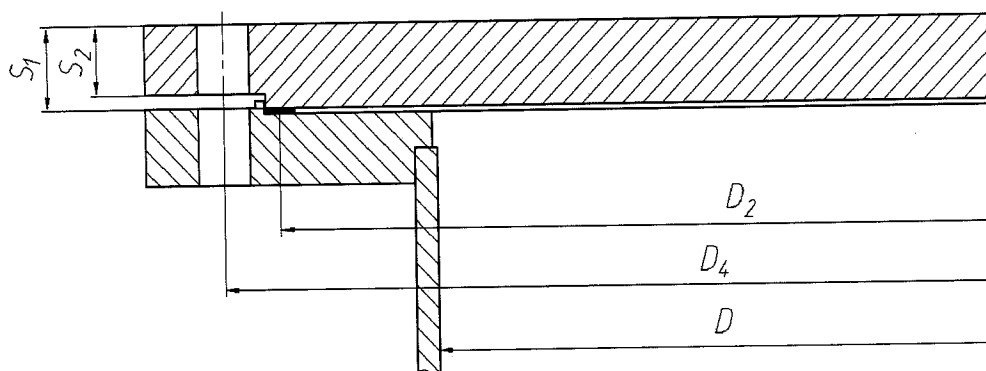


Рисунок 5 - Эскиз крышки напорной

Исходные данные:

$p := 1.746$  - расчетное давление, МПа;

$T := 60$  - расчетная температура, град С;

$p_h := 2.206$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$D := 1380$  - внутренний диаметр обечайки, мм;

$D_4 := 1470$  - делительный диаметр окружности шпилек, мм;

$D_2 := 1390$  - средний диаметр уплотнения, мм;

$s_1 := 100$  - толщина крышки, мм;

$s_2 := 75$  - толщина фланца крышки, мм;

$\phi_w := 1.0$  - коэффициент снижения прочности сварных швов;

$\sigma_d = 144$  - номинальное допускаемое напряжение материала крышки при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{hd} := 144$  - номинальное допускаемое напряжение материала крышки при температуре гидроиспытаний, МПа;

$c := 2.0$  - суммарная прибавка к толщине, мм;

Расчетный диаметр

$$D_R := D_4,$$

$$D_R = 1470 \text{ мм}$$

Формулы применимы при условии

$$(s-c)/D_R < 0,2$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.
					22



## 2.1.5 Определение толщины патрубка Ду 800

Исходные данные:

$p := 0.196$  - рабочее давление, МПа;

$p_h := 0.294$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$T := 60$  - расчетная температура

$d_A := 796$  - внутренний диаметр, мм;

$\phi_w := 1$  - коэффициент снижения прочности сварного шва;

$\phi_d := 1.0$  - коэффициент снижения прочности патрубка;

$\phi := \phi_w \cdot \phi_d$  - коэффициент снижения прочности;

$\sigma_{dA} := 138.8$  - допускаемое напряжение, МПа;

$\sigma_{hd} := 143.4$  - номинальное допускаемое напряжение материала патрубка при температуре гидроиспытаний, МПа;

$s := 11.5$  - фактическая толщина патрубка, мм;

$c_2 := 36 \cdot \frac{12 - 11.5}{24}$  - прибавка к толщине стенки, учитывающая утонение стенки за счет коррозии, мм [5].

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c := c_2,$$

$$c = 0.75 \text{ мм.}$$

Формулы применимы при условии

$$(s - c) / d_A < 0,3$$

$$(s - c) / d_A = 0,044, \text{ условие выполнено.}$$

$$s_p := \frac{p \cdot d_A}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{dA} - p} \text{ - расчетная толщина стенки, мм;}$$

$$s_p = 0.562 \text{ мм.}$$

Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию  $s \geq s_p + c$ .

Минимальная толщина стенки определяется выражением

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подл. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-P.1.
					24

$s_m := s_p + c$  и равна  $s_m = 1.312$  мм, принимаем толщину стенки патрубка равной  $s := 11.5$  мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление  $p_d$  определяем по формуле

$$p_d := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{dA}}{d_A + (s - c)},$$

$$p_d = 3.699 \text{ МПа.}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидроиспытания  $p_{hd}$  определяем по формуле

$$p_{hd} := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot 1.35 \cdot \sigma_{hd}}{d_A + (s - c)},$$

$$p_{hd} = 5.159 \text{ МПа.}$$

Поскольку  $s_p + c = 1.312$  мм <  $S = 11.5$  мм,

$p_{hd} = 5.159$  МПа >  $p_h = 0.294$  МПа, то условие прочности выполняется.

#### 2.1.6 Определение толщины патрубка Ду 500

Исходные данные:

$p := 1.746$  - рабочее давление, МПа;

$p_h := 2.206$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$T := 60$  - расчетная температура

$d_A = 506$  - внутренний диаметр, мм;

$\phi_w := 1$  - коэффициент снижения прочности сварного шва;

$\phi_d := 1.0$  - коэффициент снижения прочности патрубка;

$\phi := \phi_w \cdot \phi_d$  - коэффициент снижения прочности;

$\sigma_{dA} := 138.8$  - допускаемое напряжение, МПа;

$\sigma_{hd} := 143.4$  - номинальное допускаемое напряжение материала патрубка при температуре гидроиспытаний, МПа;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.	Лист				
						25				
						Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$s := 10.6$  - фактическая толщина патрубка, мм;

$C_2 = 36 \cdot (12 - 10.6) / 24 = 2.1$  мм - прибавка к толщине стенки, учитывающая утонение стенки за счет коррозии, мм [5].

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c := c_2,$$

$$c = 2.1 \text{ мм.}$$

Формулы применимы при условии

$$(s - c) / d_A < 0,3$$

$$(s - c) / d_A = 0,020, \text{ условие выполнено.}$$

$$s_p := \frac{p \cdot d_A}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{dA} - p} - \text{расчетная толщина стенки, мм;}$$

$$s_p = 3.203 \text{ мм.}$$

Принимаемая номинальная толщина стенки должна удовлетворять условию  $s \geq s_p + c$ .

Минимальная толщина стенки определяется выражением

$s_m := s_p + c$  и равна  $s_m = 5.302$  мм, принимаем толщину стенки патрубка равной  $s = 10.6$  мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление  $p_d$  определяем по формуле

$$p_d := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{dA}}{d_A + (s - c)},$$

$$p_d = 4.783 \text{ МПа.}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление в условиях гидроиспытания  $p_{hd}$  определяем по формуле

$$p_{hd} := \frac{(s - c) \cdot 2 \cdot \phi \cdot 1.35 \cdot \sigma_{hd}}{d_A + (s - c)},$$

$$p_{hd} = 6.396 \text{ МПа.}$$

Поскольку  $s_p + c = 5.302 \text{ мм} < S = 10,6 \text{ мм}$ ,

$p_{hd} = 6.396 \text{ МПа} > p_h = 2.206 \text{ МПа}$ , то условие прочности выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	21/09-Р.1.					Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

## 2.2 Расчет фланцевых соединений

### 2.2.1 Расчет фланцевого соединения напорной части корпуса с крышкой

Расчет проводится в соответствии с требованиями [4].

Исходные данные:

$p := 1.746$  - расчетное давление, МПа;

$p_h := 2.206$  - давление гидроиспытаний, МПа;

$\sigma_f := 138.8$  - допускаемое напряжение материала фланца в рабочих условиях, МПа;

$\sigma_{fh} := 138$  - допускаемое напряжение материала фланца при температуре гидроиспытаний, МПа;

$\sigma_s := 284.5$  - допускаемое напряжение материала шпильки в рабочих условиях, МПа;

$\sigma_{s20} := 284.5$  - допускаемое напряжение материала шпильки при нормальной температуре, МПа;

$R_{0.2} := 569$  - предел текучести материала шпильки при температуре гидроиспытаний, МПа;

$R_{0.2sh} := 569$  - предел текучести материала шпильки при рабочей температуре, МПа;

$R_{0.2g} := 247$  - предел текучести материала гайки при температуре гидроиспытаний, МПа.

$m := 1.6$  - прокладочный коэффициент;

$z := 24$  - количество шпилек;

$\delta := 3$  - толщина прокладки, мм;

$D_d := 1420$  - наружный диаметр прокладки, мм;

$b_0 := 30$  - условная ширина прокладки, мм;

Расчетный диаметр прокладки

$$D_m := D_d - b_0,$$

$$D_m = 1.39 \times 10^3 \text{ мм.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-P.1.
					27

Эффективная ширина прокладки

$$b := \sqrt{10 \cdot b_0},$$

b = 17.321 MM.

Минимальное удельное давление обжатия прокладки, обеспечивающее герметичность в рабочих условиях

$$q_0 := \frac{80}{\sqrt{10 \cdot \delta}},$$

$$q_0 = 14.606 \text{ МПа.}$$

#### 2.2.1.1 Расчет усилия начальной затяжки шпилек

Усилие, необходимое для обжатия прокладки

$$F_{\text{ob}} := \pi \cdot D_m \cdot b \cdot \alpha_0 \ ,$$

$$F_{ob} = 1.105 \times 10^6 \text{ H.}$$

Усилие, обеспечивающее герметичность при рабочем давлении определяется по формуле

$$F_{pr.p} := \pi \cdot D_m \cdot b \cdot m \cdot p,$$

$$F_{\text{pr.p}} = 2.113 \times 10^5 \text{ Н.}$$

Усилие, обеспечивающее герметичность при гидроиспытании, определяется по формуле

$$F_{pr.h} := \pi \cdot D_m \cdot b \cdot m \cdot p_h,$$

$$F_{pr.h} = 2.67 \times 10^5 \quad \text{H.}$$

Гидростатические усилия от рабочего давления определяем по формуле

$$F_p := 0.785 \cdot D_m^2 \cdot p,$$

$$F_p = 2.648 \times 10^6 \text{ H.}$$

Гидростатические усилия от давления гидроиспытания определяем по формуле

$$F_{ph} := 0.785 \cdot D_m^2 \cdot p_h,$$

$$F_{ph} = 3.346 \times 10^6 \text{ H.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.	Лист
						28

Усилие начальной затяжки шпилек должно быть выбрано из условий

$$F_{ow} \geq F_{ob},$$

$$F_{ow} \geq F_{pr.h} + F_{ph},$$

$$F_{ow} := \max(F_{ob}, F_{pr.h} + F_{ph}),$$

$F_{ow} = 3.613 \times 10^6$  - усилие начальной затяжки шпилек, Н.

Для сохранения герметичности должно быть выдержано условие

$$F_{ow} \geq F_{pr.p} + F_p,$$

$$F_{ow1} := F_{pr.p} + F_p,$$

$$F_{ow1} = 2.859 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Т.к.  $F_{ow} > F_{ow1}$ , то условие выполняется.

Крутящий момент на ключе

$\zeta_1 := 0.26$  - коэффициент (таблица П5.8 [4]);

$d_0 := 42$  - наружный диаметр резьбы шпилек, мм;

Крутящий момент на ключе определяется по формуле

$$M_k := \frac{(\zeta_1 \cdot F_{ow} \cdot d_0)}{z},$$

$$M_k = 1.644 \times 10^6 \text{ Н} \cdot \text{мм.}$$

#### 2.2.1.2 Расчет усилий на прокладке

Принимаем  $F_{ow} := 3.613 \times 10^6$  Н.

Усилие на прокладке при затяжке

$$F_{pr1} := F_{ow},$$

$$F_{pr1} = 3.613 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Усилие на прокладке при гидроиспытании

$$F_{pr2} := F_{ow} - F_{ph},$$

$$F_{pr2} = 2.672 \times 10^5 \text{ Н.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

29



Усилие на прокладке в рабочих условиях

$$F_{pr3} := F_{ow} - F_p,$$

$$F_{pr3} = 9.648 \times 10^5 \text{ Н.}$$

Проверка удельного давления прокладки

$$q_1 := \frac{F_{pr1}}{\pi \cdot D_m \cdot b},$$

$q_1 = 47.769$  - удельное давление на плоской прокладке при затяжке, МПа;

$$q_2 := \frac{F_{pr2}}{\pi \cdot D_m \cdot b},$$

$q_2 = 3.532$  - удельное давление на плоской прокладке при гидроиспытании, МПа

$$q_3 := \frac{F_{pr3}}{\pi \cdot D_m \cdot b},$$

$q_3 = 12.757$  - удельное давление на плоской прокладке в рабочих условиях, МПа

### 2.2.1.3 Расчет усилий в шпильках

$\chi := 1$  - коэффициент, учитывающий прочность прокладок в рабочих условиях (по таблице П10.4 [4]);

Усилие на шпильках при затяжке

$$F_{w1} := F_{ow},$$

$$F_{w1} = 4.113 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Усилие на шпильках при гидроиспытании

$$F_{w2} := \pi \cdot D_m \cdot b \cdot m \cdot p_h,$$

$$F_{w2} = 2.67 \times 10^5 \text{ Н.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	21/09-Р.1.					Лист
									30
				Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Усилие на шпильках в рабочих условиях

$$F_{w3} := \pi \cdot D_m \cdot b \cdot m \cdot p \cdot \chi,$$

$$F_{w3} = 2.113 \times 10^5 \text{ Н.}$$

Минимальный диаметр стержня шпильки

Исходные данные:

$d_c := 0$  - диаметр центрального отверстия в шпильке, мм;

$\sigma_w := 284.5$  - допускаемое напряжение, МПа;

$z := 24$  - количество шпилек;

Растягивающие усилия в шпильках от рабочего давления определяем по формуле

$$F_p := 0.785 \cdot D_m^2 \cdot p,$$

$$F_p = 2.648 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Растягивающие усилия в шпильках от давления гидроиспытаний определяем по формуле

$$F_{ph} := 0.785 \cdot D_m^2 \cdot p_h,$$

$$F_{ph} = 3.346 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Растягивающие усилия затяга шпилек

$$F_0 := \max(F_{ob}, F_{w2} + F_p, F_{w3} + F_{ph}),$$

$$F_0 = 3.613 \times 10^6 \text{ Н.}$$

Минимальный диаметр стержня шпильки

$$d_s := \left( 1.27 \cdot \frac{F_0}{z \cdot \sigma_w} + d_c^2 \right)^{0.5},$$

$$d_s = 25.722 \text{ мм.}$$

Принимаем для шпильки М42  $d_s := 36.5$  мм.

Напряжения растяжения в шпильках

$$\sigma_{0s20} := \frac{4}{\pi} \cdot \frac{F_{w1}}{z \cdot d_s^2},$$

Ине. № подл.	Подп. и дата
Ине. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

$\sigma_{0s20} = 146.673$  - напряжение растяжения в шпильках при затяге, МПа.

Т.к.  $\sigma_{0s20} < \sigma_{s20}$ , то условие прочности шпилек при затяге выполняется.

$$\sigma_{0sh} := \frac{4}{\pi} \cdot \frac{F_{w2}}{z \cdot d_s^2},$$

$\sigma_{0sh} = 10.838$  - напряжение растяжения в шпильках при гидравлическом испытании, МПа.

$$\sigma_{sh} := 0.7 \cdot R_{0.2},$$

$\sigma_{sh} = 398.3$  - допускаемое напряжение в шпильках при гидроиспытании, МПа.

Т.к.  $\sigma_{0sh} < \sigma_{sh}$ , то условие прочности шпилек при гидравлическом испытании выполняется.

$$\sigma_{0st} := \frac{4}{\pi} \cdot \frac{F_{w3}}{z \cdot d_s^2},$$

$\sigma_{0st} = 8.578$  - напряжение растяжения в шпильках в рабочих условиях, МПа.

Т.к.  $\sigma_{0st} < \sigma_s$ , то условие прочности шпилек в рабочих условиях выполняется.

Напряжение кручения в шпильках

$$\tau_s := \frac{M_k}{2 \cdot 0.196 \cdot d_s^3},$$

$\tau_s = 88.766$  - напряжения кручения, МПа;

Напряжение среза резьбы шпильки

$h := 34$  - минимальная высота резьбы шпильки М42, мм;

Напряжения среза резьбы шпильки

$$\tau_p := \frac{F_{w3}}{\pi \cdot d_s \cdot h \cdot z \cdot 0.75 \cdot 0.75},$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					Лист
										32

$$\tau_p = 4.053 \text{ МПа.}$$

$$\tau_{pd} := 0.25 \cdot R_{0.2sh},$$

$$\tau_{pd} = 142.25 \text{ - допускаемое напряжение на срез резьбы, МПа.}$$

Т.к.  $\tau_p < \tau_{pd}$ , то условие прочности резьбы шпильки выполняется

Напряжения среза резьбы гайки

$$\tau_p := \frac{F_{w3}}{\pi \cdot d_s \cdot h \cdot z \cdot 1.0 \cdot 0.8},$$

$$\tau_p = 2.85 \text{ МПа.}$$

$$\tau_{pd} := 0.25 \cdot R_{0.2g},$$

$$\tau_{pd} = 61.75 \text{ - допускаемое напряжение на срез резьбы, МПа.}$$

Т.к.  $\tau_p < \tau_{pd}$ , то условие прочности резьбы гайки выполняется.

2.2.1.4 Обоснование выбранных размеров фланца напорной части корпуса

Расчет проводится в соответствии с требованиями [4].

Изгибающие моменты во фланцах

Исходные данные:

$s := 20$  - толщина обечайки (см. рисунок 6), мм;

$D_s := 1460$  - диаметр окружности шпилек, мм;

$D := 1360$  - внутренний диаметр фланца, мм;

$h_f := 60$  - минимальная высота тарелки фланца, мм;

$D_f := 1580$  - наружный диаметр фланца, мм;

$d_0 := 46$  - диаметр отверстия для шпилек, мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<div>21/09-Р.1.</div>	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

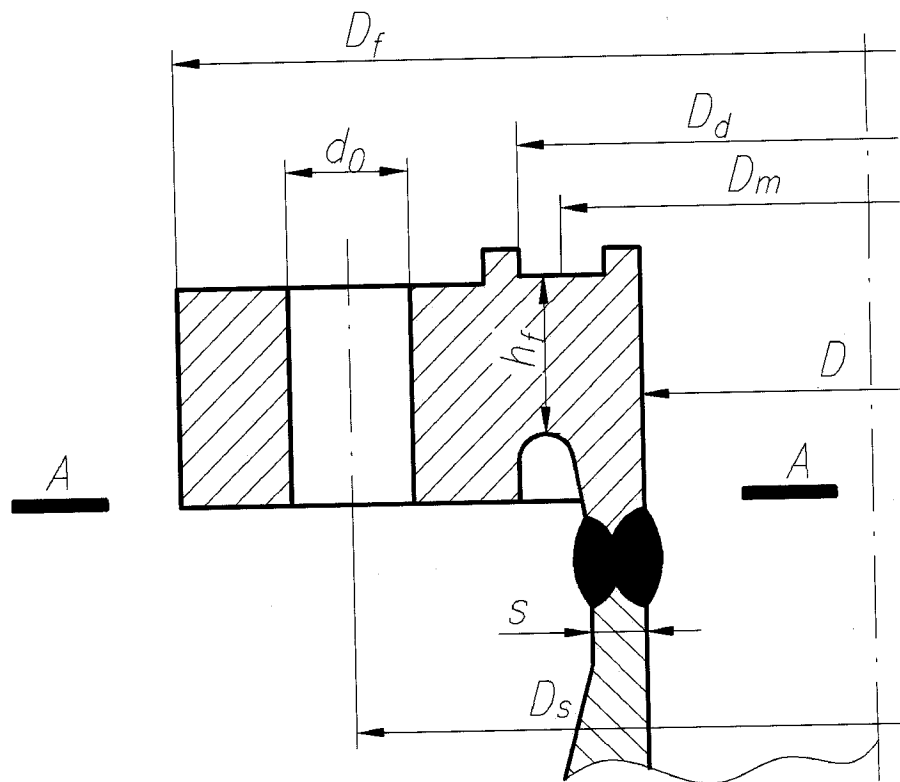


Рисунок 6 - Эскиз фланца

Изгибающие моменты во фланцах от усилия обжатия прокладки  
Плеcho действия усилия при затяжке:

$$l_2 := \frac{D_s - D_m}{2},$$

$$l_2 = 35 \text{ мм};$$

$$M_d := F_{ow} \cdot l_2,$$

$$M_d = 1.265 \times 10^8 \text{ Н} \cdot \text{мм}.$$

Изгибающие моменты во фланцах от усилий, действующих в рабочем состоянии

$$F_1 := 0.785 \cdot D^2 \cdot p - \text{усилие от действия давления внутри корпуса, Н};$$

$$F_1 = 2.535 \times 10^6 \text{ Н};$$

$$F_3 := 0.785 \cdot (D_m^2 - D^2) \cdot p - \text{усилие от действия давления среды на внутренний участок тарелки фланца, Н};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-P.1.

Лист

34

$$l_1 := \frac{D_s - D - s}{2},$$

$l_1 = 40$  - плечо действия усилия  $F_1$ , мм;

$$l_3 := \frac{D_s - \frac{D + D_m}{2}}{2},$$

$l_3 = 42.5$  - плечо действия усилия  $F_3$ , мм;

$$M_p := F_1 \cdot l_1 + F_{pr.p} \cdot l_2 + F_3 \cdot l_3,$$

$$M_p = 1.13604 \times 10^8 \text{ Н} \cdot \text{мм}.$$

Изгибающие моменты во фланцах от давления гидроиспытаний

$F_{1h} := 0.785 \cdot D^2 \cdot p_h$  - усилие действия давления гидроиспытаний внутри корпуса, Н;

$F_{3h} := 0.785 \cdot (D_m^2 - D^2) \cdot p_h$  - усилие от действия давления гидроиспытаний на внутренний участок тарелки фланца, Н;

$$M_h := F_{1h} \cdot l_1 + F_{pr.h} \cdot l_2 + F_{3h} \cdot l_3,$$

$$M_h = 1.435 \times 10^8 \text{ Н} \cdot \text{мм}.$$

Максимальный изгибающий расчетный момент определяем по формуле

$$M_0 := \begin{pmatrix} M_p \\ M_h \\ M_d \end{pmatrix},$$

$$M_0 = \begin{pmatrix} 1.136 \times 10^8 \\ 1.435 \times 10^8 \\ 1.265 \times 10^8 \end{pmatrix},$$

$$M := \max(M_0),$$

$$M = 1.435 \times 10^8 \text{ Н} \cdot \text{мм}.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.				Лист
									35

Моменты сопротивления в расчетном сечении фланца А-А

$$W_a := \frac{\pi}{4} \cdot \left[ (D_f - D - 2 \cdot d_0) \cdot h_f^2 + (D + s) \cdot \left( s^2 - \frac{p^2 \cdot D^2}{16 \cdot \sigma_f^2} \right) \right],$$

$$W_a = 7.77 \times 10^5 \text{ мм}^3.$$

Условие прочности в расчетном сечении А-А

$$\sigma_0 := \frac{M}{W_a},$$

$$\sigma := \max(\sigma_0),$$

$$\sigma = 184.721 \text{ МПа, не превышает допустимое } 1.3 \cdot \sigma_f = 187.2 \text{ МПа.}$$

Условие прочности выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.					Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

### 3 Поверочный расчет

В расчете рассматриваются следующие режимы:

- нормальные условия эксплуатации (пуск - останов);
- гидравлические испытания.

#### 3.1 Расчет на статическую прочность

В данном разделе проведена оценка прочности элементов корпуса и крышки насоса по первой  $(\sigma)_1$  и второй  $(\sigma)_2$  группам категорий напряжений для расчетных режимов.

##### 3.1.1 Методика оценки напряжений

###### Напряжения от внутреннего давления

Мембранные напряжения от внутреннего давления в гладкой части цилиндрической оболочки (без учета концентрации напряжений) определяются по формулам:

$$\sigma_{\theta} = \frac{p \cdot D_m}{2S} \quad - \text{кольцевые,}$$

$$\sigma_z = \frac{p \cdot D_m}{4S} \quad - \text{осевые,}$$

$$\sigma_r = -\frac{p}{2} \quad - \text{радиальные,}$$

где  $p$  - расчетное давление;

$D_m = (D_n - D_v) / 2$  - диаметр срединной поверхности обечайки;

$D_n$ ,  $D_v$  - соответственно наружный и внутренний диаметры сечения, в которое попадает расчетная точка;

$S$  - толщина обечайки, определяемая согласно п. 1.2 расчета.

###### Напряжения от осевой силы

Мембранные напряжения от осевой силы  $F_{oc}$  в гладкой части цилиндрической оболочки (без учета концентрации напряжений) определяются по формуле:

$$\sigma_p = \frac{F_{oc}}{F},$$

где  $F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_v^2)$  - площадь сечения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					Лист
										37



Напряжения от изгибающего момента

Напряжение от изгибающего момента определяется выражением:

$$\sigma_u = \frac{M_{расч}}{W},$$

где  $M_{расч}$  - расчетный изгибающий момент в сечении;

$$W = \frac{\pi \cdot D_n^3}{32} \cdot \left(1 - \left(\frac{D_e}{D_n}\right)^3\right) - \text{момент сопротивления сечения.}$$

Оценка прочности по общим мембранным напряжениям

Максимальные приведенные общие мембранные напряжения определяются по формуле:

$$(\sigma)_1 = \max \left\{ |\sigma_\theta - \sigma_z| ; |\sigma_z - \sigma_r| ; |\sigma_\theta - \sigma_r| \right\}.$$

Оценка прочности по суммам мембранных и общих изгибных напряжений

Приведенные напряжения по суммам мембранных и общих изгибных напряжений определяются по формуле:

$$(\sigma)_2 = \max \left\{ |\sigma_\theta - \sigma_z| ; |\sigma_z - \sigma_r| ; |\sigma_\theta - \sigma_r| \right\} + \sigma_u,$$

$$\text{где } \sigma_z = \frac{p \cdot D_m}{4S} + \sigma_p - \text{осевые напряжения,}$$

$\sigma_u$  - изгибные напряжения.

Оценка размахов напряжений

Напряжения по группе категорий напряжений "размах приведенных напряжений в элементах оборудования"  $(\sigma)_{RV}$  оценивается по критерию:

$$(\sigma)_{RV} \leq \min \left\{ \left( 2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T} \right) R_{p0,2}^T ; 2R_{p0,2}^T \right\}.$$

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.				
					Лист				
					38				

### 3.1.2 Результаты расчета

Оценка по первой группе категорий напряжений

Общие мембранные напряжения  $(\sigma)_1$  оцениваются в зонах обечаек  $\varnothing 1380 \times 14$ ;  $\varnothing 1380 \times 20$  и патрубков  $\varnothing 530 \times 12$  мм и  $\varnothing 820 \times 12$  мм.

Исходные данные и расчетные напряжения от внутреннего давления, определенные по формулам п.3.1.1, в расчетных режимах представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Напряжения от внутреннего давления

Расчетная зона	Режим	Исходные данные			Напряжения, МПа		
		p, МПа	s, мм	D <sub>т</sub> , мм	$\sigma_\theta$	$\sigma_z$	$\sigma_r$
$\varnothing 1380 \times 14$	НУЭ	0,196	12,2	1393	10,5	5,2	-0,1
	ГИ	0,294			15,8	7,9	-0,15
$\varnothing 1380 \times 20$	НУЭ	1,746	18,6	1399	63,3	31,7	-0,9
	ГИ	2,206			79,9	39,9	-1,1
$\varnothing 530 \times 12$	НУЭ	1,746	9,9	516	42,5	21,3	-0,9
	ГИ	2,206			53,8	26,9	-1,1
$\varnothing 820 \times 12$	НУЭ	0,196	10,8	807	6,9	3,4	-0,1
	ГИ	0,294			10,3	5,2	-0,15

Общие мембранные напряжения  $(\sigma)_1$  определены по формулам п.3.1.1 и представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Напряжения  $(\sigma)_1$

Расчетная зона	Режим	$(\sigma)_1$ , МПа	Допускаемое напряжение, МПа
$\varnothing 1380 \times 14$	НУЭ	10,6	138,8
	ГИ	15,9	193,5
$\varnothing 1380 \times 20$	НУЭ	64,1	138,8
	ГИ	81,2	186,3
$\varnothing 530 \times 12$	НУЭ	42,6	138,8
	ГИ	54,9	186,3
$\varnothing 820 \times 12$	НУЭ	7,0	138,8
	ГИ	10,4	193,5

Как следует из таблицы 8, вычисленные напряжения  $(\sigma)_1$  не превышают допустимых. Условие прочности по первой группе категорий напряжений выполняется.

#### Оценка по второй группе категорий напряжений

Оценка прочности по сумме мембранных и общих изгибных напряжений  $(\sigma)_2$  согласно [4] проводится для наиболее опасных точек зон корпуса и крышки насоса.

Расчетные места, где определены напряжения, показаны на рисунке 7.

Определение напряжений проведено с помощью конечноэлементных моделей, построенных в программном комплексе «Зенит-95» [8].

Для определения напряжений были построены отдельно модель из пластин корпуса и модель из объемных элементов крышки. В качестве нагружающих факторов выступили расчетное давление, усилие затяга шпилек, а также нагрузки от веса трубопроводов на патрубки корпуса, взятые в соответствии с [9]. Закрепление проводилось по опорным лапам для корпуса и по наружному фланцевому разъему для крышки. Расчетные модели корпуса и крышки, использованные для определения напряжений, показаны на рисунках 8 и 9.

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: right; font-weight: bold;">21/09-Р.1.</div>					Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

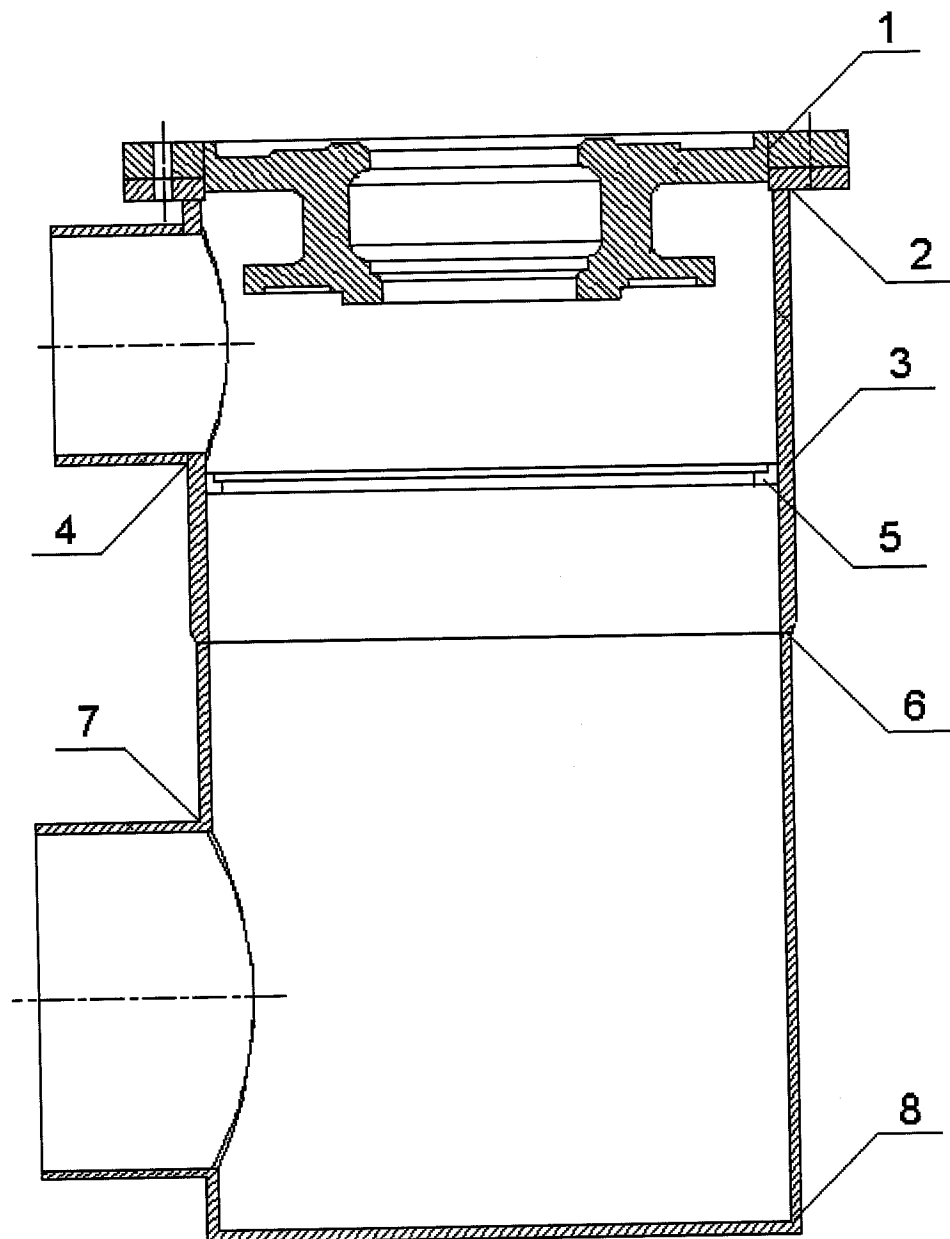


Рисунок 7 - Расчетные зоны на корпусе и крышке насоса

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Ине. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

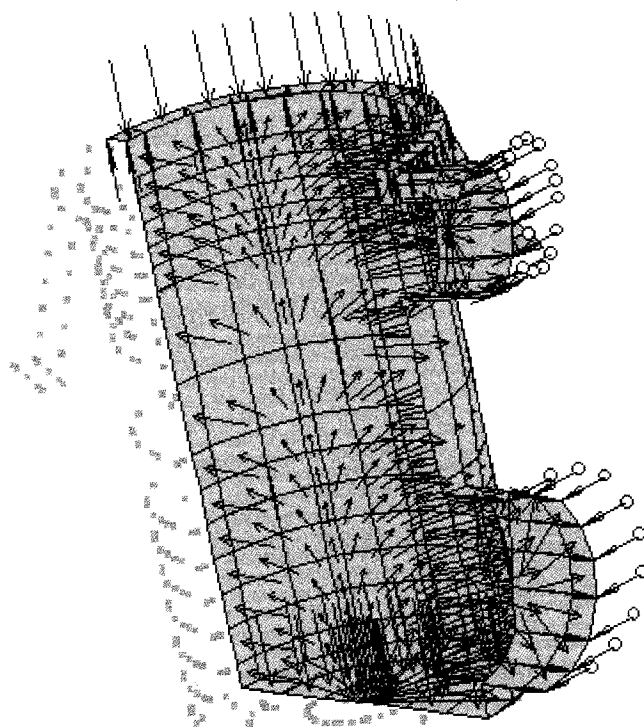
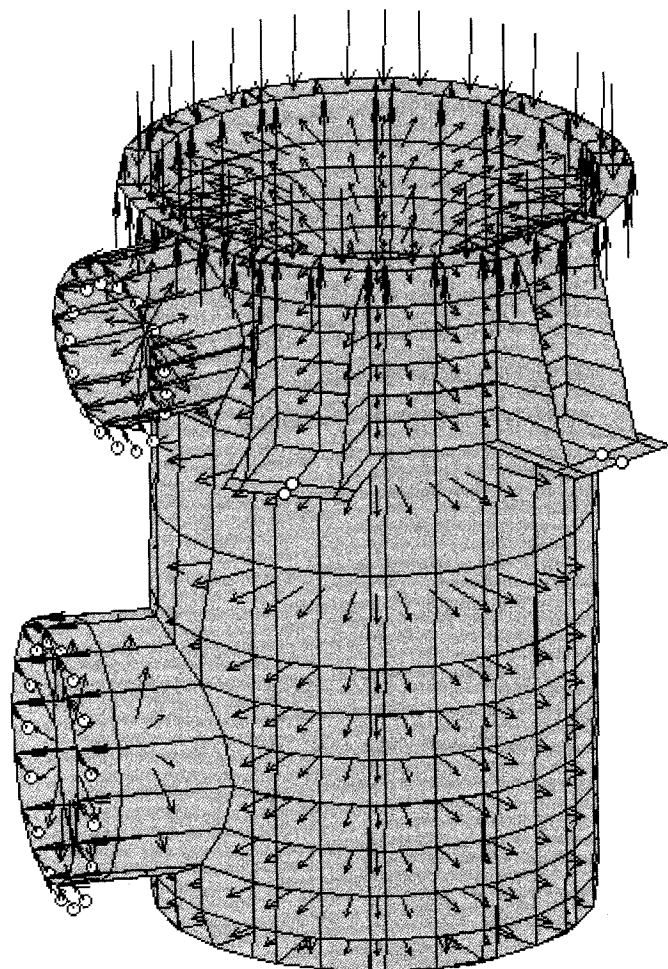


Рисунок 8 – Модель корпуса

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

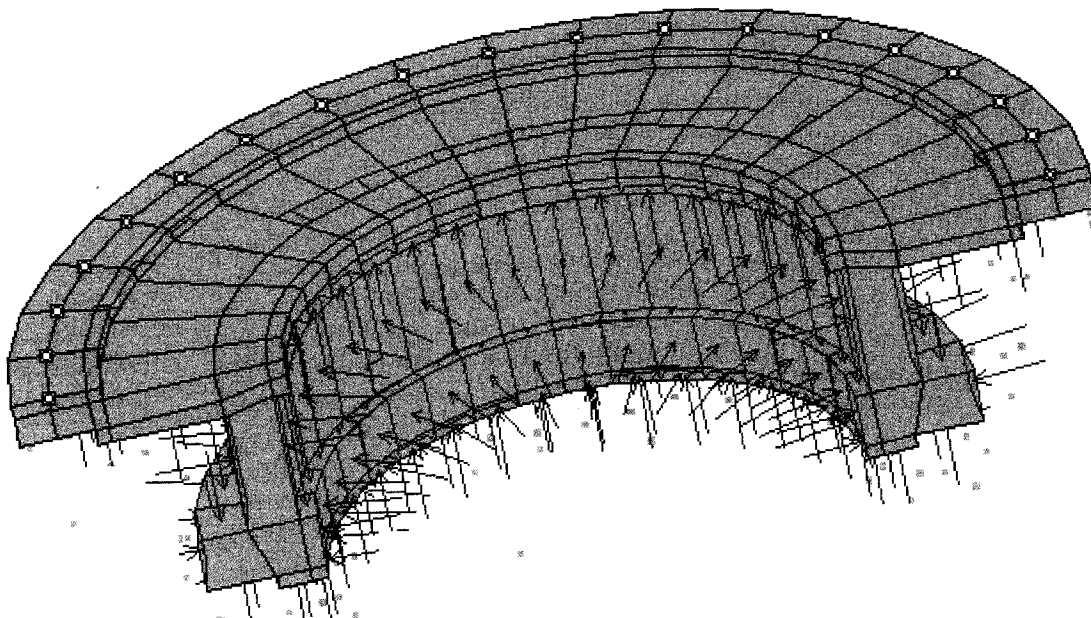


Рисунок 9 – Модель крышки

На рисунке 10 представлена модель части корпуса с распределением напряжений  $(\sigma)_2$  в районе входного патрубка и нижнего днища корпуса в режиме НУЭ.

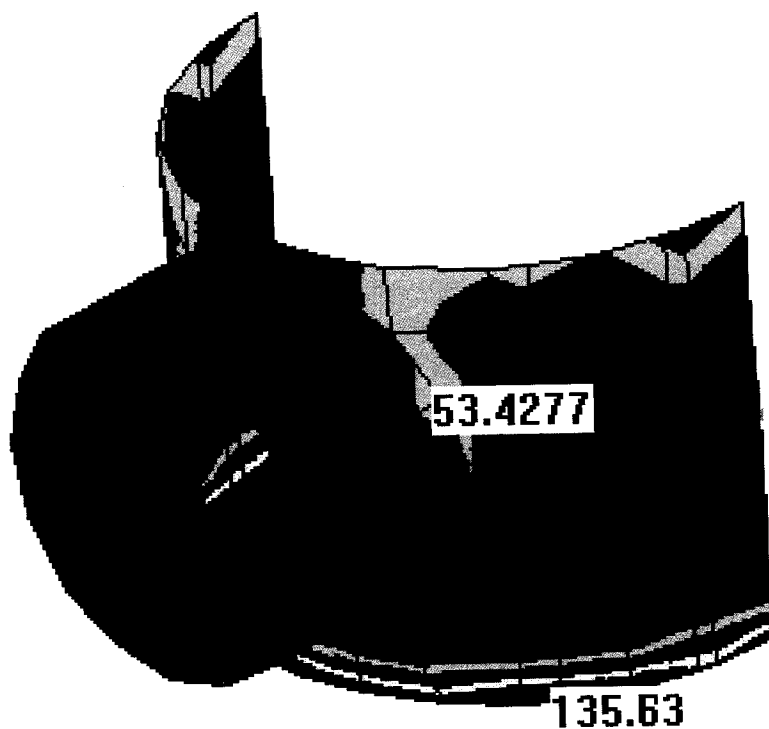


Рисунок 10 – Распределение напряжений в районе входного патрубка и нижнего днища корпуса

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

43

Таблица 9 – Результаты расчета по второй группе категорий напряжений  $(\sigma)_2$

Расчетная зона	Режим	Напряжения, МПа	
		$(\sigma)_2$	Допускаемое напряжение
1. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	106,1	187,2
	ГИ	137,3	244,8
2. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	88,6	180,4
	ГИ	116,1	234,6
3. Зона соединения втулки с обечайкой	НУЭ	80,2	180,4
	ГИ	113,7	234,6
4. Зона приварки напорного патрубка	НУЭ	168,5	180,4
	ГИ	221,4	234,6
5. Зона втулки с отверстием	НУЭ	49,6	180,4
	ГИ	65,4	234,6
6. Зона соединения обечаек	НУЭ	77,5	180,4
	ГИ	122,9	243,7
7. Зона приварки входного патрубка	НУЭ	53,4	180,4
	ГИ	80,1	243,7
8. Зона соединения днища с обечайкой	НУЭ	135,6	180,4
	ГИ	209,7	243,7

Как следует из таблицы 9, вычисленные напряжения  $(\sigma)_2$  не превышают допускаемых. Условия прочности корпуса и крышки насоса по второй группе категорий напряжений выполнены.

#### Оценка размахов напряжений

Как следует из таблицы 9, максимальный размах напряжений  $(\sigma)_{RV}$ , имеющий место в зоне 4, во всем диапазоне изменения нагрузок не превышает допускаемого значения:

$$(\sigma)_{RV}^{\max} = 221,4 \text{ МПа} < \min \left( 2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T} R_{p0,2}^T; 2R_{p0,2}^T \right) = 470 \text{ МПа},$$

где  $R_{p0,2}^T = 235 \text{ МПа}$ ;  $R_m^T = 359 \text{ МПа}$ .

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

21/09-Р.1.

Лист

44

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

При расчете циклической прочности рассматривались следующие циклы нагружения (с учетом планируемого общего срока эксплуатации насоса 60 лет):

- Анализ результатов расчета статической прочности показывает, что во всех рассматриваемых зонах полученные максимальные местные приведенные напряжения ( $\sigma_L$ ) не превышают предела текучести материала, то есть напряжения ( $\sigma_L$ ) находятся в упругой зоне. Следовательно,  $\sigma_{\max} = (\sigma_L)$ , где  $\sigma_{\max}$  - алгебраическое максимальное приведенное напряжение цикла.

$$(\sigma_{aF})_i = 0,5 \cdot (\sigma_F^*)_{\max} \cdot (\varphi_S)^{-1} \cdot K_{F,i} \text{ , } \Gamma \text{ де } \quad (1)$$

$\varphi_s$  - коэффициент снижения прочности для сварного шва, который консервативно принимаем равным 0,6 согласно [4].

$$(\sigma_{aF})_i = 0,5 \cdot (\sigma_F^*)_{\max} \cdot (\varphi_S)^{-1}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Лист
45



1) амплитуды приведенных напряжений для всех циклов нагружения не должны превышать допускаемых значений, вычисленных по зависимостям, приведенным ниже, в соответствии с [5];

2) накопленное усталостное повреждение "а" для всех циклов нагружения не должно превышать предельного значения, равного единице.

1. Проверка выполнения первого условия циклической прочности проведена для наиболее нагруженных зон насоса. Расчет допускаемых амплитуд напряжений проведен в соответствии с [5].

Примем  $[\sigma_{aF}] > R_{p0.2}^T$ , тогда согласно [5] допускаемые амплитуды напряжений без учета влияния водной среды на снижение циклической прочности определяются аналогичным образом, как и в [4], зависимостями:

$$[\sigma_{aF}]_1 = \frac{E^T \cdot e_c^T}{(4 \cdot n_N \cdot (N_0))^m} + \frac{R_c^T}{(4 \cdot n_N \cdot (N_0))^{m_e}} \quad (2)$$

$$[\sigma_{aF}]_2 = \frac{E^T \cdot e_c^T}{n_\sigma \cdot (4 \cdot N_0)^m} + \frac{R_c^T}{n_\sigma \cdot (4 \cdot N_0)^{m_e}}, \text{ где} \quad (3)$$

$E^T$  - модуль упругости материала при расчетной температуре, МПа;

$e_c^T$  - характеристика пластичности, определяемая по формуле:

$$e_c^T = 1.15 \cdot \lg \frac{100}{100 - Z_c^T};$$

$R_c^T$  - характеристика прочности, определяемая по формуле:

$$R_c^T = R_m^T \cdot (1 + 1.4 \cdot 10^{-2} \cdot Z^T);$$

$Z_c^T = Z^T$  при  $Z^T \leq 50\%$ ,  $Z_c^T = 50\%$  при  $Z^T > 50\%$ , где  $Z^T$  - относительное сужение поперечного сечения образца материала при расчетной температуре;

$n_N = 10$ ,  $n_\sigma = 2$  - коэффициенты запаса прочности по числу циклов и по напряжениям согласно [5].

Показатели степени  $m$ ,  $m_e$  и предел выносливости  $R_{-1}$  определяются в соответствии с таблицей 4.6 [5]:

$$m = 0.5; \quad R_{-1} = 0.4 \cdot R_m^T; \quad m_e = 0.132 \cdot \lg \frac{R_m^T}{R_{-1}} (1 + 1.4 \cdot 10^{-2} \cdot Z^T),$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.	Лист				
						46				
						Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

где  $R_m^T$  - временное сопротивление материала при расчетной температуре, МПа.

В соответствии с [5] допускаемые амплитуды напряжений с учетом влияния водной среды на снижение циклической прочности определяются зависимостями:

$$[\sigma_{aF}]_3 = \frac{E^T \cdot e_c^{20}}{(4 \cdot n_N \cdot F_{pn} \cdot (N_0))^{0.5}} + \frac{R_{cF}^T}{(4 \cdot n_N \cdot (N_0))^{m_{eF}}} \quad (4)$$

$$[\sigma_{aF}]_4 = \frac{E^T \cdot e_c^{20}}{n_\sigma \cdot (4 \cdot F_{pn} \cdot (N_0))^{0.5}} + \frac{R_{cF}^T}{n_\sigma \cdot (4 \cdot (N_0))^{m_{eF}}}, \text{ где} \quad (5)$$

$e_c^{20}$  - характеристика пластичности, определяемая по формуле:

$$e_c^{20} = 1.15 \cdot \lg \frac{100}{100 - Z_c^{20}};$$

$Z_c^{20} = Z^{20}$  при  $Z^{20} \leq 50\%$ ,  $Z_c^{20} = 50\%$  при  $Z^{20} > 50\%$ , где  $Z^{20}$  - относительное сужение поперечного сечения образца материала при температуре 20 °С.

Значения характеристики прочности  $R_{cF}^T$  и показателя степени  $m_{eF}$  определяются с учетом влияния водной среды по формулам:

$$R_{cF}^T = R_m^T \cdot (1 + 1.4 \cdot 10^{-2} \cdot Z_F),$$

$$m_{eF} = 0.132 \cdot \lg [2.5 \cdot (1 + 0.014 \cdot Z_F)], \text{ где}$$

$$Z_F = 100 \cdot (1 - [\exp(2 \cdot e_c^{20} \cdot F_{pn}^{-0.5})]^{-1}).$$

Коэффициент  $F_{pn}$  для углеродистых сталей определяется по формуле:

$$F_{pn} = \exp(0.912 - 0.101 \cdot S^* \cdot T^* \cdot O^* \cdot \varepsilon^*).$$

Поскольку рабочая температура  $T < 150$  °С, то коэффициент  $T^* = 0$ , тогда  $F_{pn} = \exp(0.912) = 2.49$ .

Согласно [5] для рассматриваемой зоны без сварного шва и со сварным швом соответственно значения допускаемых амплитуд напряжений будут определяться из условий:

$$[\sigma_{aF}] = \min([\sigma_{aF}]_1, [\sigma_{aF}]_2, [\sigma_{aF}]_3, [\sigma_{aF}]_4) - \text{зона без шва};$$

$$[\sigma_{aF}]_S = \min(\varphi_S \cdot [\sigma_{aF}]_1, \varphi_S \cdot [\sigma_{aF}]_2, [\sigma_{aF}]_3, [\sigma_{aF}]_4) - \text{зона со швом}.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					Лист
										47

В таблице 10 представлены результаты расчета амплитуд напряжений и их допускаемых значений для наиболее нагруженных зон насоса. При этом допускаемые амплитуды напряжений рассчитывались по числу циклов нагружения, определенному с учетом прогноза, исходя из продления срока службы насоса до 60 лет.

Таблица 10 - Результаты расчета амплитуд напряжений и их допускаемых значений

Расчетная зона	Режим	$(\sigma_L)$ , МПа	$(\sigma_{aF})$ , МПа	$[\sigma_{aF}]$ или $[\sigma_{aFs}]$ , МПа
1. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	106,1	53,1	423,9
	ГИ	137,3	68,7	$2,6 \cdot 10^3$
2*. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	88,6	78,8	360,1
	ГИ	116,1	96,8	$1,9 \cdot 10^3$
3. Зона соединения втулки с обечайкой	НУЭ	80,2	66,8	360,1
	ГИ	113,7	94,8	$1,9 \cdot 10^3$
4*. Зона приварки напорного патрубка	НУЭ	168,5	140,4	360,1
	ГИ	221,4	184,5	$1,9 \cdot 10^3$
5. Зона втулки с отверстием	НУЭ	49,6	24,8	433,6
	ГИ	65,4	32,7	$2,6 \cdot 10^3$
6*. Зона соединения обечаек	НУЭ	77,5	64,6	360,1
	ГИ	122,9	102,4	$1,9 \cdot 10^3$
7*. Зона приварки входного патрубка	НУЭ	53,4	44,5	360,1
	ГИ	80,1	66,8	$1,9 \cdot 10^3$
8*. Зона соединения днища с обечайкой	НУЭ	135,6	113	360,1
	ГИ	209,7	174,8	$1,9 \cdot 10^3$

\* - помечены зоны со сварными швами

Как видно из таблицы 10, амплитуды напряжений ни в одной из рассматриваемых расчетных зон не превышают допускаемых значений, следовательно, первое условие обеспечения циклической прочности выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

48

2. Согласно [5] для определения накопленного усталостного повреждения необходимо методом итераций по каждому из уравнений (2), (3), (4), (5) для рассматриваемых циклов нагружения определить допускаемое число циклов  $N_{0i}$  и выбрать из полученных результатов минимальное значение  $N_{0i}$  для каждой зоны. При этом значения допускаемых амплитуд напряжений, которые подставляются в зависимости (2), (3), (4), (5), определяются по формуле:

$$[\sigma_{aF}] = \frac{(\sigma_{aF})_i}{\varphi_S} + \frac{r_e \cdot E^T \cdot e_c^T}{\varphi_S \cdot \left( \frac{R_c^T}{(\sigma_{aF})_i} \right)^{m/m_e}},$$

где  $r_e=1$  при использовании формул (2) и (4),  $r_e=1/n_\sigma$  при использовании формул (3) и (5); коэффициент  $\varphi_S$  используется только для зон со сварным швом при расчете по формулам (2), (3).

Далее для каждого цикла нагружения, с учетом планируемого за 60 лет эксплуатации общего числа циклов нагружения  $N_i$  и рассчитанного допускаемого числа циклов нагружения  $N_{0i}$ , определяется накопленное усталостное повреждение по формуле:

$$a_i = \frac{N_i}{N_{0i}}$$

В таблице 11 представлены результаты расчета накопленного усталостного повреждения для всех циклов нагружения.

Таблица 11 - Результаты расчета накопленного усталостного повреждения

Расчетная зона	Режим	$N_i$	$N_0$	$a$
1. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	600	$>10^7$	$6 \cdot 10^{-5}$
	ГИ	8	$>10^7$	$8 \cdot 10^{-7}$
2*. Зона соединения фланца с обечайкой	НУЭ	600	$2,4 \cdot 10^5$	$2,5 \cdot 10^{-3}$
	ГИ	8	$5 \cdot 10^4$	$1,6 \cdot 10^{-5}$
3. Зона соединения втулки с обечайкой	НУЭ	600	$5,4 \cdot 10^5$	$10^{-3}$
	ГИ	8	$5,8 \cdot 10^4$	$1,4 \cdot 10^{-4}$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					

Продолжение таблицы 11

Расчетная зона	Режим	$N_i$	$N_0$	$a$
4*. Зона приварки напорного патрубка	НУЭ	600	$1,5 \cdot 10^3$	0,4
	ГИ	8	128	0,06
5. Зона втулки с отверстием	НУЭ	600	$>10^7$	$6 \cdot 10^{-5}$
	ГИ	8	$>10^7$	$8 \cdot 10^{-7}$
6*. Зона соединения обечаек	НУЭ	600	$7,1 \cdot 10^5$	$8,5 \cdot 10^{-4}$
	ГИ	8	$3,3 \cdot 10^4$	$2,4 \cdot 10^{-4}$
7*. Зона приварки входного патрубка	НУЭ	600	$>10^7$	$6 \cdot 10^{-5}$
	ГИ	8	$9,4 \cdot 10^5$	$8,5 \cdot 10^{-6}$
8*. Зона соединения днища с обечайкой	НУЭ	600	$1,0 \cdot 10^4$	0,06
	ГИ	8	238	0,03

\*- помечены зоны со сварными швами

Как видно из таблицы 11, ни в одной из рассматриваемых расчетных зон сумма значений накопленного усталостного повреждения от режимов НУЭ и ГИ не превышает единицы, следовательно, второе условие обеспечения циклической прочности корпуса и крышки насоса выполняется.

Таким образом, по результатам выполненных расчетов установлено, что условия обеспечения циклической прочности для корпуса и крышки выполняются с учетом планируемого общего срока эксплуатации насоса в течение 60 лет.

### 3.3 Оценка прочности патрубков

В данном разделе проведена оценка прочности патрубков по первой  $(\sigma)_1$  и второй  $(\sigma)_2$  группам категорий напряжений для расчетных режимов.

Напряжения в патрубке, обусловленные действием давления и усилий со стороны трубопровода, определяются по формулам п.3.1.1.

Нагрузки на патрубки предварительно приняты по [9]. Величины моментов и сил в расчетных режимах представлены в таблице 12.

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист  
50

Таблица 12 - Нагрузки на патрубки корпуса

Наименование элемента	Категория нагрузок и величина	
	М <sub>В</sub> , Н·м	F <sub>В</sub> , Н
Входной патрубок Ду 800	4770	2840
Напорный патрубок Ду 500	2100	2380

Напряжения в расчетных режимах для патрубков приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Расчетные напряжения в патрубках

Наименование элемента	Режим	Напряжения от давления, МПа			$\sigma_p$ , МПа	$\sigma_n$ , МПа
		$\sigma_\theta$	$\sigma_z$	$\sigma_r$		
Входной патрубок Ду 800	НУЭ	6,9	3,4	-0,01	0,1	0,8
	ГИ	10,4	5,2	-0,15	0,1	0,8
Напорный патрубок Ду 500	НУЭ	42,5	21,3	-0,9	0,14	1,0
	ГИ	53,8	26,9	-1,1	0,14	1,0

Напряжения в патрубках по группам категорий  $(\sigma)_1$  и  $(\sigma)_2$  и допускаемые напряжения представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Рассчитанные напряжения и допускаемые напряжения по группам категорий  $(\sigma)_1$  и  $(\sigma)_2$  в патрубках

Наименование элемента	Режим	Напряжения по пер- вой группе катего- рии напряжений, МПа		Напряжения по вто- рой группе катего- рии напряжений, МПа	
		$(\sigma)_1$	Допус- каемые	$(\sigma)_2$	Допус- каемые
Входной патрубок Ду 800	НУЭ	7,1	138,8	7,9	180,4
	ГИ	10,6	193,5	11,4	243,7
Напорный патрубок Ду 500	НУЭ	43,8	138,8	44,7	180,4
	ГИ	55,3	186,3	56,3	234,6

Как следует из таблицы 14, условия прочности патрубков корпуса по группам категорий напряжений  $(\sigma)_1$ ,  $(\sigma)_2$  выполнены.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

21/09-Р.1.

Лист

51

### 3.4 Расчет на сейсмические воздействия

#### 3.4.1 Расчет инерционных сейсмических нагрузок

Конденсатный насос, согласно проектным данным, относится ко второй категории сейсмостойкости, следовательно, прочность его корпуса в сборе с крышкой при сейсмических воздействиях должна оцениваться для сочетания нагрузок НУЭ+ПЗ [4].

Для корректной оценки прочности насоса при сейсмических воздействиях была выполнена расчетно-экспериментальная проверка на сейсмостойкость, предусматривающая выполнение испытаний, расчетов и их совместный анализ.

При определении собственных частот колебаний была использована модель, эскиз которой представлен на рисунке 8. Результаты расчета низших собственных частот приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Собственные частоты, определенные расчетным путем

Форма колебаний	1	2	3
Частота, Гц	22,8	36,1	41,2

Испытания с целью определения собственных частот и форм колебаний были проведены при помощи анализатора вибрации КВАРЦ.

Обобщенные результаты испытаний приведены на рисунке 11.

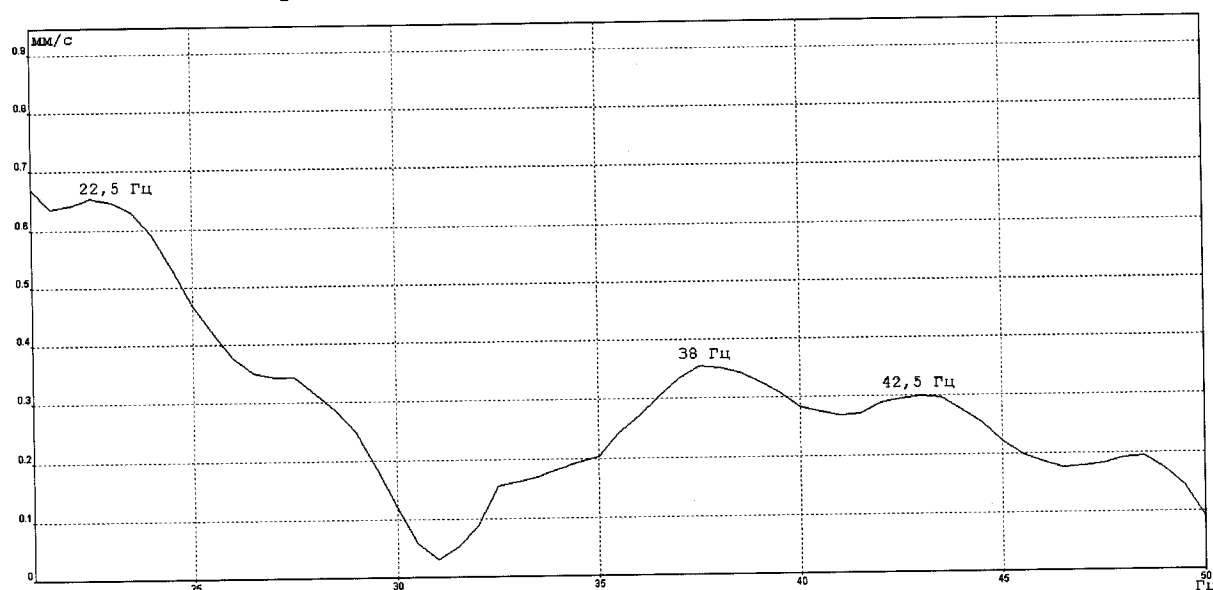


Рисунок 11 - Спектр собственных частот на входном патрубке

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

21/09-Р.1.

Лист

52

Совместный анализ результатов испытаний и расчетных обоснований показал, что экспериментальные и расчетные данные сходятся хорошо.

Этот вывод позволяют сделать следующие результаты анализа:

- первая собственная частота по результатам расчетов составила 22,8 Гц, а на спектрах собственных частот насоса (рис. 13) - частота 22,5 Гц;

- вторая собственная частота по результатам расчетов составила 37,1 Гц, а на спектре собственных частот насоса (рис. 13) - частота 38 Гц;

- третья собственная частота по результатам расчетов составила 41,2 Гц, а на спектре собственных частот насоса (рис. 13) - частота 42,5 Гц;

- некоторое различие экспериментальных значений собственных частот в различных точках насоса объясняется дискретностью измерения частоты, составляющей 1 Гц.

Так как расчетные частоты удовлетворительно совпали с экспериментальными, то можно с уверенностью сказать, что расчетная схема насоса выполнена корректно.

Кроме того, при выполнении расчетов, в запас прочности применим коэффициент демпфирования равным  $k = 0,02$  (2% от критического).

Для определения соответствующих инерционных нагрузок на корпус, который согласно [7] расположен в машинном зале блока 1 Балаковской АЭС на отметке -5,4 м, при сейсмических воздействиях использовались обобщенные спектры ответа на отметке 0 м [4].

Для площадки Балаковской АЭС максимальное расчетное землетрясение составляет 7 баллов, ускорение при ПЗ 6 баллов составит в горизонтальном направлении  $a_r = 0,12 \cdot 8 = 1 \text{ м/с}^2$ , в вертикальном направлении  $a_v = 0,12 \cdot 4 = 0,5 \text{ м/с}^2$ .

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.				Лист
									53



### 3.4.2. Расчет болтов крепления корпуса

Корпус насоса крепится к фундаменту по опорным лапам посредством четырех болтов М42. Схема крепления корпуса представлена на рисунке 12.

Полагаем, что масса корпуса сосредоточена в центре тяжести корпуса на расстоянии 475 мм от фланцевого стыка.

Момент, действующий на фланцевое соединение от горизонтальной составляющей сейсмической нагрузки:

$$M = m \cdot a_r \cdot l = 6394 \text{ Н*м},$$

где  $m = 13460 \text{ кг}$  - масса насоса;

$$a_r = 1 \text{ м/с}^2;$$

$l = 475 \text{ мм}$  - расстояние от центра тяжести корпуса до фланцевого стыка.

Максимальное растягивающее усилие в болтах от момента  $M$  определяем из уравнения  $F_1 = M/l_1 = 6459 \text{ Н}$ , где  $l_1 = 990 \text{ мм}$  - расстояние от точки раскрытия стыка до оси болтов (см. рисунок 12).

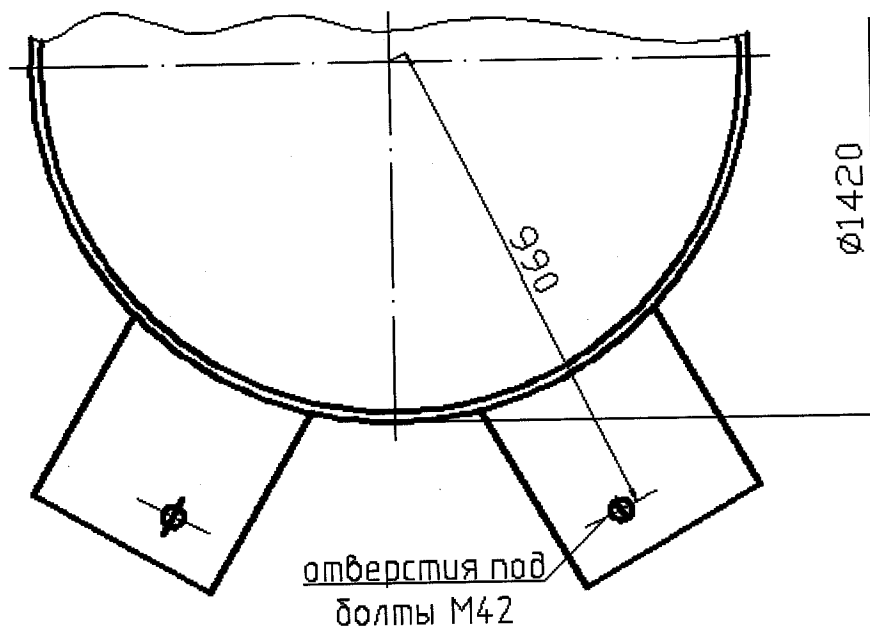


Рисунок 12- Схема крепления корпуса

Растягивающее усилие в болтах от вертикальной сейсмической нагрузки:

$$F = m \cdot a_v = 6730 \text{ Н},$$

где  $a_v = 0,5 \text{ м/с}^2$ . - ускорение в вертикальном направлении.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.
Подп. и дата	
Ине. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-Р.1.

Лист

54

Дополнительные растягивающие напряжения в болтах от сейсмических воздействий:

$$\sigma_{пз} = \frac{2F_1 + F}{\pi d_1^2} = 3,2 \text{ МПа},$$

где  $d_1 = 36,15$  мм – внутренний диаметр резьбы болта.

Суммарные напряжения растяжения в болтах в режиме НУЭ+ПЗ:

$$(\sigma_s)_{mw} = \sigma_{НУЭ+ПЗ} = \sigma_{НУЭ} + \sigma_{пз} = (56,9 + 3,2) = 60,1 \text{ МПа},$$

где  $\sigma_{НУЭ} = 56,9$  МПа напряжение растяжения в болтах в рабочих условиях, вычисленное как отношение результирующей нагрузки на опоры корпуса в направлении осей болтов, определенной по расчетной модели (см. рисунок 8), равной  $F_p = 315026$  Н, к площади сечения болта.

Допускаемые напряжения для болтов по категории  $(\sigma_s)_{mw}$  в режиме НУЭ+ПЗ составляют  $[\sigma]_w = 185,3$  МПа.

Так как  $(\sigma_s)_{mw} < [\sigma]_w$ , то условие прочности болтов крепления корпуса насоса к фундаменту при сейсмических воздействиях выполняется.

#### 3.4.3 Оценка прочности корпуса

Напряженно-деформированное состояние насоса от совместного действия внутреннего давления и сейсмических нагрузок определялось с использованием конечноэлементной модели, выполненной при помощи программного комплекса "Зенит-95" [8]. Эскиз расчетной модели представлен на рисунке 8.

С точки зрения обеспечения прочности насоса при сейсмических воздействиях самой опасной зоной является зона соединения ребер опорных лап обечайкой корпуса.

В таблице 16 представлены результаты расчета напряжений для зоны от совместного нагружения внутренним давлением и сейсмическими нагрузками.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					Лист
										55

Таблица 16 – Результаты расчета напряжений

Расчетная зона	Напряжения от нагружающих факторов, МПа	Допускаемое напряжение, МПа
Зона соединения ребра с обечайкой	84,5	263,7

На рисунке 13 представлена рассматриваемая зона с распределением напряжений.

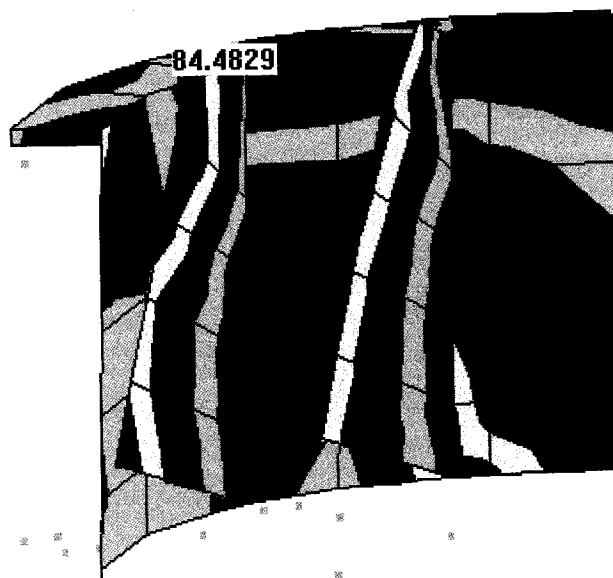


Рисунок 13 – Зона соединения ребра с обечайкой с распределением напряжений

Как видно из таблицы 16, при сочетании режимов НУЭ+ПЗ максимальное напряжение не превышает допускаемого значения. Условие прочности корпуса насоса в условиях реального раскрепления при сейсмических воздействиях выполняется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.					56

#### 4 Заключение

В настоящем отчете выполнен расчет по выбору основных размеров конденсатного насоса первой ступени 1RM12D01 марки КсВА 1500-120 системы основного конденсата РМ турбинного цеха энергоблока №1 Балаковской АЭС, а также проведена оценка статической, циклической прочности и оценка прочности при сейсмических воздействиях.

Проведенные расчеты показали, насос удовлетворяет требованиям прочности при заданных нагрузках. Результаты оценки циклической прочности подтвердили возможность обеспечения прочности насоса в течение планируемого дополнительного срока эксплуатации 30 лет сверх назначенного 30 летнего срока службы энергоблока № 1 Балаковской АЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	21/09-Р.1.	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

### Список использованных источников

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97).
2. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-008-89.
3. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. НП-031-01. М:2001.
4. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭГ-7-002-86 . М.:1989.
5. Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР и ЭГП на стадии эксплуатации РД ЭО 0330-01. М.:2004.
6. РД ЭО 1.1.2.09.0774-2008. Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов, сосудов и насосов энергоблоков атомных станций. Методика.
7. Паспорт корпуса насоса Н18.50.230.00П. Регистрационный номер 1015.
8. Программа расчета динамики и прочности конструкций, механизмов и приводов «Зенит - 95». Версия 6.6.5.3. НТП «ДИП», Санкт-Петербург, 2008г. Регистрационный номер паспорта аттестации ПС № 148 от 20.02.03.
9. Кравец С.Б. Определение нагрузок на патрубки при проектировании водоподогревательного энергетического оборудования. Изв. вузов. Сев-Кавк. Регион. Техн. науки.-2005.-Спецвыпуск.

Ине. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Ине. № дубл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	21/09-Р.1.	Лист
						58

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

21/09-P.1.

Лист

59

78