

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

ОП «Южно-Украинская АЭС»

_____ В. И. Кузнецов

«___» _____ 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ

Член правления,

Директор дивизии Целостности и
технического инжиниринга ИЯИ Ржеж

_____ Владимир Стратил

«___» _____ 2011 г.

ОТЧЕТ

по контракту № 02-2007 от 01.02.2008

**Оценка технического состояния и продление срока эксплуатации реактора
энергоблока №1 ОП Южно - Украинской АЭС**

(этап № 5.1.3)

**ОЦЕНКА СТАТИЧЕСКОЙ И ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ
КОРПУСА РЕАКТОРА НА СВЕРХ ПРОЕКТНЫЙ
СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ**

2011 г.

ИНСТИТУТ ЯДЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЖЕЖ., ОТДЕЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО
ИНЖИНИРИНГА
250 68 РЖЕЖ

ОТЧЕТ

ОЦЕНКА СТАТИЧЕСКОЙ И ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ КОРПУСА РЕАКТОРА НА СВЕРХ ПРОЕКТНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ

Отчет №:		Издание:	Ревизия:	Количество страниц:	Экземпляр №:
DITI 2301/71		1	1	78	
	Должность	Фамилия		подпись	Дата
Авторы:		Владислав Пиштора			_____ 2011
		Давид Стаха			_____ 2011
		Онрей Шимек			_____ 2011
Согласовал:	Директор дивизии	Владимир Стратил			_____ 2011

Распределение:

Должность	Фамилия	Экземпляр №:
Авторы	Владислав Пиштора	1
	Давид Стаха	2
	Онрей Шимек	3
Заказчик		4
Архив ИЯИ	Гана Вышинова	5

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	3
		Изменение	

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Должность	Подпись	Дата	И.О.Фамилия
ЗГИТИ			И.В. Кравченко
ЗГИ по ЯРБ			Д.А. Соколов
Нач. СНРиПЭ			А.А. Манузин
Нач. РЦ-1			С.В. Мартыщенко
Нач. СКМ			А.В. Бажуков
Нач. СНИО			Д.Ш. Альмикеев
Нач. ОПЭСЭ			В.В. Круглов

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	4
		Изменение	

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 ПРОЕКТНЫЕ РЕЖИМЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЦИКЛИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ КОРПУСА РЕАКТОРА, И ИХ ПРОГНОЗ НА СВЕРХПРОЕКТНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	8
2 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ НА СВЕРХПРОЕКТНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	18
2.1 Результаты расчетов циклической прочности цилиндрической части корпуса реактора, включая днище и кольцо разделительное	19
2.2 Результаты расчетов циклической прочности узла уплотнения реактора....	26
2.3 Результаты расчетов циклической прочности патрубков ГЦТ и САОЗ.....	31
2.4 Результаты расчетов циклической прочности патрубка КИП.....	42
2.5 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка СУЗ	47
2.6 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка КНИ	52
2.7 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка ТК.....	57
2.8 Результаты расчетов циклической прочности крышки с патрубками	61
2.9 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка воздушника	71
3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	77

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	5
		Изменение	

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АПЭН	– аварийный питательный электронасос
АС	– аварийная ситуация
АЭС	– атомная электрическая станция
БРУ-А	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в атмосферу
БРУ-К	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в конденсатор
ВК	– визуальный контроль
ВПЭН	– вспомогательный питательный электронасос
ВТК	– вихретоковый контроль
ГРР	– главный разъем реактора
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЦТ	– главный циркуляционный трубопровод
Ду	– условный диаметр
КД	– компенсатор давления
КИП	– контрольный измерительный прибор
КК	– капиллярный контроль
КНИ	– канал нейтронных измерений
КР	– корпус реактора
ННЭ	– нарушение нормальной эксплуатации
ОР	– орган регулирования
ПГ	– парогенератор
РУ	– реакторная установка
САОЗ	– система аварийного охлаждения активной зоны
СУЗ	– система управления и защиты
ТГ	– турбогенератор
ТК	– температурный контроль
УЗК	– ультразвуковой контроль
УПЗ	– ускоренная предупредительная защита



ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ

a	– коэффициент накопленного усталостного повреждения	[—]
φ_s	– коэффициент снижения циклической прочности	[—]
n_N	– коэффициент запаса прочности по количеству циклов	[—]
n_σ	– коэффициент запаса прочности по напряжениям	[—]
K_σ	– коэффициент концентрации напряжений в резьбовых участках	[—]

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	7
		Изменение	

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлена оценка прочности элементов корпуса реактора энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС на сверхпроектный срок эксплуатации – 60 лет.

Поскольку статическая прочность не зависит от срока эксплуатации, для оценки прочности элементов корпуса реактора в сверхпроектный срок достаточно выполнить оценку циклической прочности.

Оценка циклической прочности выполнена в соответствии с требованиями норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1].

Оценка выполнена для элементов корпуса реактора, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень элементов корпуса реактора, подлежащих оценке циклической прочности в сверхпроектный период

№ п.п.	Наименование элемента	Расчет на проектный период эксплуатации
1	цилиндрическая часть корпуса реактора, включая днище и кольцо разделительное	[2]
2	узел уплотнения реактора	[3]
3	патрубки ГЦТ и САОЗ	[4]
4	патрубок КИП	[5]
5	фланцевое соединение патрубка СУЗ	[6]
6	фланцевое соединение патрубка КНИ	[7]
7	фланцевое соединение патрубка ТК	[8]
8	крышка с патрубками СУЗ (ТК, КНИ) и воздушника	[9]
9	фланцевое соединение патрубка воздушника	[10]

Оценка выполнена на основании моделей, разработанных для оценки статической и циклической прочности отдельных элементов корпуса реактора для проектного срока эксплуатации (40 лет) в рамках предыдущих этапов контракта [2-10].

На основании анализа прошедших эксплуатационных режимов (выполненного в рамках этапа 3.1.3 Технического задания «Анализ условий эксплуатации реактора и связанных с ним систем» [11]) были составлены блоки нагрузки за прошедший период эксплуатации, а также выполнен прогноз на последующий – сверхпроектный период эксплуатации до 60 лет. Выбранные режимы, встречаемые в этих блоках нагрузки, анализировались в предыдущих этапах с помощью метода конечных элементов – были рассчитаны поля температур и напряжений.



1 ПРОЕКТНЫЕ РЕЖИМЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЦИКЛИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ КОРПУСА РЕАКТОРА, И ИХ ПРОГНОЗ НА СВЕРХПРОЕКТНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ

Перечень режимов, влияющих на циклическую прочность элементов корпуса реактора, создан в [11]. На основании анализа прошедших эксплуатационных режимов и с учетом регламентируемого количества режимов, приведенных в [12], был выполнен прогноз появления режимов для последующей эксплуатации на проектный срок 40 лет и сверхпроектный – 60 лет.

Для оценки циклической прочности элементов корпуса реактора энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС на сверхпроектный срок эксплуатации 60 лет в настоящем отчете использован уточненный консервативный прогноз. Консервативный прогноз для 60 лет эксплуатации будет основой для обоснования изменения проектного количества циклов нагружения реактора на последующем этапе проекта. Для создания уточненного консервативного прогноза для 60 лет принят следующий подход:

1. Для режимов, где возможно сохранить регламентированное количество режимов в соответствии с [12], т.е. не увеличивать регламентированное количество при продлении срока с 40 на 60 лет.
2. Для режимов, где из тренда исчерпания режимов видна возможность превышения регламентированного количества в течение сверхпроектной эксплуатации (быстрее, чем за 60 лет), создать прогноз на основании п. 5.1.3 методики [13]. Этот прогноз основан на линейной экстраполяции совокупного количества прошедших режимов за весь прошедший период эксплуатации. Так как для большинства режимов количество их появления в начале эксплуатации было гораздо выше, чем в последующих годах, этот прогноз кажется достаточно консервативным. Для режимов, появление которых равномерное в процессе эксплуатации, к прогнозируемому количеству по п. 5.1.3 методики [13] добавляется консервативный запас. Целью этого запаса является исключение возможности, что при потенциальном увеличении появления этих режимов выше существующего тренда перед окончанием сверхпроектного срока, их новое определенное количество не было лимитирующим для эксплуатации АЭС. Запас использован только для режима 1.1 «Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение оборудования», так как он появился в течение 27 лет 28 раз.

Результаты прогноза количества циклов нагружения, выполненного в соответствии с описанным выше подходом, приведены в таблице 2. В таблице 2 приведены режимы, влияющие на циклическую прочность элементов корпуса и

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	9
		Изменение	

верхнего блока. Консервативный прогноз для режимов, для которых использован вышеприведенный подход № 2, обозначен жирным шрифтом.

Таблица 2 – Перечень регламентированных, фактически прошедших режимов и прогнозируемое количество режимов на энергоблоке № 1 ОП ЮУАЭС

№ п.п	Наименование режима	Регламентированное кол-во циклов по [12]	Фактическое кол-во циклов по состоянию на 31.12.2009г. по [14]	Прогнозируемое кол-во циклов на 60 лет
1. Нормальная эксплуатация				
1.1	Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение оборудования	60	28	70
1.2	Раздельное гидроиспытание по первому контуру: на плотность: давление I к. – 180 кгс/см ²	100	93	200
	на прочность: давление I к. – 250 кгс/см ²	30	10	30
1.3	Плановый разогрев из «холодного» состояния со скоростью до 20 °С/ч	130	91	200
1.4	Снижение мощности реактора от номинальной до «горячего» состояния	Не регламентируется	187	410
1.4.1	Вывод реактора из «горячего» состояния на номинальную мощность	Не более 70 за срок экспл. компл. кассет	188	410
1.4.2 ¹	Вывод реактора на номинальную мощность после длительной (более 12 суток) работы на пониженной мощности и после перегрузки при работе реактора более 12 суток в конце каждого цикла и в режиме работы на «мощностном эффекте» реактивности на мощности менее 85% N _{ном}	Не более 70 за срок экспл. компл. кассет	0	0
1.4.3	Наброс мощности реактора при изменении нагрузки на 20% от текущего состояния мощности реактора	Не более 15 за срок экспл. компл. кассет	0	0
1.4.4	Повышение мощности после включения ГЦН ранее не работающей петли	Не более 23 за срок экспл. компл. кассет	0	0
1.5	Ложное срабатывание аварийной защиты реактора	150	22/(99)	150
1.19	Опробование пассивного узла САОЗ	50	12 12 10 11	50 на 1 САОЗ
1.20	Плановое расхолаживание до «холодного» состояния со скоростью 30 °С/ч	90	91	200

¹ Для оценки циклической прочности элементов КР нет необходимости различать режимы 1.4.1, 1.4.2, 1.4.3 и 1.4.4. Поэтому прогнозируется только 1.4.1. Следует отметить, что, так как многие режимы, а именно ННЭ и АС, приводят к снижению мощности реактора от номинальной до «горячего» состояния, то для сохранения физической правильности последовательности режимов, следует блоки нагрузки дополнить соответствующими режимами 1.4.1



№ п.п	Наименование режима	Регламентированное кол-во циклов по [12]	Фактическое кол-во циклов по состоянию на 31.12.2009г. по [14]	Прогнозируемое кол-во циклов на 60 лет
2. Нарушение нормальной эксплуатации				
2.1	Обесточивание ГЦН: - одного ГЦН из четырех, трех и двух работающих; - двух ГЦН из четырех и трех работающих; - трех ГЦН из четырех работающих, четырех из четырех работающих, трех ГЦН из трех работающих и двух ГЦН из двух работающих.	30	23 14 13 9	50 на насос
2.2	Режим с полным сбросом электрической нагрузки ТГ	150	26	150
2.3	Закрытие стопорных клапанов турбины	150	59	150
2.4	Полное обесточивание АЭС	10	2	10
2.5	Прекращение подачи питательной воды в ПГ	30	5	30
2.6	Снижение уровня во всех четырех ПГ более чем на 500 мм от номинального и восстановление его подачей воды от ВПЭН	70	2	70
2.7	Снижение уровня в любом ПГ более чем на 750 мм от номинального и восстановление его подачей воды от АПЭН	10	1	10
2.8	Неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ из активной зоны	30	0	30
2.9	Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, вследствие нарушений в системе борного регулирования	30	0	30
2.10	Режим течи ПГ (разрыв трубки теплообмена ПГ)	30	0	30
2.11	Ложный впрыск в КД от штатного узла подпитки с температурой воды 60°C – 70°C	10	0	10
2.12	Внезапный переход на подпитку первого контура с температурой воды 60°C – 70°C	30	0	30
2.13	Режимы работы при нарушении теплоотвода из герметичной оболочки	30	0	30
2.14	Режимы аварийного отклонения частоты в сети: - от 50,5 Гц до 51,0 Гц – до 10 с (но не более 60 с в год); - от 49,0 Гц до 48,0 Гц – до 5 мин (но не более 20 мин в год); - от 48,0 Гц до 47,0 Гц – до 1 мин (но не более 6 мин в год); - от 47,0 Гц до 46,0 Гц – до 10 с (не чаще одного раза в три года)	10 20 15 10	4 10 0 0	55
2.15	Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью 60 °C/ч	10	1	10



№ п.п	Наименование режима	Регламентированное кол-во циклов по [12]	Фактическое кол-во циклов по состоянию на 31.12.2009г. по [14]	Прогнозируемое кол-во циклов на 60 лет
2.16	Срабатывание УПЗ (УІВ)	150	15	150
2.20	Суммарное число режимов с нарушениями нормальных условий эксплуатации	300	155 ²	300
3. Аварийные режимы				
3.1	Режим малой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду менее 100 мм	15	0	15
3.2	Режим большой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду более 100 мм, включая Ду 850 мм	1	0	1
3.3	Непосадка предохранительного клапана КД (по одному на каждый клапан)	3	0	3
3.4	Непосадка предохранительного клапана ПГ (по одному на каждый ПГ)	8	0	8
3.5	Непосадка клапанов устройства сброса пара БРУ-А, БРУ-К (по одному на каждое устройство)	8	1	8
3.6	Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	5	0	5
3.7	Мгновенное заклинивание или обрыв вала ГЦН (по одному на насос)	4	0	4
3.8	Разрыв паропровода ПГ (по одному на ПГ)	4	0	4
3.9	Разрыв паропровода острого пара	1	0	1
3.10	Разрыв трубопровода питательной воды ПГ (по одному на ПГ)	4	0	4
3.11	Суммарное число аварийных режимов	30	1	30

Для расчета циклической прочности на основе линейных комбинаций основных состояний нагрузки в отчетах [2]-[10] определены расчетные состояния нагрузки. Эти линейные комбинации выбирались таким образом, чтобы как можно точнее была описана нагрузка при отдельных режимах.

Для режимов типа разогрев и расхолаживание (1.3, 1.20 и 2.15) для состояния, близкому к горячему состоянию (при 260°C для разогрева, при 290°C для расхолаживания) дополнительно учтено состояние нагрузки с пониженным давлением, причем использовано самое низкое допустимое давление при данных температурах в соответствии с Приложением 5 к [12]. Для наплавки это вносит дополнительный цикл напряжения, который необходимо включить в расчет циклической прочности с целью сохранения консерватизма.

Для гидроиспытания использован консервативный подход: вначале разогрев до температуры испытаний, далее повышение давления при этой температуре, и последующее понижение давления и расхолаживание на 20°C.

² Суммарное число с учетом исключения из режимов с нарушениями нормальных условий эксплуатации циклов по пп. 2.2, 2.6, 2.7, 2.17, 2.18, 2.19 данной таблицы, согласно нового ТРБЭ [12].

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	12
		Изменение	

Последовательности режимов за прошедший период (кампании 1-28) и прогнозный на 60 лет эксплуатации приведены в таблице 3.

Количество режимов в таблице 2 приведено на основании прогноза для отдельных режимов. Для создания последовательности прогнозируемых режимов (таблица 2) некоторые режимы ННЭ и АС необходимо было исключить таким образом, чтобы их суммарное количество соответствовало прогнозу по строкам 2.20 и 3.11 таблицы 2. Следует отметить, что поскольку регламентируется как число отдельных режимов, так и суммарное число режимов категорий ННЭ и АС (которое меньше суммы числа регламентированного количества отдельных режимов), применение всех прогнозируемых режимов по количеству циклов, приведенных в таблице 2, было бы излишне консервативным. Для прогнозируемой последовательности были выбраны те режимы, протекание которых является более жестким, а именно 2.2, 2.3, 2.5, 3.1, 3.2, 3.5, 3.7-3.10. Учитывая вышеизложенное, суммарное количество режимов, входящих в последовательность, приведено в таблице 4.

Таблица 3 – Последовательность режимов

№ кампании	Последовательность режимов											
	Прошедшая эксплуатация											
1	1.1.	1.2.b	1.2.a	1.2.a	1.2.b	1.3.	1.20.	1.19.a	1.2.a	1.2.a	1.2.c	1.2.c
	1.3.	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.5.b	1.2.d	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.b
	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.5.b	1.2.d	1.2.d	1.2.d	1.2.d	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	3.5.a
	1.4.1.	1.5.b	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.20.	1.3.	1.4.1.	1.5.b	1.20.
	1.2.a	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.a	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.3.
	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.a	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	2.1.a
	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.a
	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.2.d	1.2.d	1.4.	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.20.
	1.2.a	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.20.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a
	2	1.1.	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.
1.4.1.		1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.4.	2.3.	1.20.	1.2.a	1.2.a
1.2.a		1.2.a	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
1.4.		1.4.1.	2.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.
1.4.1.		2.3.	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.	1.5.a	1.4.4.	1.5.a
3	1.4.4.	1.5.a	1.4.4.	1.20.								
	1.1.	1.2.a	1.2.a	1.19.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.
	1.4.4.	1.5.b	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.5.b	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	2.3.
	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	2.3.	2.15.
4	1.4.1.	1.4.	1.20.									
	1.1.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.	1.5.a	1.4.1.	2.1.a	1.4.4.	1.4.	1.20.
	1.3.	1.2.a	1.4.1.	2.1.a	1.4.1.	1.5.a	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.
	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.5.b	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.
	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.5.a	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.
	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.2.a
	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.1.a	1.4.	1.4.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
1.4.	1.4.1.	1.6.d	1.4.1.	2.3.	1.20.	1.2.b						
5	1.1.	1.2.a	1.19.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	2.1.a	1.4.1.	2.3.
	1.6.a	1.4.4.	2.1.a	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.5.b	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
	1.5.b	1.20.	1.3.	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.4.	1.5.a	1.4.1.
	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.a	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.5.b	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.1.a	1.4.4.	2.1.a	1.4.	1.4.1.
	1.4.	1.20.	1.2.c									
	1.4.	1.20.	1.2.c									
6	1.1.	1.2.a	1.19.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.5.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a
	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.4.1.	1.5.a	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.
	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	1.4.
	1.20.	1.2.a	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.4.
	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.4.
	1.4.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.4.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.4.	2.3.	1.4.4.	1.4.



№ кампании	Последовательность режимов											
	1.20.											
7	1.1. 1.4.1. 1.2.a	1.2.a 2.3. 1.2.a	1.2.a 1.4.1. 1.3.	1.3. 1.5.b 1.4.1.	1.20. 1.4.1. 1.4.	1.3. 1.4. 1.20.	1.4.1. 1.20. 1.3.	2.3. 1.2.a 1.4.1.	1.20. 1.3. 1.4.	1.3. 1.4.1. 1.20.	1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4. 1.20.
8	1.1. 1.4.	1.19.a 1.4.1.	1.2.a 1.4.	1.2.b 1.4.1.	1.2.c 1.5.b	1.2.a 1.4.4.	1.2.a 1.4.	1.3. 1.4.1.	1.4.2. 1.4.	1.5.a 1.4.1.	1.4.1. 1.4.	1.4.4. 1.20.
9	1.1. 1.4.1. 1.20. 1.5.b	1.19.a 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.5.b	1.3. 1.4. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.4.1. 1.4.	1.5.b 1.2.a 1.5.b 1.20.	1.4.1. 1.3. 1.4.1. 1.4.	1.4. 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4.1. 1.5.b 1.4.1. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.3.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.4. 1.4. 1.4.1.
10	1.1. 1.4.	1.2.a 1.4.1.	1.3. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.5.b 1.5.b	1.4.1. 1.4.1.	1.5.a 1.5.b	1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.4.	1.4.1. 1.20.
11	1.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4.	1.2.a 1.4.1.	1.2.a 1.4.	1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.5.a	1.5.b 1.4.4.	1.4.2. 1.4.2.	1.4. 1.4.2.	1.20. 1.4.	1.2.a 1.20.	1.3. 1.20.
12	1.1. 1.4.1. 1.4. 1.3.	1.2.c 1.4. 1.4.1.	1.2.b 1.4.1. 1.4.	1.2.a 1.4. 1.20.	1.3. 1.4.1. 1.3.	1.20. 1.4. 1.4.1.	1.3. 1.20. 2.3.	1.20. 1.2.c 1.4.1.	1.2.a 1.2.a 1.5.b	1.3. 1.20. 1.20.	1.4.2. 1.4.1. 1.2.a	1.4. 1.4.1. 1.2.c
13	1.1. 1.3. 1.4.1. 1.4.1.	1.19.a 1.4.1. 1.4. 1.4.	1.2.a 1.5.b 1.4.1. 1.20.	1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.2.c 1.4. 1.4.1.	1.2.a 1.20. 2.2.	1.2.c 1.2.a 1.4.1.	1.2.c 1.3. 1.4.	1.2.c 1.4.1. 1.4.4.	1.3. 1.4. 2.3.	1.20. 1.20. 1.4.1.	1.2.a 1.3. 1.4.
14	1.1. 1.20. 1.4.	1.2.a 1.2.a 1.20.	1.2.a 1.3. 1.2.a	1.3. 1.4.4. 1.3.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.	2.3. 1.20. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.4.1.	1.5.b 1.4.1. 2.16.	1.4.4. 1.5.b 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.20.	2.3. 1.4.1.
15	1.1. 1.4. 1.4. 2.3. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.20.	1.3. 1.4. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.
16	1.1. 2.2. 1.4. 1.3.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.b 1.4. 2.14. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 2.2. 1.4. 1.4.	1.3. 1.4.1. 1.20. 1.4.1.	1.4.1. 1.4. 1.20. 1.4.	1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.3. 1.4.	1.20. 1.4. 1.4.1. 1.20.	1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.3. 1.4. 1.20. 1.4.
17	1.1. 2.14. 1.4. 1.20.	1.19.a 1.4.1. 1.4.1. 1.2.c	1.2.a 2.14. 1.4. 1.2.c	1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.2.a	1.3. 2.14. 1.4. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 2.14. 1.3. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 2.14. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.14. 1.4. 1.4.1. 1.4.
18	1.1. 1.4.1. 1.3.	1.2.a 2.14. 1.4.1.	1.3. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 2.3. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.2.a	1.20. 1.4. 1.3.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1.	1.3. 2.14. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.20.	2.3. 1.2.a
19	1.1. 2.14. 1.4. 1.4.1.	1.2.b 1.4.1. 1.20. 1.4.	1.2.a 1.4. 1.2.a 1.4.1.	1.19.a 1.4.1. 1.2.a 1.4.1.	1.3. 2.3. 1.3. 1.4.1.	1.4.2. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	2.14. 1.4. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.20. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.20. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.3.	1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.
20	1.1. 1.4.1.	1.2.b 1.4.	1.19.a 1.20.	1.2.a 1.2.a	1.3. 1.3.	1.4.2. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.20. 1.20.	1.2.a 1.2.a	1.3. 1.3.
21	1.1. 2.2.	1.2.a 1.4.1.	1.2.a 1.4.	1.3. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.	1.4. 1.4.	1.20. 1.4.	1.2.a 1.4.	1.3. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.
22	1.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.	1.2.a 1.4. 1.4. 1.20.	1.2.c 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.20.	2.3. 1.4. 1.2.a	1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.	2.3. 1.4. 1.4.1.
23	1.1. 1.4. 1.2.a 1.20.	1.19.a 1.4.1. 1.3. 1.20.	1.2.a 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.2. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.4. 1.4.
24	1.1. 1.4. 2.3.	1.19.a 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4. 1.4.	1.3. 1.4.1. 1.20.	1.20. 1.4. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.4.	1.3. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.	2.3. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.
25	1.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.	1.2.b 1.4. 1.4. 1.20.	1.2.a 1.20. 1.4.1.	1.3. 1.2.a 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.20. 1.4.	1.4.1. 1.2.a 1.4.1.	1.4. 1.3. 2.1.a
26	1.1. 2.3.	1.2.a 1.4.1.	1.3. 1.4.	1.4.1. 1.20.	1.4. 1.3.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.20.	1.4. 1.20.	1.4.1. 1.4.1.
27	1.1. 1.4.1.	1.2.b 1.4.	1.2.a 1.20.	1.3. 1.4.	1.4.1. 1.4.	1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.
28	1.1. 1.4. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.4.1.	1.2.c 1.4. 1.4.	1.19.a 1.4.1. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 1.20.	1.4. 1.4. 1.2.a	1.4.1. 1.4.1. 1.3.



№ кампании	Последовательность режимов											
	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.2.c	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.20.			
	Прогноз на 60 лет эксплуатации											
29	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.15. 1.4. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.4.1. 1.5.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.19. 1.4.1. 1.6.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 1.4.1. 2.2.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.20. 1.20.	2.2. 3.1. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.3. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6.
30	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.6. 1.20.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.20. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 2.2. 1.20.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.3.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.6.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.
31	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.20.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.5. 2.2.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.7. 1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.6.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.
32	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.20. 1.5.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.6. 1.20.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.4.1. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.3. 2.2. 1.20.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	2.2. 3.8. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.6.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.
33	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.20. 1.20.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.20.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 2.3. 2.2.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.6.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.
34	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.20.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.5. 1.6.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.6.
35	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.6.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.20. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.4.1. 1.4.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.19. 1.4.1. 1.5.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 1.4.1. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.20. 1.20.	2.2. 3.10. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 2.2.
36	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.20.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.2.a	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.3.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.6.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.20.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.20.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 2.2.
37	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.20.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.5. 2.2.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.6.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.
38	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.6.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.6.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.3. 2.2.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.20.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.4.1.
39	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.6.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.20.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 2.2.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.6.	2.2. 3.7. 1.4.1. 1.5. 1.6.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.4.1.
40	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4.	1.3. 1.4. 1.4.1. 2.3.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.5.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	2.2. 3.8. 1.4.1. 1.5.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1.	1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.



№ кампании	Последовательность режимов											
	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.20.	
41	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.15. 1.4. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.6. 1.4.1. 1.5.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.19. 1.4.1. 1.5. 1.20.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 2.2. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.	1.4. 3.1. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.4.1. 1.4.	1.5. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.5.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.
42	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.19. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 2.2. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.5.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.
43	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.6.	2.2. 3.10. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.
44	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.20. 1.6. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 2.3. 1.2.a 1.4.1. 1.6.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 1.3. 2.2. 1.20.	1.19. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.3. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.6.	2.2. 1.2.a 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.5.
45	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 3.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.6.	2.2. 3.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.5.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.
46	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.2.a	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.6.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.5. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.20.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 2.2. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.
47	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.6.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.15. 1.4. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.2.a 1.6.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.19. 1.4.1. 1.5. 1.20.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 2.2. 1.4.1. 1.5.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.20.	2.2. 3.7. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.3.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.
48	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.20.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.3. 1.6.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 3.8. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.5. 1.20.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.5. 1.20.
49	1.1. 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.4.1.	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.20. 1.6.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.4.1. 1.20.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 3.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1. 1.6.	2.2. 3.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.
50	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.4.1.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 2.15. 1.4.1. 1.5.	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.1. 1.2.a 1.20.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.4.1. 1.20.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1. 2.2.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.3. 1.4.1. 1.20. 1.2.a	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4. 1.4.1. 1.2.a 1.3.	2.2. 3.5. 1.4.1. 1.4.1. 2.3. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 1.6.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.4.
51	1.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1. 1.5.	1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.4. 2.2. 1.20.	1.2.b 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.20. 1.2.a	1.19. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a 1.3.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.3. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 2.3. 1.4.1. 2.2. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.5. 1.4.1. 1.6.	2.2. 3.10. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4.	1.6. 1.2.a 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.4.
52	1.1. 1.4.1. 2.3. 1.4. 1.2.a	1.2.a 1.5. 1.4.1. 1.4.1. 1.3.	1.19. 1.4.1. 1.4. 2.3. 1.4.1.	1.3. 1.4. 1.4.1. 1.5. 1.6.	1.4.1. 1.4.1. 2.2. 1.4.1. 1.4.1.	2.3. 1.6. 1.4.1. 1.5. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5. 1.4.1. 1.4.1.	2.2. 1.2.a 1.4.1. 1.6. 1.5. 1.20.	1.4.1. 1.3. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.20.	1.6. 1.4.1. 1.4. 1.4.1. 1.4. 2.2.	1.4.1. 1.6. 1.4. 1.4.1. 1.4. 1.20.	1.4. 1.4.1. 1.4.1. 1.6. 1.4.1. 1.20.
53	1.1. 1.4. 1.4.1.	1.2.a 1.4.1. 1.6.	1.2.b 1.5. 1.4.1.	1.19. 1.4.1. 2.3.	1.3. 1.4. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 1.4.	2.3. 1.6. 1.4.1.	1.4.1. 1.4.1. 2.2.	2.2. 3.1. 1.4.1.	1.4.1. 1.20. 1.5.	1.6. 1.2.a 1.4.1.	1.4.1. 1.3. 1.6.



№ кампании	Последовательность режимов											
	1.4.1.	1.4.	2.15.	1.1.	1.2.a	1.19.	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.
	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.2.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.	1.20.			
54	1.1.	1.2.a	1.2.b	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.5.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.20.
55	1.1.	1.2.a	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.
	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.8.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.
	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.
	1.20.											
56	1.1.	1.2.a	1.2.b	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.9.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	1.4.	2.15.									
57	1.1.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
	1.6.	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.
	1.20.											
58	1.1.	1.2.a	1.2.b	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.1.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
	1.5.	1.4.1.	1.6.	1.20.								
59	1.1.	1.2.a	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.
	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.7.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.
	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.20.	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
	1.6.	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.
	1.20.											
60	1.1.	1.2.a	1.2.b	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	3.10.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.
	1.4.1.	1.4.	1.20.	1.2.a	1.19.	1.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	1.5.
	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.
	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.20.						
61	1.1.	1.2.a	1.19.	1.3.	1.4.1.	2.3.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.
	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.20.	1.2.a	1.3.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.
	2.3.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	2.2.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.
	1.4.	1.4.1.	1.5.	1.4.1.	1.4.	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	2.2.	1.20.	1.2.a	1.3.
	1.4.1.	1.6.	1.4.1.	1.5.	1.20.							



Таблица 4 – Суммарное количество режимов, входящих в последовательность для оценки циклической прочности.

Режим	Фактическое кол-во учтенных режимов для прошедшей эксплуатации	Прогнозируемое кол-во учтенных режимов для будущей эксплуатации (до 60 лет – 33 кампаний)	Суммарное кол-во учтенных режимов для 60 лет
1.1	28	42	70
1.2. a	116	107	223
1.2. b	10	20	30
1.2. c	15	0	15
1.2. d	7	0	7
1.3	97	109	206
1.4	244	223	467
1.4.1	331	783	1114
1.4.2	8	0	8
1.4.4	49	0	49
1.5	50	128	178
1.19	13	38	51
1.20	96	96	100
2.1*	9	0	9
2.2*	6	111	117
2.3*	57	93	150
2.5*	1	0	1
2.14*	12	0	12
2.15	1	9	10
2.16*	1	0	1
Σ ННЭ	87	213	300
3.1**	0	8	8
3.2**	0	1	1
3.5**	1	7	8
3.7**	0	4	4
3.8**	0	4	4
3.9**	0	1	1
3.10**	0	4	4
Σ АС	1	29	30

Примечание. * – При оценке циклической прочности патрубков СУЗ, ТК, КНИ и воздушника все режимы ННЭ (за исключением режима 2.15) представлены в виде медленного перехода до горячего состояния, и в последовательности они были реализованы одним расчетным состоянием. Прогнозируемое количество режимов ННЭ (за исключением режима 2.15) для будущей эксплуатации составляет 204, а суммарное количество для 60 лет эксплуатации соответственно 290.

** – При оценке циклической прочности патрубков СУЗ, ТК, КНИ и воздушника все режимы АС представлены в виде медленного перехода до горячего состояния, и в последовательности они были реализованы одним расчетным состоянием. Прогнозируемое количество режимов АС для будущей эксплуатации составляет 29, а суммарное количество для 60 лет эксплуатации соответственно 30.



2 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ НА СВЕРХПРОЕКТНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для оценки циклической прочности на сверхпроектный срок был использован такой же подход, как и для проектного срока в отчетах [2]-[10].

Для оценки точек в наплавке использованы механические свойства (предел текучести, предел прочности и относительное сужение) такие же, как для соответствующего основного металла или сварного шва под наплавкой. Этот подход соответствует подходу, который использован в рамках проектных расчетов (например, в [16]-[17]). Использование механических свойств основного металла для оценки циклической прочности наплавки может быть обосновано тем, что наплавка не может свободно деформироваться, так как она связана с основным металлом. Более того, для оценки циклической прочности наплавки учтены коэффициенты снижения циклической прочности.

При расчетах приняты механические свойства материалов при температуре 320°C, за исключением цилиндрической части КР и холодных патрубков ГЦТ и САОЗ, где использовались механические свойства при температуре 290°C. Кроме того, поскольку согласно данным в [15] снижение значения относительного сужения под воздействием облучения не большое, и не ниже нормативных значений по ПНАЭ Г-7-002-86 [1], при расчете циклической прочности облучаемых элементов КР используются нормативные значения относительного сужения.

Расчет приведенных напряжений и условных упругих приведенных напряжений, определение полуциклов и расчет вкладов от отдельных полуциклов в накопленное усталостное повреждение выполнен в соответствии с п.п. 5.3 и 5.6 норм [1]. Допускаемое число циклов нагружения определяется по формулам (5.20) и (5.25) норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1], при этом в обоих случаях допустимые значения определяются по коэффициенту запаса прочности по напряжениям (n_σ) и по числу циклов (n_N). Из 4-х значений, полученных по формулам (5.20) и (5.25) норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1], выбирается наименьшее значение.

Коэффициент асимметрии цикла принимается в соответствии с п. 5.6.8 норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1].

Остаточные напряжения в сварных швах были учтены в соответствии с п. 5.6.10 норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1]. Для точек, где амплитуда условного упругого напряжения не превышает ни в одном цикле предел текучести при 20°C, учтено (постоянное) остаточное напряжение, равное величине предела текучести.

Расчетные формулы, приведенные в нормах [1], программировались на языке С. Коэффициенты безопасности в формулах для допускаемой амплитуды напряжения были заданы в соответствии с п. 5.6.6 норм [1].

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	19
		Изменение	

Значения коэффициентов снижения циклической прочности и коэффициентов безопасности для отдельных элементов реактора приведены в соответствующих разделах.

2.1 Результаты расчетов циклической прочности цилиндрической части корпуса реактора, включая днище и кольцо разделительное

Расчеты циклической прочности цилиндрической части корпуса реактора, включая днище и кольцо разделительное, для сверхпроектного срока эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [2].

Перечень расчетных состояний нагрузки для нижней части корпуса реактора и для области кольца разделительного приведены в таблице 20 отчета [2], в котором также в таблицах 21-22 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализовывается данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспорте [18] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 18 отчета [2]).

2.1.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчеты циклической прочности выполнены в следующих точках:

- точки, лежащие на внутренней поверхности (в наплавке) обозначены номером соответствующего сечения и буквой „а“,
 - точки в основном материале или же в сварном шве, лежащие близко под наплавкой, обозначены номером соответствующего сечения и буквой „b“,
 - точки на наружной поверхности КР обозначены номером соответствующего сечения и буквой „с“).
 - в области кольца разделительного использованы точки № 15-45.
- Расположение оцениваемых точек приведено на рисунках 1-3.

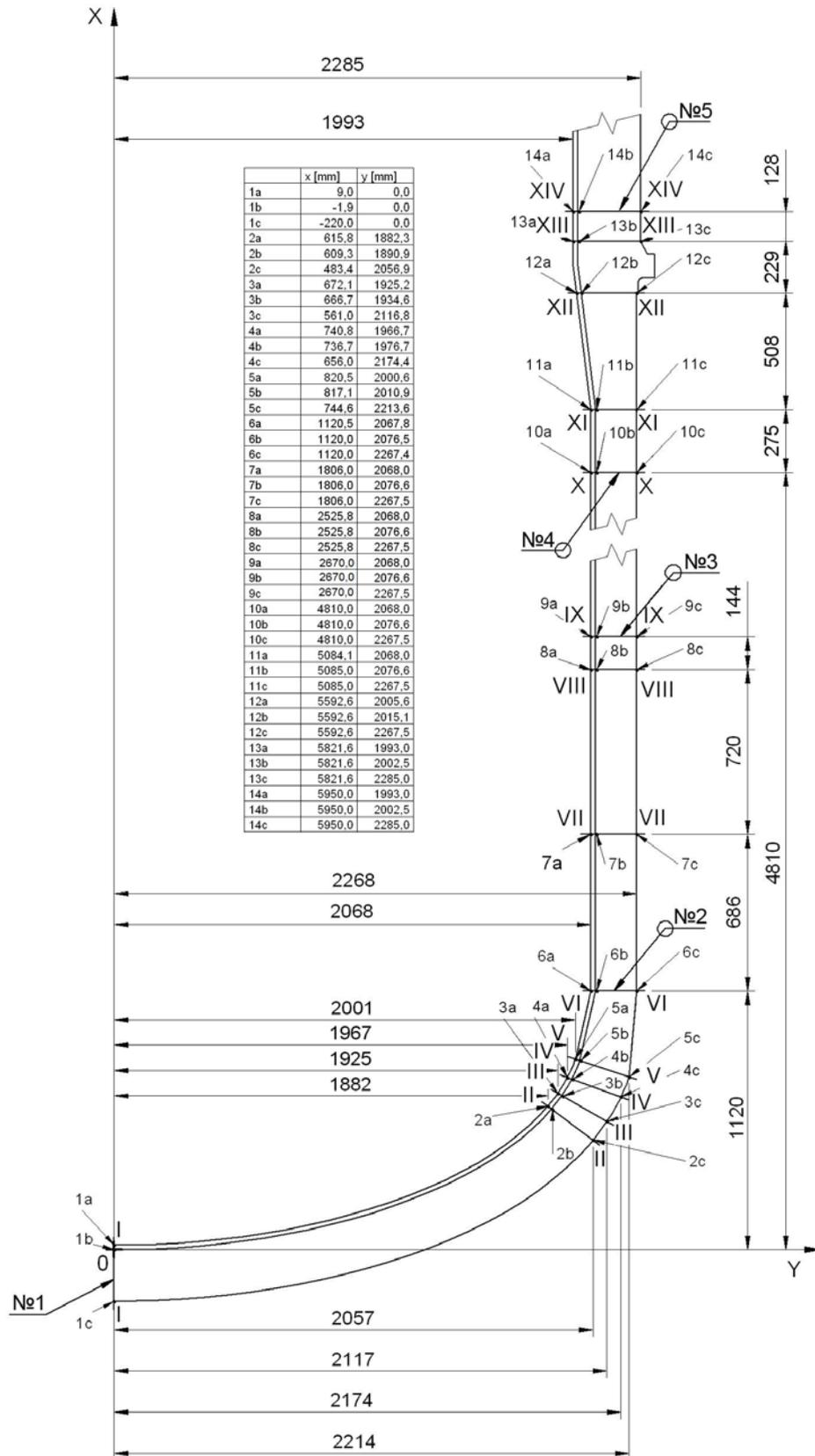


Рисунок 1 – Расположение точек для оценки циклической прочности на цилиндрической части корпуса реактора с днищем

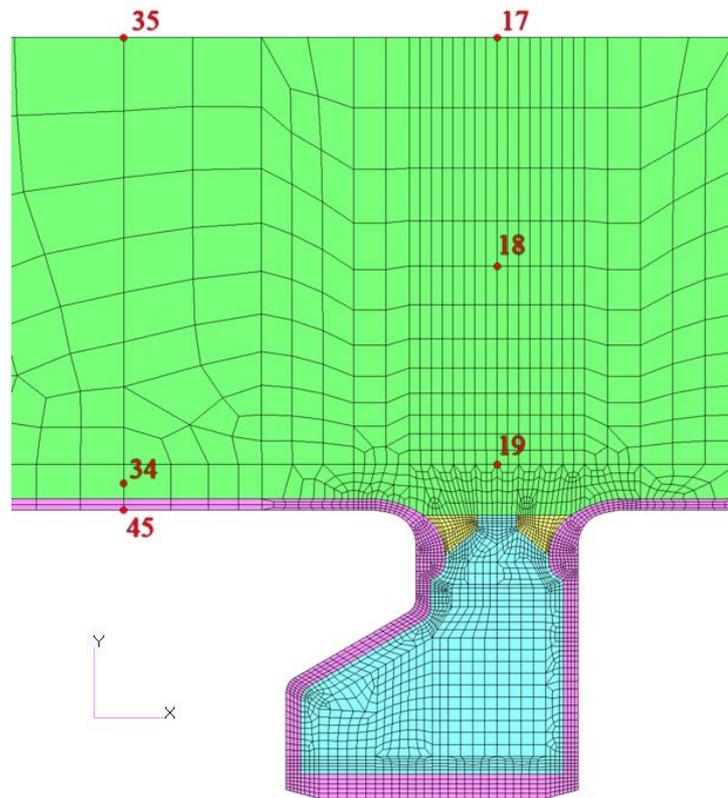


Рисунок 2 – Расположение точек для оценки циклической прочности в КР в области присоединения кольца разделительного

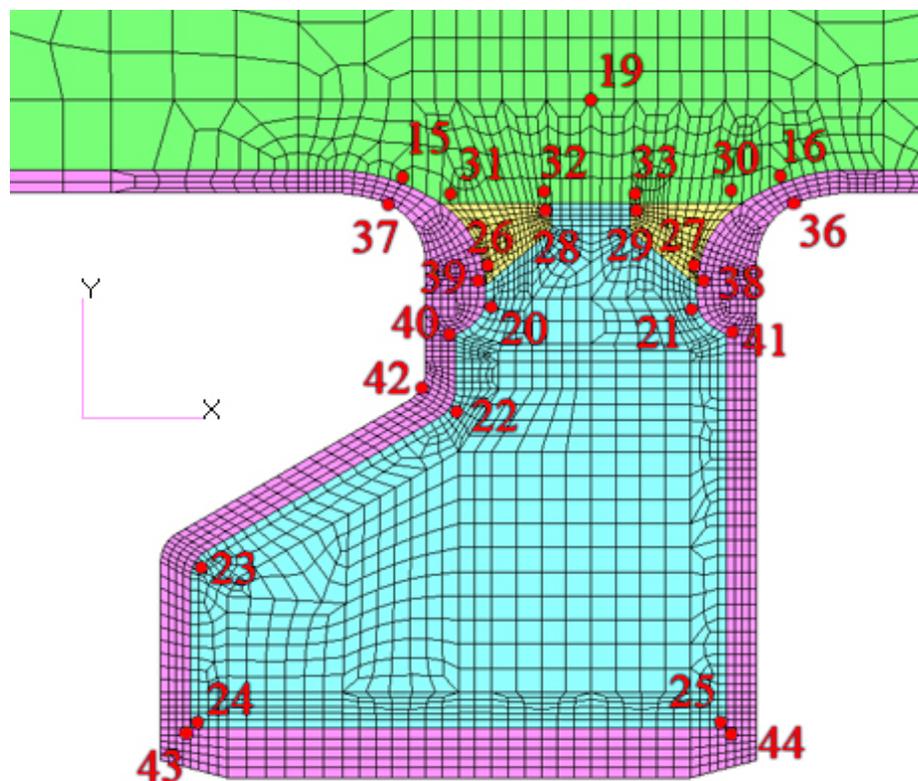


Рисунок 3 – Расположение точек для оценки циклической прочности в кольце разделительном

2.1.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 5-9 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 5 – Накопленное усталостное повреждение на внутренней поверхности наплавки цилиндрической части КР с днищем

№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1a	СВ-08Х19Н10Г2Б	СВ-16Х2НМФТА	0,8	10	2	0,018080
2a	СВ-08Х19Н10Г2Б	СВ-16Х2НМФТА	0,8	10	2	0,038720
3a	СВ-08Х19Н10Г2Б	СВ-16Х2НМФТА	0,8	10	2	0,040545
4a	СВ-08Х19Н10Г2Б	СВ-16Х2НМФТА	0,8	10	2	0,040083
5a	СВ-08Х19Н10Г2Б	СВ-16Х2НМФТА	0,8	10	2	0,081000
6a	СВ-04Х20Н10Г2Б	СВ-10ХГНМАА	0,8	10	2	0,116385
7a	СВ-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,019369
8a	СВ-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,024287
9a	СВ-04Х20Н10Г2Б	СВ-10ХГНМАА	0,8	10	2	0,031283
10a	СВ-04Х20Н10Г2Б	СВ-08ХГНМТА	0,8	10	2	0,027533
11a	СВ-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,052236
12a	СВ-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,025668
13a	СВ-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,028123
14a	СВ-04Х20Н10Г2Б	СВ-10ХГНМАА	0,8	10	2	0,037950

Таблица 6 – Накопленное усталостное повреждение под наплавкой в цилиндрической части КР с днищем

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1b	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,005094
2b	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,000109
3b	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,000208
4b	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,015043
5b	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,010412
6b	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,000746
7b	15Х2НМФА	-	10	2	0,000084
8b	15Х2НМФА	-	10	2	0,006228
9b	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,014249
10b	СВ-08ХГНМТА	1,0	10	2	0,023355
11b	15Х2НМФА	-	10	2	0,004851
12b	15Х2НМФА	-	10	2	0,003039
13b	15Х2НМФА	-	10	2	0,000993
14b	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,031857

Примечание. Для точек 1b-6b, 9b, 10b и 14b оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.



Таблица 7 – Накопленное усталостное повреждение на наружной поверхности цилиндрической части КР с днищем

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1с	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,033691
2с	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,000211
3с	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,000183
4с	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,016308
5с	СВ-16Х2НМФТА	1,0	10	2	0,010390
6с	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,016864
7с	15Х2НМФА	-	10	2	0,005813
8с	15Х2НМФА	-	10	2	0,005995
9с	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,006469
10с	СВ-08ХГНМТА	1,0	10	2	0,040244
11с	15Х2НМФА	-	10	2	0,001302
12с	15Х2НМФА	-	10	2	0,001690
13с	15Х2НМФА	-	10	2	0,000948
14с	СВ-10ХГНМАА	1,0	10	2	0,021871

Примечание. Для точек 1с-6с, 9с, 10с и 14с оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Таблица 8 – Накопленное усталостное повреждение в области кольца разделительного (основной металл и сварные швы)

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
15	15Х2НМФА	-	10	2	0,000609
16	15Х2НМФА	-	10	2	0,000546
17	15Х2НМФА	-	10	2	0,000034
18	15Х2НМФА	-	10	2	0,000016
19	15Х2НМФА	-	10	2	0,000087
20	22К	-	10	2	0,021305
21	22К	-	10	2	0,027576
22	22К	-	10	2	0,030580
23	22К	-	10	2	0,019441
24	22К	-	10	2	0,037501
25	22К	-	10	2	0,042373
26	СВ-08А	1,0	10	2	0,006747
27	СВ-08А	1,0	10	2	0,008449
28	СВ-08А	1,0	10	2	0,005342
29	СВ-08А	1,0	10	2	0,008988
30	СВ-08А	1,0	10	2	0,010473



№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
31	СВ-08А	1,0	10	2	0,004842
32	СВ-08А	1,0	10	2	0,004445
33	СВ-08А	1,0	10	2	0,005893
34	СВ-08ХГНМТА	1,0	10	2	0,009319
35	СВ-08ХГНМТА	1,0	10	2	0,005384

Примечание. Для точек 34-35 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Таблица 9 – Накопленное усталостное повреждение в области кольца разделительного (наплавка)

№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
36	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,274390
37	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,301935
38	ЗИО-8	22К	0,8	10	2	0,114689
39	ЗИО-8	22К	0,8	10	2	0,122207
40	ЗИО-8	22К	0,8	10	2	0,621972
41	ЗИО-8	22К	0,8	10	2	0,706170
42	СВ-04Х20Н10Г2Б	22К	0,8	10	2	2,330124
43	СВ-07Х25Н13	22К	0,8	10	2	1,255023
44	СВ-07Х25Н13	22К	0,8	10	2	1,664856
45	СВ-04Х20Н10Г2Б	СВ-08ХГНМТА	0,8	10	2	0,037943

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 5-9 видно, что условие циклической прочности для 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС выполняется во всех точках цилиндрической части КР, включая днище и кольцо разделительное, за исключением точек № 42-44 в наплавке на кольце разделительном.

Максимальное накопление усталостного повреждения, было определено в материале наплавки. Это вызвано высокими напряжениями в наплавке при температуре, которая отличается от температуры ненапряженного состояния, и в результате отличия коэффициента теплового расширения наплавки и основного металла (или же материала сварного шва). Таким образом, каждое, хотя и медленное, изменение температуры вносит значительный вклад в усталостное повреждение материала наплавки. В цилиндрической части КР, включая днище, в наплавке в точках 5а, 6а и 11а (области с концентраторами напряжений) также получены

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	25
		Изменение	

относительно высокие значения накопленного усталостного повреждения, не превышающие допустимое значение, причем максимальное значение получено в точке 6а (внутренняя поверхность в месте сварного шва № 2), где переход цилиндрической части КР в днище. Точки № 42-44 в наплавке на кольце разделительном, для которых условие циклической прочности не выполняется, являются значительными концентраторами напряжений.

На напряженное состояние внутренней поверхности стенки КР влияют также напряжения от быстрого изменения температуры. Для нижней части КР они незначительны, но для области кольца разделительного они значительны. К увеличению значения накопленного усталостного повреждения приводит также использование коэффициента снижения усталостной прочности в сварном шве (или наплавке) φ_s .

В основном материале, или же в материале сварного шва, под наплавкой рассчитанное значение накопленного усталостного повреждения на порядок ниже, чем в наплавке. Поскольку все вышеперечисленные негативные эффекты, влияющие на значение накопленного усталостного повреждения материала наплавки, не оказывают влияния на основной металл и металл сварных соединений. Максимальное значение накопленного усталостного повреждения в цилиндрической части КР, включая днище, получено в точке 14б. На наружной поверхности значение накопленного усталостного повреждения незначительное. Максимальное значение накопленного усталостного повреждения в области кольца разделительного (в основном материале, или же в материале сварного шва) получено в точках 24 и 25, но эти значения не превышают допустимое.

Состояние металла цилиндрической части корпуса реактора в процессе эксплуатации отслеживается в рамках Типовой программы периодического контроля АИЭУ-9-04 [19]. За прошедший период эксплуатации получены удовлетворительные результаты контроля [20]. Учитывая вышеизложенное, при эксплуатации корпуса реактора в сверхпроектный период периодический контроль состояния металла цилиндрической части КР рекомендуется выполнять в соответствии с требованиями Типовой программы [19]. С целью мониторинга механизма усталостного повреждения области концентраторов напряжений в наплавке на кольце разделительном в области точки № 42 при выполнении периодического контроля в период сверхпроектного срока эксплуатации, кроме применения методов ВК и КК рекомендуется ЮУАЭС рассмотреть возможность использовать аттестованный метод ВТК, а для области в районе точек №43-44 - УЗК.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	26
		Изменение	

2.2 Результаты расчетов циклической прочности узла уплотнения реактора

Расчеты циклической прочности узла уплотнения реактора для сверхпроектного срока эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [3].

Перечень расчетных состояний нагрузки для оценки циклической прочности ГРП приведены в таблице 24 отчета [3], в котором также в таблице 25 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализуется данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспортах корпуса и верхнего блока [18, 21] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 22 отчета [3]).

2.2.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчеты циклической прочности выполнены в выбранных точках в наплавке (на внутренней поверхности), в основном материале (вблизи наплавки и на наружной поверхности), в сварном шве (вблизи наплавки и на наружной поверхности) и в шпильке (для стержня и резьбы). Расположение оцениваемых точек (за исключением шпильки), включая их точную позицию, изображено на рисунке 4 (начало системы координат находится на оси реактора в полюсе днища в точке перехода от наплавки к основному металлу).

2.2.2 Результаты расчета циклической прочности

Поскольку шпильки после исчерпания ресурса/срока эксплуатации или в случае выявления недопустимых повреждений должны быть заменены, то оценка циклической прочности выполняется для прогнозного количества циклов после замены шпилек на новые после окончания 30-летнего срока их эксплуатации. Прогнозное количество циклов для будущих 30 лет эксплуатации новых шпилек для расчета принято на основании прогноза для 60 лет эксплуатации (см. таблицу 3).

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 10-13 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

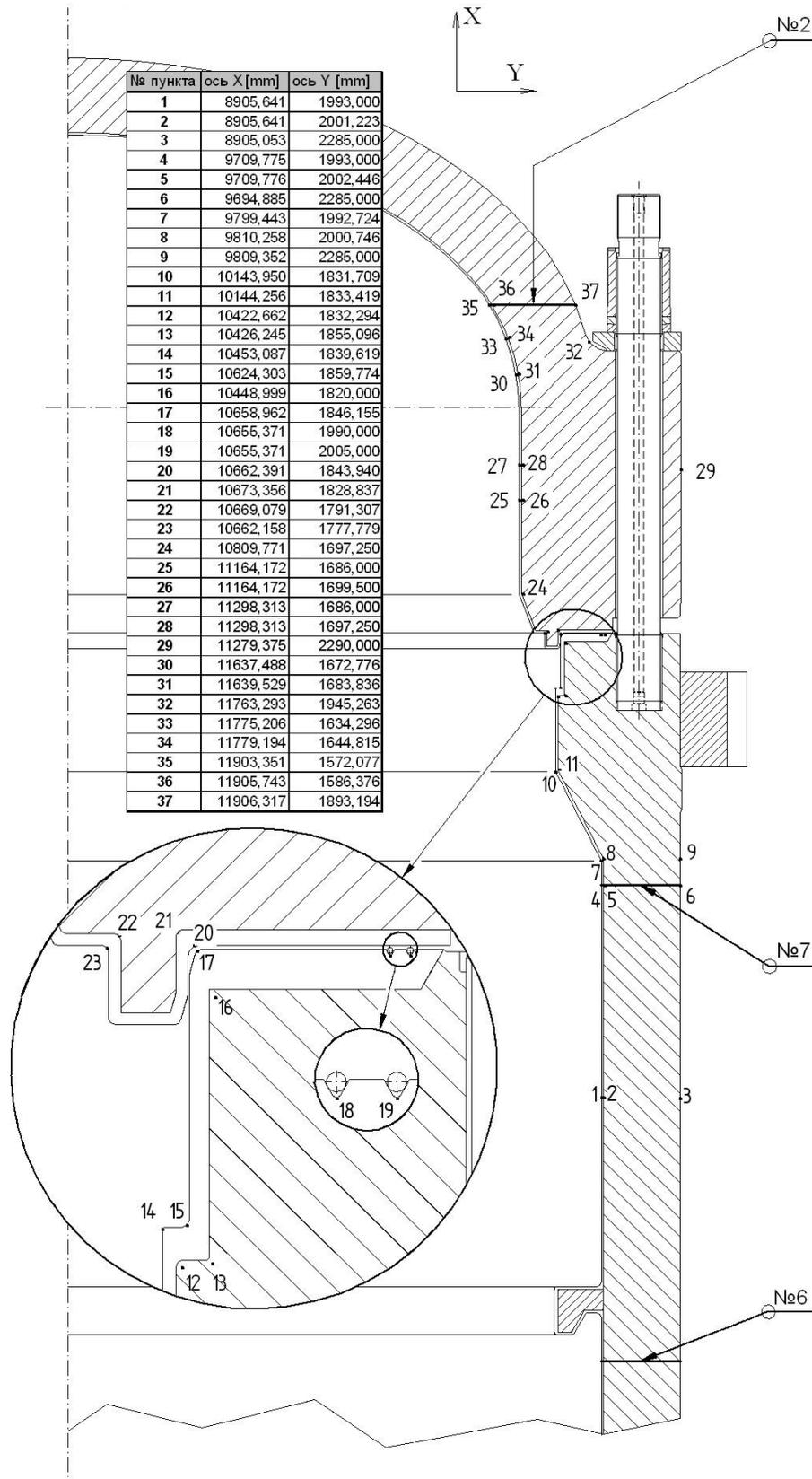


Рисунок 4 – Расположение точек для оценки циклической прочности узла уплотнения реактора

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	28
		Изменение	

Таблица 10 – Накопленное усталостное повреждение в шпильке

Точка	Коэффициент концентрации в резьбовых участках K_σ	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение
стержень шпильки	1,00	-	5	1,5	0,0006
верхний резьбовой участок шпильки	4,62	-	5	1,5	0,3553
нижний резьбовой участок шпильки	3,04	-	5	1,5	0,0694
резьбовые участки шпильки для реального коэффициента K_σ	2,30	-	5	1,5	0,0265

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 10, следует, что условие циклической прочности выполняется для всех участков шпильки, для прогноза на последующие 30 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС после замены шпилек.

Таблица 11 – Накопленное усталостное повреждение на внутренней поверхности наплавки

№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	№ узла	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	34020	0,08169
4	Св-04Х20Н10Г2Б	Св-08ХГНМТА	0,8	10	2	36575	0,12969
7	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	33550	1,06478
10	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	43777	0,01264
14	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	32445	0,04683
15	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	39139	1,40563
17	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	31417	0,03358
18	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	99998	46,13725
19	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	99186	50,10427
20	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	2679	0,27938
23	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	2360	0,28837
25	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	5975	0,58161
27	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	5737	0,63287
30	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	6763	0,47179
33	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	6996	0,44563
35	Св-08Х19Н10Г2Б	Св-10ХГНМАА	0,8	10	2	7159	0,31750



Таблица 12 – Накопленное усталостное повреждение под наплавкой

№ точки	Материал	№ узла	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
2	15X2НМФА	47290	-	10	2	0,00127
5	СВ-08ХГНМТА	45838	1,0	10	2	0,02540
8	15X2НМФА	45299	-	10	2	0,00157
11	15X2НМФА	43778	-	10	2	0,00400
12	15X2НМФА	42544	-	10	2	0,00860
13	15X2НМФА	41981	-	10	2	0,01547
16	15X2НМФА	39952	0,8	10	2	0,00428
21	15X2НМФА	2458	-	10	2	0,01423
22	15X2НМФА	2570	-	10	2	0,01745
24	15X2НМФА	22076	-	10	2	0,00780
26	15X2НМФА	25173	-	10	2	0,01375
28	15X2НМФА	25207	-	10	2	0,01518
31	15X2НМФА	24677	-	10	2	0,01118
34	15X2НМФА	24459	-	10	2	0,00882
36	СВ-10ХГНМАА	24484	1,0	10	2	0,03369

Примечание. Для точек 5 и 36 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Таблица 13 – Накопленное усталостное повреждение на наружной поверхности

№ точки	Материал	№ узла	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
3	15X2НМФА	54428	-	10	2	0,00005
6	СВ-08ХГНМТА	54469	1,0	10	2	0,00699
9	15X2НМФА	52663	-	10	2	0,00009
29	15X2НМФА	18974	-	10	2	0,00121
32	15X2НМФА	15541	-	10	2	0,00083
37	СВ-10ХГНМАА	26626	1,0	10	2	0,00201

Примечание. Для точек 6 и 37 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 11-13, следует, что условие циклической прочности не выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для следующих точек:

- Точка № 7 на внутренней поверхности наплавки в области перехода цилиндрической части КР в конусную часть фланца – точка является значительным концентратором напряжений.
- Точка № 15 на внутренней поверхности наплавки в области фланца КР в опорном бурте для установки шахты внутрикорпусной – точка является значительным концентратором напряжений.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	30
		Изменение	

- Точки № 18 и 19 на внутренней поверхности наплавки в центрах канавок для прокладок.

Для остальных точек в наплавке условие циклической прочности выполняется. Для всех точек в основном и сварном металле условие циклической прочности выполняется с большим запасом.

Наибольшее накопленное усталостное повреждение получено для наплавки. Максимальное значение накопленного усталостного повреждения получено в области канавок (таблица 11). В этой области проходит огромное усилие от затяга шпилек (порядка 400 МН) через область с маленькой шириной (и впоследствии с маленькой плоскостью – порядка 100 000 мм²), что вызывает напряжения порядка ГПа. Для таких напряжений, учитывая также концентрацию напряжений в канавках, условие циклической прочности не может быть выполнено.

Причины значительного усталостного повреждения в наплавке (за исключением канавок) детально описаны в разделе 2.1.2. В наплавке также неблагоприятным образом отражаются концентраторы напряжения, именно в местах острых внутренних переходов, то есть, в нашем случае, в точках № 7 и 15. Усталостное повреждение максимальное на внутренней поверхности и быстро падает по толщине наплавки при увеличении расстояния от поверхности. Это связано с тем, что концентратор напряжения возникает, прежде всего, на поверхности. На поверхности также возникает максимальное напряжение при быстрых переходных режимах. Таким образом, если бы потенциально возникли усталостные дефекты (трещины), то они начали бы возникать на внутренней поверхности стенки с последующим подростом в направлении внутрь наплавки.

Следует отметить, что требования к оценке циклической прочности наплавки, изложенные в ПНАЭ Г-7-002-86 [1], являются консервативными. Например, в соответствии с параграфом NB-3122.3 норм ASME [22] наплавку при оценке статической и циклической прочности (NB-3222.2 и NB-3222.4) можно не учитывать, если ее номинальная толщина составляет 10% (или меньше) от номинальной толщины изделия.

При эксплуатации в сверхпроектный период ЮУАЭС следует обратить внимание на области канавок ГРП и области концентраторов напряжений во фланце корпуса, для которых получены высокие значения накопленного усталостного повреждения ($a \gg 1$). В процессе эксплуатации состояние металла уплотнительных поверхностей и области концентраторов напряжений во фланце корпуса регулярно отслеживается в рамках Типовой программы периодического контроля ПМ-Т.0.03.061-04 (АИЭУ-9-04) [19]. Учитывая вышеизложенное, с целью мониторинга механизма усталостного повреждения уплотнительных поверхностей и области концентраторов напряжений во фланце корпуса при выполнении периодического контроля в период сверхпроектного срока эксплуатации, кроме применения методов

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	31
		Изменение	

ВК и КК, ОП ЮУАЭС рекомендуется рассмотреть возможность использования аттестованного метода ВТК, что соответствует мировой практике [23].

Под наплавкой в основном материале, или же в материале сварного шва значение накопленного усталостного повреждения на два порядка ниже, чем в наплавке, поскольку вышеописанное неблагоприятное влияние на наплавку в этих материалах не проявляется. На наружной поверхности основного материала (сварного шва) накопленное усталостное повреждение незначительное.

2.3 Результаты расчетов циклической прочности патрубков ГЦТ и САОЗ

Расчеты циклической прочности патрубков ГЦТ и САОЗ для сверхпроектной эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода и на основании такой же модели, как и для проектного срока [4].

Перечень расчетных состояний нагрузки для патрубков ГЦТ и САОЗ в таблице 47 отчета [4], в котором также в таблицах 52-53 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализуется данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 и 5.9 [1] на основании сведений в [18, 24, 25] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 46 отчета [4]).

2.3.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Оценка циклической прочности проводится в 114 точках, которые приведены на рисунках 5-8. Для точек 11-36 в областях патрубков ГЦТ и САОЗ (рисунки 5-8) оцениваются по 4 точки в четырех плоскостях. Используемые плоскости для определения точек приведены на рисунке 9. Обозначение точек применено, например, как «точка 12 IV». Расчеты выполнены отдельно для зоны горячих патрубков и зоны холодных патрубков.

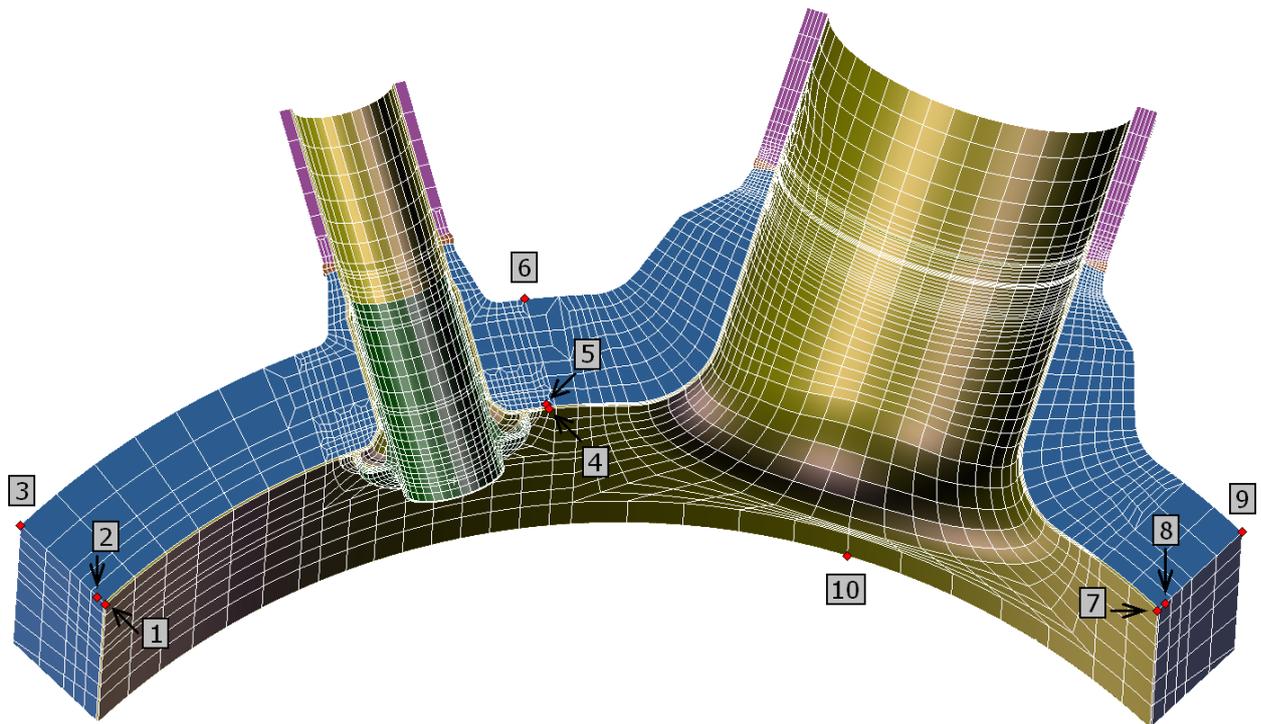


Рисунок 5 – Расположение точек для оценки циклической прочности на обечайке корпуса реактора с патрубками ГЦТ и САОЗ

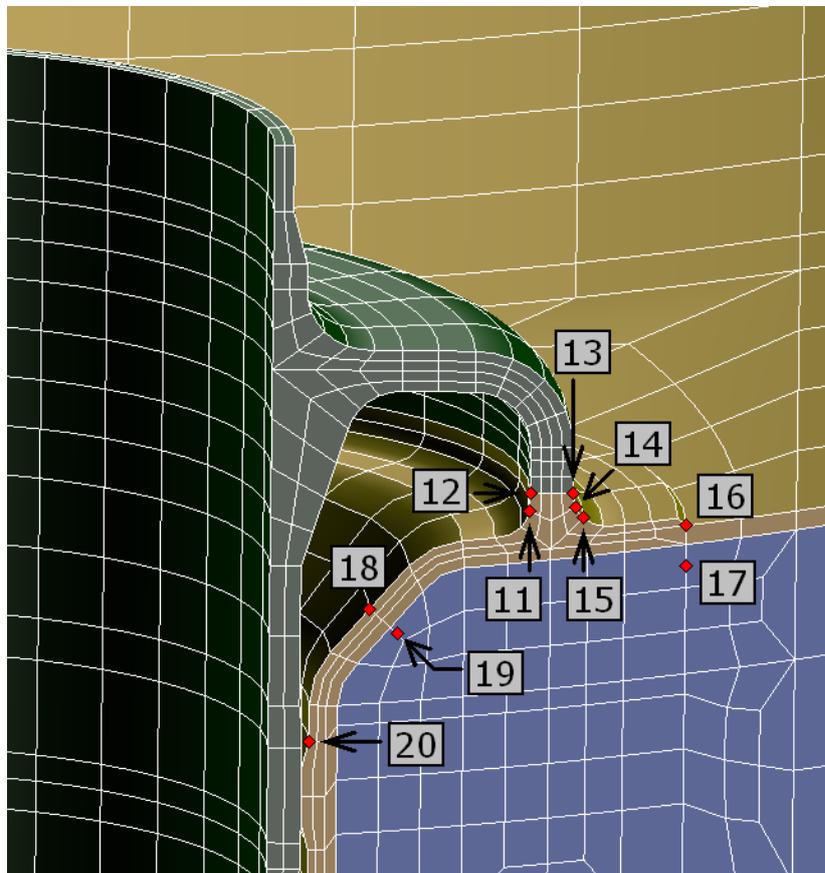


Рисунок 6 – Расположение точек для оценки циклической прочности на обечайке корпуса реактора в месте приварки рубашки САОЗ к наплавке

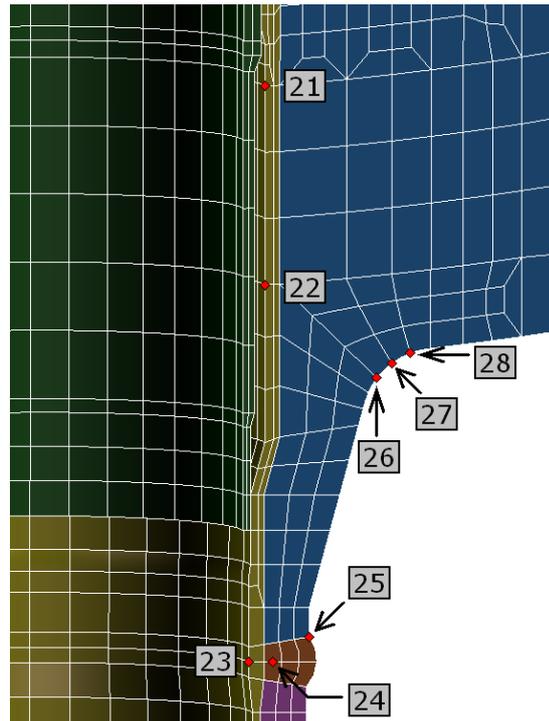


Рисунок 7 – Расположение точек для оценки циклической прочности на обечайке корпуса реактора в месте патрубка CAO3

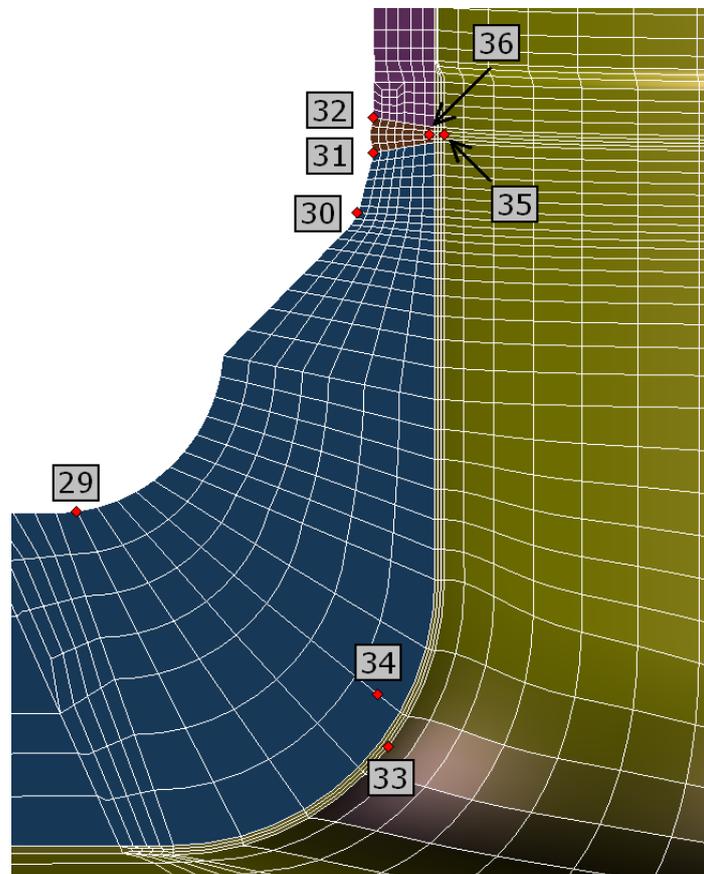


Рисунок 8 – Расположение точек для оценки циклической прочности на обечайке корпуса реактора в месте патрубка ГЦТ

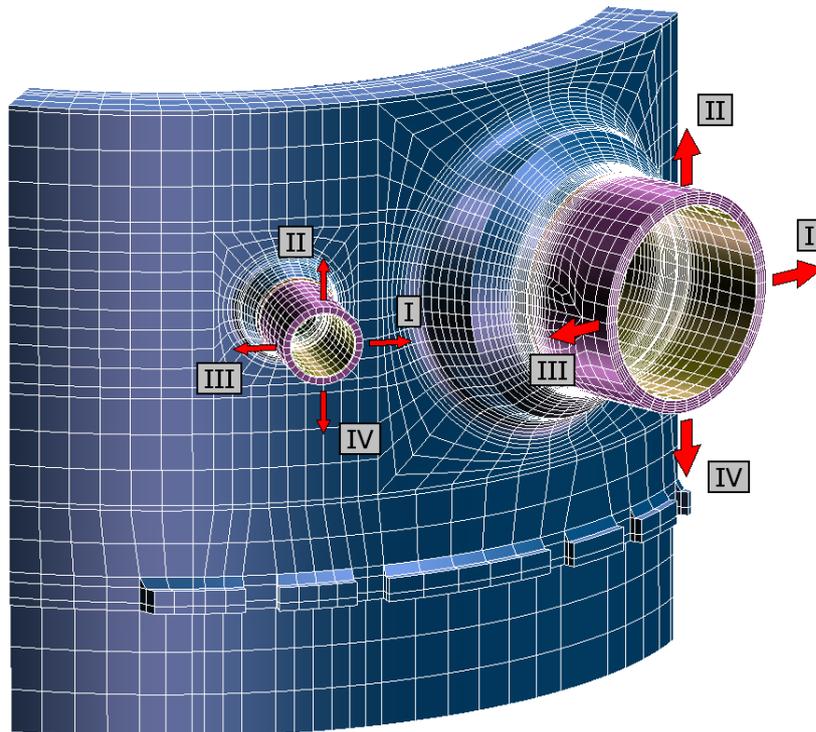


Рисунок 9 – Обозначение плоскостей для определения точек в областях патрубков ГЦТ и САОЗ для оценки циклической прочности

2.3.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 14-21 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 14 – Накопленное усталостное повреждение в области наплавки корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель горячих патрубков

№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,047930
4	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,059419
7	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,047396
10	Св-04Х20Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,115461
16 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,078829
16 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,067958
16 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,082376
16 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,065946
18 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,048243
18 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,044528
18 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,048097
18 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,045288



№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
20 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,052296
20 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,064086
20 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,053720
20 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,063829
21 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,021842
21 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,036889
21 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,023398
21 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,036543
22 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,028035
22 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,051121
22 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,027932
22 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,052456
23 I	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,077589
23 II	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,089324
23 III	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,081543
23 IV	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,084134
33 I	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,045460
33 II	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,211734
33 III	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,045244
33 IV	ЭА 898/21Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,205632
35 I	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,024167
35 II	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,026839
35 III	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,029337
35 IV	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,024506

Таблица 15 – Накопленное усталостное повреждение в области приварки рубашки патрубков САОЗ к корпусу реактора, модель горячих патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
11 I	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	1,252109
11 II	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,897564
11 III	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	1,189470
11 IV	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,922347
12 I	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,538611
12 II	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,775314
12 III	Св-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,531737



№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
12 IV	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,791914
13 I	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,170903
13 II	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,149255
13 III	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,190906
13 IV	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,146616
14 I	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,303584
14 II	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,283299
14 III	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,337906
14 IV	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,212323
15 I	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,198136
15 II	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,193384
15 III	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,213366
15 IV	СВ-04Х19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,193245

Таблица 16 – Накопленное усталостное повреждение в области под наплавкой корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель горячих патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
2	15Х2НМФА	-	10	2	0,000184
5	15Х2НМФА	-	10	2	0,000338
8	15Х2НМФА	-	10	2	0,000037
17 I	15Х2НМФА	-	10	2	0,000581
17 II	15Х2НМФА	-	10	2	0,001273
17 III	15Х2НМФА	-	10	2	0,000777
17 IV	15Х2НМФА	-	10	2	0,001535
19 I	15Х2НМФА	-	10	2	0,001139
19 II	15Х2НМФА	-	10	2	0,003869
19 III	15Х2НМФА	-	10	2	0,001353
19 IV	15Х2НМФА	-	10	2	0,004067
24 I	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,033111
24 II	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,029981
24 III	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,028468
24 IV	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,054447
34 I	15Х2НМФА	-	10	2	0,000052
34 II	15Х2НМФА	-	10	2	0,019044
34 III	15Х2НМФА	-	10	2	0,000060



№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
34 IV	15X2НМФА	-	10	2	0,017966
36 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,040142
36 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,015387
36 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,032815
36 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,054986

Примечание. Для точек 24 и 36 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Таблица 17 – Накопленное усталостное повреждение на наружной поверхности корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель горячих патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
3	15X2НМФА	-	10	2	0,000018
6	15X2НМФА	-	10	2	0,000812
9	15X2НМФА	-	10	2	0,000943
25 I	ЭА 395/9	0,8	10	2	0,125966
25 II	ЭА 395/9	0,8	10	2	0,061847
25 III	ЭА 395/9	0,8	10	2	0,092809
25 IV	ЭА 395/9	0,8	10	2	0,187153
26 I	РТ-45А	0,6	10	2	0,091133
26 II	РТ-45А	0,6	10	2	0,067638
26 III	РТ-45А	0,6	10	2	0,069419
26 IV	РТ-45А	0,6	10	2	0,078321
27 I	РТ-45А	0,6	10	2	0,106889
27 II	РТ-45А	0,6	10	2	0,078794
27 III	РТ-45А	0,6	10	2	0,079757
27 IV	РТ-45А	0,6	10	2	0,086476
28 I	РТ-45А	0,6	10	2	0,107171
28 II	РТ-45А	0,6	10	2	0,083789
28 III	РТ-45А	0,6	10	2	0,077452
28 IV	РТ-45А	0,6	10	2	0,090495
29 I	15X2НМФА	-	10	2	0,000999
29 II	15X2НМФА	-	10	2	0,000009
29 III	15X2НМФА	-	10	2	0,000475
29 IV	15X2НМФА	-	10	2	0,000033
30 I	15X2НМФА	-	10	2	0,000045
30 II	15X2НМФА	-	10	2	0,000876
30 III	15X2НМФА	-	10	2	0,000013



№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
30 IV	15X2HMФА	-	10	2	0,000831
31 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,048028
31 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,025277
31 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,038718
31 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,090319
32 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,037357
32 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,035872
32 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,030426
32 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,094024

Примечание. Для точек 25-28, 31-32 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

Таблица 18 – Накопленное усталостное повреждение в области наплавки корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель холодных патрубков

№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,032974
4	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,045586
7	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,036829
10	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,089097
16 I	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,070364
16 II	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,05177
16 III	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,055173
16 IV	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,051524
18 I	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,039939
18 II	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,030917
18 III	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,033509
18 IV	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,035724
20 I	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,04064
20 II	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,045149
20 III	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,037521
20 IV	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,045727
21 I	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,015869
21 II	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,027104
21 III	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,026021
21 IV	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,027038
22 I	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,021819
22 II	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,037342
22 III	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,022163
22 IV	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,03733



№ точки	Реальный материал	Материал заменитель для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
23 I	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Г	0,8	10	2	0,043732
23 II	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Г	0,8	10	2	0,052687
23 III	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Г	0,8	10	2	0,156117
23 IV	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Г	0,8	10	2	0,060494
33 I	ЭА 898/21Б	15X2НМФА	0,8	10	2	0,032876
33 II	ЭА 898/21Б	15X2НМФА	0,8	10	2	0,171205
33 III	ЭА 898/21Б	15X2НМФА	0,8	10	2	0,032115
33 IV	ЭА 898/21Б	15X2НМФА	0,8	10	2	0,165729
35 I	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,014672
35 II	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,015186
35 III	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,014037
35 IV	ЭА 898/21Б	ПТ-30	0,8	10	2	0,015744

Таблица 19 – Накопленное усталостное повреждение области приварки рубашки патрубка САОЗ к корпусу реактора, модель холодных патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
11 I	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,98525
11 II	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,645089
11 III	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,702563
11 IV	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,621302
12 I	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,395494
12 II	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,544661
12 III	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,298651
12 IV	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,515133
13 I	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,12631
13 II	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,100807
13 III	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,128039
13 IV	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,092725
14 I	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,239831
14 II	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,165437
14 III	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,241386
14 IV	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,152189
15 I	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,155343
15 II	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,143802
15 III	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,132533
15 IV	СВ-04X19Н11М3	0,8	3,0	1,5	0,139439



Таблица 20 – Накопленное усталостное повреждение в области под наплавкой корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель холодных патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
2	15X2HMФА	-	10	2	0,000058
5	15X2HMФА	-	10	2	0,000123
8	15X2HMФА	-	10	2	0,000001
17 I	15X2HMФА	-	10	2	0,000108
17 II	15X2HMФА	-	10	2	0,000453
17 III	15X2HMФА	-	10	2	0,000167
17 IV	15X2HMФА	-	10	2	0,000454
19 I	15X2HMФА	-	10	2	0,000224
19 II	15X2HMФА	-	10	2	0,002403
19 III	15X2HMФА	-	10	2	0,000292
19 IV	15X2HMФА	-	10	2	0,001809
24 I	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,420805
24 II	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,038051
24 III	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,258676
24 IV	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,029667
34 I	15X2HMФА	-	10	2	0,000001
34 II	15X2HMФА	-	10	2	0,015812
34 III	15X2HMФА	-	10	2	0,000001
34 IV	15X2HMФА	-	10	2	0,014425
36 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,036845
36 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,036522
36 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,031601
36 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,025363

Примечание. Для точек 24 и 36 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.



Таблица 21 – Накопленное усталостное повреждение на наружной поверхности корпуса реактора и патрубков ГЦТ и САОЗ, модель холодных патрубков

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
3	15X2НМФА	-	10	2	0,000009
6	15X2НМФА	-	10	2	0,000965
9	15X2НМФА	-	10	2	0,0011
25 I	04X19Н11М3	0,8	10	2	0,637814
25 II	04X19Н11М3	0,8	10	2	0,09114
25 III	04X19Н11М3	0,8	10	2	0,511948
25 IV	04X19Н11М3	0,8	10	2	0,069593
26 I	08XГНМТА	0,6	10	2	0,108673
26 II	08XГНМТА	0,6	10	2	0,067504
26 III	08XГНМТА	0,6	10	2	0,046794
26 IV	08XГНМТА	0,6	10	2	0,059912
27 I	08XГНМТА	0,6	10	2	0,121763
27 II	08XГНМТА	0,6	10	2	0,075225
27 III	08XГНМТА	0,6	10	2	0,053334
27 IV	08XГНМТА	0,6	10	2	0,068814
28 I	08XГНМТА	0,6	10	2	0,11696
28 II	08XГНМТА	0,6	10	2	0,08022
28 III	08XГНМТА	0,6	10	2	0,055245
28 IV	08XГНМТА	0,6	10	2	0,072988
29 I	15X2НМФА	-	10	2	0,001262
29 II	15X2НМФА	-	10	2	0,000247
29 III	15X2НМФА	-	10	2	0,00056
29 IV	15X2НМФА	-	10	2	0,000008
30 I	15X2НМФА	-	10	2	0,000023
30 II	15X2НМФА	-	10	2	0,000018
30 III	15X2НМФА	-	10	2	0,000003
30 IV	15X2НМФА	-	10	2	0,000002
31 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,046341
31 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,069587
31 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,03563
31 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,020203
32 I	ПТ 30	0,6	10	2	0,036463
32 II	ПТ 30	0,6	10	2	0,032477
32 III	ПТ 30	0,6	10	2	0,031682
32 IV	ПТ 30	0,6	10	2	0,0093

Примечание. Для точек 25-28 и 31-32 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	42
		Изменение	

Для всех оцениваемых точек условие циклической прочности выполняется, за исключением точек 11 I и 11 III в области горячих патрубков, где накопленное усталостное повреждение незначительно превышает допустимое значение. Точка 11 находится в области приварки рубашки патрубка САОЗ к наплавке КР. Большое усталостное повреждение в ней возникает, прежде всего, по причине разных значений коэффициента линейного расширения материала рубашки и КР.

Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_{σ} и n_N , а также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), удовлетворительные результаты контроля области приварки рубашки патрубка САОЗ к корпусу реактора за прошедший период эксплуатации, ОП ЮУАЭС рекомендуется в рамках выполнения периодического контроля металла в сверхпроектный период руководствоваться требованиями к периодичности, методам и объему контроля, установленным в Типовой программе АИЭУ-9-04 [19].

Следующей точкой со значительным накопленным усталостным повреждением (но не превышающим допустимое значение) является точка 25, находящаяся на наружной поверхности сварного шва приварки трубопровода САОЗ к патрубку. Причиной высокого усталостного повреждения в ней является большой изгибающий момент вокруг вертикальной оси со стороны трубопровода САОЗ (а именно трубопровода САОЗ ТН52) от его температурного расширения.

Для остальных точек в основном металле КР и в остальных сварных швах условие циклической прочности выполняется с большим запасом.

2.4 Результаты расчетов циклической прочности патрубка КИП

Расчеты циклической прочности патрубка КИП для сверхпроектного периода эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [5].

Перечень расчетных состояний нагрузки для патрубка КИП приведены в таблице 18 отчета [5], в котором также в таблице 19 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализовывается данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в [18, 26] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 16 отчета [5]).

2.4.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчеты циклической прочности проведены в 31 выбранной точке в наплавке (на внутренней поверхности), в основном материале (вблизи наплавки и на наружной поверхности), в сварных швах (вблизи наплавки) и в защитной крышке. Расположение оцениваемых точек изображено на рисунках 10-14.

Для точек 8 и 11 циклическая прочность оценивается отдельно для материалов 1-го и 2-го слоя. Результаты оценки накопленного усталостного повреждения для точек в материале 2-го слоя обозначены звездочкой (т.е. точки 8*, 11*).

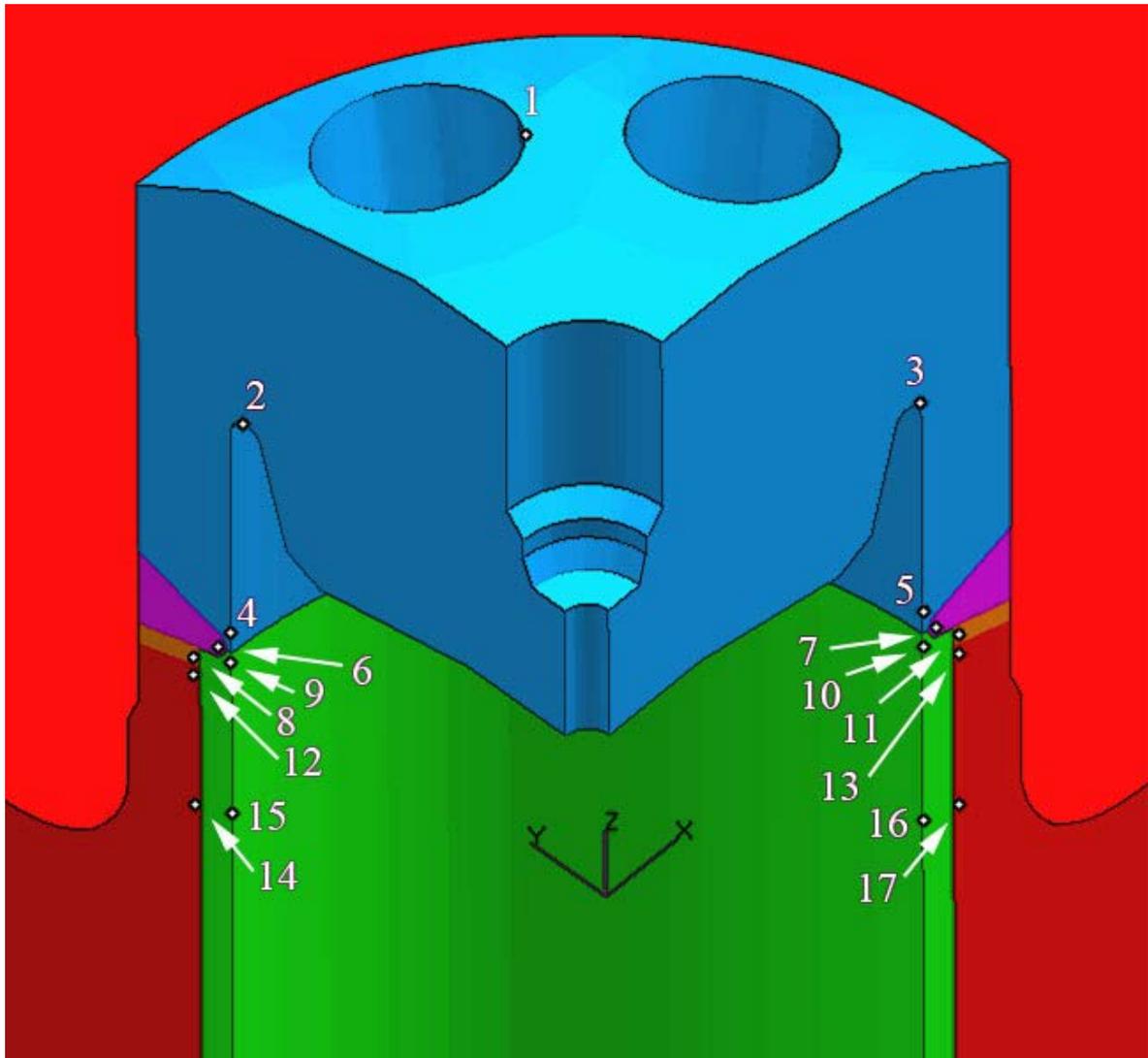


Рисунок 10 – Расположение точек в патрубке КИП (в патрубке уровнемера и патрубке со штуцерами), выбранных для расчета на циклическую прочность

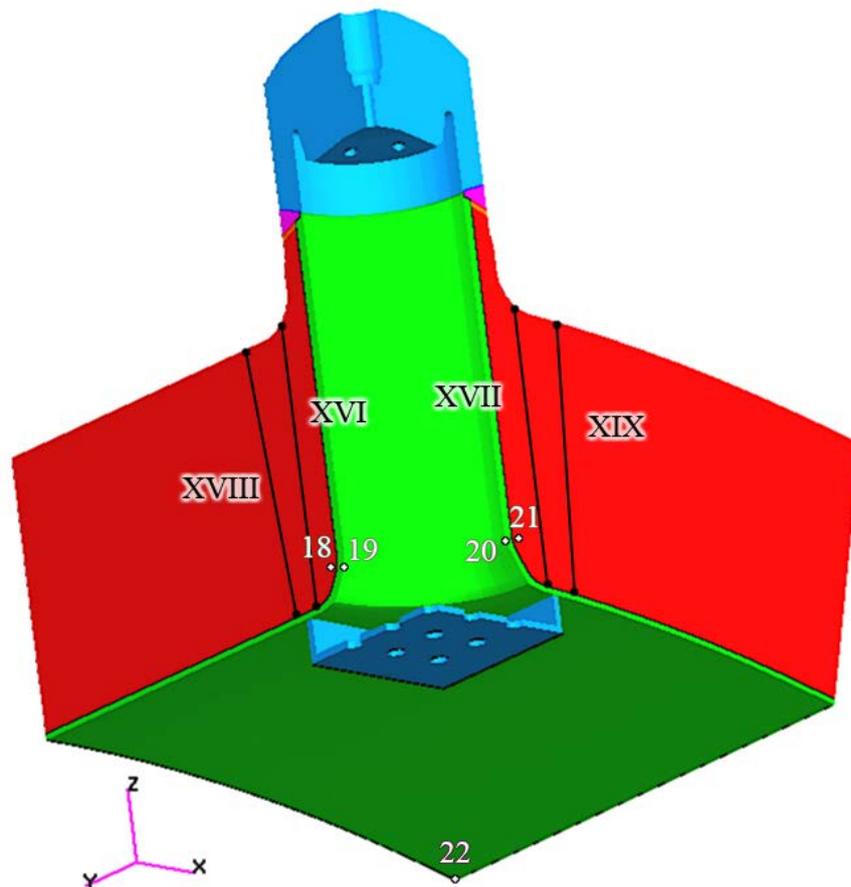


Рисунок 11 – Расположение точек в патрубке КИП (в зоне приварки патрубка к КР), выбранных для расчета на циклическую прочность

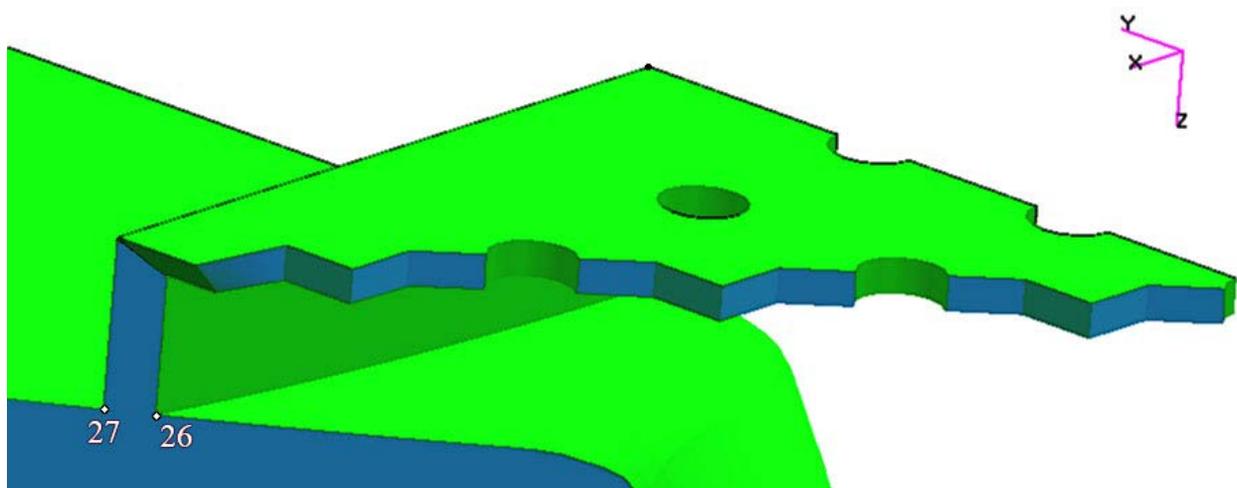


Рисунок 12 – Расположение точек в патрубке КИП (в защитной крышке), выбранных для расчета на циклическую прочность

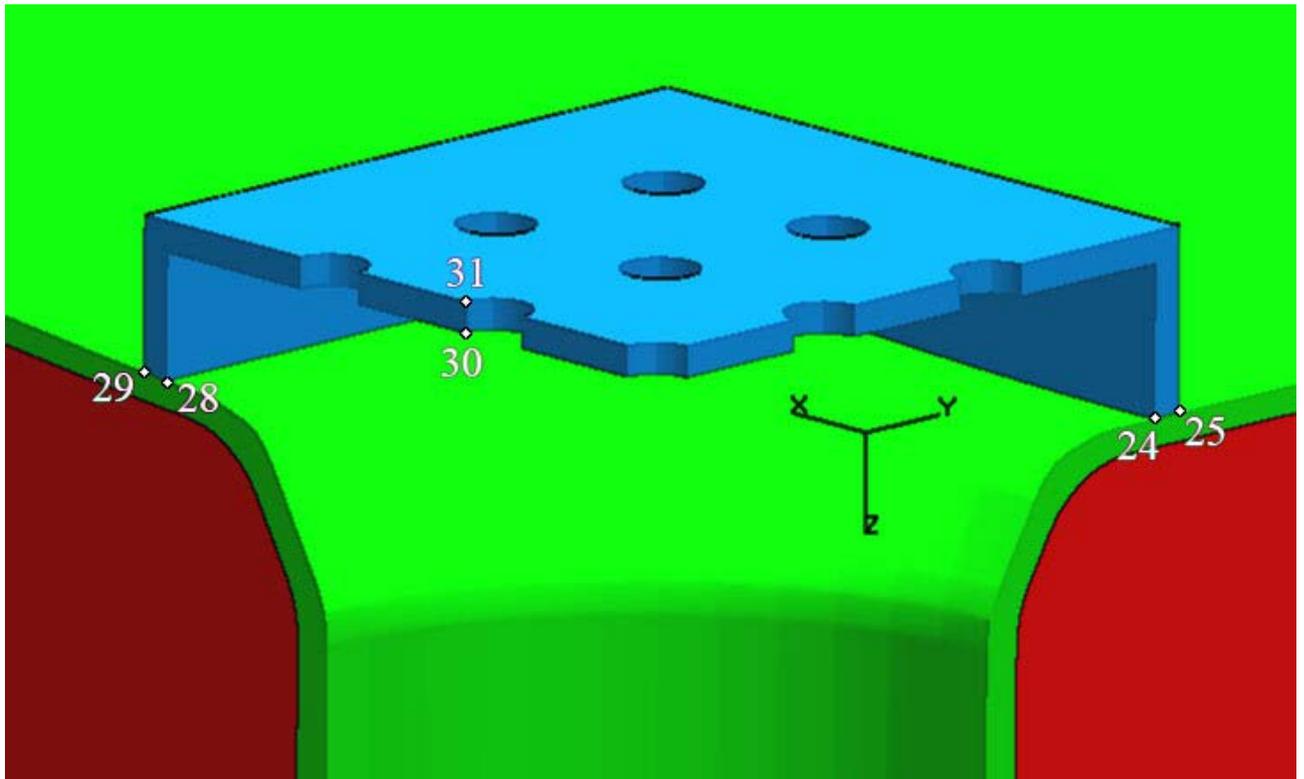


Рисунок 13 – Расположение точек в патрубке КИП (в защитной крышке), выбранных для расчета на циклическую прочность

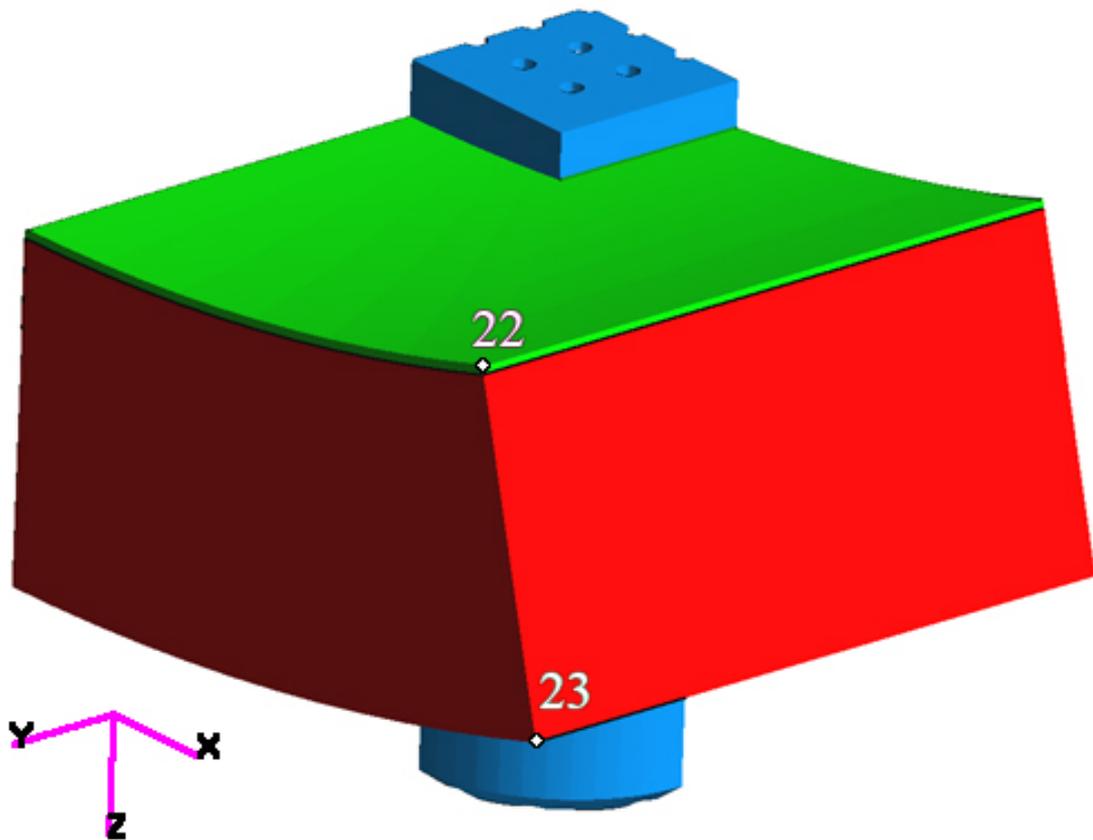


Рисунок 14 – Расположение точек в КР в области патрубков КИП, выбранных для расчета на циклическую прочность



2.4.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблице 22 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 22 – Накопленное усталостное повреждение в патрубке КИП

№ точки	Реальный материал	Материал для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	08X18H10T	08X18H10T	-	10	2	0,004362
2	08X18H10T	08X18H10T	-	10	2	0,095457
3	08X18H10T	08X18H10T	-	10	2	0,144329
4	08X18H10T	08X18H10T	-	10	2	0,006968
5	08X18H10T	08X18H10T	-	10	2	0,003981
6	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,024355
7	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,012945
8	ЭА-395/9	ЭА-395/9	1,0	10	2	0,133122
8*	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,069835
9	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,007098
10	ЭА 898/21Б	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,003538
11	ЭА-395/9	ЭА-395/9	1,0	10	2	0,123625
11*	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	0,064899
12	15X2HMФА	15X2HMФА	-	10	2	0,001538
13	15X2HMФА	15X2HMФА	-	10	2	0,001294
14	РТ-45А	РТ-45А	1,0	10	2	0,013964
15	ЭА 898/21Б	РТ-45А	0,8	10	2	0,031344
16	ЭА 898/21Б	РТ-45А	0,8	10	2	0,019094
17	РТ-45А	РТ-45А	1,0	10	2	0,006633
18	15X2HMФА	15X2HMФА	-	10	2	0,014941
19	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,184079
20	ЭА 898/21Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,009269
21	15X2HMФА	15X2HMФА	-	10	2	0,000001
22	Св-04Х20Н10Г2Б	15X2HMФА	0,8	10	2	0,018174
23	15X2HMФА	15X2HMФА	-	10	2	0,000018
24	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,068169
25	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,032244
26	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,118263
27	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,639007
28	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,118821
29	Св-04Х19Н11М3	Св-04Х19Н11М3	1,0	3	1,5	0,016136
30	08X18H10T	08X18H10T	-	3	1,5	0,133393
31	08X18H10T	08X18H10T	-	3	1,5	0,015558

Примечание. Для точек 6, 7, 8, 11, 14, 17, 29 оценка выполнена с учетом остаточных напряжений.



Для всех оцениваемых точек условие циклической прочности выполняется.

Максимальное накопленное повреждение (непревышающее допустимое значение) получено в точке № 27 в угле приварки защитной крышки к наплавке КР. Причиной значительного усталостного повреждения в наплавке являются высокие напряжения в наплавке при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного расширения аустенитных деталей (наплавка, защитная крышка и ее приварка) и основного материала КР. Таким образом, каждое, хотя и медленное, изменение температуры вносит значительный вклад в усталостное повреждение материала аустенитных деталей. Также на внутреннюю поверхность неблагоприятно влияют напряжения от быстрых изменений температуры.

Для мониторинга механизма усталости в сверхпроектный период рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля патрубка КИП, в том числе и сварного шва приварки защитной крышки к наплавке корпуса реактора, руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19].

Под наплавкой в основном материале, или же в материале сварного шва значение накопленного усталостного повреждения гораздо ниже, чем в наплавке, поскольку вышеописанное неблагоприятное влияние на наплавку в этих материалах не проявляется. На наружной поверхности основного материала (сварного шва) накопленное усталостное повреждение незначительное.

2.5 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка СУЗ

Расчеты циклической прочности фланцевого соединения патрубка СУЗ для сверхпроектного периода эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [6].

Перечень расчетных состояний нагрузки для фланцевого соединения патрубка СУЗ приведены в таблице 26 отчета [6], в котором также в таблице 27 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализуется данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспорте [21] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 24 отчета [6]).

2.5.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчет циклической прочности выполнен в выбранных точках в патрубке СУЗ, включая точки в наплавке, в рубашке и в обоих фланцах, а также в шпильке (для стержня и резьбы). Расположение оцениваемых точек, приведено на рисунке 15.

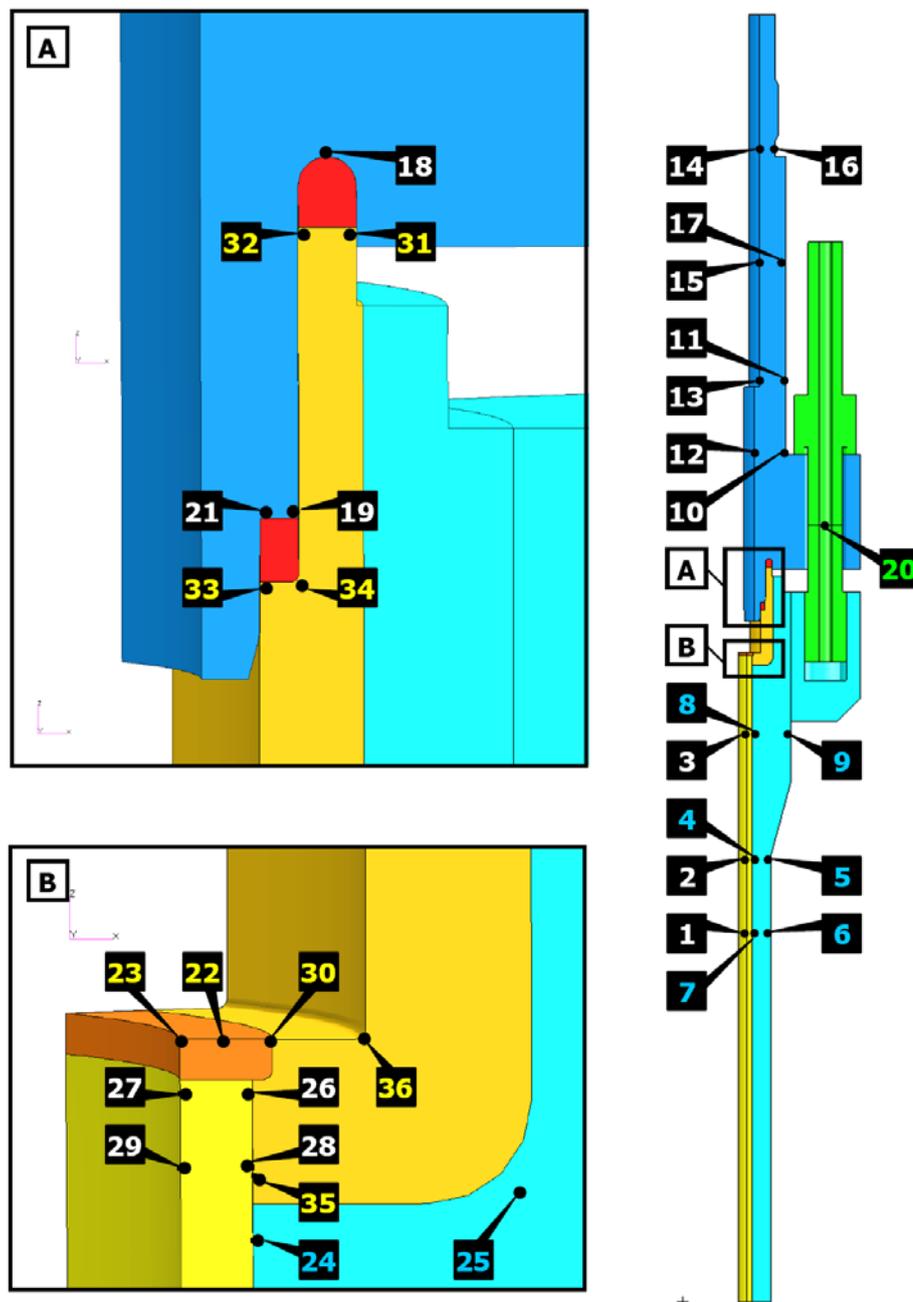


Рисунок 15 – Расположение точек для оценки циклической прочности (точки, которые находятся в элементах, изготовленных из стали 20 обозначены шрифтом голубого цвета, 08X18H10T – шрифтом белого цвета, 38ХНЗМФА –шрифтом зеленого цвета, ЗИО-8 –шрифтом желтого цвета)



2.5.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 23-27 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 23 – Накопленное усталостное повреждение в шпильке

Точка	Коэффициент K_{σ}	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
стержень шпильки	1,00	-	5	1,5	0,0000020
верхний резьбовой участок шпильки	4,62	-	5	1,5	0,9048480
нижний резьбовой участок шпильки	2,69	-	5	1,5	0,0795360

Из результатов оценки циклической прочности приведенных в таблице 23, следует, что условие циклической прочности стержня и резьбовых участков шпильки выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС.

Таблица 24 – Накопленное усталостное повреждение в рубашке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	08X18H10T	-	3	1,5	0,002658
2	08X18H10T	-	3	1,5	0,002318
3	08X18H10T	-	3	1,5	0,004737
26	08X18H10T	-	3	1,5	1,523629
27	08X18H10T	-	3	1,5	0,025182
28	08X18H10T	-	3	1,5	0,019265
29	08X18H10T	-	3	1,5	0,002187

Таблица 25 – Накопленное усталостное повреждение в наплавке и сварном шве присоединения рубашки к наплавке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
22	ЗИО-8	0,8	10	2	0,529963
23	ЗИО-8	0,8	10	2	0,146967
30	ЗИО-8	0,8	10	2	0,807474
31	ЗИО-8	0,8	10	2	0,304390
32	ЗИО-8	0,8	10	2	0,006298
33	ЗИО-8	0,8	10	2	0,371792
34	ЗИО-8	0,8	10	2	0,027947
35	ЗИО-8	0,8	10	2	0,518885
36	ЗИО-8	0,8	10	2	11,213450

Примечание. Поскольку в этом сварном шве максимальная амплитуда условного упругого напряжения превышает предел текучести при 20°C, то в соответствии с п. 5.6.10 норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1] остаточные напряжения в сварном шве не учитываются.



Таблица 26 – Накопленное усталостное повреждение в патрубке СУЗ и его фланце

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
4	20	-	10	2	0,003295
5	20	-	10	2	0,000016
6	20	-	10	2	0,000005
7	20	-	10	2	0,004266
8	20	-	10	2	0,000023
9	20	-	10	2	0,000000
24	20	-	10	2	0,001357
25	20	-	10	2	0,010130

Таблица 27 – Накопленное усталостное повреждение во фланце чехла

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
10	08X18H10T	-	10	2	0,000000
11	08X18H10T	-	10	2	0,000000
12	08X18H10T	-	10	2	0,000000
13	08X18H10T	-	10	2	0,000000
14	08X18H10T	-	10	2	0,000045
15	08X18H10T	-	10	2	0,000001
16	08X18H10T	-	10	2	0,000001
17	08X18H10T	-	10	2	0,000000
18	08X18H10T	-	10	2	0,001460
19	08X18H10T	-	10	2	0,052002
21	08X18H10T	-	10	2	0,002935

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 24-27, следует, что условие циклической прочности не выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для точек № 26 (рубашка вблизи сварного шва) и № 36 (на внутренней поверхности наплавки в области ее нижнего буртика вблизи сварного присоединения рубашки). Точка № 26 лежит вблизи сингулярности поля напряжений, точка № 36 лежит в области со значительным концентратором напряжений.

Для остальных точек (включая точки в рубашке и наплавке) условие циклической прочности выполняется.

Наибольшее накопленное усталостное повреждение получено для наплавки. Причиной значительного усталостного повреждения в наплавке являются высокие напряжения в наплавке при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	51
		Изменение	

расширения наплавки и основного материала. Таким образом, каждое, хотя и медленное, изменение температуры вносит значительный вклад в усталостное повреждение материала наплавки. В наплавке также неблагоприятным образом отражаются концентраторы напряжения, именно в местах острых внутренних переходов, то есть, в нашем случае, в точке № 36. В этой точке определено максимальное значение накопленного усталостного повреждения. Ухудшению результатов способствует также коэффициент снижения усталостной прочности в сварном шве и наплавке φ_s .

Следует отметить, что требования к оценке циклической прочности наплавки, изложенные в ПНАЭ Г-7-002-86 [1], являются консервативными. Например, в соответствии с параграфом NB-3122.3 норм ASME [22] наплавку при оценке статической и циклической прочности (NB-3222.2 и NB-3222.4) можно не учитывать, если ее номинальная толщина составляет 10% (или меньше) от номинальной толщины изделия.

Кроме того, невыполнение условия циклической прочности не означает непременно возникновение дефектов в области, для которых получено высокое накопленное усталостное повреждение. Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_σ и n_N , и также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), положительные результаты контроля состояния металла за прошедший период эксплуатации, рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля в сверхпроектный период эксплуатации руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. При контроле состояния металла зон, для которых накопленное усталостное повреждение намного превышает допустимое значение, а именно: сварной шов приварки защитной рубашки патрубка СУЗ, в том числе область на расстоянии 50 мм от сварного шва, буртик и вертикальная часть наплавки от буртика до уплотнительной поверхности, рекомендуется ОП ЮУАЭС в сверхпроектный период эксплуатации рассмотреть возможность использования метода вихревых токов, что соответствует мировой практике.

Следующей областью с большим накопленным усталостным повреждением (хотя и не превышающим допускаемое значение) является сварной шов приварки рубашки к патрубку СУЗ (точки 22 и 30) включая рубашки вблизи сварного шва (точка 26). Учитывая тот факт, что состояние этих зон регулярно отслеживается в рамках Типовой программы АИЭУ-9-04 [19], и результаты контроля за весь период эксплуатации – положительны, периодический контроль выполнять в соответствии с установленными в АИЭУ-9-04 [19] требованиями. Следует отметить, что оценка циклической прочности не проводится для корня сварного шва, так как в поле напряжений в этой точке находится сингулярность.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	52
		Изменение	

Для всех точек в патрубке СУЗ и обоих фланцах значение накопленного усталостного повреждения гораздо ниже, чем в наплавке, поскольку вышеописанное неблагоприятное влияние на наплавку в этих материалах не проявляется.

2.6 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка КНИ

Расчеты циклической прочности фланцевого соединения патрубка КНИ для сверхпроектного срока эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [7].

Перечень расчетных состояний нагрузки для фланцевого соединения патрубка КНИ приведены в таблице 26 отчета [7], в котором также в таблице 27 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализуется данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспорте [21] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 24 отчета [7]).

2.6.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчет циклической прочности выполнен в выбранных точках в патрубке КНИ, включая точки в наплавке, в рубашке и в обоих фланцах, а также в шпильке (для стержня и резьбы). Расположение оцениваемых точек, приведено на рисунке 16.

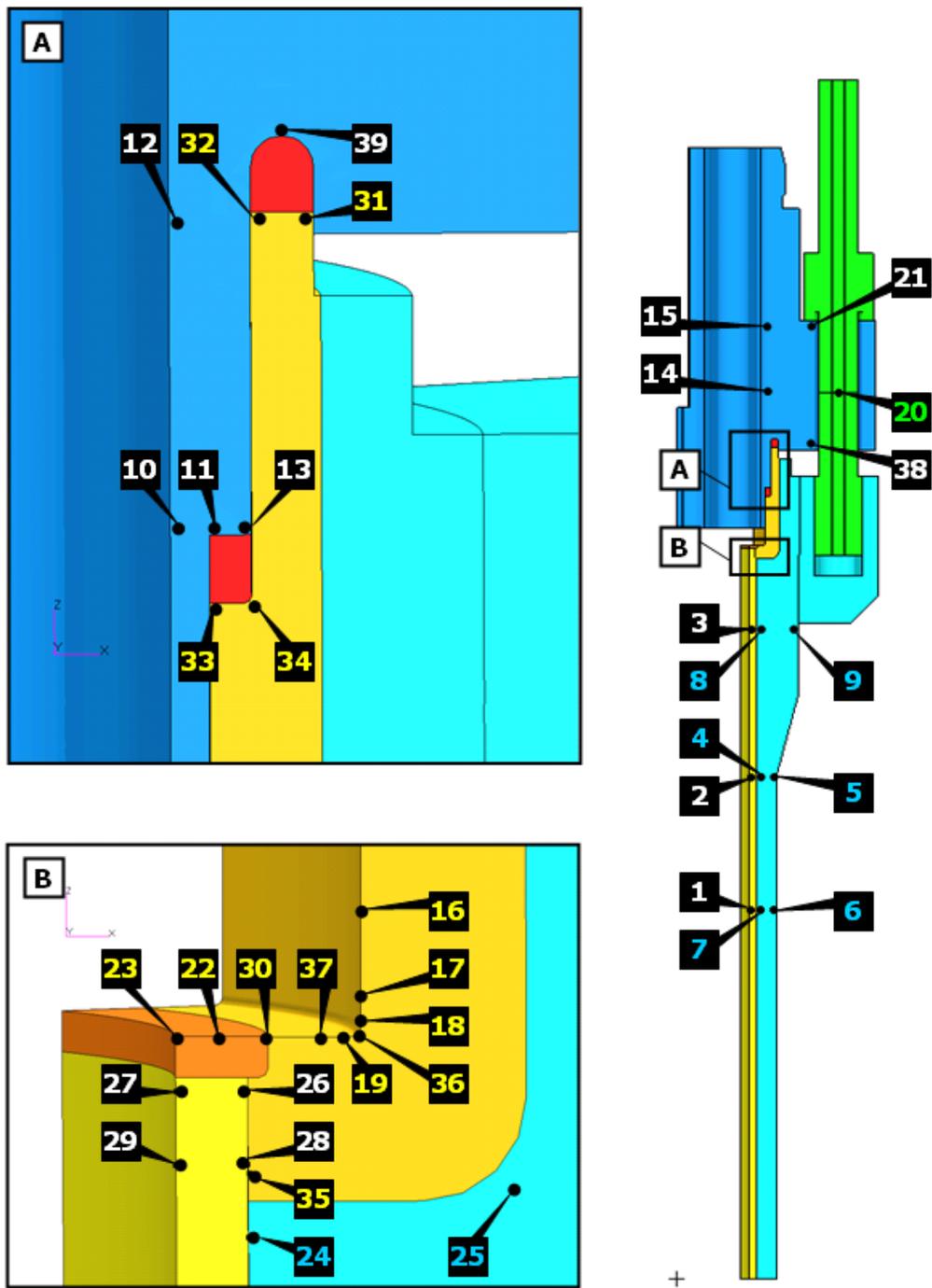


Рисунок 16 – Расположение точек для оценки циклической прочности (точки, которые находятся в элементах, изготовленных из стали 20 обозначены шрифтом голубого цвета, 08X18H10T – шрифтом белого цвета, 38ХНЗМФА –шрифтом зеленого цвета, ЗИО-8 –шрифтом желтого цвета)



2.6.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 28-32 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 28 – Накопленное усталостное повреждение в шпильке

Точка	Коэффициент K_{σ}	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
стержень шпильки	1,00	-	5	1,5	0,0000020
верхний резьбовой участок шпильки	4,62	-	5	1,5	0,876308
нижний резьбовой участок шпильки	2,69	-	5	1,5	0,0753840

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 28, следует, что условие циклической прочности стержня и резьбовых участков шпильки выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС.

Таблица 29 – Накопленное усталостное повреждение в рубашке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	08X18H10T	-	3	1,5	0,0026610
2	08X18H10T	-	3	1,5	0,0023290
3	08X18H10T	-	3	1,5	0,0047410
26	08X18H10T	-	3	1,5	1,8135140
27	08X18H10T	-	3	1,5	0,0315630
28	08X18H10T	-	3	1,5	0,0193560
29	08X18H10T	-	3	1,5	0,0022120



Таблица 30 – Накопленное усталостное повреждение в наплавке и сварном шве присоединения рубашки к наплавке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
16	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1444040
17	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1748470
18	ЗИО-8	0,8	10	2	0,5621460
19	ЗИО-8	0,8	10	2	1,4080170
22	ЗИО-8	0,8	10	2	0,7862440
23	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1548880
30	ЗИО-8	0,8	10	2	0,2479580
31	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0085000
32	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0121540
33	ЗИО-8	0,8	10	2	0,2806280
34	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0279280
35	ЗИО-8	0,8	10	2	0,5769300
36	ЗИО-8	0,8	10	2	9,8314960
37	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1770200

Примечание. Поскольку в этом сварном шве максимальная амплитуда условного упругого напряжения превышает предел текучести при 20°C, то в соответствии с п. 5.6.10 норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1] остаточные напряжения в сварном шве не учитываются.

Таблица 31 – Накопленное усталостное повреждение в патрубке КНИ

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
4	20	-	10	2	0,0033110
5	20	-	10	2	0,0000171
6	20	-	10	2	0,0000051
7	20	-	10	2	0,0043670
8	20	-	10	2	0,0000232
9	20	-	10	2	0,0000000
24	20	-	10	2	0,0014110
25	20	-	10	2	0,0108030



Таблица 32 – Накопленное усталостное повреждение во фланце КНИ

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
10	08X18H10T	-	10	2	0,0000000
11	08X18H10T	-	10	2	0,0000190
12	08X18H10T	-	10	2	0,0000010
13	08X18H10T	-	10	2	0,0283040
14	08X18H10T	-	10	2	0,0000000
15	08X18H10T	-	10	2	0,0000000
21	08X18H10T	-	10	2	0,0002450
38	08X18H10T	-	10	2	0,0000000
39	08X18H10T	-	10	2	0,0026930

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 29-32, следует, что условие циклической прочности не выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для точек № 26 (рубашка вблизи сварного шва), № 19 и № 36 (на внутренней поверхности наплавки в области ее нижнего буртика вблизи сварного присоединения рубашки). Точка № 26 лежит вблизи сингулярности поля напряжений, точки № 19 и № 36 лежат в области со значительным концентратором напряжений.

Как уже было отмечено в разделе 2.5.2, причиной значительного усталостного повреждения в наплавке являются высокие напряжения в наплавке при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного расширения наплавки и основного материала.

Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_σ и n_N , и также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), положительные результаты контроля состояния металла за прошедший период эксплуатации, рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля в сверхпроектный период эксплуатации руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. При контроле состояния металла зон, для которых накопленное усталостное повреждение намного превышает допустимое значение, а именно сварной шов приварки защитной рубашки патрубка КНИ, в том числе область на расстоянии 50 мм от сварного шва, буртик и вертикальная часть наплавки от буртика до уплотнительной поверхности, рекомендуется ОП ЮУАЭС в сверхпроектный период эксплуатации рассмотреть возможность использования метода вихревых токов, что соответствует мировой практике.

Для остальных точек (включая точки в рубашке и наплавке) условие циклической прочности выполняется.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	57
		Изменение	

2.7 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка ТК

Расчеты циклической прочности фланцевого соединения патрубка ТК для сверхпроектного периода эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [8].

Перечень расчетных состояний нагрузки для нижней части корпуса реактора и для области кольца разделительного приведены в таблице 26 отчета [8], в котором также в таблице 27 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализуется данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспорте [21] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицу 24 отчета [8]).

2.7.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчет циклической прочности выполнен в выбранных точках в патрубке ТК, включая точки в наплавке, в рубашке и в обоих фланцах, а также в шпильке (для стержня и резьбы). Расположение оцениваемых точек, приведено на рисунке 17.

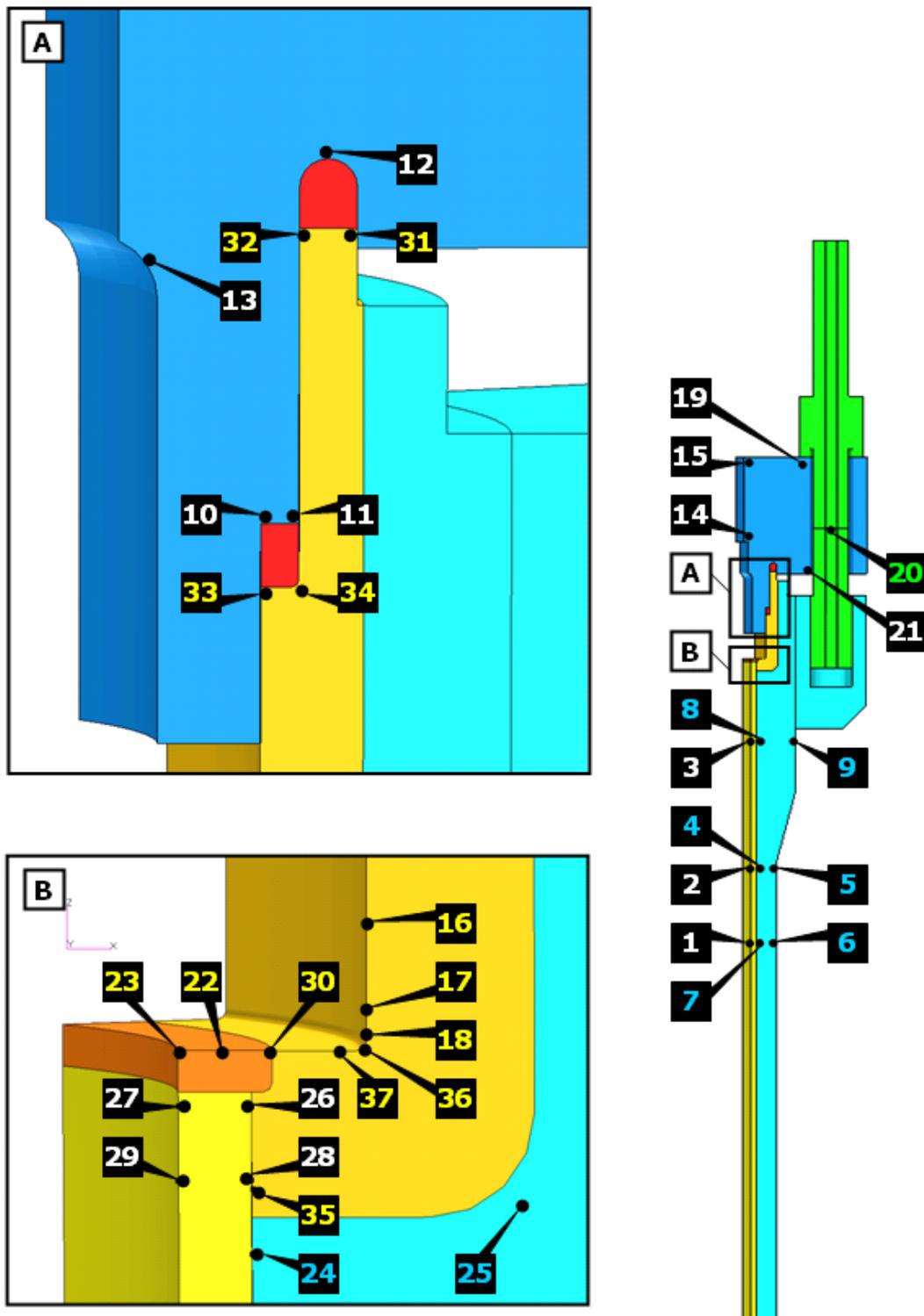


Рисунок 17 – Расположение точек для оценки циклической прочности (точки, которые находятся в элементах, изготовленных из стали 20 обозначены шрифтом голубого цвета, 08X18H10T – шрифтом белого цвета, 38ХНЗМФА –шрифтом зеленого цвета, ЗИО-8 –шрифтом желтого цвета)



2.7.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 33-37 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 33 – Накопленное усталостное повреждение в шпильке

Точка	Коэффициент K_σ	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
стержень шпильки	1,00	-	5	1,5	0,0000020
верхний резьбовой участок шпильки	4,62	-	5	1,5	0,8794130
нижний резьбовой участок шпильки	2,69	-	5	1,5	0,0756540

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 33, следует, что условие циклической прочности стержня и резьбовых участков шпильки выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС.

Таблица 34 – Накопленное усталостное повреждение в рубашке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	08X18H10T	-	3	1,5	0,0026580
2	08X18H10T	-	3	1,5	0,0023180
3	08X18H10T	-	3	1,5	0,0047370
26	08X18H10T	-	3	1,5	1,5237390
27	08X18H10T	-	3	1,5	0,026280
28	08X18H10T	-	3	1,5	0,0193750
29	08X18H10T	-	3	1,5	0,0022980

Таблица 35 – Накопленное усталостное повреждение в наплавке и сварном шве присоединения рубашки к наплавке

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
16	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1425740
17	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1722930
18	ЗИО-8	0,8	10	2	0,6917110
22	ЗИО-8	0,8	10	2	0,6869020
23	ЗИО-8	0,8	10	2	0,1469760
30	ЗИО-8	0,8	10	2	0,8084840
31	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0290540
32	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0107940



№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
33	ЗИО-8	0,8	10	2	0,286160
34	ЗИО-8	0,8	10	2	0,0259020
35	ЗИО-8	0,8	10	2	0,5748410
36	ЗИО-8	0,8	10	2	11,3871920
37	ЗИО-8	0,8	10	2	0,2338160

Примечание. Поскольку в этом сварном шве максимальная амплитуда условного упругого напряжения превышает предел текучести при 20°C, то в соответствии с п. 5.6.10 норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1] остаточные напряжения в сварном шве не учитываются.

Таблица 36 – Накопленное усталостное повреждение в патрубке ТК

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
4	20	-	10	2	0,0032950
5	20	-	10	2	0,0000160
6	20	-	10	2	0,0000050
7	20	-	10	2	0,0042660
8	20	-	10	2	0,0000230
9	20	-	10	2	0,0000000
24	20	-	10	2	0,0013690
25	20	-	10	2	0,0101410

Таблица 37 – Накопленное усталостное повреждение во фланце ТК

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
10	08X18H10T	-	10	2	0,0018230
11	08X18H10T	-	10	2	0,0427850
12	08X18H10T	-	10	2	0,0006090
13	08X18H10T	-	10	2	0,0000160
14	08X18H10T	-	10	2	0,1434320
15	08X18H10T	-	10	2	0,0007380
19	08X18H10T	-	10	2	0,0023760
21	08X18H10T	-	10	2	0,0000020

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 34-37, следует, что условие циклической прочности не выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для точек № 26 (рубашка вблизи сварного шва) и № 36 (на внутренней поверхности наплавки в области ее нижнего буртика вблизи сварного присоединения рубашки). Точка № 26 лежит вблизи

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	61
		Изменение	

сингулярности поля напряжений, точка № 36 лежит в области со значительным концентратором напряжений.

Как уже было отмечено в разделе 2.5.2, причиной значительного усталостного повреждения в наплавке являются высокие напряжения в наплавке при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного расширения наплавки и основного материала.

Для остальных точек (включая точки в рубашке и наплавке) условие циклической прочности выполняется.

Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_σ и n_N , и также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), положительные результаты контроля состояния металла за прошедший период эксплуатации, рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля в сверхпроектный период эксплуатации руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. При контроле состояния металла зон, для которых накопленное усталостное повреждение намного превышает допустимое значение, а именно сварной шов приварки защитной рубашки патрубка ТК, в том числе область на расстоянии 50 мм от сварного шва, буртик и вертикальная часть наплавки от буртика до уплотнительной поверхности, рекомендуется ОП ЮУАЭС в сверхпроектный период эксплуатации рассмотреть возможность использования метода вихревых токов, что соответствует мировой практике.

2.8 Результаты расчетов циклической прочности крышки с патрубками

Расчеты циклической прочности фланцевого соединения крышки с патрубками (СУЗ, ТК, КНИ и воздушника) для сверхпроектного срока эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [9].

Перечень расчетных состояний нагрузки крышки с патрубками приведены в таблице 25 отчета [9], в котором также в таблице 26 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализовывается данный режим.

При оценке циклической прочности наплавки и сварных швов использованы коэффициенты снижения циклической прочности, принятые по таблице 5.8 [1] на основании сведений в паспорте [21] о методе сварки, термообработке и т.д. (см. таблицы 29, 30 отчета [9]).

2.8.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности крышки с патрубками СУЗ, ТК и КНИ

Расчеты циклической прочности для области соединения крышки с патрубками СУЗ, ТК и КНИ проведены в 83 выбранных точках в модели. Для области моделируемого патрубка оценка выполнена в 4 позициях по окружности патрубка, а именно в плоскостях I-IV, приведенных на рисунке 18. Во всех плоскостях оценка выполнена для 20 точек (см. рисунки 19 и 20). Дополнительно оценены 3 точки вне области моделируемого патрубка (рисунок 21). Следует отметить, что оценка циклической прочности не проводится ни для корня сварного шва приварки патрубка к крышке, ни для корня сварного шва приварки рубашки к патрубку, так как в полях напряжений в этих точках находится сингулярность.

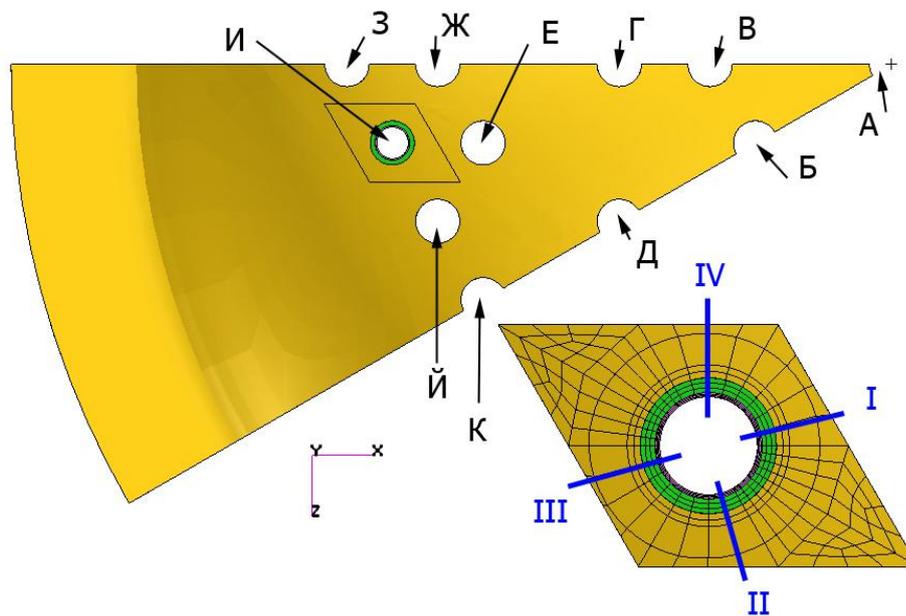


Рисунок 18 – Вид сверху на моделируемый участок крышки с обозначением плоскостей для определения сечений для оценки статической прочности

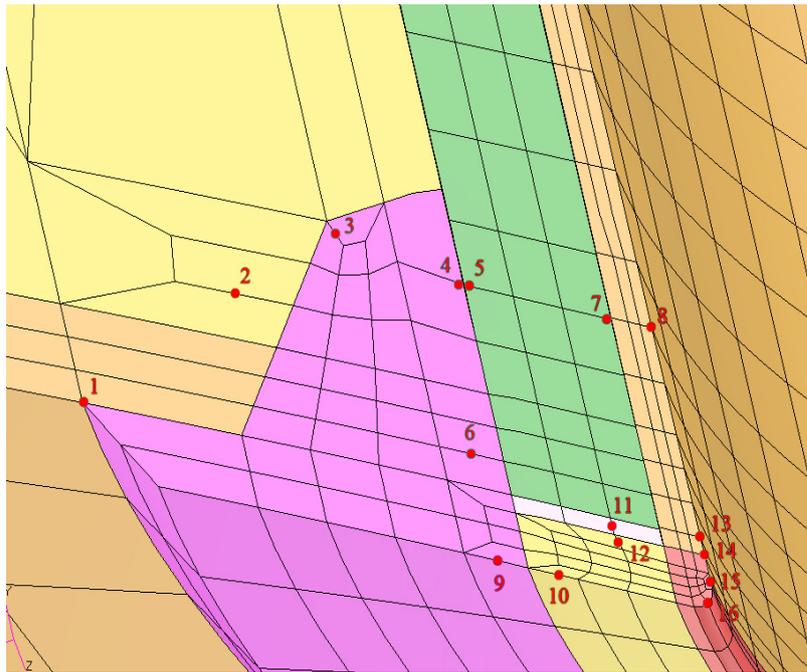


Рисунок 19 – Точки, выбранные для оценки циклической прочности в области сварного соединения патрубка и крышки и рубашки и патрубка

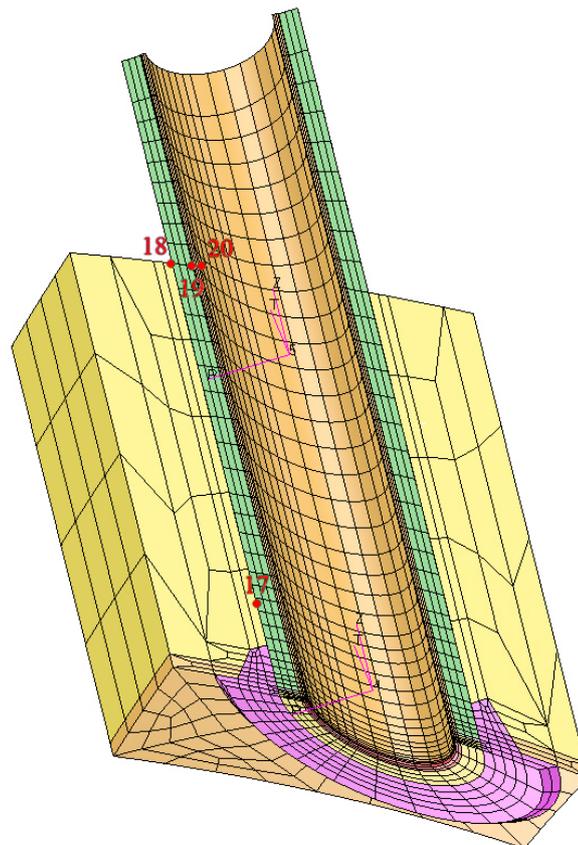


Рисунок 20 – Точки в отверстии в крышке (17, 18), в моделируемом патрубке (19) и в рубашке (20), выбранные для оценки циклической прочности

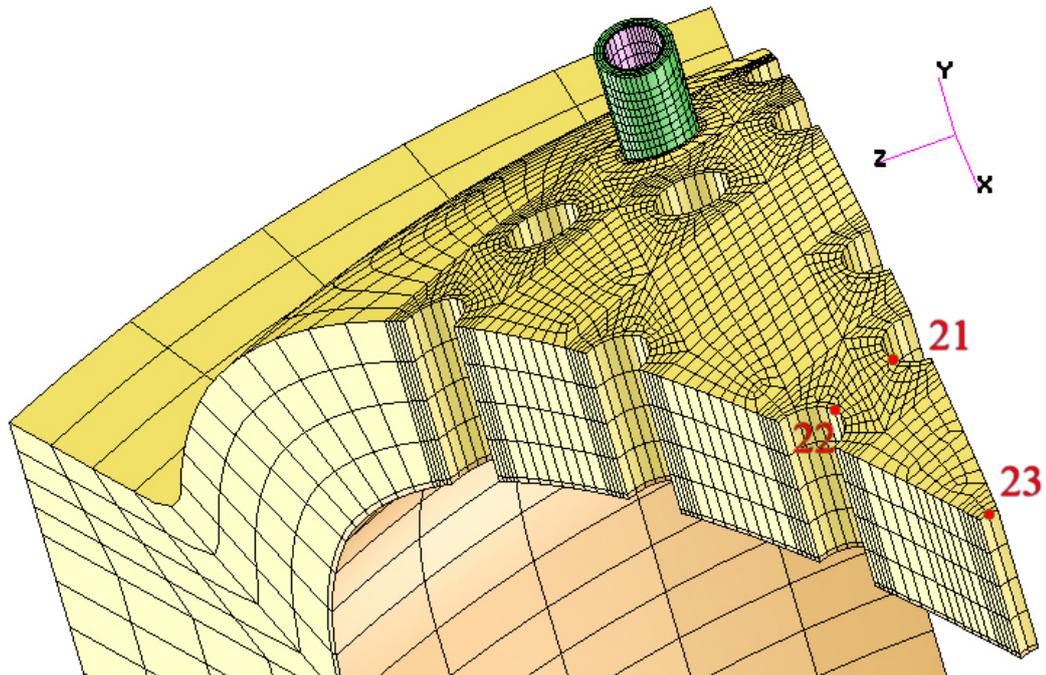


Рисунок 21 – Точки на крышке, выбранные для оценки циклической прочности

2.8.2 Результаты расчета циклической прочности крышки реактора с патрубками СУЗ, ТК и КНИ

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблице 38 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 38 – Накопленное усталостное повреждение в крышке реактора с патрубками

№ точки	№ плоскости	Реальный материал	Материал для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1	I	Св-08X19Н10Г2Б	15X2НМФА	0,8	10	2	0,04997927
2	I	15X2НМФА	15X2НМФА	-	10	2	0,001359181
3	I	ЗИО-8	15X2НМФА	0,8	10	2	0,009033564
4	I	ЗИО-8	15X2НМФА	0,8	10	2	0,03746573
5	I	20	20	-	10	2	0,1952498
6	I	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	4,357541
7	I	20	20	-	10	2	0,6759326
8	I	08X18Н10Т	08X18Н10Т	-	3	1,5	0,002673567
9	I	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	7,186134
10	I	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	1,974794
11	I	ЭА-395/9	20	0,8	10	2	3,242778
12	I	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	3,64806
13	I	08X18Н10Т	08X18Н10Т	-	3	1,5	1,625197
14	I	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	2,721839



№ точки	№ плоскости	Реальный материал	Материал для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
15	I	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	2,130701
16	I	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	2,644567
17	I	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,003522511
18	I	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,000316368
19	I	20	20	-	10	2	4,32476E-05
20	I	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	1,63388E-05
1	II	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,04601
2	II	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00241
3	II	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,00699
4	II	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,04647
5	II	20	20	-	10	2	0,03755
6	II	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	1,59243
7	II	20	20	-	10	2	0,13944
8	II	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,00381
9	II	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	4,22517
10	II	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	1,04683
11	II	ЭА-395/9	20	0,8	10	2	1,63849
12	II	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	1,55222
13	II	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,59299
14	II	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	1	3	1,5	0,97995
15	II	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	0,53899
16	II	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	0,51369
17	II	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00761
18	II	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,01087
19	II	20	20	-	10	2	5,3E-06
20	II	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	9,3E-06
1	III	Св- 08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,06921
2	III	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00049
3	III	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,00614
4	III	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,03371
5	III	20	20	-	10	2	0,00925
6	III	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	2,42949
7	III	20	20	-	10	2	0,09808
8	III	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,00094
9	III	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	3,11624
10	III	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	0,76261
11	III	ЭА-395/9	20	0,8	10	2	1,95095
12	III	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	2,12005
13	III	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,3002
14	III	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	1	3	1,5	2,06324



№ точки	№ плоскости	Реальный материал	Материал для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
15	III	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	4,82616
16	III	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	1,55233
17	III	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00335
18	III	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	6,6Е-06
19	III	20	20	-	10	2	5,2Е-05
20	III	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	1Е-05
1	IV	Св-08Х19Н10Г2Б	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,03936
2	IV	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00319
3	IV	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,00826
4	IV	ЗИО-8	15Х2НМФА	0,8	10	2	0,04359
5	IV	20	20	-	10	2	0,03889
6	IV	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	1,99182
7	IV	20	20	-	10	2	0,14639
8	IV	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,0046
9	IV	ЗИО-8	ЗИО-8	0,8	10	2	4,79372
10	IV	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	1,09666
11	IV	ЭА-395/9	20	0,8	10	2	1,78943
12	IV	ЭА-400/10Т	20	0,8	10	2	1,84403
13	IV	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	3	1,5	0,59138
14	IV	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	1	3	1,5	1,00792
15	IV	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	0,57831
16	IV	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	3	1,5	0,52418
17	IV	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00841
18	IV	15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,01318
19	IV	20	20	-	10	2	5,2Е-06
20	IV	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т	-	10	1,5	9,4Е-06
21		15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,02054
22		15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,01628
23		15Х2НМФА	15Х2НМФА	-	10	2	0,00768

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 38, следует, что условие циклической прочности не выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для наплавки на торце патрубка и для сварного соединения рубашки с патрубком и сварного соединения патрубка с крышкой (точки № 6, 9-16), по крайней мере, для некоторых оцениваемых плоскостей. Максимальное накопленное усталостное повреждение получено в сварном соединении патрубка с крышкой в точке № 9 в плоскости I и составляет 7,18613. Следует отметить, что хотя в сварном шве приварки рубашки к патрубку (точки 14-16) получены более высокие напряжения, чем в сварном соединении



патрубка с крышкой, однако в сварном соединении патрубка с крышкой получено более высокое накопленное усталостное повреждение по причине использования более высоких коэффициентов запаса прочности.

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 38, следует, что для всех оцениваемых точек в основном металле крышки, патрубка и рубашки условие циклической прочности выполняется. Для всех точек в основном металле крышки условие циклической прочности выполняется с большим запасом.

Наибольшее накопленное усталостное повреждение получено для аустенитных элементов (наплавки, сварные швы, рубашка). Причиной значительного усталостного повреждения в этих элементах являются высокие напряжения при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного расширения аустенитных элементов и основного материала. Похожим образом (по причине разницы коэффициентов линейного расширения материалов рубашки и патрубка) появляется осевое напряжение в патрубке при температуре, отличающейся от температуры приварки рубашки к патрубку, которое также нагружает сварной шов приварки рубашки к патрубку. Таким образом, каждое, хотя и медленное, изменение температуры вносит значительный вклад в усталостное повреждение материала наплавки и сварных швов. В области приварки патрубка к крышке, а именно приварки рубашки к патрубку, также неблагоприятное влияние оказывает наличие концентратора напряжения в области внутренней грани отверстия в крышке. Ухудшению результатов способствует также коэффициент снижения усталостной прочности в сварных швах и наплавке $\varphi_s = 0,8$.

Следует отметить, что требования к оценке циклической прочности наплавки, изложенные в ПНАЭ Г-7-002-86 [1], являются консервативными. Например, в соответствии с параграфом NB-3122.3 норм ASME [22] наплавку при оценке статической и циклической прочности (NB-3222.2 и NB-3222.4) можно не учитывать, если ее номинальная толщина составляет 10% (или меньше) от номинальной толщины изделия.

Кроме того, невыполнение условия циклической прочности не означает непременно возникновение дефектов в области, для которых получено высокое накопленное усталостное повреждение. Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_σ и n_N , и также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), положительные результаты контроля состояния металла за прошедший период эксплуатации, рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля в сверхпроектный период эксплуатации руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. В сверхпроектный период эксплуатации при контроле



состояния металла области соединения патрубков СУЗ, ТК и КНИ с крышкой реактора рекомендуется рассмотреть возможность совместного использования метода вихревых токов и ультразвукового контроля.

2.8.3 Точки, выбранные для оценки напряжений крышки реактора с патрубком воздушника

Расчеты циклической прочности проведены в 9 выбранных точках в модели крышки с патрубком воздушника. Для области моделируемого патрубка воздушника оценка выполнена в 4 позициях по окружности патрубка, а именно в плоскостях I-IV приведенных на рисунке 22. Во всех плоскостях оценка выполнена для 2-х точек (см. рисунок 23). Дополнительно оценена 1 точка вне области моделируемого патрубка (см. рисунок 24). Следует отметить, что оценка циклической прочности не проводится ни для корня сварного шва приварки патрубка к крышке, так как в полях напряжений в этой точке находится сингулярность.

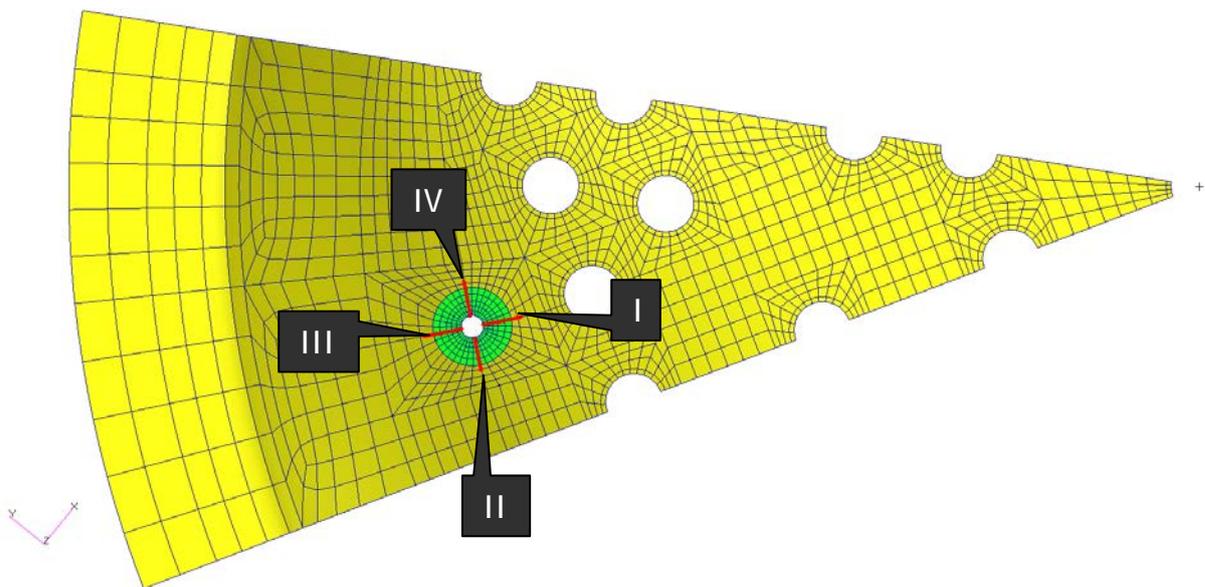


Рисунок 22 – Размещение плоскостей, выбранных для оценки циклической прочности в области сварного соединения приварки патрубка воздушника к крышке

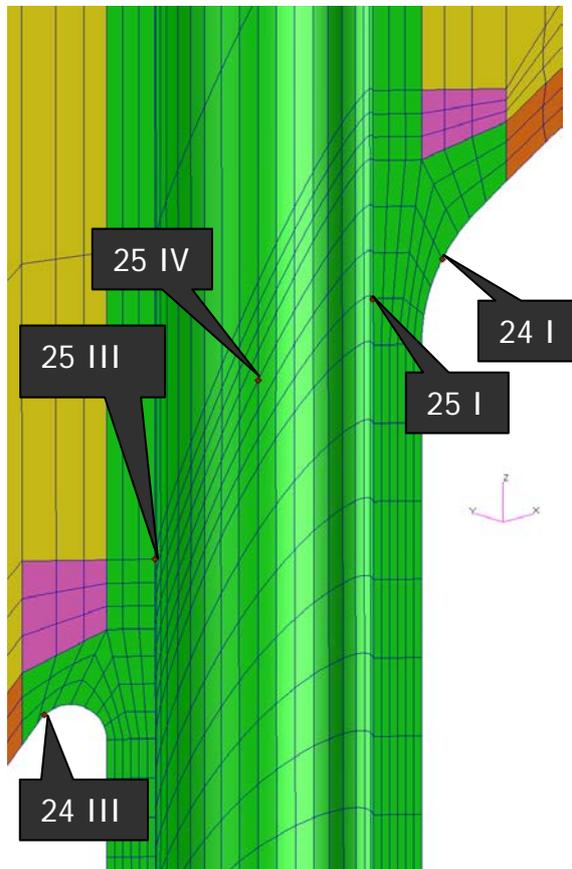


Рисунок 23 – Размещение точек, выбранные для оценки циклической прочности в области сварного соединения приварки патрубка воздушника к крышке

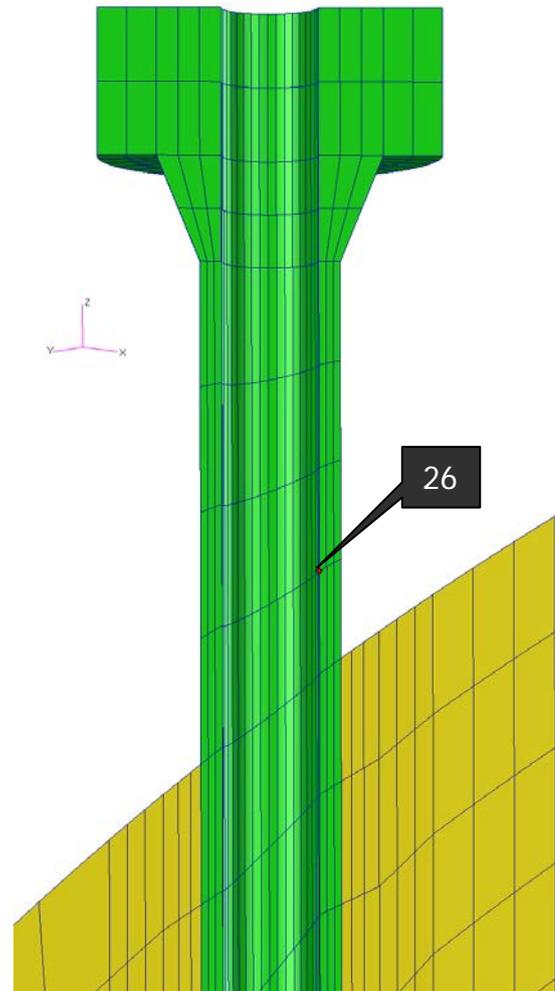


Рисунок 24 – Размещение точки, выбранной для оценки циклической прочности в области трубопровода воздушника между крышкой реактора и фланцем воздушника

2.8.4 Результаты расчета циклической прочности крышки реактора с патрубком воздушника

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблице 39 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).



Таблица 39 – Накопленное усталостное повреждение в крышке реактора с присоединенным патрубком воздушника

№ точки	№ плоскости	Реальный материал	Материал для расчетов усталости	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
24	I	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	3,54
24	II	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	1,10
24	III	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	14,60
24	IV	ЭА-400/10Т	ЭА-400/10Т	0,8	10	2	1,11
25	I	08X18H10Т	08X18H10Т	-	10	2	8,97
25	II	08X18H10Т	08X18H10Т	-	10	2	2,35
25	III	08X18H10Т	08X18H10Т	-	10	2	3,49
25	IV	08X18H10Т	08X18H10Т	-	10	2	2,32
26		08X18H10Т	08X18H10Т	-	10	2	ниже 10^{-7}

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 39, следует, что условие циклической прочности не выполняется для 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС для сварного шва приварки патрубка воздушника к крышке и для основного металла патрубка воздушника (на внутренней поверхности патрубка) в области этой приварки. Максимальное накопленное усталостное повреждение получено на внутренней поверхности крышки в сварном шве в точке 24 в плоскости III (т.е. по направлению к фланцу крышки) и достигает значения 14,6.

В самом патрубке воздушника (в точке отдаленной от сварного шва) условие циклической прочности выполняется с большим запасом.

Причиной значительного усталостного повреждения в области сварного шва являются высокие напряжения при температуре, отличающейся от температуры ненапряженного состояния, по причине разницы коэффициентов линейного расширения основного металла патрубка воздушника (включая металл сварного шва) и основного материала крышки. Таким образом, каждое, хотя и медленное, изменение температуры вносит значительный вклад в усталостное повреждение. В области приварки патрубка к крышке также неблагоприятное влияние оказывает наличие значительного концентратора напряжения, прежде всего в области по направлению к фланцу крышки (сечение III). Ухудшению результатов способствует также коэффициент снижения усталостной прочности в сварном шве $\varphi_s = 0,8$.

Принимая во внимание консервативность расчетов (прежде всего используемые коэффициенты запаса прочности при определении допускаемой амплитуды напряжения n_σ и n_N , и также консервативно низкие значения механических свойств материала и др.), положительные результаты контроля состояния металла за прошедший период эксплуатации, рекомендуется ОП ЮУАЭС при выполнении периодического неразрушающего контроля в сверхпроектный период эксплуатации

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	71
		Изменение	

руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. За прошедший период эксплуатации получены удовлетворительные результаты контроля [20]. В дальнейшем для выполнения контроля рекомендуется рассмотреть возможность совместного использования методов ВТК и УЗК.

2.9 Результаты расчетов циклической прочности фланцевого соединения патрубка воздушника

Расчеты циклической прочности фланцевого соединения патрубка воздушника для сверхпроектного срока эксплуатации выполнены с помощью такого же подхода, и на основании такой же модели, как и для проектного срока [10].

Перечень расчетных состояний нагрузки для нижней части корпуса реактора и для области кольца разделительного приведены в таблице 31 отчета [10], в котором также в таблице 32 приведены конкретные расчетные состояния нагрузки, которыми реализовывается данный режим.

2.9.1 Точки, выбранные для оценки циклической прочности

Расчет циклической прочности выполнен в выбранных точках в патрубке воздушника, включая точки в обоих фланцах, а также в шпильке (для стержня и резьбы). Расположение оцениваемых точек, приведено на рисунке 25.

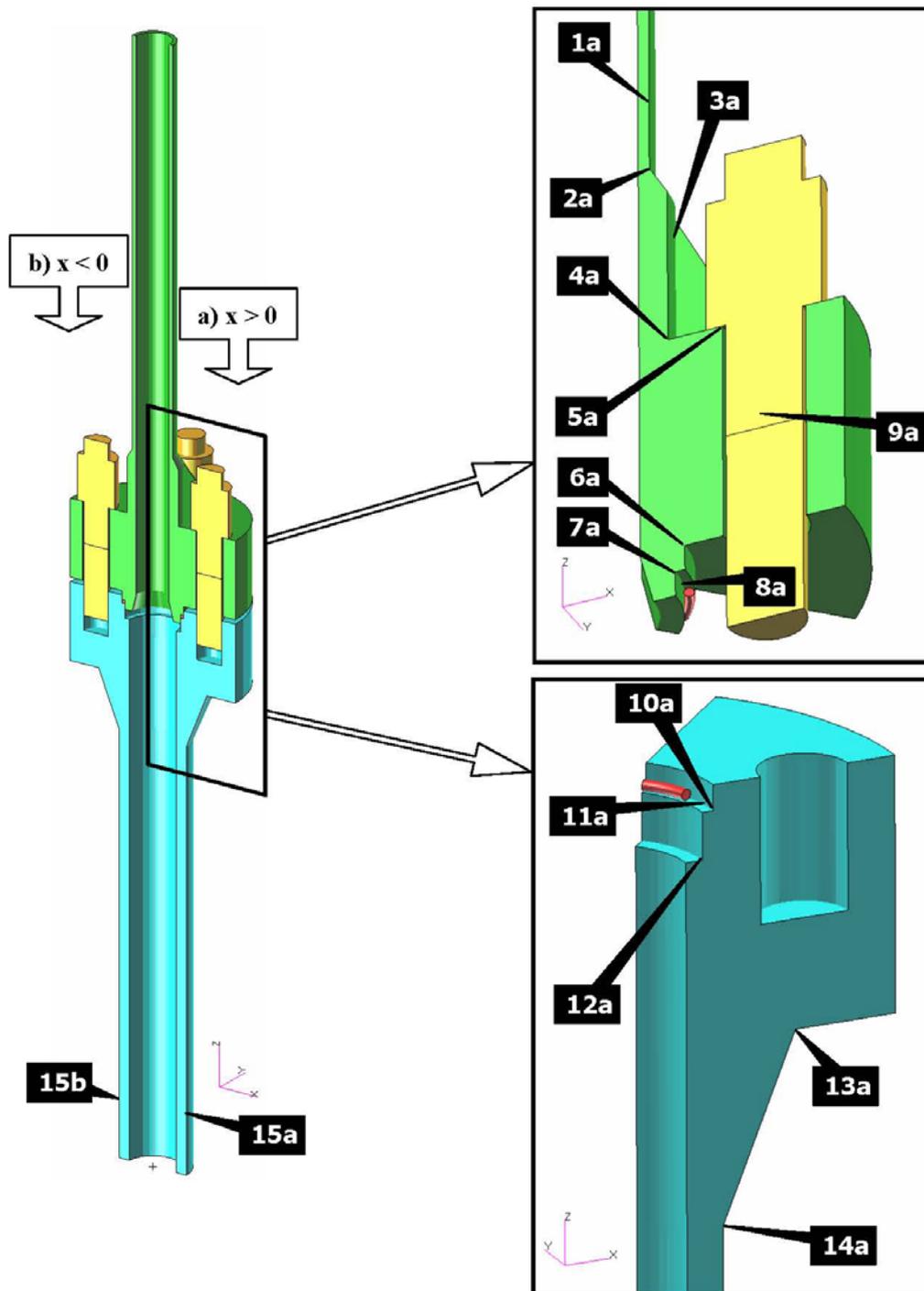


Рисунок 25 – Расположение точек для оценки циклической прочности

Оцениваются две точки симметрично расположенные в плоскости сечения модели xz (осью симметрии является ось патрубка). В таком случае варианты точек обозначаются с дополненным символом «а» и «b», причем символ «а» использован для обозначения точек в половине модели с $x > 0$, и символ «b» использован для обозначения точек в половине модели с $x < 0$.

Коэффициенты снижения циклической прочности при оценке не учитываются, так как во фланцевом соединении нет ни сварных соединений, ни наплавков.



2.9.2 Результаты расчета циклической прочности

Результаты оценки циклической прочности для всех оцениваемых точек приведены в таблицах 40-42 (максимальные значения обозначены жирным шрифтом).

Таблица 40 – Накопленное усталостное повреждение в шпильке

Точка	Коэффициент K_{σ}	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)	
					a	b
стержень шпильки	1,00	-	5	1,5	1,75100E-09	1,75100E-09
верхний резьбовой участок шпильки	5,13	-	5	1,5	0,0163920	0,0233740
нижний резьбовой участок шпильки	2,88	-	5	1,5	0,0000450	0,0001550

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблице 40, следует, что условие циклической прочности стержня и резьбовых участков шпильки выполняется для прогноза на 60 лет эксплуатации энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС.

Таблица 41 – Накопленное усталостное повреждение в патрубке воздушника в верхнем фланце

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_{σ}	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
1 a	08X18H10T	-	10	2	2,21571E-07
1 b	08X18H10T	-	10	2	2,26297E-07
2 a	08X18H10T	-	10	2	7,01552E-08
2 b	08X18H10T	-	10	2	0,0000010
3 a	08X18H10T	-	10	2	1,75100E-09
3 b	08X18H10T	-	10	2	1,28900E-09
4 a	08X18H10T	-	10	2	1,59100E-09
4 b	08X18H10T	-	10	2	1,59650E-09
5 a	08X18H10T	-	10	2	0,0000300
5 b	08X18H10T	-	10	2	0,0000890
6 a	08X18H10T	-	10	2	0,0003280
6 b	08X18H10T	-	10	2	0,0000040
7 a	08X18H10T	-	10	2	0,0000710
7 b	08X18H10T	-	10	2	0,0001080
8 a	08X18H10T	-	10	2	0,0105090
8 b	08X18H10T	-	10	2	0,0181860



Таблица 42 – Накопленное усталостное повреждение в нижнем фланце

№ точки	Материал	φ_s	n_N	n_σ	Накопленное усталостное повреждение (60 лет эксплуатации)
10 a	08X18H10T	-	10	2	0,0051150
10 b	08X18H10T	-	10	2	0,0007600
11 a	08X18H10T	-	10	2	0,0304410
11 b	08X18H10T	-	10	2	0,0129990
12 a	08X18H10T	-	10	2	3,54846E-08
12 b	08X18H10T	-	10	2	1,17913E-07
13 a	08X18H10T	-	10	2	1,75100E-09
13 b	08X18H10T	-	10	2	1,59100E-09
14 a	08X18H10T	-	10	2	1,56000E-09
14 b	08X18H10T	-	10	2	6,77189E-09
15 a	08X18H10T	-	10	2	1,26600E-09
15 b	08X18H10T	-	10	2	1,71000E-09

Из результатов оценки циклической прочности, приведенных в таблицах 41-42, следует, что для оцениваемых точек условие циклической прочности выполняется.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	75
		Изменение	

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работ по переназначению срока эксплуатации элементов корпуса, верхнего блока и главного разъема реактора энергоблока № 1 ОП ЮУАЭС на 60 лет выполнены расчеты циклической прочности.

Расчеты прочности выполнены согласно требованиям норм ПНАЭ Г-7-002-86 [1]. Результаты расчета статической прочности элементов реактора представлены в отчетах [2-10]. В соответствии с результатами в [2-10] статическая прочность элементов корпуса, верхнего блока и деталей узла уплотнения реактора обеспечивается.

В рамках данной работы выполнена оценка циклической прочности для следующих элементов корпуса реактора:

- цилиндрическая часть корпуса реактора, включая днище и кольцо разделительное;
- узел уплотнения реактора;
- патрубки ГЦТ и САОЗ;
- патрубков КИП;
- фланцевое соединение патрубка СУЗ;
- фланцевое соединение патрубка КНИ;
- фланцевое соединение патрубка ТК;
- крышка с патрубками СУЗ (ТК, КНИ) и воздушника;
- фланцевое соединение патрубка воздушника.

На основании анализа прошедших эксплуатационных режимов в [11] составлены блоки нагрузки элементов корпуса реактора за прошедший период эксплуатации, а также выполнен прогноз количества и последовательности эксплуатационных режимов на дальнейший сверхпроектный период эксплуатации (60 лет).

При расчете на циклическую прочность установлено, что во всех оцениваемых точках в основном или сварном металле накопленное усталостное повреждение не превышает допустимую величину, за исключением сварного шва приварки патрубков СУЗ, ТК, КНИ и воздушника к крышке, сварного шва приварки рубашки к патрубку СУЗ, ТК и КНИ и основного металла патрубка воздушника в области его приварки к крышке.

ОП ЮУАЭС рекомендуется в сверхпроектный период эксплуатации при выполнении периодического контроля элементов корпуса, верхнего блока и деталей узла уплотнения главного разъема руководствоваться требованиями Типовой программы АИЭУ-9-04 [19]. Кроме того, предлагается в сверхпроектный срок рассмотреть возможность выполнения контроля состояния металла методом вихревых токов (зон, для которых существует техническая возможность выполнения

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	76
		Изменение	

такого контроля) и методом ультразвука (при контроле наплавки на цилиндрической части кольца разделительного в области соприкосновения с шахтой внутрикорпусной и области приварки патрубков к крышке реактора).

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	77
		Изменение	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 ПНАЭ Г -7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок, 1989
- 2 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность корпуса реактора (кроме патрубков) // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.1 часть 2), ДІТІ 301/516, 2011
- 3 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность узла уплотнения реактора // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.3), ДІТІ 2301/21, 2011
- 4 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность патрубков ГЦТ и САОЗ // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 1), ДІТІ 2301/39, 2010
- 5 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность патрубка КИП // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 2), ДІТІ 2301/40, 2010
- 6 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность фланцевого соединения патрубка СУЗ // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 3), ДІТІ 2301/41, 2010
- 7 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность фланцевого соединения патрубка КНИ // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 4), ДІТІ 2301/42, 2010
- 8 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность фланцевого соединения патрубка ТК // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 5), ДІТІ 2301/43, 2010
- 9 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность крышки с патрубками // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 7), ДІТІ 2301/45, 2010
- 10 Пиштора В. и др. Расчеты на статическую и циклическую прочность фланцевого соединения патрубка воздушника // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 4.3.4 часть 8), ДІТІ 2301/46, 2010
- 11 Пиштора В. и др. Анализ условий эксплуатации реактора и связанных с ним систем // Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап № 3.1.3), ДІТІ 301/494, 2010
- 12 Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 ЮУ АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-302). РГ.1.3810.007. 2008 г.
- 13 Методика переназначения допустимого числа циклов нагружения и оценки технического состояния по прочности тепломеханического оборудования при циклических нагрузках. МТ-Т.0.08.155-07
- 14 Учет циклов нагружения ЯППУ и ее элементов энергоблока № 1 ЮУ АЭС. ОЧ.1.0010.134
- 15 Обобщенный анализ результатов испытаний образцов-свидетелей материалов корпуса реактора блока № 1 Южно-Украинской АЭС//Отчет ИЯИ НАНУ, Инв. № 300/26 – 9. 2008 г.

	Оценка статической и циклической прочности элементов корпуса реактора на сверх проектный срок эксплуатации	Страница	78
		Изменение	

- 16 Корпус ядерного реактора 1162.02.00.200. Расчет прочности. 1162.02.00.200 PP2
- 17 Корпус 1162.02.70.010. Расчет прочности. 1162.02.70.010 PP11
- 18 Корпус сварной 1152.02.70.00. Паспорт. 1152.02.70.000 ПС
- 19 Типовая программа периодического контроля за состоянием основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000. АИЭУ-9-04
- 20 Горачек Л. и др. Оценка результатов неразрушающего контроля состояния металла корпуса реактора, верхнего блока и определение механизмов старения// Отчет ИЯИ Ржеж по контракту № 02-2007 от 01.02.2008 (этап 3.1.4), DITI 300/360, 2010
- 21 1156.02.18.000 ПС. Верхний блок. (Крышка 1156.02.18.000 ПС) Паспорт.
- 22 ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Section III
- 23 Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: PWR Pressure Vessels, IAEA, Vienna, TECDOC-1556, 2007
- 24 302.05.00.00.000СБ. Главный циркуляционный трубопровод. Сборочный чертеж
- 25 187-3378-000СБ. Трубопровод. Сборочный чертеж
- 26 Корпус сварной. Схема контроля сварных швов и наплавки. 1152.02.70.000ДЗ