

5. Ковда Г. А., Ласкорин Б. Н., Невский Б. В. — В кн.: Советская атомная наука и техника. М., Атомиздат, 1967, с. 222.
6. Громов Б. В. Введение в химическую технологию урана. М., Атомиздат, 1978.
7. Смирнов Ю. В. и др. Гидрометаллургическая переработка уранового сырья. М., Атомиздат, 1979.
8. Атомная наука и техника в СССР. Сборник. М., Атомиздат, 1977.
9. Ласкорин Б. Н. и др. — Атомная энергия, 1978, т. 44, вып. 2, с. 118.
10. Осуществимость безопасного окончательного захоронения отработанного ядерного топлива. Бюллетень МАГАТЭ, кн. № 20, 22, № 3/4, 1980, с. 121.
11. Матвеев Л. В., Центр Э. М. — Атомная техника за рубежом, 1980, № 4, с. 10.
12. Зарицкая Т. С. и др. — Атомная энергия, 1979, т. 46, вып. 3, с. 183.
13. Мясников К. В. и др. — In: Peaceful Nuclear Explosions III. Vienna, IAEA, 1974, p. 179.
14. Кедровский О. Л. и др. — В кн.: Атомные взрывы в мирных целях. Под ред. И. Д. Морохова. М., Атомиздат, 1970, с. 5.
15. Приходько Н. К., Крыницкий В. Г., Алешина О. Д. — Нефтепромышленное дело, 1975, № 9, с. 7.
16. Гуцин В. В. и др. — Атомная энергия, 1976, т. 40, вып. 2, с. 162.
17. Иванов В. Е., Тихинский Г. Ф., Папилов И. И. — Докл. АН СССР. Сер. Физика, 1974, т. 216, № 6, с. 1256.
18. Иванов В. Е., Тихинский Г. Ф., Папилов И. И. — Укр. физ. журн., 1978, т. 23, вып. 11, с. 1773.
19. Плетенецкий Г. Е., Тихинский Г. Ф. — Вопросы атомной науки и техники. Сер. Общая ядерная физика, 1978, вып. 6 (6), с. 70.
20. Иванов В. Е., Амоненко М. А., Тронь А. С. — Укр. физ. журн., 1978, т. 23, № 11, с. 1382.
21. 50 лет ХФТИ. Монография. Киев, Наукова думка, 1978.
22. Толоч В. Т., Падалка В. Г. — Вестн. АН УССР, 1977, № 4, с. 40.
23. Аксенов И. И. и др. — Укр. физ. журн., 1979, т. 24, вып. 4, с. 515.
24. Стрельницкий В. Е. и др. — Письма в ЖТФ, 1978, т. 4, вып. 22, с. 1335.

УДК 621.311.2:621.039

Реакторная установка ВВЭР-1000 — особенности проекта, итоги пуска пятого блока Нововоронежской АЭС и пути дальнейшего совершенствования установки

ВИХРЕВ Ю. В., ВОЗНЕСЕНСКИЙ В. А., ДЕНИСОВ В. П., ДУХОВЕНСКИЙ А. С., ИСАКОВ Н. А., КАМЫШАН А. Н., СЕДОВ В. К., СИДОРЕНКО В. А., СТЕКОЛЬНИКОВ В. В.

Введен в строй пятый блок Нововоронежской АЭС (НВАЭС) с ВВЭР-1000, строительство которого было начато в 1972 г. Этот блок является головным для большой серии АЭС, оснащаемых корпусными энергетическими реакторами водяного типа ВВЭР-1000.

Проект блока выполнен Институтом Теплоэлектропроект, главный конструктор ядерной паропроизводительной установки (ЯПСУ) — ОКБ Гидропрес, научное руководство разработками осуществлялось Институтом атомной энергии им. И. В. Курчатова. В создании уникального оборудования АЭС принимали участие ведущие предприятия страны: Ижорский и Кировский заводы, производственное объединение «Электросила», Харьковский турбинный завод и др.

Особенности реакторной установки для пятого блока НВАЭС

При разработке проекта ВВЭР-1000 для НВАЭС была поставлена задача создать блок электрической мощностью 1000 МВт, используя транспортное по железным дорогам оборудование и добиваясь значительного увеличения его единичной мощности с целью улучшения удельных

техничко-экономических показателей. Одновременно решалась задача создания блока, полностью соответствующего требованиям безопасности АЭС, введенным в начале 70-х годов.

Выполнение условия транспортабельности по железным дорогам ограничивает диаметр корпуса реактора до 450—460 см. При соответствующем диаметре активной зоны 310—320 см ее удельная мощность должна составлять 110—120 кВт/т, что на 30% выше по сравнению с ВВЭР-440. Создание такой активной зоны потребовало специальных мер по выравниванию поля энерговыделения в реакторе: выбора оптимального режима перегрузки, использования блокированных выгорающих поглотителей в свежих кассетах, устанавливаемых на периферии активной зоны, профилирования обогащения UO_2 по сечению кассеты.

Основные характеристики топлива были определены в результате оптимизационных расчетов [1] с вычислением экономических показателей. Выбранные значения диаметра твэлов 9,1 мм, отношения площади воды к площади UO_2 в активной зоне 1,85; обогащение топлива подпитки при трех перегрузках за трехлетнюю кампанию 4,4% соответствует минимуму приведенных затрат, связанных со строительством и эксплуатацией реактора, и обеспечивает среднюю глубину выгорания топлива в выгружаемых кассетах 40 МВт·сут/кг U . В СССР существуют предпосылки для достиже-

ния таких значений среднего выгорания твэлов из двуокиси урана. Например, две сборки ВВЭР-1000 в петлях МР достигли среднего выгорания более 40 МВт·сут/кг U. Испытания пятиборок продолжаются. До полного завершения экспериментального обоснования работоспособности твэлов при высоком выгорании для первого периода работы пятого блока НВАЭС предусмотрена ежегодная перегрузка половины топлива. В этом случае средняя глубина выгорания не превышает 30 МВт·сут/кг U.

В активной зоне реактора находится 151 топливная кассета. Для компенсации запаса реактивности предусмотрены две системы регулирования: борная и механическая. Большое число механических органов регулирования (109) при относительно малом числе поглощающих элементов (пэлов) в пучке (12) обусловлено стремлением создать на головном блоке возможность оперативного воздействия на распределение мощности в активной зоне и ограничить уменьшение поверхности теплообмена в кассете при наличии каналов для перемещения пэлов.

Органы регулирования разбиты на 14 симметричных групп, две из которых содержат поглотитель половинной длины для выравнивания аксиального распределения мощности. Перемещение органов СУЗ осуществляется линейным шаговым приводом со скоростью 5 см/с.

Для контроля за распределением энерговыделения в активной зоне предусмотрены датчик температуры на выходе каждой кассеты и 31 нейтронный измерительный зонд (НИЗ) с семью $n \rightarrow \beta$ -детекторами по высоте. 22 НИЗ равномерно распределены по активной зоне, остальные установлены в кассетах из различных групп симметрии.

Для корпуса ВВЭР-1000 потребовался материал, обладающий более высокой прочностью, чем сталь 15Х2МФ, используемая для ВВЭР-440. По результатам отработки технологии изготовления корпуса на заводе-поставщике была выбрана сталь 15Х2НМФА.

Главный циркуляционный контур (ГЦК) пятого блока НВАЭС включает в себя реактор тепловой мощностью 3000 МВт и четыре петли с внутренним диаметром трубопроводов 850 мм, каждая из которых состоит из главного циркуляционного насоса ГЦН-195, парогенератора ПГВ-1000 и одной главной запорной задвижки (ГЗЗ) на холодном и горячем трубопроводах петель. К неотключаемой части ГЦК подсоединен компенсатор объема и трубопроводы систем аварийного ввода бора и аварийного расхолаживания. Трубопроводы от четырех гидроемкостей для аварийного залива активной зоны при больших течах подключены непосредственно к корпусу реактора, попарно в верхний и нижний объемы.

При проектировании пятого блока НВАЭС исходили из условия обеспечения безопасности населения при максимальной аварии: мгновенном разрыве трубопровода Ду850, совпадающим по времени с режимом полного обесточивания АЭС. Весь ГЦК заключен в защитную оболочку из предварительно-напряженного железобетона, рассчитанную на давление 0,55 МПа. Предусмотрено трехкратное 100%-ное резервирование всех активных систем, обеспечивающих безопасность АЭС. На случай выхода из строя блочного щита управления (БЩУ) предусмотрен резервный щит, с которого можно осуществлять все необходимые операции по управлению системами безопасности, остановке и расхолаживанию АЭС.

Электрооборудование системы управления и защиты включает в себя системы формирования сигналов аварийной защиты (АЗ), группового и индивидуального управления органами регулирования и автоматического регулирования с необходимой аппаратурой и устройствами надежного питания. Срабатывание АЗ и работа регулятора мощности осуществляются по принципу «два из трех».

Для обработки и представления информации на АЭС создана система «Комплекс Уран-В», включающая в себя информационный комплекс М-60, вычислительный комплекс М-7000 и устройства отображения информации «Орион».

Оборудование для ГЦК с характеристиками и условиями эксплуатации, соответствующими требованиям для ВВЭР-1000, создавалось в СССР впервые. Одновременно была начата разработка нескольких типов ГЦН с угловой скоростью вращения рабочего колеса 105 и 157 рад/с. Наиболее быстро создать надежное уплотнение вала и полностью обосновать конструкцию путем полномасштабных стендовых испытаний удалось для ГЦН-195 с угловой скоростью вращения 105 рад/с, который и был выбран для пятого блока НВАЭС. Насыщенный пар с давлением 6,3 МПа вырабатывается традиционными для ВВЭР парогенераторами горизонтального типа [2] с трубами из аустенитной стали марки 0Х18Н10Т, работоспособность которых была подтверждена опытом эксплуатации АЭС в СССР.

Для обеспечения оперативности решений при эксплуатации головного блока с уникальным оборудованием предусмотрены запорные задвижки на петлях ГЦК, а также два турбогенератора типа К-500-60/1500 для выработки электроэнергии. Конденсаторы турбин охлаждаются с помощью искусственного пруда-охладителя.

Итоги пуска пятого блока НВАЭС

Основные этапы пусконаладочных работ. На пятом блоке НВАЭС пусконаладочные работы проводили по следующим этапам: функциональ-

ное опробование отдельных систем; гидравлические испытания и циркуляционная промывка ГЦК; первая ревизия оборудования ЯППУ; горячая обкатка ЯППУ; вторая ревизия оборудования ЯППУ; испытания защитной оболочки; загрузка активной зоны; физический пуск; энергетический пуск и поэтапное освоение мощности.

Продолжительность пусконаладочных работ начиная с этапа гидравлических испытаний и циркуляционной промывки до освоения проектной мощности (без учета непредвиденных ремонтов оборудования) планировалась равной 316 сут. На всех этапах до энергетического пуска параллельно с наладкой оборудования реакторной установки шли пусконаладочные работы в машинном зале, включая пуски турбогенераторов паром, поступавшим с третьего и четвертого блоков АЭС.

Пусконаладочные работы на пятом блоке были начаты в апреле 1978 г. после подачи питания на насосную станцию, предназначенную для заполнения пруда-охладителя, а в сентябре были поставлены под напряжение от резервного трансформатора секции 6 кВ собственных потребителей АЭС.

Начало комплексного опробования оборудования и систем АЭС — заполнение в июне 1979 г. первого контура для проведения гидравлических испытаний.

Фактическая продолжительность отдельных этапов пусконаладочных работ, включая необходимые ремонтные, составила: гидравлические испытания и циркуляционная промывка (с 20.06.79) 20 сут; первая ревизия (с 10.07.79) 102 сут; холодная и горячая обкатки (с 20.10.79) 21 сут; вторая ревизия (с 10.11.79) 53 сут; вторая горячая обкатка (с 02.01.80) 56 сут; третья ревизия (с 27.02.80), включая загрузку активной зоны (01—06.04.80) 38 сут; уплотнение реактора и гидравлические испытания ГЦК 62 сут; физический пуск (с 30.04.80) 17 сут; подготовка к энергетическому пуску и включение в сеть (с 17.05.80) 43 сут; освоение мощности с 30.05.80.

На этапе второй ревизии и перед началом физического пуска пять раз проводили испытания защитной оболочки на прочность и плотность.

Работы на отдельных этапах. Гидравлические испытания и циркуляционная промывка первого контура. Уплотнение реактора было проведено с помощью технологической крышки (штатная крышка на площадку в этот период еще не поступила). Сопротивление активной зоны имитировалось с помощью специального приспособления. Давление в реакторе и первом контуре поднималось до 24,5 МПа после предварительного разогрева теплоносителя до 100 °С теплом работающим ГЦН. Напряженное состояние оборудования ГЦК исследовали с помощью 200 тензорезисторов и более 50 термопар, установленных на одной из петель, системе компенсации объема и гидроемкостях. Определяли также значения механического напря-

жения в шпильках главного разъема. Среди различных программ следует отметить испытания ГЦН-195 и его вспомогательных систем; измерения гидравлических характеристик первого контура; расконсервацию парогенераторов; акустико-эмиссионный контроль корпуса реактора.

Гидроиспытания прошли успешно. Напряжение в элементах конструкций не превышало допустимых значений. Анализ акустико-эмиссионных измерений показал отсутствие в корпусе реактора дефектов, генерирующих акустические сигналы. При циркуляционной промывке были опробованы в работе все четыре ГЦН, что позволило выявить некоторое число небольших дефектов как в самих агрегатах, так и в их вспомогательных системах (маслосистеме, системе подпитки, промконтуре). Качество воды первого контура было доведено до нормативных показателей.

Первая ревизия оборудования ГЦК. В период первой ревизии, кроме осмотра и устранения дефектов оборудования для циркуляционной промывки, был окончен монтаж штатных систем АЭС и смонтированы специальные экспериментальные системы измерения, предназначенные для тщательного исследования напряженного состояния и вибрации в реакторе и внутрикорпусных устройствах (ВКУ), оборудования ГЦК, а также для изучения пульсаций давления теплоносителя и гидродинамических характеристик ГЦК при горячей обкатке.

О масштабе этой работы можно судить по следующим цифрам: на корпусе реактора, ВКУ, шпильках главного разъема, верхнем блоке, трубопроводах петли № 4, корпусе ГЦН № 4, компенсаторе объема (КО), трубопроводах КО, корпусе и коллекторах ПГ-4, трубопроводах емкостей системы аварийного охлаждения зоны было установлено около 500 тензорезисторов для измерения статического и динамического напряжения, 266 термопар, 73 датчика виброперемещений, более 80 датчиков пульсации давления. Активная зона была загружена имитаторами, имеющими одинаковые геометрические размеры со штатными кассетами. Для измерения гидравлических характеристик активной зоны был выполнен монтаж измерительной системы, включающей около 50 трубок для определения скоростей потока и отбора статического давления на входе и выходе из кассет.

В период первой ревизии были осмотрены все четыре ГЦН. Незначительные дефекты (натиры на втулке гидростатического подшипника, загрязнения фильтров и т. п.) были устранены.

Большой объем работ был выполнен по контролю металла корпуса реактора, трубопроводов и оборудования ГЦК. Сварные швы корпуса проверяли методами ультразвукового контроля и магнитно-порошковой дефектоскопии. Проведена цветная дефектоскопия внутренней поверхности корпуса, сварных швов трубопроводов Ду850.

Вывод сигналов от датчиков систем измерения, установленных внутри корпуса, осуществлялся через патрубки для органов регулирования на крышке реактора. Поэтому для ресурсных испытаний и проверки электросхемы СУЗ было установлено 69 приводов из 109.

Первая горячая обкатка. Во время первой горячей обкатки при давлении 15,7 МПа и температуре до 280 °С были измерены теплогидравлические характеристики ГЦН и активной зоны, механическое напряжение и вибрации на трубопроводах и оборудовании ЯППУ, а также пульсации давления теплоносителя в различных точках первого контура.

Измерения проводили в стационарных состояниях при различном числе работающих ГЦН в режиме разогрева — расхолаживания ГЦК и отдельных циркуляционных петель и в режиме срабатывания защитных устройств. Расход теплоносителя при работе четырех петель и температуре 280 °С составил ~ 90000 м³/ч при перепаде давления на ГЦН 0,62 МПа.

Вибрация элементов первого контура и внутрикорпусных устройств оказалась незначительной. Максимальная амплитуда виброперемещений ВКУ не превышала 30 мкм для блока защитных труб и 9 мкм для остальных элементов. Вибрация трубопроводов ГЦК не более 100 мкм, ГЦН — 120 мкм. Напряжение в конструкциях ЯППУ не превышало допустимых значений. Было установлено, что в переходных режимах наибольшие значения механического напряжения имеют место на патрубках корпуса и трубопроводах компенсатора объема. Полученные данные позволили дать рекомендации по наилучшим способам ведения режимов. Пульсации давления внутри корпуса реактора не превышают 0,02 МПа (наибольшее значение в области между днищем корпуса и шахтой реактора). Следует отметить, что результаты исследований соответствуют данным, полученным ранее на крупномасштабной модели реакторной установки ВВЭР-1000 (масштаб 1:5).

В период горячей обкатки проводили проверку и наладку приводов и электрической схемы СУЗ, ГЦН, аварийных систем, систем компенсации объема, подпитки — продувки, промежуточного контура, охлаждения шахтного объема и др.

На семи из установленных приводов в соответствии с программой было сделано по 300 полных двойных ходов и 20 сбросов аварийной защиты, на остальных — 30—40 двойных ходов.

Наибольшее число неполадок в период горячей обкатки было в работе электрической схемы СУЗ. На главных циркуляционных насосах отмечены протечки масла по разъемам электродвигателей, на ГЦН № 1 произошла поломка торсионного вала.

Вторая ревизия оборудования ЯППУ. Была проведена разборка реактора с удалением из него

оборудования систем экспериментальных измерений. При осмотре корпусов приводов СУЗ обнаружили повреждения нижних графитовых подшипников (сколы и трещины); на отдельных якорях, состоящих из трех сварных частей, в местах сочленения появились трещины. На основании принятых решений графитовые подшипники заменили бронзовыми, трещины на якорях отремонтировали подваркой. Были внесены также изменения в маслосистему ГЦН и конструкцию торсиона.

Учитывая отказ в электросхеме СУЗ и изменения в конструкции приводов и ГЦН, было принято решение о повторении горячей обкатки с имитационной зоной.

Вторая горячая обкатка. После включения ГЦН было обнаружено, что изменения, внесенные в маслосистему, в некоторых режимах приводят к нарушению в снабжении маслом подшипников электродвигателя и их перегреву. Были приняты дополнительные меры (увеличение объема маслобака, предназначенного для работы на «выбеге», врезка воздушников в трубопроводах сброса масла из маслобака, регулировка расхода масла и т. д.), которые позволили стабилизировать работу насосов. При обкатке были проведены ресурсные испытания 98 приводов, на 55 приводах сделано 300 двойных ходов, на остальных — по 100 двойных ходов.

Работа электросхемы СУЗ стала значительно лучше. После разборки реактора было установлено, что решение о замене подшипников на приводах СУЗ является правильным.

Третья ревизия оборудования ЯППУ. Исследование причин развития трещин на якорях приводов СУЗ показало, что материал в местах стыков имеет недостаточную ударную вязкость. Для улучшения свойств металла была проведена термообработка всех якорей в местах стыков по специальной методике. Дополнительные изменения, внесенные в конструкцию ГЦН, позволили улучшить центровку валов насоса и электродвигателя в процессе эксплуатации.

Перед загрузкой активной зоны были проведены промывка и заполнение борной кислотой систем аварийного ввода бора и расхолаживания реактора. Загрузка активной зоны проводилась перегрузочной машиной.

После уплотнения и заполнения реактора, проверки системы СУЗ, защит и блокировок реакторной установки 29.04.80 г. группы органов регулирования были подняты в верхнее положение и начато снижение концентрации борной кислоты для вывода в критическое состояние.

Физический пуск. Реактор был выведен в критическое состояние в 4 час 35 мин 30.04.80 г. при концентрации борной кислоты в первом контуре 8,1 г/кг Н₂О, температуре 107 °С, давлении 15,9 МПа и положении последней группы № 14

245 см от низа активной зоны (остальные группы подняты в верхнее положение).

В ходе физического пуска измеряли эффективность органов регулирования при различной температуре; температурный и барометрический коэффициенты реактивности при различных значениях концентрации борной кислоты в теплоносителе; эффективность борной кислоты; мощностной коэффициент реактивности в интервале мощности 0—3% номинальной.

Полная эффективность органов регулирования составила при 107 °С — 0,055, при 281 °С — 0,071. Температурный коэффициент реактивности в начале первой загрузки при полностью извлеченных органах регулирования слегка положительный $[(2 \div 7) \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}]$, барометрический эффект отрицательный и очень мал $(-4,1 \cdot 10^{-6} 1/\text{МПа})$, эффективность борной кислоты при 280 °С — 0,023 1/(г $\text{H}_3\text{BO}_3/\text{кг H}_2\text{O}$). Получено хорошее согласие расчетных характеристик с измеренными, а также с результатами проведенных ранее экспериментов со штатной зоной пятого блока НВАЭС на полномасштабном стенде.

В период физического пуска испытаниями на срабатывание при снижении давления в первом контуре были проверены системы ввода бора, обеспечивающие безопасность (насосы аварийного ввода бора и гидростатности).

После исследования режима охлаждения активной зоны естественной циркуляцией 30.05.80 включили в сеть турбогенератор № 14 с набором нагрузки 150 МВт.

Освоение мощности пятого блока НВАЭС. На 01.01.81 г. достигнутый уровень тепловой мощности реактора составил 75% номинальной. В процессе освоения мощности в соответствии с программой пуска была успешно выполнена проверка работы АЭС в режиме полного обесточивания, проведены испытания по саморегулированию АЭС и поведению блока при сбросах нагрузки, исследована неравномерность энерговыделения в активной зоне и состояние ТВЭЛов по радиохимическим анализам. Турбогенераторы проверены в работе на мощности 500 МВт (эл.).

Исследования показали, что распределение тепловых нагрузок в активной зоне соответствует проектному (максимальная неравномерность мощности касет для данного этапа не превышает 1,4). Уровень осколочной активности теплоносителя достаточно низок. Практически без замечаний работает все основное оборудование ЯППУ.

В настоящее время завершается подготовка к выводу пятого блока НВАЭС на номинальную мощность.

Выводы. Пусконаладочные работы и испытания, проведенные на пятом блоке НВАЭС, подтвердили правильность основных проектных и конструкторских решений, принятых при создании систем и оборудования ЯППУ. Все основное оборудова-

ние пятого блока создавалось в Советском Союзе впервые. Этим можно объяснить отдельные дефекты конструкционного и технологического характера.

Распространение и внедрение опыта строительства пятого блока НВАЭС позволит существенно сократить сроки наладки оборудования блоков с ВВЭР-1000.

Первый этап модернизации реакторных установок ВВЭР-1000

Для первых двух блоков Южно-Украинской и Калининской и третьего блока Ровенской АЭС компоновка и основное оборудование реакторной установки сохраняются аналогичными пятому блоку НВАЭС, но в конструкции самого реактора внесены существенные изменения. За счет перехода на бесчехловую конструкцию в активной зоне удалось разместить 163 топливные кассеты вместо 151 при сохранении внутреннего диаметра корпуса и шага расположения ТВЭЛов. Число органов регулирования уменьшено до 61, а число поглощающих элементов в пучке увеличено с 12 до 18. В результате поверхность теплообмена в активной зоне возросла на 6%, что вместе со снижением микронеравномерности энерговыделения по кассете в принципе создает возможность некоторого повышения тепловой мощности реактора.

Среди прочих изменений следует отметить применение другого привода органов регулирования, позволившего сократить высоту реактора на 3,4 м, и увеличение объема контроля за распределением энерговыделения в активной зоне с помощью $n \rightarrow \beta$ -детекторов. Для производства электроэнергии использован один турбогенератор К-4000-60/1500 мощностью 1000 МВт (эл.), что снизило затраты на сооружение блока. Проекты строящихся АЭС разработаны для районов с сейсмичностью 5—6 баллов по шкале MSK-1964.

Второй этап модернизации реакторных установок ВВЭР-1000

Дальнейшую модернизацию реакторных установок ВВЭР-1000 (см. таблицу) предполагается проводить путем применения более совершенного оборудования, упрощения компоновки АЭС в целом, оптимизации теплотехнических параметров и режимов перегрузки, внедрения систем оперативного контроля за прочностью и работоспособностью оборудования. Основные решения по конструкции реактора и активной зоны, принятые на первом этапе модернизации, сохраняются.

Улучшение компоновки ГЦК в проектах достигается путем отказа от главных запорных задвижек; после завершения разработки будет рассмотрена возможность применения насосного агрегата с угловой скоростью вращения вала 315 рад/с и

Сравнительные характеристики реакторных установок ВВЭР-1000

Параметр	Пятый блок НВАЭС	I этап модернизации	II этап модернизации
Тепловая мощность, МВт	3 000	3 000—3 200	3 000—3 200
Давление теплоносителя, МПа	15,7	15,7	15,7
Средняя температура теплоносителя, °С	306	306—307	306—310
Расход теплоносителя через реактор, м³/ч	80 000	80 000	80 000
Наружный диаметр корпуса реактора, мм	4 535	4 535	4 535
Высота реактора в сборе, мм	22 592	18 770	19 137
Эквивалентный диаметр активной зоны, см	312	316	316
Высота активной зоны в рабочем состоянии, см	356	356	356
Удельная мощность активной зоны, кВт/л	111	107—115	107—115
Число топливных кассет	151	163	163
Форма и тип топливной кассеты	Шестигранник с чехлом	Шестигранник без чехла	Шестигранник без чехла
Размер кассеты «под ключ», мм	238	234	234
Загрузка топлива в активную зону (UO ₂), т	75,5	80	80
Наружный диаметр и шаг расположения твэлов, мм	9,1/12,75	9,1/12,75	9,1/12,75
Средний тепловой поток, Вт/см	176	166—177	166—177
Длительность кампании топлива, год	2/3	3	3
Число перегрузок за кампанию	2/3	3	3/6
Обогащение свежего топлива в стационарном режиме перегрузки, %	3,3/4,4	4,4	4,0—4,4
Средняя глубина выгорания топлива, МВт·сут/кг	27/40	40	40
Число органов регулирования	109	61	61
Число поглощающих элементов в органе регулирования	12	18	18
Число датчиков температуры на выходе из кассет	151	Около 100	Около 100
Число внутриреакторных датчиков нейтронного потока	31×7	72×7	72×7
Число ГЦН	4	4	4
Угловая скорость вращения ГЦН, рад/с	105	105	157/315
Наличие запорных задвижек на петлях ГЦК	Есть	Есть	Нет
Количество и тип турбогенераторов	2×К-500—60/1500	1×К-1000—60/1500	1×К-1000—60, 1×К-1000—65, 2×ТК-500—60
Свободный объем герметичных помещений, м³	70 000	70 000	55 000
Учет в проекте специальных условий	—	Сейсмостойкость 5 ÷ 6 баллов	Сейсмостойкость 8 ÷ 9 баллов, тропический климат

весовыми характеристиками примерно вдвое лучшими, чем у насосов ГЦК-195; транспортировку внутриреакторных устройств во время перегрузки предполагается проводить под слоем воды, что позволит снизить высоту подкрановых путей в защитной оболочке на ~6 м. В результате перечисленных мероприятий для четырехконтурного ГЦК объем защитной оболочки сокращается на 20—30 %. Предельные параметры паровоздушной смеси при максимальной аварии (0,49 МПа, 150 °С), принятые при разработке оборудования, из-за уменьшения объема ГЦК сохраняются.

Дальнейшие упрощения компоновки реакторной установки ВВЭР-1000 возможны при использовании схем ГЦК с двумя-четырьмя ГЦН и двумя парогенераторами.

Для ВВЭР-1000, вводимых в строй до 1990 г., не следует ожидать штатного использования иного ядерного топлива, чем UO₂. Однако определенное улучшение топливного цикла возможно путем

оптимизации режимов перегрузки. В частности, предусматриваются мероприятия (снижение времени сборки — разборки реактора и времени профилактических ремонтов оборудования), которые сделали бы выгодным переход на две перегрузки топлива в году со снижением топливной составляющей стоимости электроэнергии на 8—9 %.

Дальнейшего повышения уровня безопасности реакторных установок ВВЭР-1000 предполагается добиться путем развития системы внутриреакторных измерений, внедрения оперативных систем контроля за состоянием оборудования и металла ГЦК. В настоящее время СССР и страны СЭВ осуществляют совместную программу (включающую испытания на действующих реакторах) для отработки методов регистрации изменений в спектре шумов при нарушениях нормальной работы реакторной установки, в том числе при возникновении кипения в активной зоне.

Разрабатываются научные основы и создается аппаратура для обнаружения и классификации

дефектов в материалах оборудования ГЦК методом акустической эмиссии.

По мере исчерпания ресурсов обычного топлива число районов СССР, где экономически целесообразно сооружение АЭС, в предстоящем десятилетии будет расширяться. В связи с этим, а также с учетом возможной поставки на экспорт, перспективные реакторные установки рассчитаны на воздействие землетрясения силой до 9 баллов (максимальное ускорение на уровне грунта $0,4 g$), использование морской воды для охлаждения вспомогательного оборудования и размещение в местах с влажным тропическим климатом.

Предполагается, что АЭС с ВВЭР-1000 будут использоваться для обеспечения переменного графика нагрузки энергосистем. Требования к таким АЭС в настоящее время формулируются и предусматривают возможность ежедневных отключений от сети, повышенные скорости изменения нагрузки, сохранение блоков в работе при снижении частоты вплоть до 46 Гц. Предстоит решение целого ряда проблем и, в первую очередь, создания конструкции и экспериментальной проверки твэла, работоспособного при длительных циклических нагрузках. Возможно, что ВВЭР-1000, предназначенные для регулирования мощности и частоты в системе, будут работать с меньшими тепловыми нагрузками, чем базовые реакторы, но при более высоких параметрах теплоносителя.

Важным аспектом использования ВВЭР-1000 является применение их для целей теплофикации. Проведенные к настоящему времени технико-экономические рассмотрения вариантов теплоснабжения ряда больших городов в Европейской части СССР от источников на ядерном и органическом топливе указывают на выгодность применения атомных станций теплоснабжения (АСТ) для производства тепла и атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ) для совместного производства тепла и электроэнергии по сравнению с котельными и ТЭЦ на органическом топливе. Выбор АТЭЦ или АСТ зависит от условий данного города.

В реакторной установке ВВЭР-1000 для АТЭЦ не предполагается каких-либо существенных изменений. Теплоснабжение потребителей будет осуществляться от отборов теплофикационно-конденсационной турбины ТК-500/60, обеспечивающей максимальную выработку тепла 450 Гкал/ч при электрической нагрузке около 450 МВт .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вознесенский В. А. и др. — Атомная энергия, 1977, т. 43, вып. 6, с. 445.
2. Титов В. Ф. и др. Основные направления разработки парогенераторов для АЭС с ВВЭР в Советском Союзе. Доклад на советско-итальянском семинаре «Современные проблемы энергетики», Москва, 21—24 ноября 1977 г.

УДК 621.039.558

Обеспечение безопасности атомных энергоисточников

СИДОРЕНКО В. А., КОВАЛЕВИЧ О. М.

Развитие ядерной энергетики (ЯЭ) в СССР на рубеже 80-х гг. характеризуется дальнейшим последовательным наращиванием мощностей АЭС в наиболее заселенной и промышленно развитой европейской части СССР и поисками новых областей применения атомной энергии, в первую очередь для бытового и промышленного теплоснабжения. Рост мощностей АЭС происходит главным образом за счет тепловых реакторов — корпусных водо-водяных типа ВВЭР и канальных уран-графитовых типа РБМК. В целях использования атомной энергии для теплоснабжения исследуют реакторы различных типов, первым шагом в этом направлении является строительство головных блоков атомных станций теплоснабжения (АСТ) с реакторами водо-водяного типа в непосредственной близости от таких крупных городов, как Горький и Воронеж.

Крупномасштабное строительство АЭС и планирование их размещения в ближайшие 10—15 лет при уровне электрической мощности в несколько

десятков ГВт обусловили определенный подход в решении вопросов безопасности при сооружении станций, отличающийся от подхода к обеспечению безопасности опытно-промышленных АЭС первого поколения [1]. Создание АСТ в силу специфики их расположения и назначения потребовало разработки нового подхода, который логически связан с требованиями обеспечения безопасности для АЭС.

Долгосрочные прогнозы развития ЯЭ как составляющей топливно-энергетического комплекса страны на далекую перспективу ставят вопрос об «экологической емкости» европейской части страны (здесь вопросы радиационной безопасности занимают центральную роль) по отношению к атомным станциям, т. е. о предельно допустимой мощности АЭС, которые могут быть размещены на этой территории без нежелательного экологического воздействия. Решение задачи в такой постановке сможет также потребовать в будущем на качественно новом уровне мощностей ЯЭ дополнитель-