

## О профиле блоков АЭС

Е. П. АНАНЬЕВ, Г. Н. КРУЖИЛИН

УДК 621.311.2:620.9

Энергетики старшего поколения помнят, каким огромным техническим достижением был выпуск в 1930 г. уникальной в то время первой паровой турбины мощностью 25 *Мвт* с давлением 30 *ата*.

Еще более поразительным было создание в дальнейшем паровых турбин мощностью 50 и 100 *Мвт*. В конце сороковых годов началось использование водяного пара высокого давления — 100 и 140 *ата* — с установкой на электростанциях паровых турбин мощностью 150 и 200 *Мвт*.

При разработке первых промышленных АЭС в начале 50-х годов тоже имелись в виду единичные мощности до 200 *Мвт*. В 1960—1961 гг. построены первый блок мощностью 100 *Мвт* с реактором канального типа на Белоярской АЭС и первый блок мощностью 210 *Мвт* с водо-водяным корпусным реактором на Ново-Воронежской АЭС. Открылись перспективы широкого строительства новых АЭС.

Однако в этот период в энергетике на органическом топливе уже определился новый технический этап с использованием водяного пара закритического давления. Оказалось возможным создание паровых турбин на 300—500 *Мвт* и даже более мощных. Выявилась целесообразность создания блоков паровой котел — турбина — электрогенератор. Переход на блоки такой большой единичной мощности обеспечил резкое увеличение производства энергетического оборудования на тех же заводских площадях и соответственно более быстрое развитие энергетике.

Как известно, в самом начале этого этапа довольно распространенным было мнение, что вместе с ростом единичной мощности блоков будет происходить существенное снижение стоимости строительства тепловых ГРЭС (например, в два раза в расчете на установленный 1 *квт*). На самом деле последнее обстоятельство оправдалось лишь частично.

Упомянутый уровень мощности энергоблоков на органическом топливе определил новые задачи в разработке конкурентоспособных АЭС. Благодаря этому в нашей стране последовательно были созданы ядерные реакторы электрической мощностью до 440 *Мвт* и разработаны проекты реакторов электрической мощностью 1000 *Мвт*, принятые к осуществлению. Имеются идеи относительно разработки реакторов существенно большей мощности.

Что касается удельной стоимости строительства АЭС с современными мощными реакторами, то по опыту проектирования и строительства с ростом единичной мощности реактора она уменьшается, но не сильно. В этом отношении в общем повторяется уже упомянутый опыт строительства энергоблоков на органическом топливе.

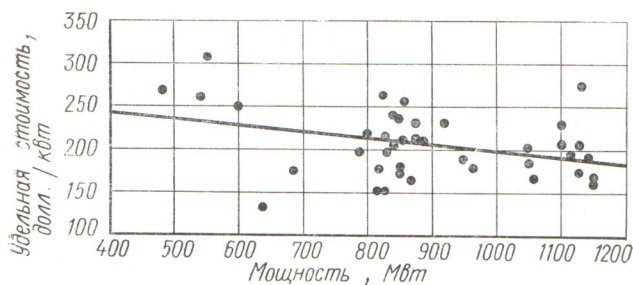
Подобная картина наблюдается также в США. Для иллюстрации на рисунке приводится график зависимости стоимости установленного 1 *квт* от электрической мощности реакторов типов PWR и BWR [1].

Из рисунка видно, что при изменении мощности блока от 800 до 1200 *Мвт* удельная стоимость строительства АЭС в США понижается примерно на 15%. Учитывая эти данные, едва ли можно ожидать существенного понижения затрат на установленный 1 *квт* также и в наших условиях при мощностях, больших 1000 *Мвт*.

Поэтому в пользу дальнейшего повышения единичной мощности блока будет в основном свидетельствовать ее позитивное влияние на темпы прироста новой энергетической мощности.

Кроме того, надо считаться с тем, что с повышением мощности блока существенно усложняется проблема его надежности в условиях эксплуатации. Увеличение мощности блоков АЭС до сих пор происходило в порядке вынужденной конкуренции с ГРЭС на органическом





Зависимость удельной стоимости АЭС от электрической мощности (нетто).

топливе. При этом имелось в виду, что степень надежности работы АЭС будет оставаться на соответствующем уровне. Но практического опыта в этом отношении еще нет. Тенденция же дальнейшего повышения мощности блоков АЭС по-прежнему вытекает из условия конкуренции с обычными ГРЭС, а не из логики собственного развития. Такая тенденция представляется несколько преждевременной, по крайней мере до тех пор, пока на самом деле не будет фактически реализована должная эксплуатационная надежность блоков мощностью до 1000 Мвт. Вместе с тем нельзя не признать, что такая гигантская мощность блока, конечно, не менее удивительна и поразительна, чем мощность в 100 Мвт в конце 30-х годов и что этот масштаб совместим с возможными сейчас предположениями относительно темпов развития нашей энергетики.

Прямая связь проблемы надежности с мощностью блока особенно наглядна применительно к блокам на органическом топливе. Достаточно сказать, что с ростом мощности блока пропорционально увеличивается поверхность нагрева парового котла и соответственно возрастает вероятность аварийных остановок блока из-за течи в сварных швах труб, повреждений самих труб и т. п. С другой стороны, каждая аварийная остановка мощного блока приводит к весьма существенному «ущербу» в связи с прекращением отпуска электроэнергии в энергосистему.

Этот ущерб по минимальной оценке определяется так: по существующим правилам [2] за недоотпуск энергии на производственные нужды потребителя электроснабжающая организация уплачивает штраф, равный восьмикратной тарифной стоимости, которая составляет 0,5 коп. за 1 квт·ч, т. е. по уровню стоимости производства электроэнергии на лучших современных ГРЭС величина ущерба равна

4 коп. за недоотпущенный 1 квт·ч. Специальные оценки показывают, что народнохозяйственный ущерб может достигать 10—60 коп. за недоотпущенный 1 квт·ч [3]. Если считать, что ущерб составляет 4 коп. на 1 квт·ч, потеря от простоя блока мощностью 300 Мвт составит около 300 тыс. руб. в сутки. Поэтому справедливо считать, что применительно к мощным энергоблокам технология производства оборудования должна существенно совершенствоваться с тем, чтобы при повышении единичной мощности вероятность аварий не увеличивалась, а уменьшалась.

Эксплуатация АЭС связана с радиоактивностью. Последствия аварий реактора и первого контура нельзя устранить в сроки, в которые ликвидируются аварии в паровых котлах. Даже мелкие аварии в этой части реактора требуют остановки, как правило, на многие сутки. Исправление же повреждений в активной зоне корпусных реакторов требует нескольких месяцев. Авария реактора электрической мощностью 1000 Мвт (при остановке которого по аналогии с ГРЭС ущерб от недовыработки электроэнергии будет составлять около 1 млн. руб. в сутки) была бы связана с народнохозяйственным ущербом, равным стоимости строительства блока в целом.

Для характеристики условий ремонта реакторной части АЭС напомним, что по опубликованному данным аварийная остановка водяного реактора фирмы «Вестингауз» на АЭС в Арденах (Франция) длилась 778 дней [4]. На этом реакторе в результате силового воздействия потока охлаждающей воды на конструкции внутри корпуса реактора была сорвана значительная часть шпилек, скрепляющих торцы двух цилиндрических частей шахты активной зоны. Для осуществления необходимых ремонтных работ потребовался полный демонтаж внутрикорпусных устройств, а также выполнение некоторых технологических операций в условиях высокой радиоактивности с предварительным созданием соответствующих защитных устройств и специальных инструментов.

Аварии с внутрикорпусными конструкциями происходили также и на других реакторах этого типа. Серьезные аварии были на американском реакторе с натриевым охлаждением «Энрико Ферми», работающем на быстрых нейтронах. В частности, в октябре 1966 г. на этом реакторе произошло расплавление твэлов по причине перекрытия входного сечения двух рабочих каналов куском металла. Вызванные ава-



рей ремонтные работы продолжались четыре года. В мае 1967 г. произошла авария на магнетронном реакторе № 2 в Чапел-Кроссе (Англия). При этом в одном из 1700 каналов из-за попадания в его входное сечение обломка графитовой ступки расплавились шесть твэлов. Реактор простоял в ремонте два года.

Учитывая уже имеющийся опыт эксплуатации и ремонта АЭС, можно предполагать, что в отношении обеспечения надежности работы мощных энергетических блоков АЭС будут оправданы любые затраты. Во всяком случае надо считать, что для АЭС проблема надежности имеет чрезвычайную остроту вследствие ее новизны и специфичности.

Кроме вопросов конструирования оборудования для АЭС, технологии его изготовления и контроля имеют значение также некоторые общие принципы. Считается, что вспомогательное оборудование должно устанавливаться с необходимым резервом, причем предпочтение отдается более простым по схеме и проверенным по надежности образцам. Интересно отметить, что, исходя из опыта эксплуатации тяжеловодного канального кипящего реактора SGHWR электрической мощностью 100 Мвт, англичане приняли решение производить замену топлива при полной остановке (два раза в год) как этого реактора, так и будущих мощных энергетических реакторов такого типа, поскольку при этом все операции проще и надежнее, чем при перегрузке на ходу, предполагавшейся ранее [5]. С другой стороны, перегрузка реакторов с газовым охлаждением на ходу по опыту эксплуатации в Англии и Франции оказалась целесообразной.

Следует затронуть также вопрос об отношении к автоматическим системам управления и защите ядерного реактора. Так, например, в работе [6] отмечается, что во Франции имелось относительно много аварийных остановок реакторов из-за неполадок в самих системах автоматики, поэтому специалисты пришли к выводу о необходимости предельного упрощения этой системы, а также отказа от автоматизации тех процессов, с управлением которых может справиться человек. Специфика ядерного реактора делает его удобным для полной автоматизации. Вследствие этого высказанное мнение может восприниматься как парадоксальное. Тем не менее оно определилось уже довольно давно и на самом деле отражает существо дела. Вместе с тем в системах автоматики широко практикуется установка резервного оборудования, а также осуществление параллельных

электрических цепей с целью исключения остановок реакторов вследствие «ложных» срабатываний аварийной защиты. Применяется также схема защиты «два из трех», принцип работы которой сводится к тому, что защита срабатывает только при получении двух однотипных сигналов из трех.

В отношении автоматики встречаются также тенденции обратного характера, в частности, в виде предложений об установке на реакторе систем автоматического управления с помощью ЭВМ. Это привело бы к соответствующему усложнению электрических цепей и увеличению их числа в общей схеме автоматики и в результате к понижению ее надежности. Поэтому применение этих систем управления в блоках АЭС пока должно быть осторожным.

В связи с надежностью заслуживают особого внимания вопросы прочности. Они больше всего касаются корпуса водо-водяного реактора. По проекту при электрической мощности реактора 1000 Мвт давление в корпусе 170 ата, диаметр корпуса 4290 мм, толщина стенки до 210–255 мм, диаметр входных патрубков 850 мм, толщина фланца корпуса 385 мм, диаметр шпилек на фланце 150 мм. При столь больших размерах, в том числе большой толщине стенки корпуса, с изменением температур в период пуска и остановки реактора механические напряжения в некоторых областях, особенно вблизи патрубков, неизбежно будут существенно превышать предел упругости и после повторных деформаций в пластической области вызывать понижение пластичности, т. е. повышение склонности к хрупкости, могущей затем привести к хрупкому трещинообразованию. Вследствие этого по условиям прочности скорость изменения температур в такого рода конструкциях жестко ограничивается. Кроме того, должно ограничиваться также общее число полных остановок водо-водяного реактора (остановок до его холодного состояния). К сожалению, еще нет методов надежного расчета этих процессов. Но в связи с довольно многочисленными случаями появления трещин в барабанах паровых котлов известно, что допустимое число остановок до холодного состояния такого рода сосудов невелико. По мнению английских специалистов [7], число таких остановок в течение всей жизни реактора не должно превышать приблизительно 100. Принимая расчетный полный период эксплуатации реактора равным 30 годам, следует считать, что в среднем холодных остановок реактора не должно быть более трех в один



год. Очевидно, эти цифры весьма жесткие, но с ними надо считаться, поскольку они касаются сохранности реактора.

С этой точки зрения в блоке с водо-водяным реактором благоприятным является наличие нескольких циркуляционных петель. При аварийной остановке одной из них работа блока будет продолжаться. Без особых трудностей возможно осуществление резервирования в системе автоматики и защиты реактора. Вместе с тем представляется необходимым также резервирование по турбинам. Практически это означает, что в блоке с реактором следует устанавливать два турбогенератора с тем, чтобы при аварийном отключении одного из них не было полной остановки реактора до холодного состояния. Это последнее обстоятельство до сих пор не считалось обязательным.

Следует считаться с тем обстоятельством, что при аварийных остановках реактора скорость изменения температур в его стенках может быть существенно больше, чем предусматривается проектом и инструкцией. Поэтому допустимое число подобных остановок может быть меньше, чем предполагается. При этом особенно большую роль играет фактор масштабы узлов реактора.

Следует коснуться также других аспектов этой проблемы. Применительно к реактору в 1000 *Мвт* установка двух турбогенераторов по 500 *Мвт* вместо одного на 1000 *Мвт* будет несколько дороже. Но при двух турбогенераторах имеются некоторые эксплуатационные выгоды. Если предположить, что турбогенератор в моноблоке аварийно останавливается один раз в год, то при наличии в блоке двух турбогенераторов той же надежности следует ожидать одно аварийное отключение каждого из них, т. е. два отключения турбогенераторов в год. В этом случае по числу отключений аварийность повышается. Однако, если считать, что время простоя генераторов одинаково, то в обоих упомянутых случаях недовыработка электроэнергии тоже будет одинаковой. В действительности можно считать, что турбина меньшей мощности имеет несколько большую надежность благодаря, в частности, соответственно менее развитому облопачиванию, меньшей длине вала и меньшим размерам конденсатора. Кроме того, она требует соответственно несколько меньших затрат на ревизию и ремонт. Поэтому можно считать, что в общем коэффициент использования (или, по крайней мере, готовности) двух турбогенераторов в блоке выше, чем одного более мощного. Существенно

также, что одновременность аварий обоих турбогенераторов маловероятна. Благодаря этому при аварийном отключении одного из них блок будет продолжать вырабатывать электроэнергию, причем сохранится и должный ритм работы эксплуатационного персонала АЭС. Условия работы энергосистемы в целом также будут более благоприятными и менее напряженными, поскольку отключение, например, турбогенератора на 500 *Мвт* в блоке мощностью 1000 *Мвт* для энергосистемы несравненно меньшая неприятность, чем выход из строя агрегата мощностью 1000 *Мвт*.

В пользу компоновки блока с двумя турбогенераторами ранее приводился довод большей надежности реактора по сравнению с турбогенератором [8]. Такой аргумент является правильным, особенно применительно к водо-водяному реактору. В этом реакторе, как уже отмечалось, надежность циркуляции теплоносителя обеспечивается параллельно работающими циркуляционными петлями, а надежность системы автоматического регулирования и защиты — резервами в оборудовании. Относительно слабым местом являются твэлы, поскольку их общее число в активной зоне составляет несколько десятков тысяч, вследствие чего нарушение герметичности отдельных твэлов практически неизбежно. Однако опыт показал, что при этом работа блока может продолжаться достаточно успешно, поэтому остановки реактора вовсе не требуется. В отличие от реактора турбогенератор представляет собой несравненно более сложную динамическую систему, чем реактор. По надежности турбогенератор существенно уступает реактору. С этой точки зрения для выравнивания надежности двух главных агрегатов блока, по-видимому, целесообразно иметь в блоке два турбогенератора.

Таким образом, в блоках АЭС, особенно с водо-водяными реакторами, следует устанавливать по два турбогенератора. В частности, в блоке на 1000 *Мвт* нужно устанавливать два турбогенератора по 500 *Мвт*. Этот вариант интересен также в том отношении, что турбины на насыщенном паре мощностью 500 *Мвт* могут изготавливаться на 3000 *об/мин*. Турбины же на 1000 *Мвт*, необходимые для моноблоков, обязательно должны быть тихоходными (на 1500 *об/мин*) с соответственно большими габаритами и общим весом. Так, по сообщению работы [9], турбина фирмы «Дженерал электрик» на насыщенном паре мощностью 1000 *Мвт* на 1800 *об/мин*, состоящая из цилиндра высокого давления и трех двухпоточных цилиндров



низкого давления, имеет общую длину вала 61 м. В упомянутом отношении эти тихоходные машины не могут рассматриваться как прогрессивные. Поэтому вопрос об отходе от них обратно к турбогенераторам на 3000 об/мин, по-видимому, представляет интерес. Отметим, что советская турбина мощностью 500 Мвт и со скоростью вращения ротора 3000 об/мин имеет вал длиной около 41 м.

Хотелось бы снова подчеркнуть, что главной представляется проблема предотвращения остывания реактора до холодного состояния вследствие опасения за прочность его корпуса. Авторы отдают предпочтение варианту блока с двумя турбогенераторами как наиболее рациональному и целесообразному с упомянутых точек зрения.

Поступила в Редакцию 1/III 1971 г.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. P. Z m o l a. Size effect and cast of incremental capacity for light water reactors. Symposium. Vienna, IAEA, October, 1970.

2. Правила пользования электрической и тепловой энергией. Пункт 72. М., «Энергия» 1970.  
 3. Ю. Б. Гук, Н. А. К а з а к, А. В. М я с н и к о в. Теория и расчет надежности систем электроснабжения. М., «Энергия», 1970, стр. 172.  
 4. L. A b o u d a r h a m et al. Energie Nucl., 12, No. 3, 211 (1970).  
 5. E. G a b r i e l, D. S m i t h. The steam generating heavy water reactor (SGHWR) — technical status and operating experience. Symposium IAEA, Vienna, October, 1970.  
 6. A. M e t t e i l. Problemes poses par l'exploitation des centrales nucleaires. Symposium. Vienna, IAEA, October, 1970.  
 7. P. A s h m o l e, G r e g o r y. Operating requirements for nuclear plant in the U. K. and their effects on station design. Symposium. Vienna, IAEA, October, 1970.  
 8. Ю. Д. А р с е н ь е в, Г. Н. К р у ж и л и н. «Атомная энергия», 28, 291 (1970); Ю. Д. А р с е н ь е в. К обоснованию выбора турбин для реакторов АЭС. Симпозиум МАГАТЭ, Вена, октябрь, 1970.  
 9. K. R i c h a r d, C. S c h a b t a c h. The future on nuclear steam power generation. World power conference, Tokyo, October, 1966.

## Рефераты статей, опубликованных в настоящем выпуске

УДК 624.311.2:620.9

О профиле блоков АЭС. Е. П. А н а н ь е в, Г. Н. К р у ж и л и н. «Атомная энергия», 31 443 (1971).

Описывается проблема надежности элементов крупных АЭС — основного фактора, влияющего как на экономические показатели АЭС, так и на экономику энергоснабжения. Рассматривается АЭС с мощными реакторами, работающими в блоке с турбогенераторами. Анализируются проблемы прочности, резервирования систем автоматики управления реактором, циркуляционных петель и турбогенераторов.

Дается оценка турбогенераторов как системе, в динамическом отношении более сложной, чем реактор. Выбор единичной мощности, скорости вращения турбины (3000 или 1500 об/мин) сам по себе, как полагают авторы, представляет интерес и самостоятельную проблему.

Показано, что для АЭС большой мощности целесообразно применять две турбины на один реактор. (1 рис., 9 библиографических ссылок).

УДК 669.017.3

Влияние напряжений на текстуру закалки урана. В. Ф. З л е с к и й, В. С. К р а с н о р о у ц к и й. «Атомная энергия», 31, 449 (1971).

Изучено влияние внешних и внутренних напряжений на формирование текстуры в уране в процессе  $\beta \rightarrow \alpha$ -перехода при различных скоростях охлаждения.

Установлено, что характер текстуры, формирующейся в уране, зависит от скорости охлаждения из  $\beta$ -фазы и обусловлен определенными ориентационными соотношениями.

Вследствие этого напряжения одного знака способствуют формированию в уране различной текстуры в зависимости от скорости охлаждения. Степень выраженности текстуры в каждом случае определяется величиной внутренних напряжений, возникающих в уране в процессе охлаждения из  $\beta$ -фазы. (4 рис., 8 библиографических ссылок.)

УДК 550.8:553.495

Роль структурно-морфологических факторов в формировании зон гипергенеза трещинного типа в уран-молибденовых месторождениях К. В. С к в о р ц о в а, И. С. М о д н и к о в «Атомная энергия», 31, 453 (1971).

Для группы уран-молибденовых месторождений, приуроченных к вулканическим аппаратам девонского возраста, рассмотрено значение структуры и формы рудных тел в формировании зон гипергенеза трещинного типа.

Установлено, что формы выделений и глубина распространения минералов в трещинных зонах окисленных руд зависят от условий циркуляции поверхностных окисляющих вод по трещинам в рудных штоках; для некоторых типов уран-молибденовых руд при одинаковом составе гипогенных образований возможно формирование гипергенных руд разного состава.

Отмечены общие закономерности зонального распределения уран-молибденовых минералов в зоне гипергенеза, имеющие значение для оценки глубины эрозионного среза месторождений. (5 рис., 5 библиографических ссылок.)

УДК 539.125.5.162.2:621.039.512.45

Анализ экспериментов по термализации нейтронов в системе графит — вода. В. И. М о с т о в о й, Г. Я. Т р у х а н о в, Ю. А. С а ф и н, В. Н. М о с к о в к и н. «Атомная энергия», 31, 459 (1971).

В работе анализируются пространственно-энергетическое распределение нейтронов, измеренное методом времени пролета в различных точках системы графит — вода при высоких температурах графита. Проведено сравнение с результатами многогруппового расчета кинетического уравнения. Кратко излагаются методы извлечения первой длины релаксации и длины ретермализации из экспериментальных данных. Приводятся длины релаксации и ретермализации для графита и воды при различных температурах графита. (6 рис., 3 табл., 12 библиографических ссылок.)