

## Возможные пути развития водо-водяных энергетических реакторов

СКВОРЦОВ С. А.

УДК 621.039.524.44

### Общее направление развития

По сравнению с другими вариантами энергетический водо-водяной реактор (ВВЭР) обладает двумя преимуществами: стоимость сооружения АЭС и расчетные затраты на выработку электроэнергии получаются минимальными при использовании такого реактора.

Кроме того, эти реакторы надежны в эксплуатации, имеют высокий коэффициент использования мощности; применяемые материалы (например, вода) недефицитны и дешевы; наладка и ввод в эксплуатацию просты. Для достижения полной мощности после окончания наладочных работ требуется небольшой срок (3—4 месяца).

Очевидно, что пока эти преимущества (в особенности первые два) сохраняются, реакторы ВВЭР будут применяться на электростанциях.

В реакторах ВВЭР могут быть использованы в качестве горючего  $^{235}\text{U}$  и некоторая (сравнительно небольшая) доля  $^{238}\text{U}$ , превращаемая в реакторе в плутоний. В связи с этим распространено мнение, что эти реакторы со временем должны уступить место быстрым размножителям, позволяющим принципиально ввести в топливный цикл весь  $^{238}\text{U}$ , в частности размножителям с натриевым теплоносителем.

Необходимо иметь в виду, однако, что поскольку пока еще не получен достаточный промышленный опыт работы быстрых реакторов, их экономические показатели и эксплуатационные достоинства остаются неизвестными. Использование натриевого теплоносителя, бурно реагирующего с водой, необходимость постоянного поддержания инертной атмосферы над уровнем натрия и подогрева теплоносителя до температуры  $\sim 100^\circ\text{C}$ , чтобы поддерживать его в жидком состоянии, безусловно, создадут определенные трудности при проведении ремонтных работ и удорожат эксплуатацию. Кроме того, не следует забывать, что применение быстрых размножителей связано с необходимостью решения целого комплекса сопутствующих вопросов (например, переработка горючего и изготовление твэлов из вторичного горючего). Техничко-экономические показатели сопутствующих процессов также пока не ясны.

В связи с этим вряд ли можно рассчитывать на очень скорое вытеснение реакторов ВВЭР натриевыми размножителями.

Помимо этого, первоначальный пуск быстрых реакторов на  $^{235}\text{U}$ , по современным представлениям, не является рациональным, вследствие чего внедрению быстрых размножителей в энергетику должен предшествовать период накопления плутония в тепловых реакторах. Оценки показывают, что длительность этого периода может составить 30—40 лет. Таким образом, на период до 2000 г., а может быть, и далее следует предусматривать необходимость разработки достаточно большого количества поколений энергетических реакторов ВВЭР.

Развитие энергетики сопровождается ростом единичных мощностей энергетических агрегатов, которые объединяются в крупные энергосистемы. Большая мощность системы определяет допустимость аварийного отключения мощных агрегатов, в то же время строительство крупных блоков, безусловно, имеет экономические преимущества.

В ядерной энергетике, которая уже в ближайшее время должна играть заметную роль в общем развитии энергетики, очевидно, будут наблюдаться те же тенденции.

В настоящее время разрабатываются атомные энергетические реакторы, обеспечивающие электрическую мощность до  $\sim 1000\text{ Мвт}$ . Надо ожидать, что к концу века потребная электрическая мощность единичного реактора возрастет до 2—3 тыс. *Мвт*.

Характерным элементом конструкции реактора ВВЭР является прочный корпус, в котором помещена активная зона. Для получения пара приемлемых энергетических параметров теплоноситель в реакторе должен иметь достаточно высокую температуру. Для водяного теплоносителя и давление должно быть соответственно высоким. Поэтому корпус водо-водяного реактора должен быть корпусом высокого давления. В двухконтурных схемах водяных реакторов давление теплоносителя в реакторе достигает 160 *атм*. Это дает возможность получить во втором энергетическом контуре насыщенный пар, имеющий перед турбиной давление 60—65 *атм*. В одноконтурной схеме кипящего реактора, в котором непосредственно образуется энергетический пар, давление составляет  $\sim 70\text{ атм}$  при сохранении того же давления перед турбиной, что и при использовании некипящего водяного реактора.



Заводское изготовление предполагает размеры корпуса такими, чтобы обеспечивалась транспортировка готового корпуса с завода на место монтажа. В проекте реактора ВВЭР-1000 электрической мощностью 1000 *Мвт* высота и диаметр корпуса 10,85 и 4,3 м соответственно (эти габариты максимально допустимы для транспортировки его по железной дороге). Поскольку при создании реакторов большей мощности неизбежен рост объема активной зоны, при разработке таких реакторов придется отказаться от железнодорожного транспорта, заменив его перевозкой водными путями, автотранспортом или их комбинацией. Учитывая наличие в СССР большого количества водных путей, эту замену можно считать вполне реальной. Возможно также использование стальных монтажных корпусов с изготовлением на месте всего корпуса или выполнением завершающих швов, связывающих более или менее крупные части заводского изготовления.

Наконец, возможно изготовление на месте корпусов из предварительно напряженного железобетона, применение которых полностью сняло бы вопрос об ограничении мощности реакторов ВВЭР. Надо полагать, что в таких корпусах наилучшим образом komponуется схема кипящего реактора, в которой сводятся к минимуму внешние коммуникации реактора.

Учитывая трудности изготовления прочного корпуса больших размеров, вряд ли можно рассчитывать на существенное повышение давления. Это означает, что параметры турбинного цикла не изменятся, т. е. в турбину будет подаваться насыщенный пар давлением 60—65 *атм*. Термический к. п. д. цикла составит 32—33%. Использование насыщенного пара требует включения в схему турбины паросепаратора между ее ступенями (или удаления влаги непосредственно с лопаток турбины, что пока недостаточно разработано); повышение давления пара потребовало бы для обеспечения достаточно низкой влажности пара, покидающего турбину, дополнительных мероприятий: либо включения второго сепаратора, либо организации промежуточного перегрева пара. Вряд ли сложность этих мероприятий оправдалась бы повышением параметров пара перед турбиной. Поэтому сохранение принятых в настоящее время параметров пара, вероятно, оправдывается и с точки зрения простоты турбинной схемы.

Единичная мощность турбины, которая может применяться с мощными реакторами ВВЭР, составит не менее 1000 *Мвт*; такие турбины в настоящее время проектируются. Возможно,

мощность может быть увеличена до 1500—2000 *Мвт*.

Применение перегретого пара в ближайшие годы представляется маловероятным. Конструктивно осуществление перегрева кажется реальным в водо-водяных реакторах кипящего типа. Однако использование современных температуростойких поглощающих нейтроны конструкционных материалов для покрытия твэлов привело бы к столь невыгодному нейтронному балансу, что целесообразность применения перегрева и в кипящих реакторах следовало бы поставить в зависимость от успеха разработки новых теплоустойчивых и малопоглощающих нейтроны материалов.

В реакторах ВВЭР некипящего типа для выноса тепла из реактора в парогенераторы служат циркуляционные петли, в каждой из которых установлен насос. В настоящее время применяют до шести циркуляционных петель на реактор; в проекте реактора ВВЭР-1000 предполагается установить четыре петли. Увеличение числа петель усложняет схему. Чтобы и в реакторах электрической мощностью 2—3 тыс. *Мвт* не превысить 4—6 петель, необходима разработка новых циркуляционных насосов производительностью порядка 35 тыс. *м<sup>3</sup>/ч*. Можно с уверенностью утверждать, что такая разработка вполне возможна. В соответствии с современными тенденциями надо рассчитывать на применение насосов с организованными и ограниченными протечками теплоносителя через уплотнение вала. В кипящих реакторах в качестве побудителей циркуляции могут служить струйные насосы, использующие энергию питательной воды.

### Топливный цикл

В настоящее время в качестве горючего в водо-водяных реакторах применяется спеченная двуокись урана слабого обогащения. Это горючее хорошо зарекомендовало себя в эксплуатации в качестве устойчивой композиции, допускающей глубокое выгорание урана. Можно предполагать, что и в дальнейшем этот вид горючего будет широко использоваться.

Ориентация на корпус предельных для железнодорожного транспорта габаритов привела к тому, что для реакторов разных мощностей (200—1000 *Мвт*) были использованы корпуса мало меняющегося объема. При заданной длительности работы между перегрузками (~ 1 год) это означает, что с увеличением мощ-



ности реактора должна быть увеличена загрузка горючего ( $^{235}\text{U}$ ) в активную зону, в то время как загрузка смеси изотопов может меняться в сравнительно узких пределах. В связи с этим обогащение урана в выполненных и запроектированных к настоящему времени вариантах меняется в зависимости от мощности реактора от 2,0 до 4,4%.

Отказ от ограничения габаритов корпуса приведет к росту объема активной зоны с увеличением мощности реактора, вследствие чего следует рассчитывать на сохранение применяемого уровня обогащения (3,0—5,0%) и в будущем, тем более что по имеющимся расчетам это обогащение близко к оптимальному для применяемого топливного цикла.

Система частичных перегрузок горючего, производимых один раз в год с длительностью кампании 2—3 года, позволит для указанных начальных обогащений достигать выгораний порядка 30 000—45 000 *Мвт·сутки/т*. При этом накопление делящегося плутония составит 0,15—0,20 *кг/год·Мвт*. Накопленный плутоний должен использоваться для запуска энергетических быстрых реакторов; однако при наличии избытка плутония он может быть использован в тепловых реакторах, заменяя  $^{235}\text{U}$ .

В целях повышения накопления плутония возможны разработки, направленные на улучшение топливного цикла за счет снижения вредного поглощения нейтронов и уменьшения их утечки из активной зоны. Для повышения коэффициента воспроизводства при этом могут быть применены обкладки активной зоны, улавливающие нейтроны рассеяния.

Некоторые перспективы может иметь использование отвалов обогатительных заводов. Улучшение топливного цикла может быть достигнуто также применением в качестве горючего металлического урана, если будут приняты меры к достижению устойчивости его в поле облучения.

Следует иметь в виду, что устройство обкладок увеличивает габариты активной зоны и снижает среднее удельное энерговыделение, а следовательно, повышает капитальную составляющую стоимости вырабатываемой энергии. Таким образом, проблемы улучшения топливного цикла, с одной стороны, и выработки дешевой энергии, с другой, в какой-то степени противоречат друг другу.

Наконец, в целях экономии нейтронов может оказаться целесообразным использование материалов, могущих служить сырьем для воспро-

изводства горючего (например,  $^{240}\text{Pu}$ ), в качестве выгорающего поглотителя, сокращающего запас реактивности реактора на выгорание в начале кампании и увеличивающего реактивность в конце за счет накопления делящихся веществ ( $^{241}\text{Pu}$ ).

Топливная база для реакторов ВВЭР может быть расширена за счет использования в них урано-ториевого цикла. Подсчеты показывают, что применение тория может сократить втрое потребности в расходе естественного урана. В первую очередь предполагается применение урано-ториевых размножителей с коэффициентом воспроизводства, несколько превышающим единицу. Возможно, однако, в качестве компромиссных вариантов использование смешанной урано-ториевой загрузки водо-водяных реакторов.

Следует полагать, что в конце столетия применение тория найдет существенное распространение. Разумеется, для эффективного использования тория должны быть решены в промышленном масштабе проблемы переработки облученного горючего с выделением  $^{233}\text{U}$  и производства твэлов из вторичного горючего.

### Роль кипящих реакторов

Наряду с развитием энергетических водо-водяных реакторов большой мощности будут строиться и меньшие реакторы типа ВВЭР, которые в настоящее время либо разработаны и вводятся в эксплуатацию (ВВЭР-440), либо находятся в стадии разработки (ВВЭР-200, ВВЭР-500). Помимо этого, для электрических мощностей до 200—250 *Мвт* могут найти применение кипящие реакторы с естественной циркуляцией. Упрощение схемы по сравнению с двухконтурной схемой ВВЭР позволяет рассчитывать на удешевление сооружения АЭС с такими реакторами, вследствие чего стоимость строительства не должна попадать на гиперболическую кривую связи «стоимость — мощность», которая обычно применяется для реакторов ВВЭР и крайне неблагоприятно выглядит для АЭС малых мощностей. Стоимость сооружения кипящих реакторов должна располагаться ниже этой кривой, из-за чего эта стоимость для малых мощностей не должна быть катастрофически высокой. Малые кипящие реакторы могут применяться также для теплофикации.

Для сверхвысоких электрических мощностей водо-водяных реакторов (2—3 тыс. *Мвт*) стремление к упрощению сочленений между металлическими трубопроводами и бетонными стенками



корпуса снова делает перспективным использование кипящей схемы. В этих условиях возможны разработка и сооружение кипящих реакторов также и промежуточных электрических мощностей (500, 1000 *Мвт*). В этих реакторах может быть обеспечена как естественная, так и принудительная циркуляция теплоносителя, причем в последнем случае могут применяться струйные насосы.

При давлении 70 *атм*, производимый в реакторе, будет подаваться непосредственно в турбины без применения парогенераторов. Параметры пара перед турбиной сохраняются при этом теми же, что и при использовании реакторов ВВЭР.

### Разработка новых твэлов

В настоящее время в реакторах ВВЭР применяются стержневые твэлы внешним диаметром 9,1 *мм* в трехугольной решетке с шагом 12,3 *мм*, скомпонованные в шестигранные сборки (кассеты), внешние чехлы которых выполнены из сплава циркония с ниобием (2,5%). Покрываются твэлов также изготовлены из циркониевого сплава, но с содержанием ниобия 1%.

Надо полагать, что в основном эти твэлы будут применяться и в будущем. Однако в связи с ростом мощностей энергетических реакторов, вызывающим чрезмерное увеличение размеров активной зоны, а также с совершенствованием топливного цикла за счет включения в активную зону улавливающих нейтроны обкладок, возникает вопрос о необходимости интенсификации тепловой работы твэлов. Следует ожидать разработок новых, более теплопроизводительных твэлов, позволяющих повысить допустимые тепловые нагрузки и теплосодержание обогреваемой жидкости.

В настоящее время привлекают внимание исследователей три способа повышения теплопроизводительности стержневых поверхностей нагрева: закручивание потока между стержнями; устройство насечек, элементов шероховатости, ребер и т. п. на поверхности и организация у поверхности тонкого пористого слоя, приводящего к ее смачиванию за счет капиллярных сил и к соответствующему росту критических нагрузок.

Состояние исследований позволяет рассчитывать на возможность повышения удельного теплосъема до 40%. Однако проблема должна охватывать полную переработку конструкции твэлов, поскольку интенсификация их работы зависит не только от поверхностного теплосъема,

но и от конструкции сердечников (толщина зазора между сердечником и оболочкой, диаметр твэлов, теплопроводность сердечника и т. п.).

### Экономические показатели

Для оценки возможных экономических показателей воспользуемся экстраполяцией данных, опубликованных в работе [1], согласно которой средняя стоимость сооружения АЭС с двумя блоками ВВЭР электрической мощностью 400 и 1000 *Мвт* составит 190 и 150 *руб/квт* соответственно.

Если считать (как это делается обычно), что удельная стоимость связана с мощностью реактора гиперболической зависимостью, то с учетом повышения оптовых цен на 15—20% после 1968 г. получим экстраполяционную формулу для современных условий:

$$K = 148 + \frac{3,2 \cdot 10^4}{W},$$

где  $K$  — удельные капиталовложения, *руб/квт*;  $W$  — электрическая мощность блока, *Мвт*.

Из формулы следует, что при электрической мощности реактора 1000, 2000 и 3000 *Мвт* удельные капитальные затраты на АЭС составят 180, 164 и 159 *руб/квт* соответственно. (Эти данные определены для случая сооружения стального прочного корпуса реактора. Для бетонного корпуса данных нет, поэтому будем считать их такими же.)

Предположим, что амортизация и ремонт оборудования составляют 6% \* капитальных затрат, а норматив эффективности капиталовложений 12%. Капитальная составляющая стоимости вырабатываемой энергии при числе часов использования мощности 7000 *ч/год* приведена в табл. 1.

Топливная слагающая стоимости вырабатываемой энергии (табл. 2) определяется в водяных реакторах в основном глубиной выгорания горючего [2].

При подсчетах условно принято, что

$$C_{\text{н}} = C_{\text{об}} = C_{\text{п}} = 30 \text{ руб/кг},$$

где  $C_{\text{н}}$  — стоимость двуокиси натурального урана;  $C_{\text{об}}$  — стоимость обогащения горючего;

\* Если срок службы АЭС 30 лет, отчисления на амортизацию равны 3,3%. Пересчет капитальной составляющей стоимости электроэнергии не представляет затруднений, если эти отчисления оказались бы отличающимися от принятой величины.



Капитальная составляющая стоимости энергии, вырабатываемой на АЭС с крупными реакторами ВВЭР Таблица 1

Электрическая мощность реактора, Мвт	Капитальная составляющая, коп/квт·ч	
	себестоимости энергии	расчетных затрат
1000	0,15	0,46
2000	0,14	0,42
3000	0,14	0,41

$C_2$  — стоимость переработки облученного горючего. Стоимость изготовления твэлов и сборок из них принята от 100 до 150 руб/кг горючего.

Подсчеты сделаны в предположении, что стоимость урана за вычетом стоимости возврата и стоимость обогащения определяют топливную слагающую стоимости энергии, а затраты на химическую переработку возврата (от которых таким образом освобождается процесс выработки энергии) — издержки производства плутония. Использование плутония в том же топливном цикле и замена им в некоторой части  $^{235}\text{U}$  позволяют снизить стоимость топливной слагающей на 0,02 коп/квт·ч, т. е. примерно на столько же, что и от углубления выгорания на 5 кг/т.

Топливная слагающая стоимости электроэнергии и нахождение плутония в зависимости от глубины выгорания горючего Таблица 2

Наименование величин	Глубина выгорания, кг/т		
	20	30	40
Топливная слагающая стоимости электроэнергии, коп/квт·ч	0,2—0,24	0,17—0,19	0,16—0,17
Издержки производства плутония, руб/кг	5400	4600	4300
Накопление плутония (все делящиеся изотопы), кг/Мвт (эл.)·год	0,25	0,20	0,14

Стоимость энергии, вырабатываемой на АЭС с крупными реакторами ВВЭР Таблица 3

Наименование величин	Электрическая мощность реактора, Мвт		
	1000	2000	3000
Отчисления на амортизацию и ремонт, коп/квт·ч	0,15	0,14	0,14
Отчисления с учетом окупаемости капитала, коп/квт·ч	0,46	0,42	0,41
Топливная слагающая стоимости энергии, коп/квт·ч	0,17	0,17	0,17
Приведенные затраты на выработку энергии, коп/квт·ч	0,63	0,59	0,58
в том числе себестоимость энергии	0,32	0,31	0,31

Выработка плутония в среднем составляет на 1 руб. капитальных затрат на сооружение АЭС (при указанных выгораниях горючего) 1—1,2 мг/руб·год.

Изменение цен на натуральный уран и его обогащение, естественно, изменяет величину топливной слагающей, однако не очень сильно. Так, изменение любой из исходных цифр вдвое вносит изменение в окончательный результат порядка 10—15%, т. е. топливная слагающая меняется на  $\sim 0,02$  коп/квт·ч. Все подсчеты выполнены исходя из числа часов использования мощности АЭС — 7000 ч/год.

Для случая использования накопленного плутония в цикле ВВЭР стоимость вырабатываемой энергии приведена в табл. 3.

Для использования кипящих реакторов стоимости принципиально должны быть несколько ниже для тех же мощностей. Учитывая неопределенность стоимости бетонных корпусов, полагаем, что можно пользоваться и для кипящих реакторов указанными данными.

Все экономические данные получены исходя из современных условий, с изменением которых они должны быть соответствующим образом исправлены. Пока можно констатировать полную конкурентоспособность атомных электростанций с обычными.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сухов А. Б. и Татарников В. П. В кн.: Тр. симп. СЭВ «Состояние и перспективы развития АЭС с водородными реакторами». Т. 1, 1968, с. 44.
2. Skvorcov S. A. «Kernenergie», 1972, Н. 8, S. 249.