

Рис. 4. Относительная эффективность стержня автоматического регулирования  $\rho$  в зависимости от его перемещения  $l$  при  $E = 230$  Гвт·сутки.

На рис. 4 представлен характер изменения градуировочных кривых за счет неравномерного выгорания  $V^{10}$  по длине стержня по сравнению с градуировочной кривой необлученного стержня (кривая 1). Кривые 2 и 3 характеризуют расчетные градуировочные кривые стержней, непрерывно находившихся в активной зоне введенными наполовину и полностью соответственно, при выработке реактором  $\sim 230$  Гвт·сутки тепловой энергии (примерно конец первой кампании второго блока).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. И. Я. Емельянов и др. «Атомная энергия», 22, 367 (1967).
2. Е. И. Гришанин и др. Там же, 10, 565 (1961).
3. А. Н. Григорьянц и др. Доклад № 308, представленный СССР на Третью международную конференцию по мирному использованию атомной энергии (Женева, 1964).

## Методы пуска и опыт эксплуатации уран-графитовых реакторов канального типа с трубчатыми твэлами и ядерным перегревом пара

П. И. АЛЕЩЕНКОВ, Г. А. ЗВЕРЕВА, Г. А. КИРЕЕВ, Г. Д. КНЯЗЕВА,  
В. И. КОНОНОВ, Л. И. ЛУНИНА, Ю. И. МИТЯЕВ, В. П. НЕВСКИЙ, В. К. ПОЛЯКОВ (СССР)

УДК 621.311.2

В СССР на Белоярской АЭС (БАЭС) им. И. В. Курчатова находятся в эксплуатации два уран-графитовых реактора канального типа с трубчатыми твэлами на параметры перегретого пара 80—90 атм и 510—520°С перед турбиной.

Применение ядерного перегрева пара и трубчатых твэлов обуславливает ряд положительных качеств АЭС с такими реакторами: высокий к. п. д., использование серийного тепломеханического оборудования, возможность сооружения АЭС вблизи населенных пунктов благодаря высокой радиационной безопасности.

Поэтому промышленное освоение АЭС с ядерным перегревом пара и перспективы их развития представляют большой интерес для интенсивно развивающейся ядерной энергетики [1].

Первый реактор БАЭС электрической мощностью 100 Мвт в блоке с турбиной ВК-100-6 введен в эксплуатацию 26 апреля 1964 г. [2]. Второй реактор электрической мощностью 200 Мвт, работающий с двумя турбинами ВК-100-6, введен в эксплуатацию 29 декабря 1967 г. [3].

Реакторы первого и второго блоков помимо мощности различаются также технологически-

ми схемами и расположением испарительных (ИК) и пароперегревательных каналов (ППК) в активной зоне.

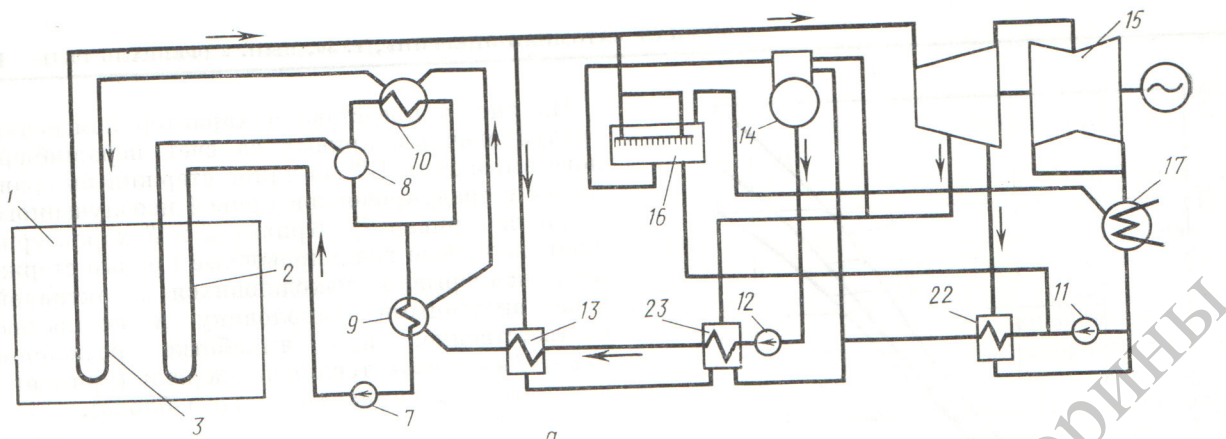
Технологическая схема первого блока двухконтурная. В первый кипящий контур входят 730 ИК, сепараторы, парогенератор и главные циркуляционные насосы (ГЦН). Во второй контур входят 268 U-образных ППК, обеспечивающих перегрев пара на выходе до 520—540°С, парогенератор и турбогенератор с вспомогательным оборудованием. ППК располагаются в кольцевой области, чередуясь с ИК.

Схема движения теплоносителя приведена на рис. 1, а.

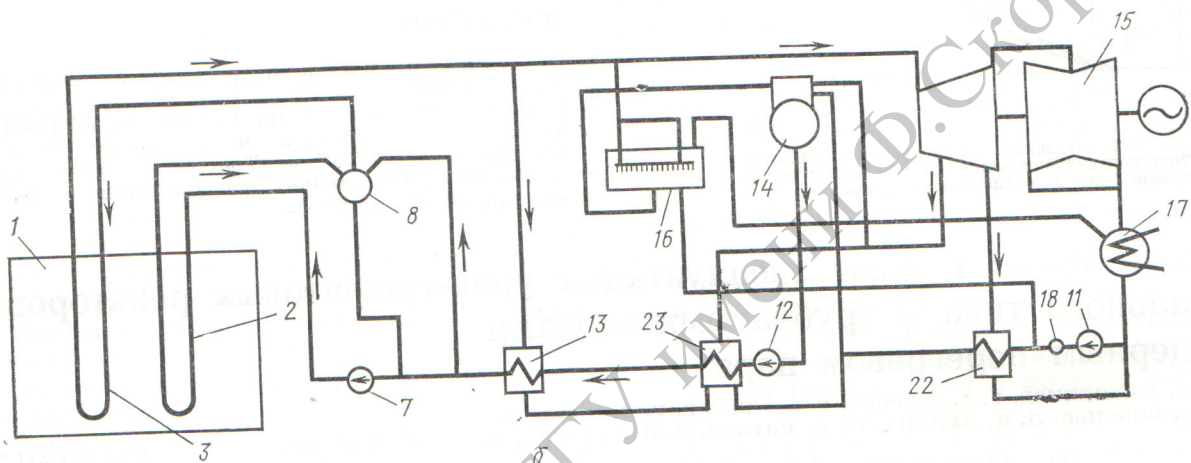
Во втором блоке общее число топливных каналов (ТК) и их конструкция те же, что и в первом блоке. ППК располагаются в центральной области активной зоны, также чередуясь с ИК. Технологическая схема одноконтурная (см. рис. 1, б).

Для отвода тепла при пуске в схеме каждого блока предусмотрены барботеры.

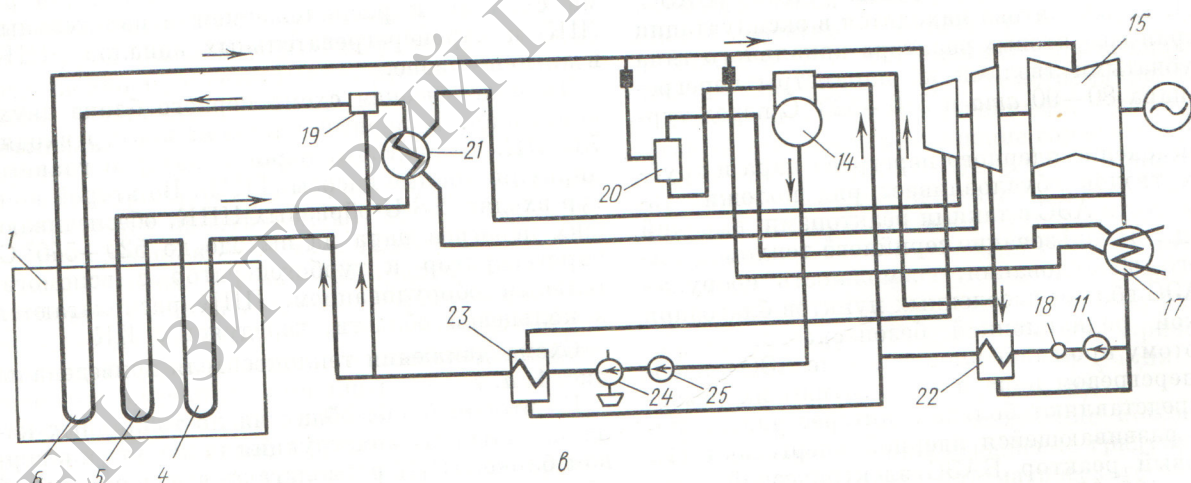
При проектировании БАЭС [4] были проведены теоретические и экспериментальные исследования на электрообогреваемых стендах и в петлевых установках на реакторе Первой



a



б



в

Рис. 1. Принципиальная тепловая схема:  
 а — первый блок БАЭС; б — второй блок БАЭС; в — АЭС с закритическими параметрами теплоносителя; 1 — реактор; 2 — испарительный канал; 3 — пароперегревательный канал; 4 — подогревательный канал; 5 — канал первого перегрева; 6 — канал второго перегрева; 7 — циркуляционный насос; 8 — сепаратор пара; 9 — подогреватель; 10 — пароперегреватель; 11 — конденсатный насос; 12 — питательный насос; 13 — регулятор перегрева; 14 — деаэрактор; 15 — турбоиспаритель; 16 — барботер; 17 — конденсатор; 18 — конденсатоочистка; 19 — смеситель; 20 — пусковой сепаратор; 21 — богенератор; 22 — регенеративный подогреватель низкого давления; 23 — регенеративный подогреватель высокого давления; 24 — питательный турбонасос; 25 — бустерный насос.



АЭС по выбору и отработке методов и режимов автономного пуска. При отработке пусковых режимов рассматривались вопросы разогрева оборудования АЭС, перехода с водного охлаждения ТК на кипение в ИК и перегрев в ППК, а также дальнейший подъем параметров пара и мощности блоков.

На первых стадиях проработок переход с охлаждения ППК водой на охлаждение паром (один из основных моментов пускового процесса) разрабатывался как постепенное замещение воды паро-водяной смесью и далее паром на мощности  $\sim 30\%$  номинальной. Экспериментальные исследования этого метода на петле Первой АЭС и стенде показали наличие пульсаций расхода теплоносителя по ППК, неоднократные забросы воды в «продутые каналы» и в отдельных случаях пульсации температуры твэлов.

В результате расчетных и экспериментальных исследований был выбран метод перевода ППК на паровое охлаждение при сниженной (до 2—3%) мощности реактора с использованием аккумулированного в теплоносителе и оборудовании (в основном в графите кладки) тепла, высвобождающегося при снижении давления в паровом контуре. При отработке этого метода экспериментально определялась величина наименьшего перепада давлений между коллекторами насыщенного и перегретого пара, необходимого для продувки ППК от воды; расходы по каналам, обеспечивающие гидродинамическую устойчивость теплоносителя при разных мощностях и давлении в контуре; гидродинамические характеристики ТК при различных давлениях.

Физические эксперименты на реакторе первого блока во время пуска показали, что эффект реактивности при удалении воды из ТК составляет: для 268 ППК  $\Delta K/K = +0,07\%$ , для 730 ИК  $\Delta K/K = -0,6\%$ .

В период энергопуска уточнялись такие основные параметры продувки ППК, как расход и давление теплоносителя, мощность реактора, проверялись системы контроля, снимались гидродинамические характеристики контуров, регулировались расходы по каналам [5]. Для проверки отдельных моментов пуска (образование уровней в барботерах, сепараторах, испарителях, продувка паропроводов второго контура, распределение расходов по ИК в кипящем режиме, работоспособность оборудования, настройка автоматических регуляторов) в конце января 1964 г. реактор первого блока был выведен на режим работы с одними ИК (726 каналов).

На трактах ППК были установлены калачи, имитировавшие гидравлическое сопротивление каналов. Полученные результаты подтвердили проектные проработки [6].

В настоящее время пуски блоков осуществляются по следующей схеме. При пуске первого блока контуры заполняются деаэрированной водой, создается циркуляция воды, удаляется воздух, поднимается давление в первом контуре до  $\sim 100$  *атм*, во втором — до  $\sim 30$  *атм*.

Разогрев оборудования ведется на мощности реактора  $\sim 10$ — $14\%$ . Средняя скорость разогрева (по температуре воды в сепараторах) поддерживается около  $30^\circ\text{C}/\text{ч}$  на основании опыта работы барабанных котлов, хотя реакторное оборудование допускает значительно большие скорости разогрева.

При разогреве до температуры теплоносителя на выходе из реактора до  $160^\circ\text{C}$  отвод тепла не предусматривается. При  $160^\circ\text{C}$  образуется уровень воды в барботере, после чего избыточное тепло сбрасывается в конденсатор турбины. Разогрев заканчивается при температуре воды на выходе из ППК  $\sim 230^\circ\text{C}$ . Общее время разогрева  $\sim 9$  ч.

Затем осуществляется продувка ППК от воды. Переходный процесс во втором контуре происходит при поддержании в первом контуре постоянного давления и охлаждении ИК без кипения. Для продувки ППК мощность реактора быстро снижается до  $\sim 2\%$  номинальной и сокращается расход питательной воды с целью образования уровня в испарителях. Паро-водяная смесь из испарителей и пар из парового тракта отводятся в барботер и далее на деаэратор и конденсатор турбины.

После образования уровня в испарителях проводится продувка ППК. Контроль за режимом продувки ведется по перепаду давлений между раздающим и сборным паровыми коллекторами и температуре теплоносителя на выходе из каждого ППК. Для ускорения продувки всех ППК на 1—2 мин приоткрываются шиберные клапаны перед барботером и повышается скорость падения давления в контуре, что приводит к дополнительному выделению пара. Скорость падения давления при продувке ППК выбирается с учетом допустимого температурного режима работы парогенератора, она составляет  $\sim 1,5$  *атм/мин*. Время образования уровней в испарителях 8—10 мин, продувки ППК 6—10 мин. После продувки ППК поднимаются давление и температура перегрева пара путем прикрытия шиберов перед барботером и увеличения мощности реактора.



Через 2 ч после продувки ППК при мощности реактора  $\sim 10\%$  прогреваются паропроводы и турбина и осуществляется подготовка к включению турбины в сеть. Дальнейший подъем мощности производится при включенной турбине.

При мощности реактора  $\sim 35\%$  и давлении пара  $\sim 60$  *ата* первый контур переводится в кипящий режим и образуются уровни в сепараторах. В переходном режиме постоянно контролируются условия работы ГЦН и обеспечивается запас по температуре воды до вскипания на всасывающих патрубках ГЦН не ниже  $5-6^\circ\text{C}$ . Образование уровней в сепараторах сопровождается плавным изменением давления. Фактические скорости изменения давления несколько ниже расчетных. Время выхода на контролируемый уровень в сепараторах составляет  $\sim 3$  ч и определяется только пропускной способностью сбросных линий из сепараторов на водоочистку. Последовательность пусковых операций для второго блока несколько отличается от первого блока, что связано с особенностями одноконтурной схемы. Продувка ППК и переход на кипение в ИК осуществляются одновременно.

Заполнение контуров и разогрев оборудования производятся так же, как и на первом блоке. Конечные параметры разогрева отличаются в сторону более высоких давлений и температур и составляют  $\sim 90$  *ата* и  $\sim 290^\circ\text{C}$ . Циркуляция теплоносителя по испарительному участку контура осуществляется двумя ГЦН.

После разогрева мощность реактора снижается до  $2-3\%$  номинальной и осуществляются продувка ППК и переход на кипение в ИК.

Для образования уровней в сепараторах значительно сокращается расход питательной воды, организуется интенсивная продувка воды из сепараторов и увеличивается расход на барботеры. В результате этого происходит вскипание воды в сепараторах и топливных каналах с последующей продувкой ППК от воды и пароводяной смеси. Контроль за продувкой аналогичен контролю на первом блоке. Контролируются работа ГЦН и уровни в сепараторах.

По окончании продувки ППК увеличивается мощность реактора и сокращается расход пара на барботер при поддержании скорости повышения температуры перегретого пара  $\sim 1^\circ\text{C}/\text{мин}$  и перепада давления между паровыми коллекторами не ниже  $0,5-0,6$  *кг/см<sup>2</sup>*.

При достижении номинального уровня воды в сепараторах включается система автоматического поддержания уровня.

Последующее увеличение мощности реактора, подготовка к включению и включение турбины производятся так же, как на первом блоке.

Изменение основных параметров при пуске второго блока приведено на рис. 2.

В апреле 1964 г. в реактор первого блока были загружены 918 ИК, в том числе 192 ИК для работы в режиме перегрева пара до  $400-420^\circ\text{C}$ . Вследствие пониженной температуры пара давление в конденсаторе турбины составляло  $\sim 0,1$  *ата*, давление пара перед турбиной  $70$  *ата*.

По мере освоения мощности реактора производилась догрузка ИК, работающих в режиме перегрева пара. Достигнутая электрическая мощность составляла  $\sim 75$  *Мвт*, в то время как мощность испарительного контура была равна номинальной.

В августе 1967 г. осуществлена загрузка ППК на номинальные параметры пара, электрическая мощность была поднята до  $100$  *Мвт*.

С начала эксплуатации до июля 1970 г. на первом блоке выработано  $2,95$  млрд. *квт·ч* электроэнергии [7].

Второй блок БАЭС был пущен в конце 1967 г. при неполной загрузке топливных каналов. В ноябре 1967 г. в реактор второго блока было загружено 453 ИК и 138 ППК, при этом температура перегрева пара составила  $\sim 480^\circ\text{C}$ . После пуска блока догрузка ТК до проектной (732 ИК и 266 ППК) осуществлялась постепенно по мере выгорания урана. При этом поднимались мощность реактора и температура пара на выходе из ППК. При полной загрузке реактора в конце 1969 г. на втором блоке была достигнута мощность  $194$  *Мвт* эл. при температуре пара  $515-520^\circ\text{C}$  перед турбиной. На выходе из отдельных ППК температура пара составляет  $540-545^\circ\text{C}$  [7].

На 1 июля 1970 г. на втором блоке выработано  $2,63$  млрд. *квт·ч* электроэнергии. Общая выработка электроэнергии БАЭС на 1 июля 1970 г. составила  $5,58$  млрд. *квт·ч*.

В первый период работы первого блока большое число остановов происходило вследствие ложного срабатывания аварийной защиты (АЗ) из-за неисправностей в электрических цепях. В процессе эксплуатации оказалось целесообразным отказаться от сигналов АЗ по изменению расходов теплоносителя в ИК. Опыт работы показал, что надежность реактора при этом не снизилась, а эксплуатация значительно упростилась. По мере накопления опыта работы были отключены от системы АЗ и другие сигналы массового контроля.



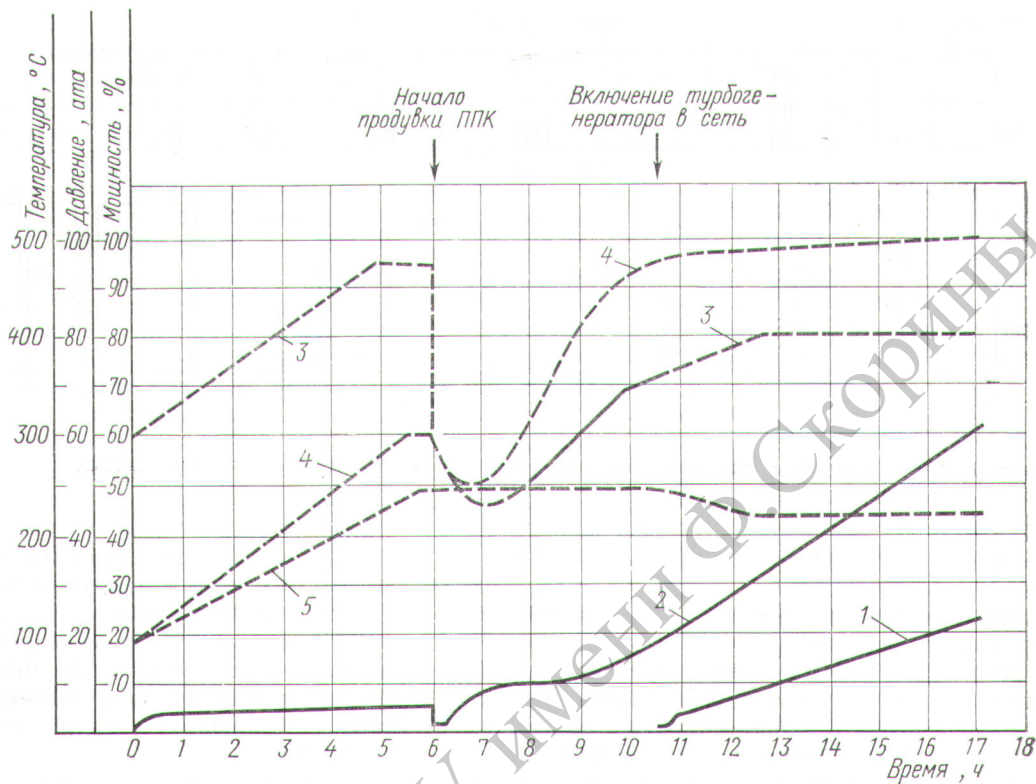


Рис. 2. Изменение основных параметров при пуске второго блока БАЭС:

1 — мощность турбогенератора; 2 — мощность реактора; 3 — давление в паропроводе; 4 — температура теплоносителя (воды или пара) на выходе из ППК; 5 — температура питательной воды.

На допустимую мощность реактора существенно влияет степень выравнивания поля энерговыделения по радиусу активной зоны. Как показал анализ работы каналов, распределение энерговыделения по высоте активной зоны не имеет решающего значения и при изменении коэффициента неравномерности  $K_z$  в диапазоне 1,4—1,5 температурный режим твэлов изменяется незначительно.

В процессе эксплуатации отработаны методы измерения полей энерговыделения с помощью регулирующих стержней,  $\gamma$ -камерами и датчиками прямой зарядки; повышена точность измерения [8].

Фактические поля энерговыделения по радиусу и высоте активной зоны близки к проектным. При этом радиальное поле энерговыделения значительно выровнено как стержнями системы управления, так и установкой на периферии активной зоны ИК с повышенным обогащением урана. Так, на втором блоке коэффициент неравномерности энерговыделения по ИК составил 1,21—1,23.

Хорошая стабильность радиальных полей энерговыделения, устойчивая гидродинамическая характеристика как испарительного, так и пароперегревательного участка контура по-

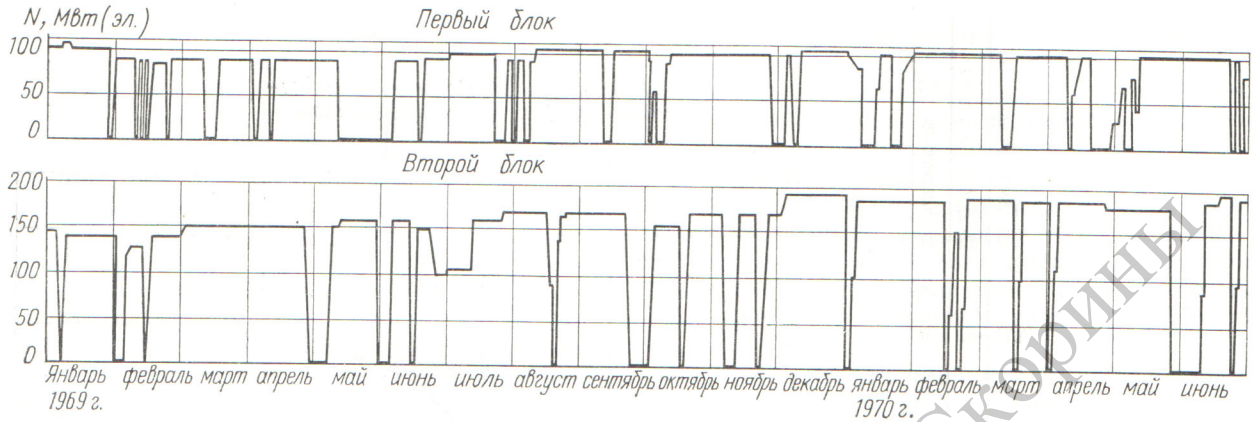
зволили перейти от системы индивидуального регулирования расходов по ИК на групповое регулирование дроссельными калачами на входе в каналы.

Наиболее показательными для работы БАЭС являются результаты эксплуатации блоков за 1969 г. и первое полугодие 1970 г. График нагрузки блоков в указанный период показан на рис. 3, число остановов блоков и их продолжительность приведены в таблице.

Во время остановов блоков на планово-предупредительные ремонты проводились перестановки и догрузка ТК в реактор, извлечение ТК, вышедших из строя, опрессовка каналов, тарировка расходов и др. Каналы извлекаются из реактора, как правило, без каких-либо затруднений при усилении 300—500 кг; на извлечение двух-трех каналов необходимо 20—25 ч, включая время на остановку и расхолаживание блока и вывод его на мощность.

Следующей ступенью в совершенствовании и развитии энергетических реакторов канального типа с трубчатыми твэлами являются реакторы на сверхкритические параметры пара. Многолетний опыт эксплуатации БАЭС подтвердил возможность перегрева пара в реакторе и работоспособность каналов и твэлов при высоких





Р и с. 3. График нагрузки первого и второго блоков БАЭС за 1969 г. и первое полугодие 1970 г.

температурах ( $t = 540^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{\text{ТВЭЛ}} = 630^{\circ}\text{C}$ ). Это позволило приступить к проектированию энергетического реактора со сверхкритическими параметрами пара.

Переход на закритические параметры с промежуточным перегревом пара позволяет существенно повысить экономичность установки при сохранении ее основных положительных качеств: радиационной безопасности, маневренности, использования серийного энергетического оборудования. Кроме этого, сверхкритические параметры пара позволяют увеличить энергонапряженность активной зоны реактора, сократить металлоемкость реактора и электростанции в целом, что приводит к снижению стоимости установленного киловатта.

**Некоторые итоги эксплуатации БАЭС в 1969 и 1970 гг.**

| Наименование   | Первый блок |              | Второй блок |              |
|--|-------------|--------------|-------------|--------------|
|  | 1969 г.     | I-VI 1970 г. | 1969 г.     | I-VI 1970 г. |
| Число остановов на планово-предупредительные ремонты | 17          | 6            | 8           | 5            |
| Продолжительность остановов, ч                       | 1024        | 531          | 576         | 444          |
| Число прочих остановов                               | 3           | 3            | 8           | 2            |
| Продолжительность остановов, ч                       | 788         | 238          | 257         | 101          |
| Коэффициент использования времени, %                 | 79,3        | 82,3         | 89,6        | 92,4         |
| Коэффициент использования установленной мощности, %  | 75,4        | 80,7         | 68,5        | 76,2         |

При разработке проекта такого реактора параметры пара и тепловая мощность выбирались исходя из условия работы реактора с двумя турбинами К-500-240. Тепловые нагрузки ТВЭЛов и их геометрия рассчитывались из условия обеспечения температурного режима, близкого к температурному режиму ППК второго блока БАЭС.

Принципиальная технологическая схема блока АЭС с реакторами на сверхкритических параметрах пара (см. рис. 1, в) — одноконтурная с промежуточным перегревом пара в выносном промперегревателе. Перегрев пара в реакторе производится дважды, поэтому все ТК разбиты по своему назначению на три группы и подключены по ходу теплоносителя последовательно. В подогревательных каналах (КП) питательная вода, поступающая в реактор после регенеративных подогревателей высокого давления, подогревается до температуры  $400^{\circ}\text{C}$ , затем через сборный и раздаточный коллекторы поступает в каналы первого перегрева (К1П), где перегревается до температуры  $560^{\circ}\text{C}$ . Перегретый пар из каналов первого перегрева направляется на промежуточный перегреватель, где отдает свое тепло пару, отработавшему в ЦВД турбины. После промперегревателя теплоноситель поступает на смеситель, который выполняет также роль регулятора перегрева за реактором, и далее через раздаточный коллектор — в каналы второго перегрева (К2П). Из каналов второго перегрева пар, перегретый до  $540^{\circ}\text{C}$ , направляется на турбины.

Тепловая схема с промежуточным смесителем позволяет более равномерно распределять при-



рост теплосодержания по каналам первого и второго перегрева и обеспечить независимое регулирование температуры перегретого пара на выходе из ППК изменением расхода питательной воды на подогревательные каналы и смеситель.

Сверхкритические параметры теплоносителя позволяют отказаться от контура многократной циркуляции с сепараторами пара и циркуляционными насосами, но при этом необходимо поддерживать давление в пределах реактора не ниже  $240 \text{ атм}$  в любом из пусковых, переходных и эксплуатационных режимов работы блока. Снижение давления ниже критического, особенно при небольших объемных расходах и относительно высоких тепловых потоках в каналах, может привести к возникновению пульсаций расходов по отдельным ветвям каналов и к пережогу твэлов. Это относится ко всем трем группам ТК.

При разработке пусковой схемы учитывался опыт пуска электростанций со сверхкритическими параметрами пара, работающих на органическом топливе. В результате всестороннего анализа возможных схем пуска была принята схема с выносным пусковым сепаратором пара и системой РОУ, обеспечивающих поддержание давления в контуре в допустимых пределах (не ниже  $240 \text{ атм}$ ).

При разогреве теплоносителя и оборудования расход теплоносителя через все ТК устанавливается равным 25–30% номинального. Как показали расчеты, такой расход позволяет обеспечить надежное беспульсационное охлаждение каналов во всем диапазоне температур при разогреве реактора, вплоть до вывода его на рабочие параметры.

Теплоноситель за реактором дросселируется и поступает на пусковой сепаратор. Из сепаратора пар при давлении  $\sim 20 \text{ атм}$  направляется в промперегреватель и далее через РОУ — в конденсаторы турбины. Часть пара может поступать на подогреватели низкого давления, на деаэраторы питательной воды и подогреватели высокого давления, в результате чего ускоряется процесс прогрева оборудования и снижаются потери тепла в пусковой период.

Вода из пускового сепаратора поступает в баки деаэраторов, что также улучшает деаэрацию питательной воды при пуске блока.

При получении на выходе из реактора теплоносителя с теплосодержанием, превышающим теплосодержание пара на линии насыщения при давлении  $20 \text{ атм}$ , происходит переключение на

БРОУ, откуда пар поступает на промперегреватель и регенеративные подогреватели.

В этот период производится прогрев паропроводов до турбины. При достижении на выходе из реактора температуры  $540^\circ \text{С}$  турбина включается.

Температура пара на выходе из каналов второго перегрева поддерживается в допустимых пределах соответствующим расходом питательной воды на смеситель. Температура на выходе из каналов первого перегрева повышается с увеличением мощности реактора. При этом весь пар с БРОУ постепенно переводится на турбину.

Промежуточный перегрев пара осуществляется в промперегревателе паром, поступающим из каналов первого перегрева, поэтому с повышением мощности реактора температура промперегрева также увеличивается. Таким образом, при достижении мощности реактора  $\sim 30\%$  номинальной в работе находится турбогенератор и все оборудование станции.

Недогрев пара в промперегревателе в период пуска вполне допустим, так как в этот период нагрузка турбины невелика, поэтому допустима повышенная влажность пара на ее последних ступенях.

При разогреве оборудования до получения на выходе из реактора перегретого пара в работе находится пуско-резервный электронасос, рассчитанный на производительность  $\sim 30\%$ . При получении на выходе из реактора перегретого пара включается турбонасос, питаемый паром от РОУ при давлении  $\sim 16 \text{ атм}$ .

Приведенная пусковая схема позволяет использовать все пусковое оборудование при расхолаживании и останове блока. При этом в обратной последовательности происходит переход на работу с турбины на БРОУ, далее, по мере снижения мощности, — на РОУ и пусковой сепаратор. Тепло от контура отводится в конденсаторах турбины, причем пар поступает в них после РОУ, а при более глубоком расхолаживании — из деаэраторов.

При расхолаживании, как и при разогреве, давление в контуре реактора поддерживается в пределах  $240 \text{ атм}$  и может быть снижено только при достижении температуры за реактором ниже температуры насыщения при соответствующих давлениях. При расхолаживании расход питательной воды поддерживается на уровне 30% номинальной производительности питательных электронасосов.

В случае сброса нагрузки происходит автоматическое включение БРОУ, и пар на приводную турбину питательных насосов начи-



нает поступать не из ЦСД турбины, а из линии сброса пара после БРОУ. Таким образом, при сбросе нагрузки питание реактора практически не прекращается.

Из приведенного следует, что пуск и, по-видимому, эксплуатация АЭС со сверхкритическими параметрами пара будут незначительно отличаться от пуска и эксплуатации БАЭС и обычных тепловых электростанций с закритическими параметрами.

На основании опыта, приобретенного при проектировании, строительстве и эксплуатации БАЭС с уран-графитовыми энергетическими реакторами канального типа с трубчатыми твэлами и ядерным перегревом пара, можно сделать следующие выводы.

1. Положительно решен вопрос о ядерном перегреве пара и применении в ядерной энергетике серийных турбин, стандартного тепло-механического и электротехнического оборудования.

2. Решены вопросы автономного пуска реакторов в течение  $\sim 12$  ч при минимальном использовании специального пускового оборудования.

3. При эксплуатации БАЭС достигнуты к. п. д. брутто: на первом блоке 36,9%, на втором блоке 37,8%.

4. Себестоимость электроэнергии, планируемая на 1970 г., составляет по станции 1,188 коп/квт·ч (проектная 1,230 коп/квт·ч).

5. Уран-графитовые реакторы канального типа с одноконтурной тепловой схемой как инженерные сооружения являются весьма прогрессивными конструкциями.

6. Благодаря применению трубчатых твэлов с односторонним отводом тепла такие реакторы обладают высокой радиационной безопасностью

как для эксплуатационного персонала, так и для населения, проживающего в непосредственной близости к АЭС.

7. Возможности использования ТК с различным назначением (например, для получения и перегрева пара) открывают перспективы для создания мощных АЭС как на докритических, так и особенно на сверхкритических параметрах с ядерным перегревом пара, высоким к. п. д. с единичной мощностью до 2 млн. квт, удобных в обслуживании и экономичных по капитальным затратам.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Развитие энергетических реакторов типа Белоярской АЭС с ядерным перегревом пара. Н. А. Доллежалъ и др. Доклад № 309, представленный СССР на Третью международную конференцию по мирному использованию атомной энергии (Женева, 1964).
2. А. Н. Григорьянц и др. Доклад № 308, представленный СССР на Третью международную конференцию по мирному использованию атомной энергии (Женева, 1964).
3. Н. А. Доллежалъ и др. «Атомная энергия», 27, 379 (1969).
4. Н. А. Доллежалъ и др. «Атомная энергия», 5, 223 (1958).
5. В. Н. Смолин и др. «Атомная энергия», 19, 261 (1965).
6. П. И. Алещенков и др. «Атомная энергия», 16, 489 (1964).
7. А. М. Петросьянц. «Атомная энергия», 27, 263 (1969).
8. Б. Г. Дубовский и др. Контроль за полями энерговыделения путем измерения относительной эффективности регулирующих стержней. Доклад, представленный СССР на конференцию «Физические проблемы при проектировании тепловых реакторов» (Лондон, 1967).

## Аспекты радиационной безопасности при проектировании и эксплуатации канальных энергетических реакторов

А. П. ВЕСЕЛКИН, Н. В. БЕСКРЕСТНОВ, В. П. СКЛЯРОВ,  
Ю. Э. ХАНДАМИРОВ, А. И. ЯШНИКОВ (СССР)

УДК 621.039.58:621.039.539.538.7

Успешному развитию ядерной энергетiki способствует не только тот факт, что АЭС по экономическим показателям уже на данном этапе конкурируют с обычными тепловыми станциями, но и то, что опыт эксплуатации АЭС подтвердил отсутствие каких-либо существенных изменений радиационной обстановки в районе их расположения [1, 2]. Опыт эксплуатации в Советском Союзе АЭС с реакторами канального типа с графитовым замедлителем и охлаждением обычной водой [3, 4] позволяет

проанализировать некоторые аспекты радиационной безопасности, принятые при их разработке [5]. Проведенный ниже анализ основывается на данных эксплуатации и исследований, выполненных на Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова (БАЭС).

### Защита от излучения реактора

Принятое в СССР размещение реактора и основного оборудования в бетонном здании в зоне строгого режима экономично и обеспе-