

3. Грабежной В.А., Дулин В.В., Михайлов Г.М., Павлова О.Н. Определение глубокоподкритических состояний размножающих сред методом  $\alpha$ -Росси. — Атомная энергия, 2006, т. 101, вып. 2, с. 140—148.
4. Грабежной В.А., Дулин В.А., Дулин В.В., Михайлов Г.М. К вопросу определения умножения нейтронов в глубокоподкритических системах. — Изв. высших учебных заведений. Ядерная энергетика, 2006, № 3, с. 34—43.
5. Böhnel K. The effect of multiplication on the quantitation determination of spontaneously fissioning isotopes by correlation analysis. — Nucl. Sci. Engng, 1985, v. 90, p. 75.
6. Miller M. Neutron Detection and Multiplicity Counting Using a Boron-Loaded Plastic Scintillator. LA-13315, 1998.
7. Марчук Г.И., Орлов В.В. К теории сопряженных функций. — В сб.: Нейтронная физика. М.: Госатомиздат, 1961, с. 31—34.
8. Белл Д., Глестон С. Теория ядерных реакторов. М.: Атомиздат, 1974, с. 201.
9. Райли Д., Энслин Н., Смит Х. мл. и др. Пассивный неразрушающий анализ ядерных материалов. М.: БИНОМ, 2000.
10. Голубец В.В. Измерение массы плутония методами нейтронного неразрушающего контроля. Обнинск, Учебно-метод. центр по учету и контролю ядерных материалов, 2004.
11. Sakurai T., Shigeaki O. Experimental cores FCA for benchmark experiments. — In: Progress in Nuclear Energy (International Benchmark Experiment), 1999, v. 35, № 2.

Поступила в Редакцию 5.03.08

УДК 621.311.25:621.039

# ТЕПЛО- И НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС С ВВЭР-1000 ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МОЩНОСТИ ВЫШЕ НОМИНАЛЬНОЙ (НА ПРИМЕРЕ ВТОРОГО БЛОКА БАЛАКОВСКОЙ АЭС)

Игнатов В.И., Шутиков А.В., Рыжков Ю.А. (Филиал ОАО «Концерн Энергоатом» «Балаковская АЭС», г. Балаково Саратовской обл.), Копьев Ю.В. (ОАО «Концерн Энергоатом», г. Москва), Рыжов С.Б., Беркович В.Я. (ОАО ОКБ «Гидропресс», г. Подольск Московской обл.), Семченков Ю.М. (РНЦ «Курчатовский ин-т», г. Москва), Аминов Р.З. (Саратовский научный центр РАН), Хрусталева В.А. (Саратовский ГТУ)

Эксплуатируемые энергоблоки АЭС с ВВЭР-1000 спроектированы с консервативным запасом устойчивости и имеют возможность повышения их номинальной мощности [1—4]. Разработчики реакторной установки проекта В-320 с участием специалистов Балаковской АЭС выполнили значительный объем расчетов в целях модернизации технического проекта второго энергоблока Балаковской АЭС, обоснования безопасной эксплуатации на тепловой мощности 3120 МВт и подтверждения безопасности в соответствии с ОПБ-88/97. Анализ и расчеты выполняли на основании исходных проектных характеристик и фактических данных Балаковской АЭС.

Среди работ в обоснование безопасной эксплуатации второго энергоблока Балаковской АЭС с ВВЭР-1000 на мощности выше номинальной наиболее значимы следующие:

расчеты нейтронно-физических характеристик 16—18-й топливных загрузок;

подтверждение надежности охлаждения твэлов и критериев безопасности активной зоны в стационарных режимах при работе на четырех, трех и двух ГЦН;

установление соответствия нормативным требованиям выхода радионуклидов под оболочку твэлов и в теплоноситель первого контура;

обоснование теплофизической и прочностной надежности твэлов в стационарных и переходных режимах нормальной эксплуатации и в условиях нарушений нормальной эксплуатации, в режимах проектных аварий;

оценка влияния повышения мощности на сопротивление хрупкому разрушению корпуса реактора (с учетом флюенса нейтронов);

анализ динамической устойчивости реакторной установки, обоснование уставки технологической защиты и блокировок, уточнение эксплуатационных пределов, требований к уставкам срабатывания управляющих систем безопасности с точки зрения динамической

устойчивости, подтверждение в целом фактических характеристик подсистем АСУ ТП;

оценка возможности ПГВ-1000М принять дополнительную нагрузку на основании расчета

разработка технических требований к сепарационным испытаниям для подтверждения требуемой влажности пара в паропроводе каждого парогенератора не более 0,2% по массе;

комплексная качественная и количественная оценка достигнутой в проекте безопасности с использованием вероятностного анализа безопасности.

Работы по повышению мощности второго энергоблока до 104%  $N_{\text{ном}}$  выполняли в три этапа:

модернизация средств контроля, управления, регулирования, обеспечение допустимых погрешностей и динамических характеристик измерительных каналов;

внесение изменений в лицензию на эксплуатацию энергоблока, разрешающую проведение испытаний и освоение мощности 104%  $N_{\text{ном}}$  в 16-й топливной кампании;

внесение изменений в лицензию на эксплуатацию энергоблока, разрешающую функционирование на повышенной мощности 104%  $N_{\text{ном}}$  с 17-й топливной кампании.

Мощность реактора со 100 до 104%  $N_{\text{ном}}$  увеличивали ступенчато.

Целями испытаний явились:

проверка соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем АС проектным, комплексная проверка совместной работы основного и вспомогательного оборудования при повышении мощности до 104%  $N_{\text{ном}}$ ;

проверка пропускной способности первой ступени цилиндра высокого давления турбоагрегата, конденсатно-питательного тракта при повышении мощности энергоблока;

проверка соответствия теплотехнических и нейтронно-физических параметров активной зоны реактора требованиям руководящих технических регламентов;

подтверждение надежного теплоотвода от активной зоны при увеличении мощности реактора выше номинального уровня (до 104%  $N_{\text{ном}}$ );

получение экспериментальных данных для корректировки и настройки основных регуляторов блока;

проверка устойчивости регулирования электрогидравлической системы;

паропроизводительности, сепарационных испытаний парогенераторов и модели, подтвердивших возможность достижения влажности пара не более 0,2% по массе;

получение экспериментальных данных для корректировки при необходимости проектной и эксплуатационной документации.

Основные параметры энергоблока приведены в табл. 1.

По состоянию на 21 марта 2008 г. (до проведения испытаний) конструкция первой ступени цилиндра высокого давления турбин Балаковской АЭС позволяла работать на электрической мощности ~1025 МВт при расчетной температуре охлаждающей воды 15 °С и мощности 100%  $N_{\text{ном}}$ . При указанных параметрах положение главных сервомоторов турбины составляет 260—270 мм, давление в главном паровом коллекторе 6,12 МПа и средняя температура холодных ниток петель главных циркуляционных трубопроводов ~287 °С.

При росте температуры охлаждающей воды для поддержания неизменной мощности турбины необходимо увеличивать расход и давление пара за регулирующей ступенью, что достигается открытием главного сервомотора стопорно-регулирующих клапанов. Однако при положении главного сервомотора на уровне более 300 мм исчерпывалась возможность дальнейшего увеличения расхода пара, что приводило к открытию регулирующего клапана без повышения давления за ним.

При мощности реакторной установки 104%  $N_{\text{ном}}$  (по состоянию на 21 марта 2008 г.) электрическая мощность блока составляла 1075 МВт при положении регулирующего клапана на уровне 290—300 мм, увеличенном давлении в парогенераторах до верхнего эксплуатационного предела и температуре циркуляционной воды 10 °С. Таким образом, запас на компенсацию снижения теплоперепада в турбине из-за дальнейшего роста температуры циркуляционной воды за счет открытия регулирующего клапана был исчерпан. При росте температуры циркуляционной воды выше 15 °С во избежание нарушения работы клапана необходимо было снижать электрическую мощность, что неизбежно привело бы к уменьшению тепловой мощности ниже 104%  $N_{\text{ном}}$ .

В результате анализа определено, что для работы энергоблока на мощности 104%  $N_{\text{ном}}$  при

температуре циркуляционной воды  $>15\text{ }^{\circ}\text{C}$  необходима модернизация первой ступени цилиндра высокого давления. Эффективность про-

точной части турбины должна быть определена в процессе освоения мощности  $104\% N_{\text{ном}}$  при повышении температуры циркуляционной воды.

Т а б л и ц а 1. Основные параметры второго энергоблока Балаковской АЭС при повышении мощности

| Параметр                                                             | Уровень мощности, % $N_{\text{ном}}$ |        |        |        |        | Регламентные значения для 104% $N_{\text{ном}}$ |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|-------------------------------------------------|
|                                                                      | 100                                  | 101    | 102    | 103    | 104    |                                                 |
| Мощность, МВт:                                                       |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| тепловая (с учетом точности поддержания системой регулирования)      | 3000                                 | 3043   | 3077   | 3106   | 3126   | 3120±60                                         |
| максимальная петли реактора                                          | 755                                  | 768    | 777    | 782    | 792    | 800                                             |
| максимальная ТВС по показаниям СВРК                                  | 23,4                                 | 24     | 24,2   | 24,5   | 24,6   | 27                                              |
| электрическая активная                                               | 1025                                 | 1043   | 1051   | 1062   | 1071   | —                                               |
| Теплоноситель, °С:                                                   |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| подогрев в реакторе                                                  | 29,2                                 | 29,9   | 30,1   | 30,4   | 30,6   | 32                                              |
| максимальный подогрев в петле                                        | 29,9                                 | 30,2   | 30,5   | 30,7   | 30,9   | 33,0                                            |
| максимальный подогрев в ТВС по показаниям СВРК                       | 37                                   | 37,6   | 37,9   | 38,2   | 38,5   | 43,3                                            |
| максимальная температура на входе в реактор                          | 287,9                                | 287,9  | 288    | 288,6  | 289,4  | 290                                             |
| Максимальный коэффициент неравномерности энерговыделения:            |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| ТВС по показаниям СВРК                                               | 1,27                                 | 1,28   | 1,28   | 1,29   | 1,28   | 1,35                                            |
| по объему активной зоны по показаниям СВРК                           | 1,41                                 | 1,43   | 1,42   | 1,45   | 1,44   | 1,86                                            |
| Давление в парогенераторах 1—4 (абсолютное), МПа                     | 6,12                                 | 6,12   | 6,12   | 6,16   | 6,25   | 6,27                                            |
|                                                                      | 6,13                                 | 6,13   | 6,13   | 6,20   | 6,27   | 6,27                                            |
|                                                                      | 6,13                                 | 6,13   | 6,13   | 6,21   | 6,25   | 6,27                                            |
|                                                                      | 6,13                                 | 6,13   | 6,13   | 6,20   | 6,24   | 6,27                                            |
| Степень открытия, %:                                                 |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| регулирующего клапана уровня в деаэраторе ~0,7 МПа                   | 47,8                                 | 48,5   | 52,2   | 53,6   | 54,1   | 25—75                                           |
| регулирующих клапанов уровня в парогенераторах 1—4                   | 50,6                                 | 50,8   | 50,9   | 50,4   | 50,6   | 25—75                                           |
|                                                                      | 59,3                                 | 59     | 60,8   | 62,1   | 61,8   | 25—75                                           |
|                                                                      | 57,5                                 | 58,2   | 58,4   | 59,5   | 58,6   | 25—75                                           |
|                                                                      | 48,5                                 | 48,6   | 49     | 49,2   | 49,6   | 25—75                                           |
| Температура, °С:                                                     |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| питательной воды после подогревателей высокого давления              |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| группы А                                                             | 219,3                                | 219,4  | 219,6  | 219,8  | 220,2  | 220±5                                           |
| группы Б                                                             | 218,8                                | 219    | 219    | 219,6  | 219,9  | 220±5                                           |
| циркуляционной воды                                                  | 8,9                                  | 9,1    | 9,4    | 8,1    | 9,0    | Не более 33                                     |
| Ток, А:                                                              |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| ротора                                                               | 5680                                 | 5720   | 5800   | 5980   | 6050   | 7000                                            |
| статора                                                              | 25 790                               | 25 800 | 26 300 | 26 480 | 26 480 | 26 730                                          |
| Температура, °С:                                                     |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| обмоток статора                                                      | 49,1                                 | 50     | 50,6   | 51,4   | 51,6   | 75                                              |
| водорода на входе в генератор                                        | 32,9                                 | 33,4   | 34,9   | 34,7   | 35,1   | 40                                              |
| на выходе из генератора                                              | 42,5                                 | 43,9   | 44,1   | 44,7   | 45,3   | 75                                              |
| Расход дистиллята через обмотку статора, м <sup>3</sup> /ч           | 215                                  | 215    | 215    | 215    | 215    | 215—235                                         |
| Температура воздуха, °С:                                             |                                      |        |        |        |        |                                                 |
| на входе возбудителя генератора                                      | 37,1                                 | 38,3   | 39,5   | 40,1   | 41,3   | 50                                              |
| на выходе »                                                          | 56,3                                 | 56,9   | 57,3   | 58,1   | 59,5   | 80                                              |
| Температура контактного соединения разъединителя КАГ-24 (фаза А), °С | 55,1                                 | 53,6   | 54,6   | 56,8   | 57     | 120                                             |

По результатам предварительного анализа для увеличения пропускной способности цилиндра высокого давления были заменены лопаточный и сопловый аппараты первой ступени. После замены и увеличения мощности положение регулирующего клапана турбины находится в пределах диапазона регулирования. Виброскорость подшипников турбины не изменилась.

В ходе освоения мощности 104%  $N_{\text{ном}}$  подтверждена пропускная способность конденсатно-питательного тракта — нагрузки конденсатных насосов и положение регулирующих клапанов изменились незначительно. Температура меди и железа статора генератора не превысила номинальных значений. Температура водорода в системе охлаждения генератора и воздуха в системе охлаждения возбuditеля генератора и выпрямителя осталась в пределах допустимой.

Одним из основных условий работоспособности активной зоны реактора является сохранение целостности оболочек твэлов. Для этого средствами СВРК контролируется недопущение критического теплового потока во всех точках активной зоны. Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплообмена при локальных мощности и температуре теплоносителя определяется как

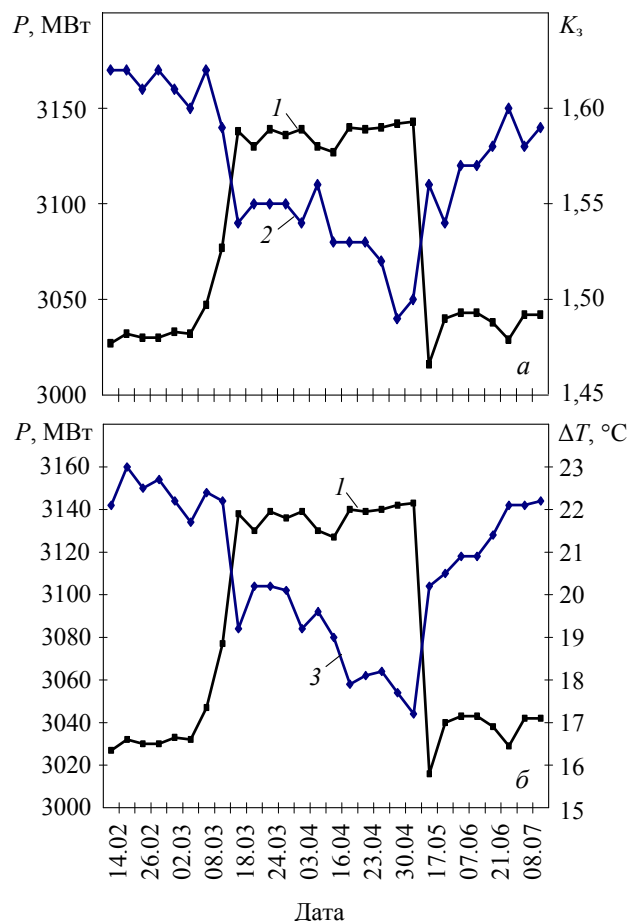
$$K_3 = Q_{\text{крит}}/Q_{\text{тек}}; \Delta T_{ij} = T_{\text{кр}ij} - T_{\text{тек}ij},$$

где  $Q_{\text{крит}}$  — плотность критического теплового потока;  $T_{\text{тек}ij}$  — температура теплоносителя в рассматриваемой точке;  $i$  — номер ТВС;  $j$  — номер сечения по высоте.

Как видно на рис. 1, с увеличением мощности запас до кризиса теплообмена уменьшается, но его минимальное значение не снижается меньше регламентного 1,35.

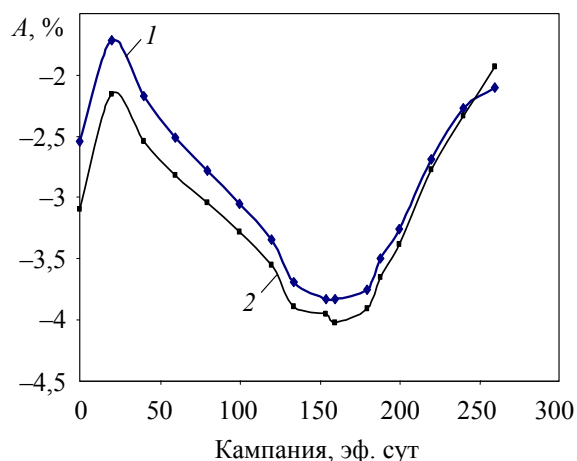
Анализ 16-й топливной загрузки показывает, что при повышении мощности реакторной установки со 100 до 104%  $N_{\text{ном}}$  в результате увеличения подогрева теплоносителя в ТВС изменяется соотношение температуры в верхней и нижней частях активной зоны и, как следствие, энерговыделение в ТВС и активной зоне в целом.

Изменение расчетного превышения энерговыделения верхней половины активной зоны относительно мощности реактора  $A = (P_{\text{вер}} - P_{\text{низ}})/(P_{\text{вер}} + P_{\text{низ}})100$  показано на рис. 2. Уменьшение аксиального оффсета при увеличении мощности реактора объясняется ростом размножающих свойств нейтронов в нижней и



Р и с. 1. Изменение мощности (1), запаса мощности (2) и температуры (3) до кризиса теплообмена в 16-ю кампанию второго энергоблока Балаковской АЭС в 2008 г.

верхней частях активной зоны вследствие повышения подогрева теплоносителя в реакторе и отрицательного температурного коэффициента реактивности. Анализ позволяет предположить, что при росте мощности реактора без изменения положения органов регулирования системы управления и защиты (без их подъема) минимальный объемный коэффициент неравномер-



Р и с. 2. Изменение расчетного оффсета при работе на номинальной мощности (1) и мощности 104%  $N_{\text{ном}}$  (2)

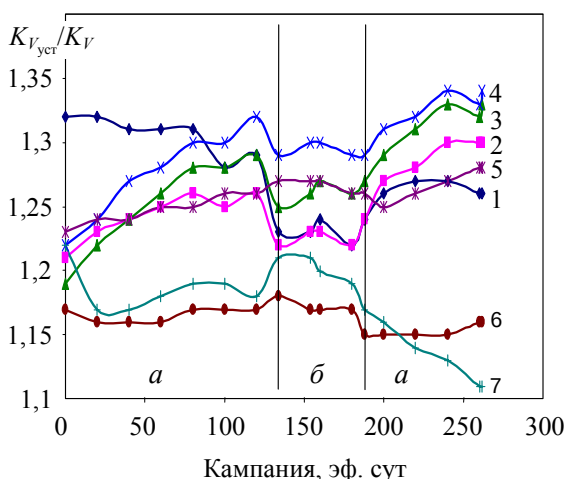
ности энерговыделения активной зоны будет уменьшаться медленнее отношения номинальной к повышенной мощности.

На рис. 3 видно, что слои с минимальным объемным коэффициентом неравномерности энерговыделения  $K_V$  при работе реактора на номинальной мощности расположены в верхней части активной зоны (слои 5—7), поэтому смещение энерговыделения в нижние слои увеличивает запас текущего коэффициента неравномерности до регламентируемого (до уставки). В нижних слоях (слои 1—3) запас объемного коэффициента неравномерности с переходом на мощность 104% уменьшается.

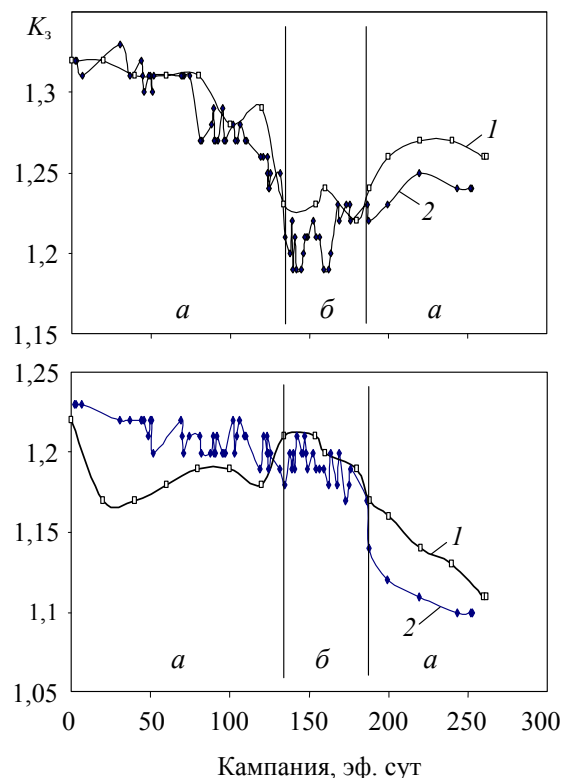
Наиболее выраженные тенденции изменения отношения установленного предельного объемного коэффициента неравномерности к текущему ( $K_{V_{уст}}/K_{V_{тек}}$ ) в первом и седьмом слоях активной зоны приведены на рис. 4.

Таким образом, расчетное и восстановленное распределение коэффициентов неравномерности энерговыделения по объему активной зоны показывает, что их текущие значения не превышают регламентных максимальных допустимых при работе на мощности 104%  $N_{ном}$ .

После планово-предупредительного ремонта реактора в 2008 г. и выхода на мощность 104%  $N_{ном}$  измерены теплогидравлические и нейтронно-физические характеристики 17-й топливной загрузки. Видно, что во всех сечениях по высоте запас до кризиса теплообмена не достигает предельно допустимого, линейная мощность ТВС ниже предельно допустимой (табл. 2). Макси-



Р и с. 3. Изменение послойного запаса объемного коэффициента неравномерности энерговыделения активной зоны в 16-ю топливную кампанию второго энергоблока на мощности 100% (а) и 104%  $N_{ном}$  (б) в одной из наиболее напряженных ТВС ( $K_{V_{уст}}$  — установленный допустимый коэффициент объемной неравномерности)



Р и с. 4. Расчетный по программе БИПР (1) и восстановленный СВРК объемный коэффициент неравномерности энерговыделения (2) для первого (вверху) и седьмого (внизу) слоя активной зоны на мощности 100% (а) и 104% (б)

мальный коэффициент неравномерности линейной мощности теплоносителя ниже уставки (табл. 3), энерговыделение не превышает допустимого (табл. 4).

При увеличении мощности выше номинальной (до 104%) в условиях изменения давления в парогенераторах в соответствии с данными табл. 1 средняя температура в активной зоне возрастает, как и температура теплоносителя на входе и выходе из ТВС. Однако температура теплоносителя на входе повышается со скоростью 0,375 °С на 1% роста мощности, на выходе уже

Т а б л и ц а 2. Максимальная линейная мощность ТВС при работе реактора на мощности 104%  $N_{ном}$

| Номер слоя | $K_3$   |            | Запас | $q_l$ , Вт/см |            | Запас |
|------------|---------|------------|-------|---------------|------------|-------|
|            | текущее | допустимое |       | текущая       | допустимая |       |
| 7 (верх)   | 2,863   | 1,35       | 1,31  | 207,9         | 273,3      | 1,316 |
| 6          | 3,071   | 1,35       | 1,66  | 283,0         | 302,8      | 1,070 |
| 5          | 3,618   | 1,35       | 2,26  | 293,1         | 332,6      | 1,135 |
| 4          | 4,377   | 1,35       | 2,82  | 297,4         | 357,8      | 1,203 |
| 3          | 5,574   | 1,35       | 4,22  | 295,4         | 357,8      | 1,211 |
| 2          | 7,747   | 1,35       | 5,39  | 274,2         | 357,8      | 1,305 |
| 1 (низ)    | 14,21   | 1,35       | 12,86 | 243,1         | 357,8      | 1,472 |

Таблица 3. Подогрев теплоносителя и максимальный коэффициент неравномерности  $K_q$  линейной мощности

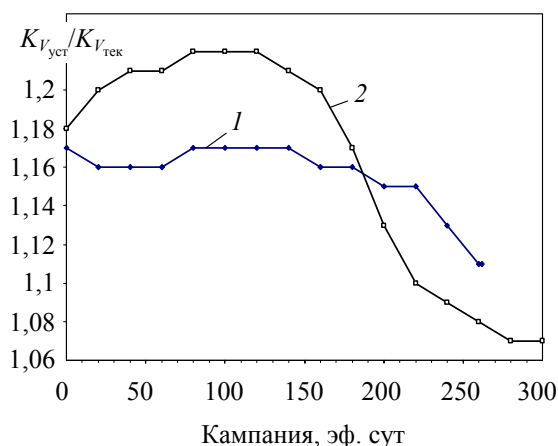
| Координаты | Подогрев, °С |             | Координаты | $K_q$ текущий |
|------------|--------------|-------------|------------|---------------|
|            | текущий      | по устав-ке |            |               |
| 08—35      | 39,13        | 43,3        | 08—35      | 1,27          |
| 05—26      | 38,57        | 43,3        | 05—32      | 1,25          |
| 11—26      | 37,66        | 43,3        | 05—26      | 1,25          |
| 08—23      | 37,56        | 43,3        | 11—32      | 1,24          |
| 03—30      | 36,32        | 43,3        | 11—26      | 1,24          |
| 13—30      | 36,53        | 43,3        | 08—23      | 1,24          |
| 12—25      | 35,43        | 43,3        | 07—38      | 1,22          |
| 11—36      | 35,44        | 43,3        | 12—35      | 1,22          |
| 06—21      | 35,33        | 43,3        | 03—26      | 1,22          |
| 05—32      | 34,94        | 43,3        | 04—35      | 1,22          |
| 04—29      | 34,99        | 43,3        | 08—37      | 1,22          |
| 08—37      | 34,74        | 43,3        | 03—32      | 1,22          |

Таблица 4. Максимальное энерговыделение ТВС активной зоны, Вт

| Координаты | Текущее | Предельное |
|------------|---------|------------|
| 08—35      | 24,79   | 27         |
| 05—32      | 24,35   | 27         |
| 05—26      | 24,35   | 27         |
| 11—32      | 24,26   | 27         |
| 11—26      | 24,20   | 27         |
| 08—23      | 24,15   | 27         |
| 07—38      | 23,94   | 27         |
| 12—35      | 23,87   | 27         |
| 03—26      | 23,85   | 27         |
| 04—35      | 23,83   | 27         |
| 08—37      | 23,81   | 27         |
| 03—32      | 23,78   | 27         |

на 0,725 °С /%. Полный прирост составляет соответственно 1,5 и 2,4 °С. Такой прирост температуры приводит к неравному снижению разноточающих свойств из-за ухудшения замедления нейтронов в нижних и верхних слоях активной зоны.

Запас коэффициентов объемной неравномерности  $K_{V_{уст}}/K_{V_{тек}}$  при работе на мощности 104% выше в течение примерно 2/3 кампании (рис. 5). В последней 1/3 кампании меньший запас определяется самым верхним седьмым слоем как при 104%  $N_{ном}$ , так и при 100% и снижается к концу кампании более интенсивно для 104%  $N_{ном}$ . При этом более интенсивно растет



Р и с. 5. Изменение минимального запаса  $K_{V_{уст}}/K_{V_{тек}}$  при работе второго энергоблока Балаковской АЭС на номинальной (1) и повышенной мощности (2)

энерговыделение в верхнем слое активной зоны из-за необходимости компенсации более интенсивно выгоревших нижних слоев в кампанию со 104%  $N_{ном}$ .

Испытания подтвердили возможность устойчивой работы второго энергоблока Балаковской АЭС на повышенном уровне мощности при внесении всех предусмотренных изменений в работу АСУ ТП реакторного и турбинного отделений в соответствии с разработанной проектной и эксплуатационной документацией. Нейтронно-физические и теплогидравлические характеристики находятся в пределах заданных ограничений. Так, при увеличении мощности до 104%  $N_{ном}$  запас до кризиса теплообмена не снижается меньше регламентного 1,35. Текущие коэффициенты неравномерности энерговыделения по объему активной зоны не превышают максимально допустимых. Недогрев теплоносителя и энерговыделения в максимально нагруженных ТВС ниже допустимых значений.

Эксплуатация энергоблока на повышенной мощности показывает, что для выполнения ограничений на локальное энерговыделение и при увеличении длительности кампании (18-месячный топливный цикл) основная задача заключается в снижении энергонапряженности верхних слоев активной зоны реактора. В качестве путей решения может быть рассмотрена возможность внедрения ТВС с профилированием по высоте обогащения топлива или концентрации интегрированного поглотителя (или их композиции). Также предлагается рассмотреть возможность выбора движения регулирующей группы ОР СУЗ, обеспечивающего более равномерное выгорание топлива по высоте активной

зоны и способствующего снижению энерговыделения в верхних слоях активной зоны в конце кампании реактора.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ. Грант № 09-08-00496а.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аминов Р.З., Хрусталева В.А., Духовенский А.С., Осадчий А.И. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность. М.: Энергоатомиздат, 1990. 360 с.
2. Семченков Ю.М. ВВЭР-1000. Повышение мощности. — Журн. Росэнергоатома, 2008, № 8, с. 13—16.
3. Шутиков А.В. Эффективность повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 (на примере Балаков-

ской АЭС). Автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. Саратов, 2007. 22 с.

4. Игнатов В.И., Шутиков А.В., Рыжков Ю.А. и др. Эксплуатация энергоблоков ВВЭР-1000 на повышенной номинальной мощности (на примере блока 2 Балаковской АЭС). — В сб.: Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 5. Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения. Саратов, 2008, с. 45—52.

Поступила в Редакцию 2.04.09

УДК 621.039.515

### МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И МОЩНОСТИ ВВЭР

*Петросян В.Г., Гюлбудагян Р.Р., Авагян К.Р. (НИИ «Арматом», г. Ереван, Армения)*

В настоящее время количественные исследования динамики ядерных реакторов проводятся с помощью сложных математических моделей, описываемых большим числом дифференциальных уравнений как обыкновенных, так и в частных производных. Однако до сих пор представляют интерес простые идеализированные модели динамики реакторов, характеризующиеся минимальным порядком и наличием нелинейной зависимости реактивности от мощности, температуры топлива, плотности, температуры теплоносителя и других параметров. Это обосновывается, с одной стороны, актуальными исследованиями нелинейных колебаний процессов, происходящих в реакторах, что связано с важным открытием и установлением того факта, что в детерминированной системе при отсутствии в ней случайных внешних возмущений возникают стохастические колебания. Такие колебания обнаружены в разных областях естествознания. С 1983 г. нелинейные колебания обнаружены и исследуются также в ядерных реакторах [1—7].

Периодические колебания в реакторе с нелинейными обратными связями изучались в работах [4, 5].

Одной из актуальных задач динамики ядерного реактора является исследование автоколебательных режимов. Этим исследованиям посвящены работы [6, 7].

С другой стороны, анализ простейших моделей позволяет выявить количественные особенности динамики реактора. Результаты анализа упрощенных моделей позволяют более осознанно и целенаправленно проводить последующие численные расчеты динамики ядерно-энергетических установок с помощью сложных математических моделей или использовать известные научные математические пакеты, в частности, компьютерный код RELAP5/Mod3.2, тем самым моделировать некоторые нелинейные колебательные процессы для АЭС с ВВЭР.

**Постановка задачи.** В первой части задачи рассмотрим известную простейшую идеализированную модель динамики реактора с учетом инерционной (температурной) и мгновенной (мощностной) обратных связей в реакторе, пренебрегая запаздывающими нейтронами [4]. Исходные уравнения динамики реакторов имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{dN(t)}{dt} &= \rho(N, T)N(t); \\ M \frac{dT(t)}{dt} &= N(t) - k(T(t) - \bar{T}), \end{aligned} \quad (1)$$

где  $N(t)$  — мощность реактора;  $T(t)$  — температура;  $M$  — теплоемкость среды температурой  $T(t)$ ;  $t$  — реальное время;  $k$ ,  $\bar{T}$  — положительные константы.