

---

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

---

УДК 621.039.55

DOI: 10.46960/1816-210X\_2022\_2\_44

### ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ ЯДЕРНОГО ЭНЕРГОИСТОЧНИКА НА ОСНОВЕ ВТГР ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

**В.Ф. Головки**

ORCID: 0000-0003-3501-9767 e-mail: vfgolovko@mail.ru

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
*Нижний Новгород, Россия***И.В. Дмитриева**

ORCID: 0000-0003-3083-5028 e-mail: dmitrieva\_iv@okbm.nnov.ru

Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И.И. Африкантова  
*Нижний Новгород, Россия***А.В. Рязанов**

ORCID: 0000-0002-4951-8930 e-mail: a\_v\_ryazanov@mail.ru

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
*Нижний Новгород, Россия*

Представлен анализ надежности атомной энерготехнологической станции (АЭТС) с использованием реакторных установок (РУ) различной единичной мощности. Рассматриваются различные конфигурации АЭТС с РУ и традиционными котельными агрегатами, используемыми в качестве основных и резервных источников тепла, исследуется их надежность в зависимости от единичной мощности установок. Предложена комбинированная схема АЭТС, предполагающая подключение РУ к источникам тепла, обеспечивающим соответствующую надежность его подачи. Данный способ использования ВТГР для технологических производств требует минимальных доработок существующих камер сгорания и трубопроводов системы разводки горячего воздуха при высокой безопасности транспортировки тепла. Результаты исследования могут быть использованы для анализа надежности и экономических оценок АЭТС.

**Ключевые слова:** ядерный энергоисточник, реактор ВТГР, ядерный реактор, реактор при технологическом производстве, высокотемпературный реактор, тепло для производственных нужд, высокотемпературный технологический процесс, производство водорода.

**ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:** Головки, В.Ф. Выбор конфигурации ядерного энергоисточника на основе ВТГР для технологического применения / В.Ф. Головки, И.В. Дмитриева, А.В. Рязанов // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2022. № 2. С. 44-57. DOI: 10.46960/1816-210X\_2022\_2\_44

### CONFIGURING NUCLEAR POWER SOURCE BASED ON HTGR FOR TECHNOLOGICAL USE

**V.F. Golovko**

ORCID: 0000-0003-3501-9767 e-mail: vfgolovko@mail.ru

Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alekseev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**I.V. Dmitrieva**

ORCID: **0000-0003-3083-5028** e-mail: **dmitrieva\_iv@okbm.nnov.ru**  
Federal State Unitary Enterprise I.I. Afrikantov OKB Mechanical Engineering  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**A.V. Ryazanov**

ORCID: **0000-0002-4951-8930** e-mail: **a\_v\_ryazanov@mail.ru**  
Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alekseev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**Abstract.** Analysis of reliability of a nuclear power technological plant (NPTP) using reactor plants (RP) of various unit capacity, is presented. Various configurations of NPTPs with RP and traditional boiler units used as main and backup heat sources, are considered, and their reliability is researched depending on the unit capacity of the plants. Combined scheme of the NPTP is proposed, involving the connection of RP to heat sources that ensure the appropriate reliability of its supply. This method of using HTGR for technological production requires minimal improvements to existing combustion chambers and pipelines of the hot air distribution system with high safety of heat transportation. Results of the study can be used to analyze reliability and economic assessments of NPTP.

**Key words:** nuclear power source, HTGR reactor, nuclear reactor, reactor at technological production, high-temperature reactor, heat for production needs, high-temperature technological process, hydrogen production.

**FOR CITATION:** V.F. Golovko, I.V. Dmitrieva, A.V. Ryazanov. Configuring nuclear power source based on HTGR for technological use. Transactions of NNSTU n.a. R.E. Alekseev. 2022. № 2. Pp. 44-57.  
DOI: 10.46960/1816-210X\_2022\_2\_44

## Введение

В структуре энергопотребления России основная доля (до 70 %) потребляемого органического топлива приходится на обеспечение теплом промышленных производств, на транспорт и отопление жилых массивов. Реакторные установки с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами (ВГТР), гелиевый теплоноситель которых может нагреваться до 950 °С, являются альтернативой источникам технологического тепла для различных производств, использующих органическое топливо (химические и нефтеперерабатывающие заводы, металлургические процессы, производство водорода и др.) Температурный потенциал в совокупности с повышенными характеристиками безопасности современных модульных ВГТР в наибольшей мере соответствуют требованиям, предъявляемым промышленными технологическими производствами к источнику ядерной энергии. Однако для поддержания непрерывного технологического процесса в течение длительного времени необходимы высокая готовность и надежность подачи тепла, в то время как единичные РУ, в том числе, с ВГТР, обладают более низкой внутренне присущей готовностью, чем требуется, вследствие остановки на перегрузку топлива или для замены и ремонта отдельных элементов. Поэтому при использовании РУ в этих целях необходима их резервная избыточность [1, 2].

## Требования технологических производств

Анализ требований к источнику тепла по мощности, температурам и надежности для разных технологических процессов выполнен на основе немногочисленной опубликованной отечественной и зарубежной информации [3, 4].

Требуемые мощности по отечественным данным:

- от 200 МВт – нефтедобыча из песков;
- 500 МВт – для нефтеперерабатывающего завода;
- 2400 МВт – оптимальная мощность перспективного производства водорода с ядерным энергоисточником;

- более 10 000 МВт – для крупных промышленных химических и металлургических предприятий.

Требуемые мощности по зарубежным данным:

- средний нефтеперерабатывающий завод – 643 МВт и 1 100 МВт (7 % – пар, 76 % – тепло, 17 % – электричество); с комплексной нефтепереработкой (каталитический крекинг, гидрокрекинг, реформинг, гидроочистка) намного больше – до 2 356 МВт;
- извлечение и переработка битума из нефтеносных песков – от 1 000 до 1 270 МВт (более 90 % в виде пара);
- производства водорода посредством парового реформинга метана – от 130 до 500 МВт (56 % – пар, 37 % – тепло, 7 % – электричество);
- производства водорода посредством термохимического разложения воды в йодносернистом цикле – от 500 до 2400 МВт (производство водорода, кислорода, а также электричества и пара низкого давления);
- для производства 800 тыс. т. алюминия в год – 317 МВт (т) и 544 МВт (эл.)

Как следует из данного обзора, ВТГР с тепловой мощностью от 200 до 1000 МВт хорошо соответствуют потребностям большинства производств.

### Требуемый уровень температур

Требуемый уровень температуры в основных технологических процессах:

- добыча и переработка нефти – от 250 до 600 °С, отдельные процессы термического и каталитического крекинга – до 950 °С;
- извлечение битума из нефтеносных песков – до 350 °С, с каталитическим крекингом – до 950 °С;
- газификация угля – от 700 до 950 °С;
- химическое производство – в большинстве процессов ниже 300 °С, в некоторых (производство стирола, акрилонитрила) от 400 до 700 °С, в процессах с крекингом (производство этилена, пропилена, бензола, ксилола) – до 900 °С;
- производство удобрений – от 400 до 600 °С;
- производство металлов – выше 960 °С;
- производство стекла – около 1500 °С;
- производство цемента – 1500 °С, в производствах с катализатором – 800 °С;
- производство водорода посредством парового реформинга метана – от 500 до 980 °С;
- производства водорода посредством электролиза воды и термохимического разложения;
- воды в йодно-сернистом цикле – от 700 до 950 °С.

Из всех реакторных технологий технология ВТГР единственная располагает диапазоном от 250 до 950 °С, который может применяться в высокотемпературных технологических процессах. Как видим, в большинстве технологических производств в настоящее время и на ближайшую перспективу температура потребляемого тепла находится в диапазоне до 700-750 °С, что идеально соответствует возможностям ВТГР. Предельный для ВТГР уровень температур от 700 до 950 °С востребован в процессах производства водорода, химическом производстве пропилена и этилена. В таком высокотемпературном диапазоне основные научно-технические барьеры связаны с созданием новых материалов и компонентов оборудования (в системах передачи энергии), преодоление которых нацелено на долгосрочную перспективу. В производствах с температурами выше 950 °С к ВТГР должны добавляться или электрические источники тепла, или источники на основе сжигания органического топлива.

### Требования по надежности

Многие традиционные производства (например, металлургические и химические) имеют очень высокие эксплуатационные коэффициенты использования мощности, приближающиеся к 95-98 %. Нефтеперерабатывающий завод выдвигает требование по увеличению времени непрерывной работы энергоисточника с 7 000 до 8 000 ч в год при средней наработке на отказ 16 000 ч. Это требование соответствует значению  $K_{\text{ти}}$  91,3 % при среднем времени восстановления работоспособного состояния оборудования в диапазоне от 24 до 240 ч и значению  $K_{\text{г}}$  в диапазоне от 99,9 до 98,5 % соответственно.

Следует отметить, что в случае, например, добычи вязкой нефти из нефтеносных песков с использованием пара аварийное прекращение поставки пара приводит к быстрому охлаждению песков и большим затратам энергии и времени на их повторный нагрев. В этом случае допустимо лишь кратковременное снижение мощности энергоисточника до уровня, обеспечивающего поддержание необходимой температуры нефтеносного слоя. Для ряда технологических процессов также существует проблема эксплуатационной готовности. В частности, для металлургии (в доменном производстве) вероятность безотказной работы должна быть на уровне 99,9 %, поскольку аварийная остановка приводит к таким нарушениям технологического процесса, после которых необходим длительный пусковой период для выхода на стационарный режим работы.

Таким образом, ключевым требованием к источнику технологического тепла является его высокая надежность, которая должна обеспечиваться необходимым резервированием мощности.

### Характеристики надежности ВТГР

Анализ надежности выполняется на основе оценки коэффициента технического использования  $K_{\text{ти}} = \frac{T_p}{T_p + T_{\text{ппр}} + T_{\text{н}}}$  и коэффициента готовности  $K_{\text{г}} = \frac{T_p}{T_p + T_{\text{н}}}$ , где  $T_p$  – суммарное за срок службы время работы блока на мощности;  $T_{\text{ппр}}$  – суммарное за срок службы время простоя блока - на перегрузку и планово-предупредительный ремонт (ППР);  $T_{\text{н}}$  – суммарное за срок службы время неплановых простоев.

В ядерной энергетике широкое распространение получил также коэффициент использования мощности, представляющий собой отношение фактической энерговыработки РУ за определенный период времени к максимально возможной за этот же период, которую она бы произвела, работая на номинальном уровне мощности в течение календарного времени без остановок:

$$\text{КИУМ} = \frac{T_p}{T_p + T_{\text{ппр}} + T_{\text{н}}} \cdot \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{ном}}}$$

где:

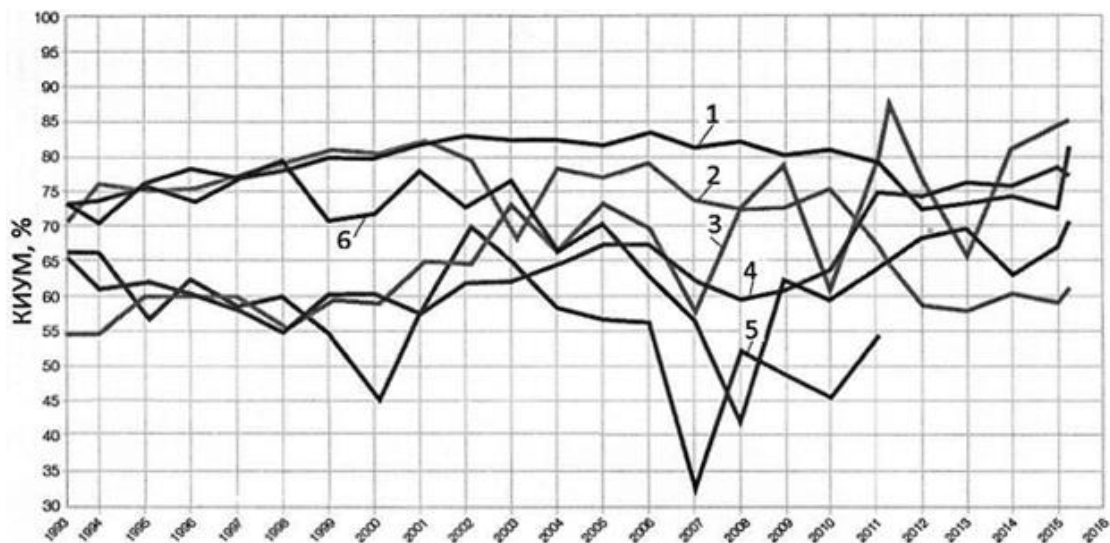
$N_{\text{ср}}$  – средняя мощность установки на интервале времени  $T_p$ ;

$N_{\text{ном}}$  – номинальная установленная мощность.

При работе РУ только на номинальном уровне мощности  $K_{\text{ти}} = \text{КИУМ}$ , и по величине КИУМ можно судить о  $K_{\text{ти}}$ . Для сравнения на рис. 1 приведены КИУМ для АЭС с реакторными установками шести основных типов. Верхняя граница находится на уровне 85 %. Учитывая, что максимальные КИУМ достигаются при мощности, близкой к номинальной, можно сделать вывод, что максимальный  $K_{\text{ти}}$  АЭС лежит в пределах 85-86 %. Поскольку  $K_{\text{ти}}$  АЭС в основном определяется продолжительностью плановых остановок РУ (перегрузками), можно предположить, что максимальный  $K_{\text{ти}}$  РУ составляет также около 86 %.

Оценка показателей надежности РУ с ВТГР выполнялась на примере разработанных проектов: типа ВГМ [6] – тепловой мощностью 220 МВт с активной зоной из шаровых твэлов, перегружаемой на работающем реакторе, и типа МГР-Т [7] – мощностью 600 МВт с

кольцевой призматической активной зоной, объединенного с системой преобразования энергии в прямом замкнутом газотурбинном цикле (модификация ГТ-МГР [8] для целей промышленного производства водорода.).



**Рис. 1. Данные по средним КИУМ за период 1993-2016 гг. [5]:**

*1 – легководный реактор (LWR); 2 – кипящий реактор (BWR);*

*3 – реактор большой мощности канальный (РБМК); 4 – реактор с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем под давлением (PHWR); 5 – магноксовый реактор (MAGNOX); 6 – усовершенствованный газоохлаждаемый ядерный реактор (AGR)*

**Fig. 1. Data on average Capacity Factor for the period from 1993 to 2016 [5]:**

*1 – light-water reactor (LWR); 2 – boiling-water reactor (BWR);*

*3 – high-power channel-type reactor (RBMK); 4 – pressurized heavy-water reactor (PHWR); 5 – MAGNOX; 6 – advanced gas-cooled reactor (AGR)*

В проекте ВГМ с активной зоной из шаровых твэлов при работе без остановки на перегрузку продолжительность простоев определяется плановыми остановками для замены оборудования, выработавшего свой ресурс. В этих условиях  $K_{ти}$  оценивается около 86 %. На рис. 2 показано влияние увеличения ресурса оборудования (газодувок и высокотемпературного промежуточного теплообменника) на показатели надежности РУ.

Несовпадение во времени частоты остановок оборудования усиливается при увеличении их ресурса, что предопределяет замедление темпа роста  $K_{ти}$  на рис. 2. Эту закономерность необходимо учитывать при обеспечении ресурса оборудования. Достижимый ресурс отдельного оборудования подтверждается опытом эксплуатации аналогов в составе газоохлаждаемых реакторов. Так, например, газодувки АЭС «Хинкли-Пойнт-В» [9] рассчитаны на работу без ремонта в течение 30 лет с проведением осмотров рабочих узлов и деталей каждые пять лет. Они наработали почти 1 млн ч с коэффициентом готовности 99,4 % за период 1978-1985 гг. В РУ ВГМ при таком коэффициенте готовности газодувок можно ожидать увеличения надежности до 88 %.

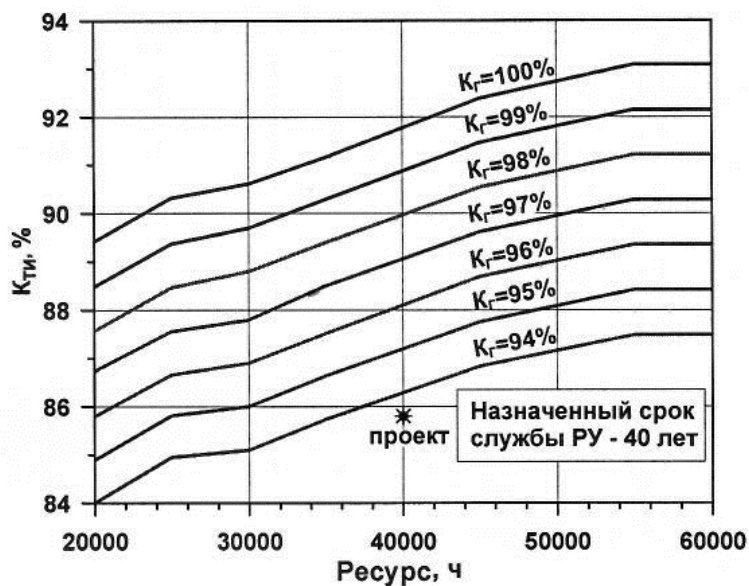


Рис. 2. Зависимость  $K_{ТГ}$  реакторной установки ВГМ от ресурса оборудования

Fig. 2. Dependence  $K_{ТГ}$  of reactor unit VGM on the equipment resource

Для РУ ГТ-МГР с кольцевой призматической активной зоной продолжительность простоев в основном определяется плановыми перегрузками топлива. На рис. 3 приведена диаграмма, иллюстрирующая цикличность работы РУ ГТ-МГР с продолжительностью одной микрокампании 303,5 эффективных суток. Минимальное время остановок составляет 30,5 суток (перегрузка), более продолжительные остановки соответствуют плановым перегрузкам, совмещенным с плановыми заменами и ремонтами отдельного оборудования. Для учета неплановых (аварийных) остановок реактора, с помощью вероятностных методов оценивались возможное количество отказов оборудования и суммарное время простоев РУ по причине данных отказов.

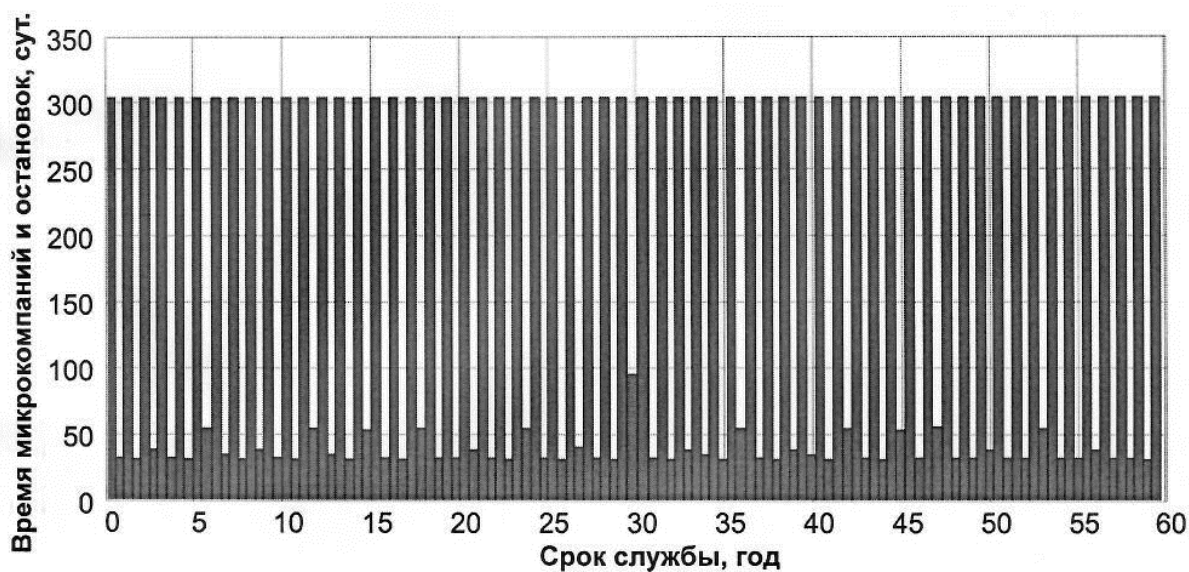


Рис. 3. Диаграмма работы РУ ГТ-МГР

Fig. 3. Diagram of the work of RU GT-MHR

На рис. 4 показано изменение показателей надежности РУ ГТ-МГР в зависимости от продолжительности микрокампании (проектная точка:  $K_{тн}=84,6\%$ ,  $K_r=95,5\%$ ). Из анализа следует, что снижение  $K_{тн}$  из-за плановых простоев установки при эксплуатации на 100 % мощности может составлять до 12 %. Наибольший «вклад» в продолжительность плановых простоев вносят ежегодные перегрузки топлива, связанные с заменой и перестановками тепловыделяющих сборок. Время подготовки к перегрузке и вывода реактора на мощность после перегрузки (включая время, затраченное на останов и расхолаживание реактора, монтаж / демонтаж оборудования перед и после перегрузки топлива, проверки перед выходом на мощность, вывод реактора на мощность) составляет 19 % от суммарного времени простоев РУ во время плановых остановок, что соответствует 2,3 % снижения  $K_{тн}$ .

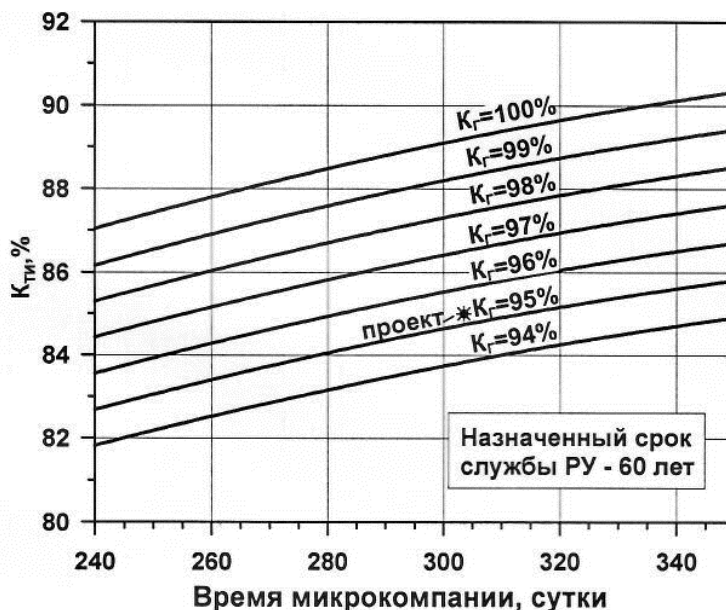


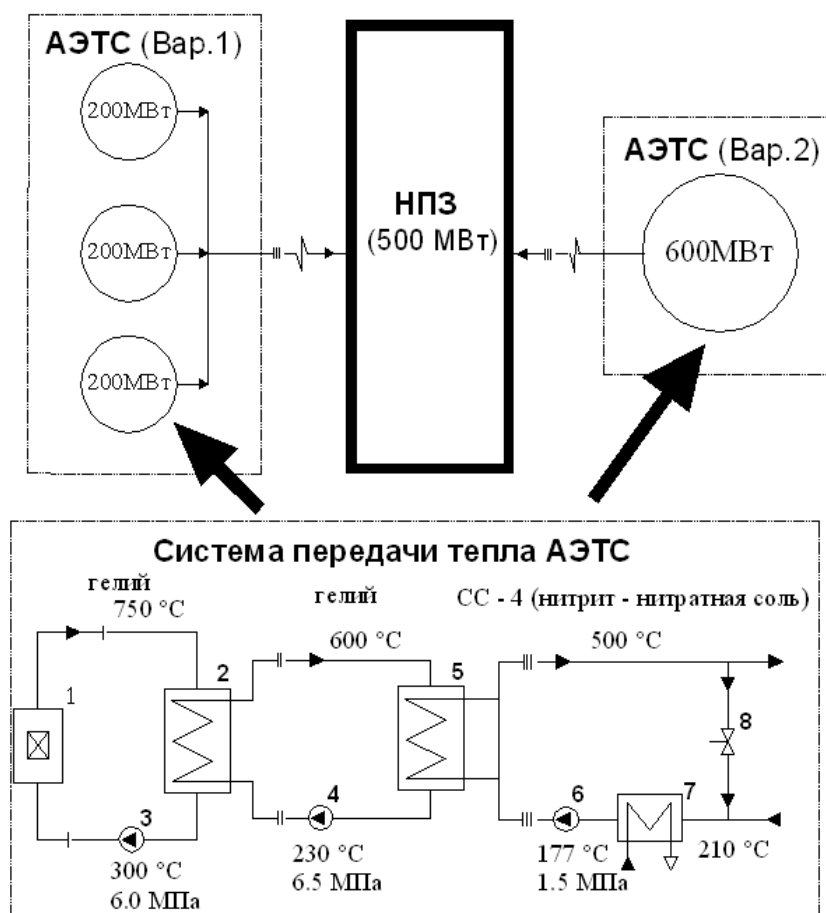
Рис. 4. Изменение  $K_{тн}$  реакторной установки ГТ-МГР с призматической зоной

Fig. 4. Changing  $K_{тн}$  reactor unit GT-MHR with a prismatic zone

Расчетное снижение  $K_{тн}$  установки, оцененное с использованием данных по безотказности и ремонтпригодности компонентов РУ, может достигать 4 %. Для повышения  $K_{тн}$  должно быть предусмотрено, по возможности, совмещение плановых остановов на перегрузку с заменой и ремонтом оборудования реактора. Анализ характеристик надежности существующих проектов ВТГР показывает, что требования потребителей тепла существенно выше уровня надежности, обеспечиваемого единичной реакторной установкой.

Кроме того, из-за различия мощностей модульных ВТГР и потребностей промышленных потребителей тепла возникает серьезная проблема. Так, например, для нефтеперерабатывающего завода мощностью 500 МВт (рис. 5) или перспективной установки для производства водорода мощностью 2 400 МВт требуется использование нескольких РУ. Также в некоторых случаях требования к продолжительности непрерывного технологического процесса выше, чем может обеспечивать РУ. Например, для нефтеперерабатывающего завода требуется 8 000 ч (333 суток), в то время как продолжительность микрокампании ГТ-МГР составляет 303 суток.

Проблема разномасштабности, очевидно, решается за счет количества реакторных блоков. Выбор реакторного модуля из имеющихся проектов определяется оптимальной кратностью блоков для обеспечения требуемой мощности АЭС.



**Рис. 5. Варианты тепловых схем АЭТС для нефтеперерабатывающего завода:**

*I – первый контур; II – промежуточный контур; III – сетевой контур;  
 1 – реактор; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – главная циркуляционная газодувка;  
 4 – циркуляционная газодувка промежуточного контура; 5 – сетевой теплообменник;  
 6 – циркулятор сетевого контура; 7 – парогенератор; 8 – байпасный клапан*

**Fig. 5. Variants of thermal schemes of NPP for an oil refinery:**

*I – primary circuit; II – intermediate circuit; III – network circuit;  
 1 – reactor unit; 2 – intermediate heat exchanger; 3 – main circulating gas blower;  
 4 – circulating gas blower of the intermediate circuit; 5 – network heat exchanger;  
 6 – network circuit circulator; 7 – steam generator; 8 – bypass valve*

На рис. 6 приведены показатели надежности для нескольких вариантов конфигурации ядерного энергоисточника с РУ типа ГТ-МГР единичной мощностью 600 МВт, которые отличаются количеством блоков.

Оценки выполнены для условий одновременной остановки и перегрузки РУ и отсутствия резервирования, необходимая мощность технологического тепла соответствует суммарной мощности РУ в каждом варианте. Как и следовало ожидать, с увеличением количества РУ в составе АЭТС разрыв между необходимым и фактическим уровнем надежности увеличивается. Снижение  $K_{ти}$  обусловлено увеличением количества оборудования в составе АЭТС, единичные отказы которого приводят к останову одного из РУ и, соответственно, к увеличению продолжительности неплановых простоев (неплановых снижений мощности ядерного энергоисточника). Доля плановых простоев остается постоянной, что объясняется одновременным выводом РУ на ППР.



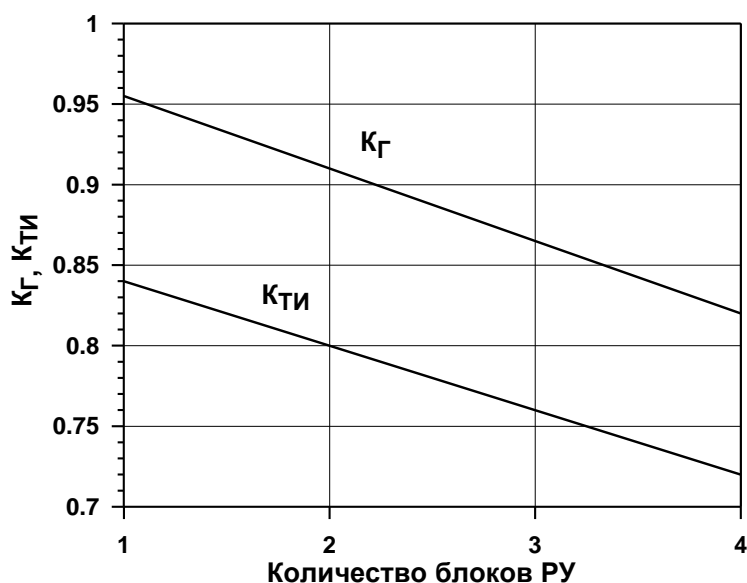


Рис. 6. Зависимость показателей надежности АЭС от количества блоков РУ

Fig. 6. Dependence of NPP reliability indicators on the number of RP

Для повышения показателей надежности реакторного источника тепла необходимо увеличивать продолжительность микрокампании и снижать продолжительность перегрузок топлива (для реактора с призматической активной зоной) и увеличивать ресурс и сокращать время замены (ремонта) отдельного оборудования (для реактора типа ВГМ). Однако полностью сократить разрыв между фактическим и необходимым уровнем надежности АЭС в таких системах невозможно. Одним из решений проблемы является использование резервирования.

### Надежность АЭС с резервированием энергоисточников

На рис. 7 представлены результаты оценок надежности различных вариантов конфигурации АЭС для производства водорода с РУ типа ГТ-МГР, отличающихся кратностью резервирования РУ. Мощность АЭС – 2400 МВт, единичная мощность РУ – 600 МВт, количество основных блоков – 4. Под «кратностью резервирования» понимается отношение количества резервных РУ к количеству основных РУ. Режим использования основных РУ – на номинальной мощности, резервных – на номинальной мощности во время перегрузки (и внеплановых простоев) и на мощности собственных нужд этих РУ в остальное время. Предполагается поочередная остановка блоков на перегрузку и ППР (не допускается одновременная остановка нескольких блоков). Резервные блоки могут использоваться как в течение микрокампании, так и, при необходимости, во время плановых остановок.

Полученные результаты показывают, что наличие уже двух резервных РУ существенно снижает вероятность отказа АЭС и приводит к снижению продолжительности внеплановых простоев. При необходимости достижения более высокого уровня надежности АЭС необходимо повышение кратности резервирования РУ. Возможны другие варианты режимов использования блоков АЭС: например, изменение графика нагрузки как основных, так и резервных РУ с целью снижения продолжительности плановых простоев. Так, для варианта 4/4 возможна одновременная работа всех РУ на 50 % мощности. В этом случае за счет увеличения продолжительности эксплуатации на мощности (в силу экономии энергозапаса активной зоны при условии обеспечения соответствующего, увеличенного в два раза, времени непрерывной работы РУ без техобслуживания и ремонта) доля времени плановых простоев АЭС может быть снижена в два раза.

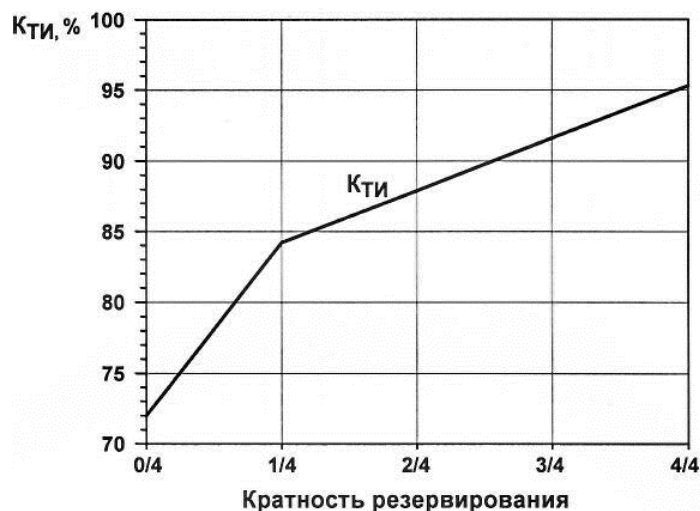


Рис. 7. Зависимость показателей надежности АЭС от кратности резервирования РУ

Fig. 7. Dependence of NPP reliability indicators on the multiplicity of RP redundancy

Анализ возможных вариантов конфигураций АЭС и различных вариантов оптимизации режимов показывает, что для выполнения строгих требований по непрерывной подаче технологического тепла ( $K_{ти}$  на уровне 0,999) требуется значительная резервная избыточность блоков. Этот вывод подтверждается представленными в работах [1, 2] результатами анализа АЭС с ВТГР в качестве основных и резервных РУ, при требуемой надежности подачи тепла от АЭС не ниже 99,9 %. В соответствии с разработанной методологией [1], резервирование устанавливается исходя из принципа избыточности « $n+2$ », который предварительно был обоснован с помощью вероятностных расчетов методом Монте-Карло. Данный принцип предполагает, что одна РУ находится на перегрузке и еще две РУ вышли из строя, при этом оставшиеся РУ должны обеспечивать 100 % уровень подачи тепла. Если при моделировании отказов обнаруживается, что не обеспечивается 99,9 % надежность, то добавляются дополнительные резервные РУ. Величина общей резервной мощности зависит от количества основных РУ. Чем больше количество РУ (и, соответственно, меньше относительная мощность РУ), тем меньше, в соответствии с принципом  $n+2$ , требуемая резервная мощность. Вместе с тем, следует учитывать, что снижение единичной мощности РУ при прочих равных условиях приводит к повышению уровня безопасности. Принцип « $n+2$ », применяемый для надежности 99,9 %, может показаться чрезмерно жестким, реализация которого повлечет неоправданные затраты. Высокое требование по надежности 99,9 % отражает потребности непрерывной длительной работы некоторых технологических производств. Для других производств с более низкими требованиями по надежности, составляющими 98 или 99 %, такое небольшое снижение может оказать значительное влияние на количество резервных РУ.

Общий вывод, который может быть сделан из анализа использования ВТГР для промышленных производств с высокими требованиями по надежности, состоит в том, что, несмотря на бесспорные преимущества ВТГР, АЭС в такой конфигурации (РУ в качестве основных и резервных модулей) неприемлема по экономическим соображениям. Поскольку удорожание АЭС в основном обусловлено капитальной стоимостью резервных РУ на уровне основных РУ, решением проблемы могла бы быть замена резервных РУ на традиционные газовые котлы (ГК). Конфигурация РУ-ГК предпочтительна как из-за низкой капитальной стоимости ГК, так и в связи со способностью быстро переходить из состояния без нагрузки в состояние полной нагрузки. В [2] был выполнен анализ надежности различных конфигураций АЭС, где в качестве резервных источников рассматривались как ВТГР

(мощностью 350 и 600 МВт), так и традиционные газовые котлы (ГК). В табл. 1 представлены некоторые результаты анализа, для сравнения приведен также вариант только с ГК, используемыми в качестве основных и резервных источников (указано их суммарное количество).

Таблица 1.

## Варианты конфигурации энергоисточника

Table 1.

## Power source configuration options

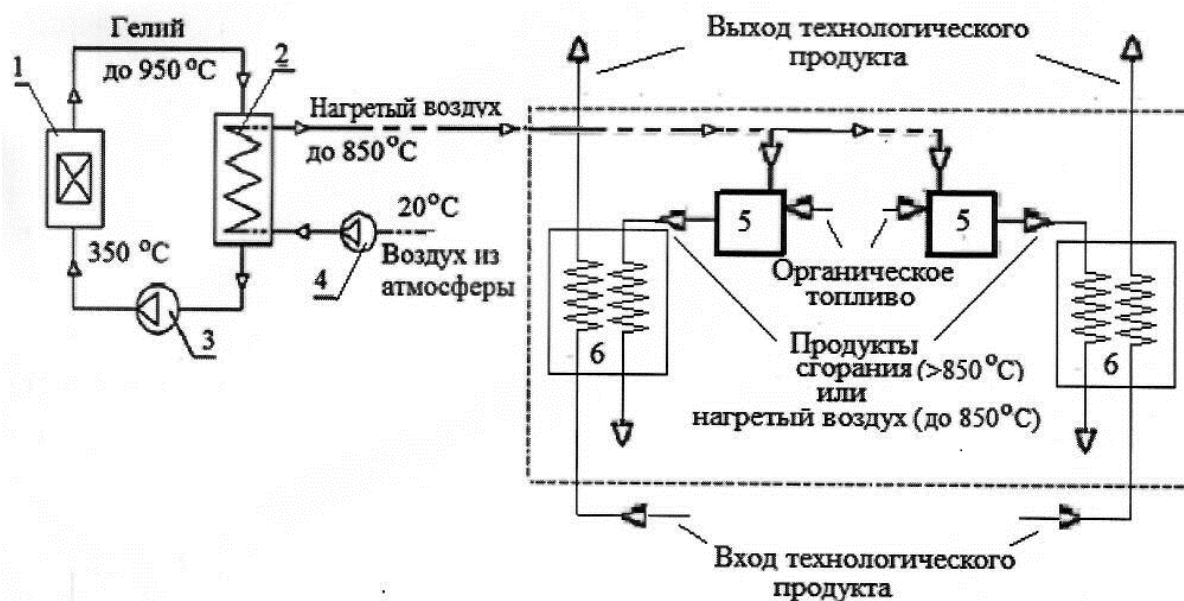
Потребность в технологическом тепле, МВт	Количество основных блоков × мощность блока, МВт	Количество резервных блоков × мощность блока, МВт		К <sub>ГТ</sub> , %	
		с ВТГР	с ГК	с ВТГР	с ГК
200	1×600 ВТГР	3×600 ВТГР	3×200 ГК	99,99	99,91
	1×350 ВТГР	3×350 ВТГР	3×200 ГК	99,99	99,91
	4×200 ГК			99,92	
400	1×600 ВТГР	3×600 ВТГР	5×200 ГК	99,99	99,99
	2×350 ВТГР	3×350 ВТГР	4×200 ГК	99,95	99,98
	6×200 ГК			99,99	
600	1×600 ВТГР	4×600 ВТГР	6×200 ГК	99,95	99,95
	2×350 ВТГР	3×350 ВТГР	5×200 ГК	99,93	99,96
	7×200 ГК			99,97	
1500	3×600 ВТГР	4×600 ВТГР	8×200 ГК	99,98	99,97
	5×350 ВТГР	5×350 ВТГР	6×200 ГК	99,98	99,94
	12×200 ГК			99,95	

Как видно из табл. 1, в конфигурациях РУ-РУ количество резервных блоков не меньше, чем основных. При потребной мощности до 600 МВт количество резервных ГК в конфигурациях РУ-ГК соизмеримо с суммарным количеством блоков в конфигурациях ГК-ГК. С увеличением потребной мощности количество резервных блоков в конфигурации РУ-ГК, по сравнению с количеством в ГК-ГК, уменьшается: для 1500 МВт до двух раз. На основании анализа [2] делается вывод, что затраты для АЭС, использующих ГК в качестве резерва, значительно ниже в связи с более низкими капитальными затратами и низким коэффициентом использования мощности резервных ГК, благодаря чему потенциальный рост цен на органическое топливо не являются доминирующим в общих затратах.

## Предлагаемый вариант конфигурации АЭС

Учитывая результаты проведенных анализов, из которых следуют повышенные требования к резервной мощности, предлагается вариант конфигурации АЭС со встраиванием РУ в существующую на технологическом производстве структуру источников тепла, обеспечивающих соответствующую надежность его подачи.

Во всех известных схемах использования ВТГР для энергообеспечения технологических процессов (рис. 5) реакторное тепло через замкнутый контур передается технологической среде в теплообменниках поверхностного типа. Реализация данных схем требует разработки специального теплообменного оборудования, систем передачи тепла и систем регулирования, либо их существенной доработки для адаптации к существующим технологическим производствам, основанным на схемах с органическим топливом. В отличие от этого, в предлагаемом способе передачи тепла в промежуточном контуре циркулирует подогреваемый реакторным теплом воздух, забираемый из атмосферы (рис. 8), что позволяет использовать с минимальными доработками камеры сгорания и теплообменное оборудование существующих систем подвода тепла к технологическим потребителям.



**Рис. 8. Предлагаемая схема передачи тепла к высокотемпературным технологическим процессам:**

- — контур передачи тепла к высокотемпературным: технологическим процессам;  
 1 — ВТГР; 2 — высокотемпературный промежуточный теплообменник;  
 3 — главный циркуляционный компрессор; 4 — компрессор; 5 — камеры сгорания;  
 6 — теплообменные аппараты

**Fig. 8. The proposed scheme of heat transfer to high-temperature technological processes:**

- - heat transfer circuit to high-temperature: technological process; 1 — HTGR;  
 2 — high-temperature intermediate heat exchanger; 3 — main circulation compressor;  
 4 — compressor; 5 — combustion chambers; 6 — heat exchangers

Предлагаемый способ позволяет снизить или исключить потребление органического топлива благодаря высокой температуре подаваемого в существующие печи воздуха. Так, при температуре воздуха  $800\text{ }^{\circ}\text{C}$  можно снизить расход топлива на 75 %, по сравнению с воздухом атмосферной температуры (рис. 9). Расчетные оценки получены для следующих условий: температура продуктов сгорания  $1\ 000\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; коэффициент избытка воздуха (превышение над теоретическим количеством воздуха, необходимым для сжигания единицы топлива) 5; коэффициент полноты горения топлива 0,98; теплотворная способность топлива  $4\cdot 10^4$  кДж/кг. Поступление технологического продукта в первый контур РУ при аварийной разгерметизации технологических контуров исключается ввиду устранения его контакта с теплоносителем первого контура.

При этом свойственные РУ регламентные режимы работы (пуск, останов, аварийное расхолаживание) обеспечиваются соответствующими системами отвода тепла от РУ к конечному поглотителю (например, через дополнительные воздушные теплообменники). В этих режимах РУ непрерывность технологического процесса и параметры технологического производства сохраняются неизменными за счет перехода (переключения) на традиционную систему теплоснабжения на сжигании органического топлива.

Рассматриваемый вариант соответствует тенденции реконструкции угольных электростанций с целью замены угольных котлов на малые модульные реакторы. Предложения подобного рода (компании Bryden Wood, Массачусетского технологического института, университета Буффало, компаний Microsoft и KPMG [10]), по утверждению разработчиков, позволяют реализовать такую трансформацию электростанций наиболее быстрым и дешевым образом с максимальным сохранением рабочих мест и инфраструктуры.

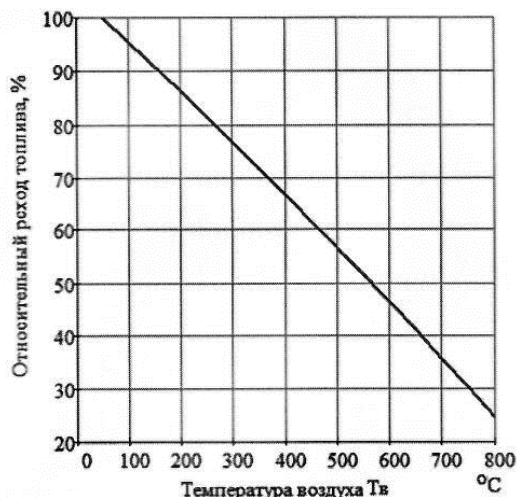


Рис. 9. Зависимость относительного расхода топлива от температуры подаваемого воздуха (к расходу при  $T_v=50^\circ\text{C}$ )

Fig. 9. The dependence of the relative fuel consumption on the temperature of the supplied air (to the consumption at  $T_v=50^\circ\text{C}$ )

### Заключение

Использование ВГТР в качестве источников тепла для технологических производств требует резервирования РУ для выполнения высоких требований по надежности, выдвигаемых большинством технологических процессов. С точки зрения капитальных затрат и безопасности, предпочтительна конфигурация АЭТС с РУ, используемыми в качестве основных источников, и традиционными котельными агрегатами на органическом топливе – в качестве резервных.

Предлагается конфигурация АЭТС со встраиванием РУ в существующую на технологическом производстве структуру источников тепла, которые самостоятельно обеспечивают требуемую надежность. Реализация предлагаемого способа потребует минимальных доработок существующих камер сгорания и трубопроводов системы разводки горячего воздуха при высокой безопасности транспортировки тепла, по сравнению с известными способами использования ВГТР для технологических производств.

Настоящий анализ может быть полезен при выборе конфигурации АЭТС как источника тепла для технологических производств, для анализа надежности и выполнения экономических оценок.

*Работа выполнена в рамках Государственного задания в сфере научной деятельности (тема № FSWE-2021-0008).*

### Библиографический список

1. **Е.М. Herd**, L.J. Lommers, and F.H. Southworth. HTGR Strategies to Meet Process Heat Reliability and Availability Needs, Paper 10225, Proceedings of ICAPP 2010, San Diego, CA, USA, June 13-17, 2010.
2. **Е.М. Herdl**, L.J. Lommers, F.H. Southworth, Impact of Plant Size on Strategies for Reliable Process Heat Supply, Paper 107, Proceedings of HTR 2010, Prague, Czech Republic, October 18-20, 2010.
3. **Проценко, А.Н.** Основные требования к ядерным источникам энергии для технологических производств и высокотемпературные ядерные реакторы / А.Н. Проценко, И.Г. Белоусов // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Атомно-водородная энергетика и технология. 1980. Вып. 3.

4. Survey of HTGR Process Energy Applications. MPR-3181, Revision 0, May 2008.
5. **C. Peachey**. Load factors to end March 2016, Nucl. Eng. Int., Aug. 2016 Vol. 61. № 711. Зр. 40-44.
6. **Кирюшин, А.И.** Концепция безопасности опытно-промышленной реакторной установки ВГМ / А.И. Кирюшин, В.В. Булыгин, Н.Г. Кузавков, В.С. Воронцов, Н.Г. Кодочигов, В.Ф. Головки, Ю.П. Сухарев [Текст] // 3-я Ежегодная научно-техническая конференция Ядерного общества, «Ядерные технологии в завтрашнем мире» 14-18 сентября 1992 г, Санкт-Петербург, Россия.
7. **Митенков, Ф.М.** Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор – энергоисточник для промышленного производства водорода / Ф.М. Митенков, Н.Г. Кодочигов, А.В. Васяев, В.Ф. Головки, Н.Н. Пономарев-Степной, Н.Е. Кухаркин, А.Я. Столяревский // Атомная энергия. 2004. Т.97. Выш. 6. С.432-446.
8. **Kiryushin A.I.**, Kodochigov N.G., Kuzavkov N.G. e.a. Project of the GT-MHR high-temperature helium reactor with gas turbine // Nucl. Eng. and Design, 1997, V.173, p.119-129.
9. **Harth R.**, et.al., Experience Gained from the EVA II and KVK Operation, Nucl. Eng. Des. 121 (1990). 173-182.
10. Газета «Страна РОСАТОМ», №3 (515), январь 2022.

*Дата поступления  
в редакцию: 30.03.2022*