

ДП «ДЕРЖАВНИЙ НАУКОВО-ІНЖЕНЕРНИЙ ЦЕНТР
СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ТА АВАРІЙНОГО РЕАГУВАННЯ»
МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ

ЯДЕРНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ДОВКІЛЛЯ

Науково-виробничий журнал

NUCLEAR POWER AND THE ENVIRONMENT

Scientific and Industrial Journal

№ 2 (12), 2018

Виходить 1—4 рази на рік

Заснований у травні 2012 року

Київ — 2018

Науково-виробничий журнал «Ядерна енергетика та довілля» публікує науково-дослідні, інженерно-технічні та експертно-аналітичні розробки у сфері радіаційної фізики, ядерної, радіаційної та екологічної безпеки, радіаційного матеріалознавства, безпеки та надійності ядерно-енергетичних установок, аналітичної та радіаційної хімії, використання нанотехнологій, IT-технологій і промислових технологій та з інших напрямків досліджень, які можуть бути використані для розвитку ядерно-енергетичної галузі, а також інформує населення щодо результатів контролю та моніторингу стану довілля.

У журналі друкуються статті, які є завершеними роботами, що містять нові результати теоретичних та експериментальних досліджень і становлять інтерес для науково-технічних працівників ядерно-енергетичної галузі та широкого кола читачів, які цікавляться ядерною енергетикою та екологічними проблемами довілля.

Статті приймаються до друку українською, російською та англійською мовами.

ЗАСНОВНИКИ:

ДП «Державний науково-інженерний центр систем контролю та аварійного реагування» (ДП «ДНІЦ СКАР») Міненерговугілля України та ГО «Українське ядерне товариство» (ГО «УкрЯТ»)

Редакційна колегія:

Головний редактор: *Васильченко В. М.*, канд. техн. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Заступник головного редактора: *Масько О. М.*, канд. хім. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Відповідальний секретар: *Пуртов О. А.*, канд. фіз.-мат. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Барбаішев С. В., д-р. техн. наук (Одеський національний політехнічний університет)

Бондарьков М. Д., д-р. техн. наук (ДНДУ «Чорнобильський центр з проблем ядерної безпеки, радіоактивних відходів та радіоекології»)

Дубковський В. О., д-р техн. наук, професор (Одеський національний політехнічний університет)

Інюшев В. В., канд. техн. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Корольов О. В., д-р техн. наук, професор (Одеський національний політехнічний університет)

Куц В. М., канд. фіз.-мат. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Литвинський Л. Л., д-р фіз.-мат. наук (ТОВ «АЕСКАР»)

Маслов О. В., д-р техн. наук, професор (Одеський національний політехнічний університет)

Неклюдов І. М., академік НАНУ, д-р фіз.-мат. наук (ННЦ «ХФТ» НАНУ)

Новосьолов Г. М., канд. фіз.-мат. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Носовський А. В., д-р техн. наук, професор (ДУ «Інститут проблем безпеки АЕС НАН України»)

Печериця О. В., канд. техн. наук (ДП «ДНТЦ ЯРБ»)

Протасов О. О., д-р біол. наук, професор (ДУ «Інститут гідробіології НАН України»)

Пуртов О. А., канд. фіз.-мат. наук (ДП «ДНІЦ СКАР»)

Пишико Г. М., д-р хім. наук (ДУ «Інститут колоїдної хімії та хімії води ім. А. В. Думанського НАН України»)

Рязанов В. В., д-р фіз.-мат. наук (ДУ «Інститут ядерних досліджень НАН України»)

Харченко В. С., д-р техн. наук, професор (Національний аерокосмічний університет ім. М. С. Жуковського «Харківський авіаційний інститут»)

Шелофаст В. В., д-р техн. наук, професор (ООО НТЦ «АПМ»)

Ястребенецький М. О., д-р техн. наук, професор (ДП «ДНТЦ ЯРБ»)

Адреса редакції:

Державний науково-інженерний центр систем контролю та аварійного реагування
проспект Героїв Сталінграду, 64/56
м. Київ, 04213
Тел./факс: (+38-044) 411-75-70
Електронна адреса: purtov.dnic@gmail.com
<http://dnic.com.ua>

Editor's address:

State Scientific Engineering Center of Control Systems and Emergency Response
Geroiv Stalingrady, 64/56
Kyiv, 04213, Ukraine
Tel./fax: (+38-044) 411-75-70
E-mail: purtov.dnic@gmail.com
<http://dnic.com.ua>

Друкується за постановою науково-технічної ради ДП «ДНІЦ СКАР» (№ 5 від 19.12.2018)

Журнал включено до Переліку наукових фахових видань України
наказом Міністерства освіти і науки України № 1528 від 29.12.2014

Свідectво про державну реєстрацію друкованого засобу масової інформації
Серія КВ № 18914-7704пр від 06.05.2012

ЗМІСТ

Васильченко В. Н., Инюшев В. В., Кустов К. В. Создание и развитие Аттестационного органа по аттестации систем эксплуатационного неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов АЭС на базе ГП «ГНИЦ СКАР».....	5
Годун О. В., Шендерович В.Я. Гарантії постачання послуг щодо ЯПЦ та ядерного палива як фактор енергетичної безпеки.....	11
Васильченко С. В., Инюшев В. В., Кириленко Ю. А. Современные подходы к продлению срока эксплуатации источников быстрых нейтронов на АЭС Украины.....	16
Оборский Ю. А., Заяц М.А., Кузнецов С. А. Выполнение обследования трубопроводов РО ХАЭС-1 и проведение расчетов прочности, с учетом старения, для оценки возможности продления срока эксплуатации.....	24
Посох В.О., Пирогов Т.В., Колядюк А.С., Куров В. А. Выполнение проверочных расчетов для подтверждения прочности и сейсмостойкости крана кругового действия 320+160/2x70т энергоблока № 1 ОП ХАЭС.....	35
Посох В. О., Колядюк А. С., Кошмак А. С. Выполнение поверочных расчетов для подтверждения прочности и сейсмостойкости металлоконструкции защитной энергоблока № 1 ОП ХАЭС... ..	44
Михайлов А. В., Краснов В. А., Безмылов В. Н. Методология применения радионуклидных векторов для характеристики РАО АЭС.....	51
Летков Е.М. Разработка и внедрение «Методики адаптации результатов обоснования сейсмостойкости оборудования, выполненной на других энергоблоках АЭС»... ..	59
Кравченко В.П., Серeda Р.М., Чжоу Сяолун, Висоцький Ю.І., Сідаш С.В., Парфьонова С.Ф. Гідравлічний розрахунок прямого парогенератора для АЕС малої потужності з точки зору зниження приведених витрат.....	66
Скалозубов В. И., Мазуренко А.С., Пирковский Д. С., Чулкин О. А., Козлов И.Л., Комаров Ю.А. Влияние напорно-расходной характеристики поршневых насосов на условия возникновения гидродинамических ударов в трубопроводных системах теплотехнического оборудования.....	75
Куц В. М., Масько О.М. Подальший статус нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міністерства енергетики та вугільної промисловості.....	81

CONTENTS

V. Vasilchenko, V. Inyushev, K. Kustov Establishment and development of the Qualification Body for the qualification of in-service inspection NDT systems for NPP equipment and pipelines was established on the basis of the SE «SSEC CSER».....	5
O. Godun, V. Shenderovich Security of supply of nuclear fuel and nuclear fuel cycle services as factor of energy security.....	11
S. Vasilchenko; V. Inyushev; Yu. Kirilenko Modern approaches to life extension of fast neutron source at Ukrainian NPPs.....	16
Yu. Oborskiy, M. Zaiats, S. Kuznetsov Execution of KhNPP-1 pipelines inspection and strength calculations with the account of aging, for estimation the possibility of extending their operational period.....	24
V. Posokh, T. Pirogov, A. Kolyaduk, V. Kurov Implementation of verification calculations for confirmation of strength and seismic resistance of circularaction crane 320 + 160/2x70t of KhNPP unit № 1	35
V. Posokh, A. Kolyadyuk, A. Koshmak Performance of testing calculations for confirmation of strength and seismic resistance of protective metal structures of KhNPP unit № 1.....	44
O. Mykhailov, V. Krasnov, V. Bezmylov Methodology for using radionuclide vectors to characterize NPP RAW.....	51
E. Letkov Development and implementation of «Methodology of adapting results of seismic resistance justifications of equipment performed for other npp power units».....	59
V. Kravchenko, R.Sereda, Zhou Xiaolong, Yu.Vysotskii, S. Sidash, S. Parfyonova Hydraulic calculation of one through steam generator for NPP with low power from the point of view of decreasing the reduced costs.....	66
V. Skalozubov, A. Mazurenko, D. Pirkovskiy, O. Chulkin, I. Kozlov, Yu. Komarov Influence of pressure and expense characteristics of piston pumps on conditions of hydrodynamic impacts occurrence in pipeline systems of heat engineering equipment.....	75
V. Kuts, O. Masko Further status of normative documents of the Nuclear Power Complex of Ministry of Energy and Coal Industry.....	81

СТУДЕНЧЕСКИЕ РАБОТЫ	84	STUDENTS WORKS	84
Висоцький І.В., Барбашев С.В. Визначення кількості постів АСКРО в санітарно-захисній зоні Южно-Української АЕС	84	I. Vysotsky, S. Barbashev Determination of the number of ASKRO posts in sanitary-protective zone of South Ukrainian NPP	84
Ткаченко Я.В. Применение беспилотных летательный аппаратов для радиационного контроля окружающей среды в условиях радиационных аварий	87	Ya. Tkachenko The use of unmanned aerial vehicles for radiation control of the environment in the event of radiation accidents	87

УДК 621.039

*В.Н. Васильченко, В.В. Инюшев, К.В. Кустов**Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***СОЗДАНИЕ И РАЗВИТИЕ АТТЕСТАЦИОННОГО ОРГАНА ПО АТТЕСТАЦИИ СИСТЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС НА БАЗЕ ГП «ГНИЦ СКАР»**

Рассмотрен практический опыт создания и развития органа по аттестации систем эксплуатационного неразрушающего контроля на АЭС Украины, существующая национальная практика и передовые международные подходы к аттестации неразрушающего контроля оборудования АЭС. Представлены задачи и проблемы аттестационного процесса на примере аттестации систем контроля парогенераторов Ровенской АЭС.

Ключевые слова: неразрушающий контроль, аттестация систем эксплуатационного неразрушающего контроля, ENIQ, АЭС, ВВЭР.

Введение. Радиационное охрупчивание корпуса реактора, применение концепции "течь перед разрушением" к трубопроводам и компонентам первого контура и проблемы целостности труб парогенераторов ставят жесткие требования к возможностям и эффективности эксплуатационного неразрушающего контроля на АЭС с ВВЭР.

Проведённые в конце прошлого века исследования по программе PISC («Programme for the Inspection of Steel Components») показали, что все методы и технологии неразрушающего контроля позволяют обнаруживать и оценивать с необходимой достоверностью и погрешностью дефекты, возникающие в процессе эксплуатации оборудования АЭС. Одним из полученных выводов было – необходимость системного подтверждения (аттестации) возможностей и ограничений эксплуатационного контроля с учётом основных факторов, влияющих на результаты контроля: оборудование контроля, методика контроля и персонал, выполняющий контроль. В результате в мире были разработаны и внедрены ряд стандартов по проведению аттестации систем неразрушающего контроля, как единого комплекса «человек-машина- процедура контроля»

В атомной энергетике Украины требования к аттестации систем эксплуатационного неразрушающего контроля (СЭНК) были установлены стандартом НП 306.2.113-2005 [1], разработанным на основании рекомендаций МАГАТЭ и Европейской сети по контролю и аттестации (ENIQ). Согласно [1] под «аттестацией» подразумевается выполнение комплекса мероприятий, необходимых для надежного подтверждения возможности применения оборудования, методики контроля и проверки уровня подготовки, профессиональных знаний и практических навыков персонала для достижения заданной вероятности и достоверности выявления несплошностей (дефектов) металла в реальных условиях. Аттестацию согласно [1] проводит независимый Аттестационный орган, создаваемый профильным министерством и утверждаемый Регулятором.

Опыт создания и деятельности Аттестационного органа. В 2006 году функции Аттестационного органа были возложены на Головную отраслевую аттестационную комиссию (ГОАК), функционирующую на базе компании ЮТЭМ. В 2016 году ГОАК была распущена и в начале 2017 года приказом №49 Минэнергоугля было утверждено решение возложить функции Аттестационного органа по аттестации систем эксплуатационного неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов АЭС на государственное предприятие «Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования» (ГП «ГНИЦ СКАР»), которое является базовой организацией Минэнергоугля по научно-техническим проблемам ядерно-энергетического комплекса и на которую, в том числе, возложены функции головной организации по стандартизации в ядерно-энергетической сфере.

Деятельность нового Аттестационного органа строится на основе национальных стандартов в сфере ядерной безопасности, современных европейских подходов ENIQ, рекомендаций стандарта МАГАТЭ «IAEA-EBP-WWER-11 Methodology of WWER NPP In-Service Inspection Systems qualification. 1998» [3], а также международного стандарта ISO 17020:2012 [2]. При этом структура Аттестационного органа и схема взаимодействия с участниками аттестационного процесса соответствует типу А согласно ISO/IEC 17020:2012.

В рамках работ по созданию и развитию Аттестационного органа были выполнены следующие задачи:

- сформирован состав Аттестационного органа из представителей различных научных и экспертных организаций, включая специалистов ГП НАЭК «Энергоатом». Состав согласован ГИЯРУ и Минэнергоугля Украины;

- разработано и согласовано с Минэнергоугля Украины «Положення про Аттестационний орган з аттестации систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС. ПСП ДНІЦ СКАР 1.11-2:2017»;

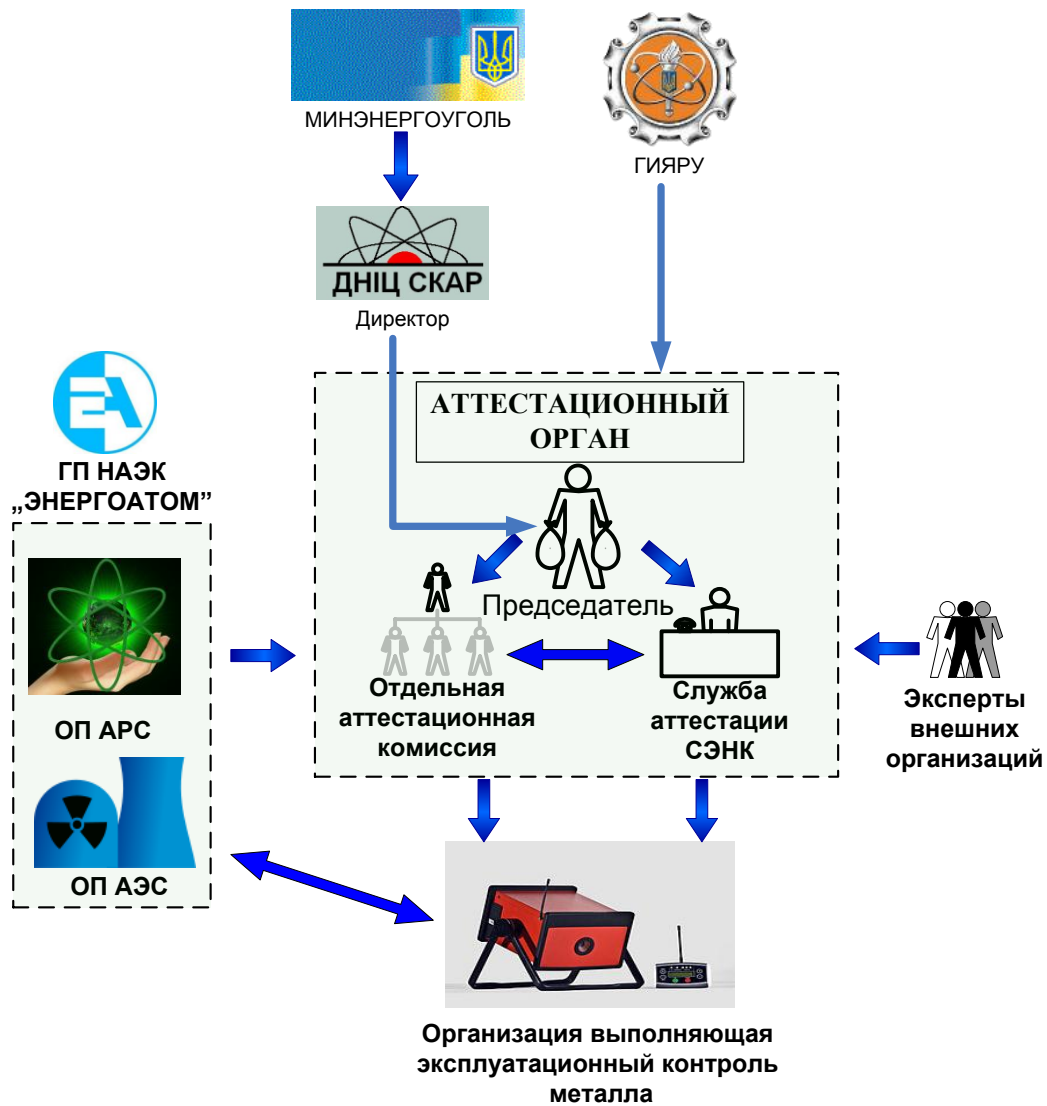


Рисунок 1. Структура Аттестационного органа и схема взаимодействия с участниками аттестационного процесса

- подготовлены перечни аттестационных тест-образцов и досье на основании данных, полученных от АЭС;

- подготовлена база данных о квалификации и образовании членов Аттестационного органа.

За время деятельности нового Аттестационного органа на базе ГП «ГНИЦ СКАР» были успешно проведены:

- аттестация персонала ОП ХАЭС в составе систем эксплуатационного неразрушающего контроля корпуса реактора ВВЭР-1000 и парогенераторов ПГВ-1000;

- аттестация на ОП РАЭС новых систем эксплуатационного неразрушающего контроля парогенераторов ПГВ-213 и ПГВ-1000 производства компании INETEC (Хорватия).

Начат процесс аттестации на ОП ЮУ АЭС системы вихретокового контроля парогенераторов ПГВ-1000 «CASTOR».

Аттестационный орган принимает участие в работе группы ENIQ в составе международной ассоциации NUGENIA, которая занимается разра-

боткой европейских стандартов по аттестации систем неразрушающего контроля.

К сожалению, за все годы в период функционирования ГОАК-АО на базе ЮТЭМ было разработано только «Положения про порядок аттестации Систем эксплуатационного неразрушающего контроля обладания та трубопроводів АЭС», которое не содержало детального описания всех этапов аттестации систем эксплуатационного неразрушающего контроля, четких конкретных требований и правил, выполнение которых гарантировало бы беспристрастность, независимость, компетентность и конфиденциальность Аттестационного органа и аттестационного процесса.

В связи с этим перед новым Аттестационным органом совместно с Эксплуатирующей организацией стоит задача по созданию прозрачной полноценной системы стандартов, детально регламентирующих аттестационный процесс и обеспечивающей для Эксплуатирующей организации качество и приемлемые сроки аттестации с учётом современной мировой практики и европейских подхо-

дов ENIQ. В том числе должны быть разработаны и внедрены следующие мероприятия и процедуры, направленные на обеспечение беспристрастности, конфиденциальности и независимости аттестационного процесса и Аттестационного органа:

- процедура обеспечения конфиденциальности информации о закрытых тест-образцах и результатах аттестации;
- кодекс этики для всех участников аттестационного процесса;
- процедура рассмотрения жалоб и апелляций;
- детальное описание требований и порядка аттестационного процесса;
- организационные меры по обеспечению независимости и беспристрастности членов отдельных аттестационных комиссий, включая работников ГП НАЭК «Энергоатом».

Опыт аттестации СЭНК. Аттестация представляет собой многоступенчатый процесс, в который вовлечены все стороны, заинтересованные в подтверждении надёжности, достоверности и точности технологии неразрушающего контроля.

На рисунке 2 представлена схема аттестационного процесса согласно [1].

На примере аттестации систем контроля РАЭС можно продемонстрировать основные этапы аттестационного процесса и требования к ним.

В 2016 году компанией-поставщиком ИНТЕК (Хорватия) совместно с РАЭС была разработана и согласована с ГИЯРУ Техническая спецификация на поставку систем эксплуатационного неразрушающего контроля парогенераторов ПГВ-213 и ПГВ-1000. Техническая спецификация включала в себя описание объектов и объёма контроля, цели контроля (характеристики и расположение несплошностей металла), требования к чувствительности и точности контроля.

Эксплуатирующая организация (РАЭС) направила заявку на аттестацию и Техническую спецификацию в Аттестационный орган. На основании этой заявки был разработан график аттестации и подготовлен договор.

В соответствии с требованиями Технической спецификации были разработаны технические требования к аттестационным тест-образцам. Тест-образцы были изготовлены из фрагментов теплообменных труб и коллектора парогенераторов ПГВ и паспортизированы компанией ИНТЕК.

Проведение практических экспериментов на тест-образцах позволило разработать проекты методик контроля и технические обоснования, в которых были обоснованы выбор параметров контроля и их допустимые диапазоны. После рецензирования и исправления замечаний эти документы были предварительно согласованы Аттестованным органом для дальнейшего их использова-

ния в практических испытаниях.

Проведение аттестации регламентировалось аттестационной процедурой, согласованной Регулятором.

В соответствии с аттестационной процедурой был проведен 1-ый этап практических испытаний – аттестация оборудования и методик контроля. Испытания проводились под руководством комиссии Аттестационного органа на открытых аттестационных тест-образцах с целью подтвердить способность системы контроля обнаруживать и измерять дефекты в пределах заявленной погрешности. При этом специалисты, проводящие контроль тест-образцов, имели информацию о расположении и параметрах дефектов.

По итогам анализа Аттестационный орган признал результаты практических испытаний успешными и согласовал методики контроля.

После проведения специализированного обучения был проведён 2-ой этап практических испытаний – аттестация персонала в составе СЭНК. Целью данного этапа была оценка способности каждого специалиста в составе СЭНК проводить контроль в соответствии с аттестованной методикой контроля.

После проверки наличия необходимых сертификатов по основной аттестации в атомной энергетике Украины, каждый аттестуемый сдал письменный экзамен в зависимости от уровня аттестации (сбор/анализ данных контроля). Практический экзамен проходил на закрытых тест-образцах, т.е. аттестуемый в соответствии с процедурой обеспечения конфиденциальности не имел доступа к информации о параметрах и количестве заложенных несплошностей в тест-образце. При проведении аттестации представители Аттестационного органа следили, чтобы кандидат на аттестацию выполнял сбор и анализ данных в строгом соответствии с аттестованной методикой контроля.

По итогам практических испытаний СЭНК Аттестационный орган подготовил аттестационный отчёт (протокол), в котором были детально описаны условия и процесс проведения, состав участников, результаты и итоги аттестации СЭНК.

На основании документов, полученных и разработанных в ходе аттестации, Аттестационный орган подготовил аттестационное досье в соответствии с [1] и направил его на согласование в ГИЯРУ. После проведения экспертизы в ГНТЦ ЯРБ ГИЯРУ согласовало аттестационное досье.

На основании этого Аттестационный орган выдал аттестационный сертификат на СЭНК и персональные аттестационные сертификаты каждому специалисту, успешно прошедшему аттестационные испытания.

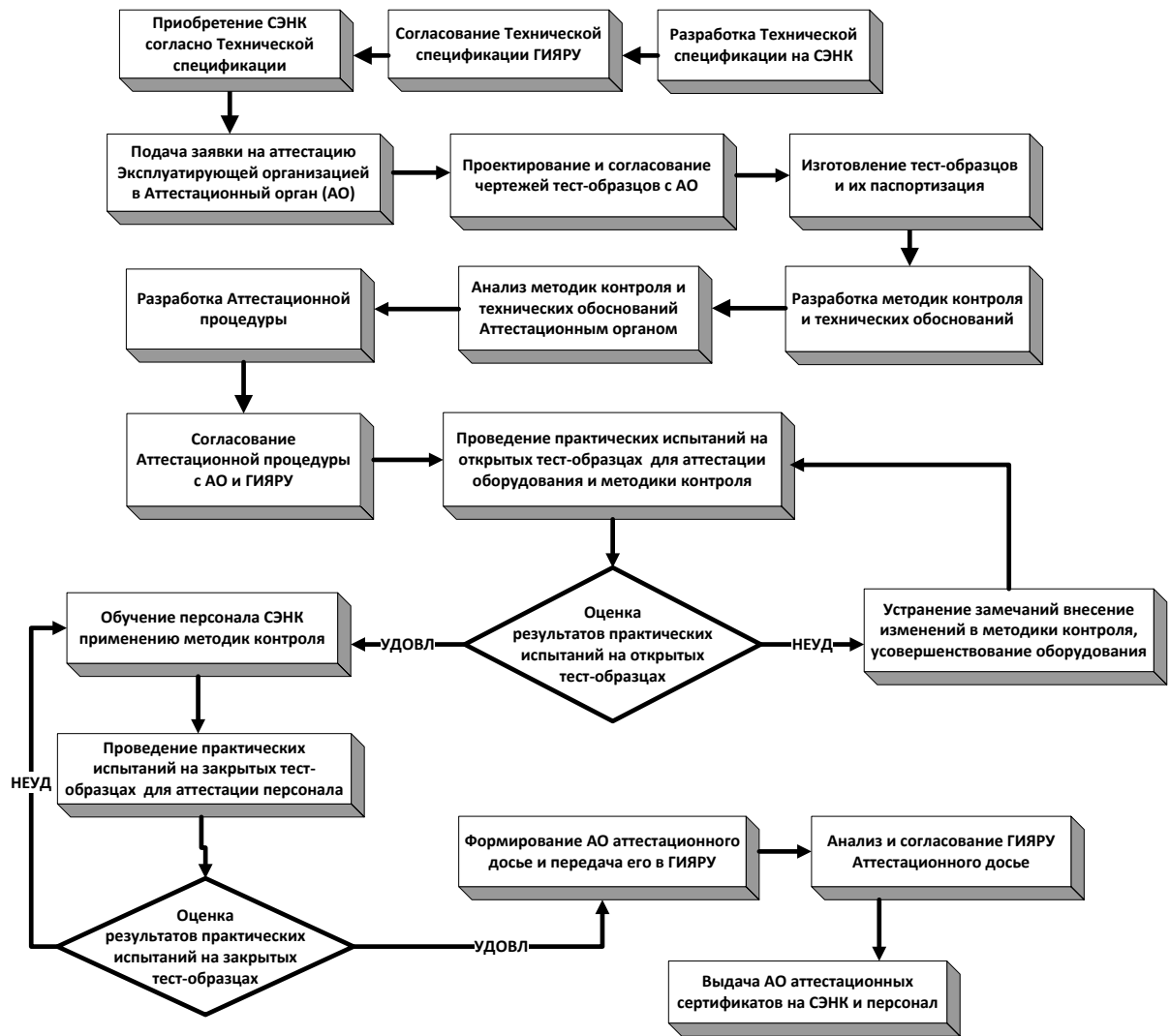


Рисунок 2. Схема аттестационного процесса согласно [1]



Рисунок 3. Проведение практических испытаний на открытых тест-образцах для аттестации оборудования и методик контроля



Рисунок 4. Проведение практических испытаний на закрытых тест-образцах для аттестации персонала

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

АТЕСТАЦІЙНИЙ ОРГАН З АТЕСТАЦІЇ СИСТЕМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ ОБЛАДНАННЯ ТА ТРУБОПРОВІДІВ АЕС
пр. Героїв Сталінграду, 64/56, м. Київ, 04213, тел./ факс: (044) 411 75 70

АТЕСТАЦІЙНИЙ СЕРТИФІКАТ №63АС18
даний сертифікат засвідчує, що

СИСТЕМА ВИКОРОСТРУМОВОГО КОНТРОЛЮ ТЕПЛООБМІННИХ ТРУБ, ПЕРЕМИЧОК ТА ВІЗУАЛЬНОГО КОНТРОЛЮ КОЛЕКТОРІВ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ СЕНК №1

атестована згідно вимог НП 306.2.113-2005 «Вимоги до проведення атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС» на проведення неруйнівного контролю згідно наступних методик:

Методика контролю	Об'єкт контролю	Використання внутрішніх проходних	Кліматична інструментальна	Результати контролю
«Методика вихретокового контролю теплообмінних труб парогенераторів ПГВ-213, ПГВ-1000М з використанням внутрішніх проходних ВПІ-104-4-10-М-СКМ»	Теплообмінні труби парогенераторів	X	X	X
«Методика вихретокового контролю теплообмінних труб парогенераторів ПГВ-213, ПГВ-1000М з використанням вращаючого ВПІ-104-4-11-М-СКМ»	Теплообмінні труби парогенераторів	X	X	X
«Методика вихретокового контролю теплообмінних труб парогенераторів ПГВ-213, ПГВ-1000М з використанням матричних ВПІ-104-4-12-М-СКМ»	Теплообмінні труби парогенераторів	X	X	X
«Методика вихретокового контролю металу перемичників колекторів ПГВ-1000М-104-4-13-М-СКМ»	Метал перемичників колекторів парогенераторів ПГВ-1000М	X	X	X
«Методика візуально-інструментального контролю металу колекторів, сварних з'єднань іварки ремонтних труб, в теплообмінних трубах і сварних з'єднань приварки теплообмінних труб к колектору парогенераторів ПГВ-1000М і ПГВ-213-104-4-15-М-СКМ»	Метал колекторів, сварних з'єднань іварки ремонтних труб і приварки теплообмінних труб к колектору парогенераторів ПГВ-1000М і ПГВ-213-104-4-15-М-СКМ	X	X	X

Персонал в складі системи атестовані на виконання контролю згідно вимог атестаційного сертифікату

Виданий: 12.03.2018 на підставі протоколу про атестацію № 09-С/2017 від 28.12.2017

Голова Атестаційного органу **К.В. Кустов**

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

АТЕСТАЦІЙНИЙ ОРГАН З АТЕСТАЦІЇ СИСТЕМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ ОБЛАДНАННЯ ТА ТРУБОПРОВІДІВ АЕС
пр. Героїв Сталінграду, 64/56, м. Київ, 04213, тел./ факс: (044) 411 75 70

АТЕСТАЦІЙНИЙ СЕРТИФІКАТ НА ПЕРСОНАЛ № 38АП18
даний сертифікат засвідчує, що

ВЛАСКОК ІГОР ВАСИЛЬОВИЧ

Дата народження: 24.09.1979
Місце народження: м. Кривий Ріг, Ілківська обл.
Ідентифікаційний номер: 291216012

атестований у відповідності до НП 306.2.113-2005 «Вимоги до проведення атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС» в складі систем експлуатаційного неруйнівного контролю ВІ РАЕС «Система вихорострумового контролю теплообмінних труб, перемичників та візуального контролю колекторів парогенераторів СЕНК №1» та «Система вихорострумового контролю теплообмінних труб, перемичників та ультразвукового контролю колекторів парогенераторів СЕНК №2» на виконання наступних робіт:

Методика контролю	Збір даних (рівень 1)	Аналіз даних (рівень 2)
«Методика вихретокового контролю теплообмінних труб парогенераторів ПГВ-213, ПГВ-1000М з використанням внутрішніх проходних ВПІ-104-4-10-М-СКМ»	X	X
«Методика вихретокового контролю теплообмінних труб парогенераторів ПГВ-213, ПГВ-1000М з використанням матричних ВПІ-104-4-12-М-СКМ»	X	X
«Методика вихретокового контролю металу перемичників колекторів ПГВ-1000М-104-4-13-М-СКМ»	X	X

Цей сертифікат дійсний тільки в поєднанні з документом підтвердженням основну атестацію згідно діючих нормам і правил в атомній енергетиці для застосовуваного методу контролю

Виданий: 12.03.2018 на підставі протоколу про атестацію № 06-П/2017 від 28.12.2017

Голова Атестаційного органу **К.В. Кустов**

Рисунок 5. Аттестационные сертификаты на СЭНК и персонал

Выводы

В настоящее время в атомно-энергетической отрасли Украины назрела необходимость создания

прозрачной полноценной системы стандартов, детально регламентирующих процесс аттестации неразрушающего контроля с учётом современной мировой практики и европейских подходов ENIQ.

На практике был продемонстрирован опыт создания Аттестационного органа и его успешной деятельности.

Опыт, полученный при аттестации систем неразрушающего контроля парогенераторов, может быть использован на всех этапах проведения аттестации эксплуатационных систем контроля металла на АЭС с ректорами типа ВВЭР.

Рассмотренные в данной работе передовые ме-

ждународные подходы и требования могут быть использованы при подготовке нормативных документов, регулирующих проведение неразрушающего контроля в атомной энергетике Украины.

В заключение авторы выражают благодарность сотрудникам РАЭС за оказанную помощь в подготовке публикации.

Список использованной литературы

1. НП 306.2.113-2005 «Вимоги до проведення атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС». - Київ, 2005. - 13 с.
2. Conformity assessment - Requirements for the operation of various types of bodies performing inspection. ISO/IEC 17020:2012. - 2012. - p.18.
3. Methodology for qualification of in-service inspection systems for WWER nuclear power plants. IAEA-EBP-WWER-11. -Vienna, 1998. - p. 23.
4. Положення про Атестаційний орган з атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС. ПСП ДНІЦ СКАР 1.11-2:2017. - Київ, 2017. - 15 с.

Получено 19.06.2018

УДК 621.039

О. В. Годун¹, В. Я. Шендерович²¹Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр» ДП «НАЕК«Енергоатом»²Технічний експерт

ГАРАНТІЇ ПОСТАЧАННЯ ПОСЛУГ ЩОДО ЯПЦ ТА ЯДЕРНОГО ПАЛИВА ЯК ФАКТОР ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ

На підставі огляду світових досліджень представлено аналіз гарантій постачання послуг ЯПЦ та ядерного палива як фактору забезпечення енергетичної безпеки країн-користувачів АЕС. З урахуванням чисельних індикаторів Євратом проведено порівняльну оцінку ризиків постачання послуг щодо ЯПЦ та ядерного палива для умов України при реалізації різних варіантів паливного циклу. Отримано висновок з оптимального ЯПЦ відносно ризиків постачання ядерного палива та послуг ЯПЦ для України.

Ключові слова: ядерно-паливний цикл, гарантії постачання ядерного палива, енергетична безпека.

Наявність доступу до послуг ядерно-паливного циклу (ЯПЦ) у контексті геополітичних викликів є необхідною умовою стійкої роботи АЕС та фактором енергетичної безпеки для країн, де доля АЕС у виробництві електроенергії складає більше 30% (це 12 країн відповідно до даних МАГАТЕ (<https://www.iaea.org/PRIS>), такі як Франція, Угорщина, Бельгія, Швеція, Фінляндія, Україна та інш.). Беручи до уваги результати різних досліджень, наприклад, [1 – 3], можливо зробити висновок щодо наявності ризиків забезпечення необхідного рівня генерації електроенергії від АЕС відповідно до рівня її споживання (розглядається як визначення енергетичної безпеки для енергосистем з АЕС), які можуть бути пов'язані з гарантіями постачання послуг ЯПЦ та розглядатись як ризики подальшого функціонування ядерної генерації.

Визначення ключових відмінностей щодо забезпечення послуг з постачання ядерного палива та поводження з РАВ для відкритого, частково-замкненого та замкненого ЯПЦ наведено у Таблиці 1 на підставі даних [2].

Забезпечення суттєвого внеску АЕС в енергетичну безпеку визначається строком експлуатації ядерного палива у складі паливного завантаження реакторної установки, відсутністю необхідності постійного доступу до свіжого енергетичного ресурсу за рахунок завантаження палива раз на рік та можливістю забезпечення значного паливного резерву у різних формах його реалізації (у вигляді природного урану, або у формі паливних збірок). Основні фактори, що ідентифікують АЕС як важливу складову енергетичної безпеки викладені у дослідженні OECD [4] та визначаються у наступних положеннях, а саме:

- АЕС виробляють електроенергію на території держави, що її споживає. При цьому, трудові та фінансові ресурси щодо експлуатації АЕС також знаходяться на території даної держави;

- світова практика забезпечення АЕС ядерним паливом базується на отриманні ТВЗ (або відповідних послуг з виготовлення палива на всьому етапі ЯПЦ) з боку прогнозованих постачальників. Для зниження ризиків використовується практика розширення кількості постачальників (диверсифікація) відповідної продукції або послуг;

- на даний час АЕС відноситься до генерації великої встановленої потужності (більшість енергоблоків АЕС має встановлену потужність понад 500 МВт) при стабільних відносно низьких операційних витратах та малих рівнях викидів CO₂, що знижує ризики щодо варіантів подальшого функціонування ядерної генерації в умовах посилення захисту навколишнього середовища від впливу парникових газів.

Критерії енергетичної безпеки у термінах гарантій постачання ядерного палива можуть бути сформульовані у наступному вигляді:

- Критерій 1. Надійність ядерної енергосистеми (ЯЕ)

- Критерій 2. Диверсифікація (можливість отримання палива та елементів ЯПЦ)

- Критерій 3. Гарантії нерозповсюдження

- Критерій 4. Вплив на навколишнє середовище

- Критерій 5. Варіативність прийняття рішень.

Надійність ЯЕ визначається у функціонуванні АЕС на довгостроковому періоді часу у економічно прийнятний спосіб. Мінімізація можливих ризиків з функціонування ЯЕ забезпечується визначеним рівнем генерації електроенергії від АЕС, що може бути забезпечено виключно при наявності програми розвитку ядерної енергетики, а також вартістю послуг на ринку ЯПЦ. Для Критерія 1 важливим є час надання послуг та їх економічна привабливість, а також технологічна зрілість технології ЯПЦ. Основні фінансові навантаження на приведену вартість виробництва електроенергії (LCOE) визначаються капітальними витратами на будівництво енергоб-

локу АЕС, що в цілому залежить від умов контракту на будівництво енергоблоку (не підлягає прогнозуванню та критерізації на довгостроковому інтервалі досліджень). Додатково, капітальні витрати для обраного регіону можуть суттєво не

відрізнятись для ідентичних ядерних технологій. Таким чином, Критерій 1 може визначатись ціною послуг з ЯПЦ. Дані щодо зміни вартості елементів початкової фази ЯПЦ наведено на Рисунку 1.

Таблиця 1. Відмінності у елементах ЯПЦ для відкритого, частково-замкненого та замкненого паливних циклів

Варіант ЯПЦ	Тип залучених реакторних установок (РУ)	Напрямки поводження з ВЯП	Переробка відпрацьованого ядерного палива (ВЯП)	Необхідність геологічного захоплення
Відкритий ЯПЦ	LWR / PWR	Довготривале зберігання для зниження остаточної активності, інкапсуляція	Не передбачається	Передбачено для всього ВЯП
Частково-замкнений ЯПЦ (один цикл повторного використання U та Pu після переробки)	LWR / PWR / HWR	Переробка ВЯП з вилученням U та Pu. Виготовлення та експлуатація МОХ палива. Довготривале збереження МОХ палива для зниження остаточної активності, інкапсуляція	Рецикл Pu у складі МОХ з використанням збідненого U рецикл U після переробки немає повторного використання	Передбачено: для високоактивних відходів (ВАО) після переробки ВЯП; для паливних композицій ТВЗ; для ВЯП МОХ; для ВАО з фабрикації МОХ
Замкнений ЯПЦ (багаторазовий рецикл використання U та Pu після переробки)	FR / LWR / PWR / HWR	Багаторазове використання U та Pu у МОХ	Багаторазова переробка ВЯП МОХ з виділенням U та Pu рецикл Pu у складі МОХ з використанням та збідненого U рецикл U після переробки	Передбачено: для ВАО після переробки ВЯП; для паливних композицій ТВЗ; для ВАО з фабрикації МОХ

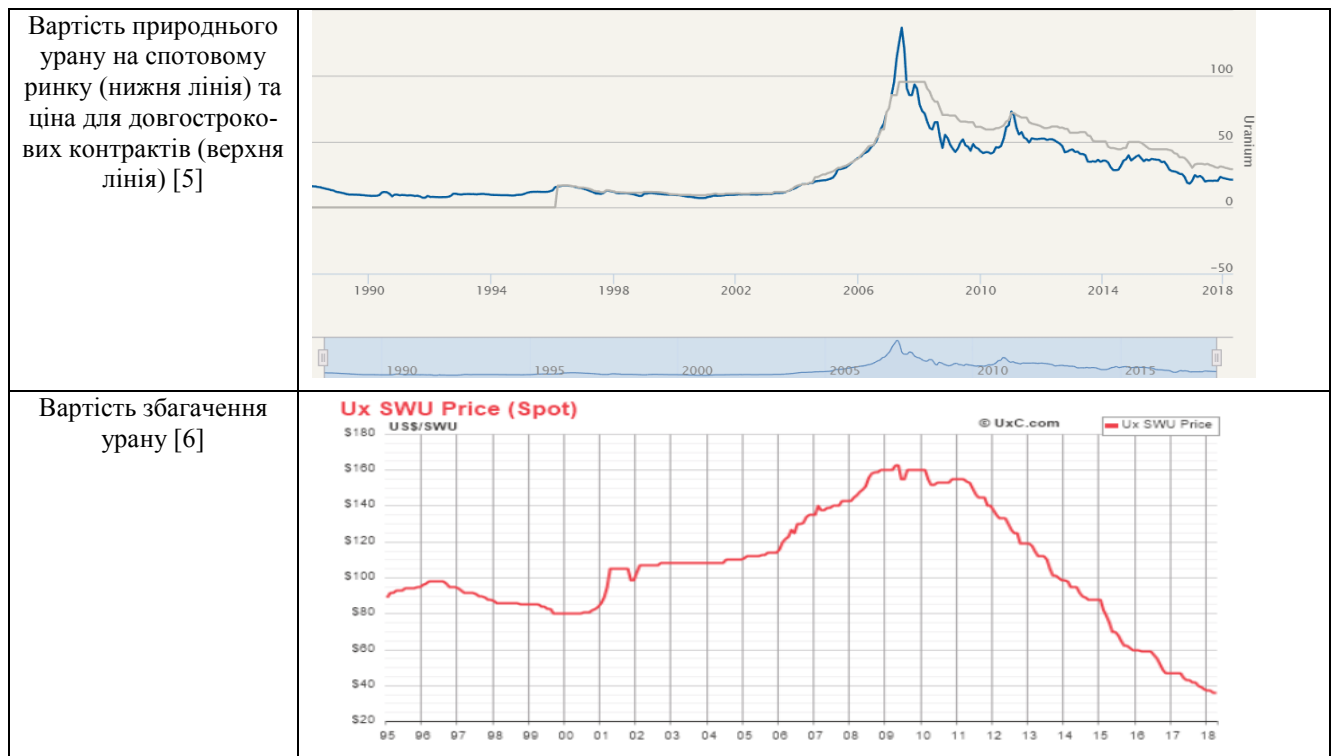


Рисунок 1. Зміна вартості елементів початкової фази ЯПЦ

Відповідно до даних Рисунку 1, на довгостроковому інтервалі часу спостерігається практично постійна вартість природнього урану на рівні до 80 дол/кг (наявне зростання вартості урану до 280 дол/кг у 2008 році притаманно короткостроковій ринковій кон'юктурі), зростання вартості послуг з конверсії урану з 4 – 6 дол/кг у період 1980 – 2001 роках до 8 – 10 дол/кг у період 2001 – 2017 років та падіння вартості послуг зі збагачення урану зі 180 дол/ЕРР у 2010 році до 40 дол/ЕРР у 2018 році. Беручи до уваги, що витрати на природній уран складають до 40% у паливній складовій АЕС, ціну послуг зі збагачення урану у довгострокових контрактах на рівні 100 дол/ЕРР та дані [7] щодо незмінності вартості переробки ВЯП (можливо розглядати на рівні 1000 дол/кг важкого металу), можливо визначити, що Критерій 1 залежить від вартості природнього урану. Таким чином, Критерій 1 можливо розглядати як цінову, но не часову функцію. У даному контексті, стійкість ЯПЦ як один з факторів енергетичної безпеки, залежить від доступу до економічно обґрунтованого природнього урану при забезпеченні наявності послуг зі збагачення урану.

Гарантії наявності послуг зі збагачення урану відповідно до [8] визначаються (за ступенем зниження стійкості) доступністю до світового ринку послуг зі збагачення урану (можливість зміни постачальника відповідно до зміни ринкової кон'юкттури), участю у міжнародних центрах зі збагачення (гарантії щодо довгострокового функціонування постачальника послуги та низьким рівнем ризиків щодо коливань політичної ситуації) та наявністю запасів збагаченого урану, що контролюється урядом.

Для країн з національними запасами природнього урану Критерій 1 не є критичним та таким, що має вплив на енергетичну безпеку.

Диверсифікація, або можливість отримання технічно ідентичних послуг з боку незалежних постачальників розглядається як найбільш ваго-

мий фактор забезпечення енергетичної безпеки [9]. Наявність ланцюга постачальників посилює короткострокову та довгострокову гарантію наявності послуг. При розгляді ядерної генерації необхідно забезпечити диверсифікацію на кожному з етапів ЯПЦ та знизити можливі ризики щодо залежності від постачальника окремої технології. Таким чином, диверсифікація щодо забезпечення гарантій постачання ядерного палива визначається:

- створенням запасів ядерного палива у вигляді урану або готової продукції (ТВЗ);
- забезпеченням наявності двох та більше постачальників технологій ЯПЦ;
- наявністю гарантованих маршрутів трансграничних перевезень (у тому числі, ВЯП для подальшої переробки або зберігання/захоронення).

Беручи до уваги технологічні особливості ядерної генерації у частині використання ядерного палива як готової продукції (ТВЗ), диверсифікація стає залежною від типу реактору та типу палива (використання квадратної або гексагональної ТВЗ) та наявності постачальника з досвідом виробництва ТВЗ відповідної геометрії. При використанні МОХ-палива важливим стає аспект отримання ліцензованої МОХ-ТВЗ від декількох постачальників, що ускладнюється технологією переробки первинного відпрацьованого ядерного палива та доступністю необхідних ядерних матеріалів, технологією отримання ліцензованої паливної композиції (з урахуванням можливого додаткового збагачення) та фабрикації МОХ-ТВЗ.

Оцінку ризиків доступу до послуг ЯПЦ сформульовано у звіті [10] на підставі дослідження робочої групи при Євратом. З урахуванням досвіду постачання ядерного палива та послуг ЯПЦ визначено ймовірність виникнення ризиків та їх вплив на постачальника та АЕС як споживача послуг. У таблиці 2 наведено кількісну оцінку ключових причин виникнення ризиків.

Таблиця 2. Кількісна оцінка ключових причин виникнення ризиків з постачання послуг з ЯПЦ

№	Ключова причина ризику	Вплив на АЕС (балів)
1	Втрата інвестицій у видобування урану	1,25
2	Залежність від одного постачальника	1,85
3	Відсутність гармонізації та регулювання при перевезенні ядерних матеріалів та ВЯП	1,42
4	Скорочення виробництва та відмова від видобування урану	1,25
5	Обмеження на доступ до ядерних матеріалів та відповідних послуг	1,62
6	Зниження послуг з виготовлення кваліфікованого (ліцензованого) палива	1,57
7	Проблеми з виготовленням ядерного палива, що пов'язані з ліцензуванням та проектуванням	1,75
8	Припинення виробництва	1,2
9	Нестійкість економічних рішень	1,42

У Таблиці 3 з урахуванням даних Таблиці 2 наведено результати сумарної оцінки ризиків доступу до послуг ЯПЦ при реалізації в Україні відкритого ЯПЦ на збагаченому урані (UOX), частково-замкненого та замкненого ЯПЦ на МОХ паливі. Загальну оцінку для варіантів ЯПЦ отримано шляхом сумування значень кількісної оцінки для кожного з ризиків. Для багатофакторної послуги ЯПЦ, реалізація якої може включати більш ніж один ризик (наприклад, фабрикація МОХ включає ризику №№ 2, 5, 6 та 7 Таблиці 2), кінцева бальна оцінка визначається перемноженням відповідних індикаторів. Результати отримано у припущенні відсутності потреби у природньому урані та збагаченому UOX паливі для частково-замкненого та замкненого ЯПЦ (ідеалізований ЯПЦ зі значним використанням ресурсу урану).

Зі збільшенням кількості складових компонентів у ЯПЦ при переході з відкритого до замкненого паливних циклів можливо стверджувати про зростання ризиків з отримання відповідних послуг, що призводить до зниження гарантій постачання послуг (обернена залежність). Даний факт є коректним для країн-користувачів ядерних технологій, що не мають повного циклу виробництва та переробки ядерного палива.

Таблиця 3. Результати сумарної оцінки ризиків доступу до послуг ЯПЦ при реалізації в Україні відкритого ЯПЦ (В) на збагаченому урані (UOX), частково-замкненого (ЧЗ) та замкненого (З) ЯПЦ на МОХ паливі ((n) – номер ризику відповідно до Таблиці 2)

Види послуг ЯПЦ	Диверсифікація		
	В	ЧЗ	З
Природній уран	1,25 (1) 1,25 (4)	-	-
Збагачення	1,85 (2)	-	-
Фабрикація UOX	1,85 (2) 1,57 (6) 1,75 (7)	-	-
Фабрикація МОХ		1,85 (2) 1,62 (5) 1,57 (6) 1,75 (7)	1,85 (2) 1,62 (5) 1,57 (6) 1,75 (7)
Довгострокове зберігання ВЯП UOX	-	-	-
Довгострокове зберігання ВЯП МОХ	-	1,85 (2)	1,85 (2)
Переробка ВЯП	-	1,85 (2) 1,2 (8) 1,42 (9)	1,85 (2) 1,2 (8) 1,42 (9)
Геологічне захоронення UOX	1,85 (2) 1,42 (9)	-	-
Геологічне захоронення МОХ та продуктів переробки	-	1,85 (2) 1,42 (3)	1,85 (2) 1,42 (3)
Транспортування UOX	1,42 (3)	-	-
Транспортування МОХ та продуктів переробки	-	1,42 (3) 1,85 (2)	1,42 (3) 1,85 (2)
Сума	10,69	20,33	20,33

Гарантії нерозповсюдження необхідно враховувати при розгляді елементів/послуг ЯПЦ, беручи до уваги наявність чутливих технологій та продуктів подвійного призначення, до яких належать послуги зі збагачення урану та переробки ВЯП. Забезпечення гарантій нерозповсюдження є функцією оператора АЕС або операторів відповідних установок ЯПЦ. Для країн-користувачів ядерних технологій ризику щодо використання «не за призначенням» U та Pu зростають лише у разі наявності процесу переробки ВЯП з отриманням чистого U або Pu, та при накопиченні продуктів переробки ВЯП у країні походження відпрацьованих ТВЗ. Зберігання U та Pu у глибоких геологічних формаціях практично нівелює відповідні ризики, але повністю їх не виключає у разі наявності проектних рішень щодо можливості повторного вилучення U та Pu. З іншого боку, постійне накопичення та довгострокове зберігання ВЯП у поверхневих сховищах у вигляді готової продукції (ТВЗ) призводить до ризиків щодо можливості фізичного втручання/доступу до ВЯП у довгостроковій перспективі.

Таким чином, Критерій 3 (гарантії нерозповсюдження) практично не відрізняється для різних ЯПЦ за ступенем ризиків щодо несанкціонованого доступу до U/Pu або до продуктів переробки ТВЗ при розгляді довгострокового зберігання або захоронення відпрацьованого ядерного палива або продуктів переробки. У разі відправлення ВЯП на переробку до іншої країни з відсутністю повернення U та Pu, умови забезпечення гарантій нерозповсюдження виконуються у повному обсязі щодо країни-користувача АЕС.

Вплив на навколишнє середовище визначається дозовим навантаженням на персонал та можливістю виходу радіоактивних матеріалів за проектні межі при різних вихідних подіях. Світовий досвід експлуатації показує відсутність аварійних ситуацій або аварій при експлуатації довгострокових сховищ ВЯП (тут не розглядаються геологічні сховища ВЯП), та навпаки, наявність подій на заводах з переробки ВЯП, що безпосередньо не впливає на стан природнього середовища країни-користувача АЕС. При розгляді сценарію з поверненням U та Pu як ВАО у вигляді скляної матриці, вихід радіоактивних матеріалів виключається. У разі повернення U та Pu у формі диоксидів, постулюється відсутність хімічно-активних сполук та матеріалів, що призводять до корозії контейнерів, з мінімізацією відповідних ризиків. Таким чином, вплив на енергетичну безпеку суттєво не залежить від сценарію ЯПЦ для країни-користувача ядерних технологій, але може розглядатись мінімальним у разі відсутності переробки ВЯП.

Варіативність прийняття рішень визначає можливість впровадження змін у наявний ЯПЦ з метою реалізації більш економічно привабливого та технічно обґрунтованого рішення. Береться до уваги світовий досвід та технічне удосконалення технологій з часом. У даному контексті, доцільно розглядати кінцеву фазу поводження з ВЯП. Поширена реалізація так званого «відкладеного рішення» при поводженні з ВЯП передбачає можливість обрання остаточного рішення при отриманні більш удосконалених технологій. При цьому, немає фактично визначених меж щодо тривалості очікування. Директива ЄС 2011/70/EURATOM [11] визначає, що країни є вільними щодо вибору кінцевого рішення з поводження з ВЯП, але при розгляді необхідно аналізувати різні сценарії розгортання ЯПЦ. Таким чином, поширена практика «відкладеного рішення» при поводженні з ВЯП не є остаточним рішенням, але передбачає імплементацію необхідних рішень у майбутньому з метою досягнення технічних та економічних цілей.

Наявність варіативності у ЯПЦ розглядається як фактор коректності раніше прийнятих рішень, що у ядерній генерації пов'язано зі значними фінансовими витратами. Це частково пояснює консервативність підходів до імплементації інновацій у ЯПЦ та очікування результатів міжнародної практики. У даному контексті наявність меншої кількості елементів у ланцюгу ЯПЦ може вважатись більш варіативним до майбутніх викликів.

Висновки.

Гарантії постачання ядерного палива або доступність технологій ЯПЦ є необхідною умовою забезпечення енергетичної безпеки при наявності АЕС у енергетичній системі навіть беручи до уваги притаманні властивості ядерної генерації щодо відсутності залежності від постійного доступу до палива за рахунок можливості створення резерву ядерного палива. При розгляді стійкості рішень щодо постачання ядерного палива необхідно забезпечити прогнозованість ядерної енергосистеми за рахунок наявності національної програми розвитку ядерної генерації та забезпечити диверсифікацію постачальників відповідних послуг ЯПЦ. За результатами бальної оцінки, отриманої експертами Євратом, можливо припустити, що для умов України саме диверсифікація має визначальну роль щодо мінімізації ризиків отримання послуг ЯПЦ. При цьому, доступність ринку або міжнародна кооперація можуть представляти більш стійке рішення щодо гарантій постачання ядерного палива у порівнянні з державними гарантіями. Нерозповсюдження ядерних матеріалів у цілому може не відрізнитись для різних ЯПЦ за впливом на гарантії постачання. Варіативність більш притаманна для відкритого ЯПЦ у порівнянні з частково-замкненим та замкненим ЯПЦ за рахунок меншої кількості задіяних елементів паливного циклу та їх більшої зрілості.

Аналізуючи наявний міжнародний досвід можливо стверджувати, що зменшення кількості елементів паливного циклу може відповідати більш стійкому рішенню щодо постачання ядерного палива та відповідних послуг ЯПЦ.

Список використаної літератури

1. Supply Security in Future Nuclear Fuel Markets. PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY. Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC05-76RL01830. November 2013
2. Management of spent nuclear fuel and its waste. EASAC policy report no. 23 JRC Reference Report July 2014
3. Conceptualizing Energy Security. Christian Winzer. July 2011. CWPE 1151 & EPRG 1123
4. The Security of Energy Supply and the Contribution of Nuclear Energy. OECD 2010
5. Uranium Price [Електронний ресурс] – Режим доступу к ресурсу: <https://www.cameco.com/invest/markets/uranium-price>
6. UxC Nuclear Fuel Price Indicators [Електронний ресурс] – Режим доступу к ресурсу: <https://www.uxc.com/>
7. Economic assessment of used nuclear fuel management in the United States, Prepared by the Boston Consulting Group for AREVA July 2006
8. Ensuring Security of Supply in the International Nuclear Fuel Cycle, WNA, 2006
9. Report of the Advisory Committee to the Euratom Supply Agency on the Analysis of Nuclear Fuel Availability at EU Level from a Security of Supply Perspective, EC, June 2015
10. Report of the Advisory Committee to the Euratom Supply Agency on the Analysis of Nuclear Fuel Availability at EU Level from a Security of Supply Perspective, EC, June 2015
11. Директива ЄС 2011/70/EURATOM

Отримано 26.07.2018

УДК 621.039.8

*С. В. Васильченко, В. В. Инюшев, Ю. А. Кириленко**Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ИСТОЧНИКОВ БЫСТРЫХ НЕЙТРОНОВ НА АЭС УКРАИНЫ**

В статье рассмотрены актуальные подходы к продлению срока эксплуатации источников быстрых нейтронов на АЭС Украины. Описаны основные требования действующей нормативной базы, рассмотрен зарубежный опыт аналитических обоснований при обращении с источниками быстрых нейтронов. Рассмотрены основные этапы в рамках аналитического обоснования безопасности в продлеваемый срок: обоснование целостности, оценка радиационных нагрузок на персонал, оценка влияния отказа канала системы на безопасность АЭС. Приведен краткий анализ описанных методов оценки.

Ключевые слова: радионуклидные источники нейтронного излучения, продление срока эксплуатации, обоснование целостности.

1. Введение. Одной из важных задач продления срока эксплуатации (ПСЭ) отдельных элементов оборудования АЭС является поиск компромиссного решения между приемлемым уровнем безопасности их работы в продленный срок и рентабельностью закупок новых единиц аналогичных или подобных элементов. Безусловно, во всех случаях, из двух вариантов приоритет отдается первому. Одним из примеров такой задачи является ПСЭ источников быстрых нейтронов, которые находятся в составе нейтронных анализаторов растворов (НАР-Б), нейтронных концентратометров растворов (НАР-12), борометров (BoгAn PN160-1), предназначенных для измерения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура и в водных растворах борной кислоты вспомогательного оборудования реакторной установки, а также для метрологического обеспечения единства измерений (установки УКНП). Большинство нейтронных источников на украинских АЭС представлены типами ИБН-7, ИБН-9, ИБН-24 и ИБН-25 производства ФГУП «ПО «Маяк» (г. Озёрск, Челябинская обл., Россия), изготовленные в конце 70-ых – 80-ых годов в соответствии с техническими условиями ТУ 95 1075-76 [1], ТУ 95 1075-83 [2]. Учитывая, что паспортный срок их эксплуатации, установленный производителем, составляет 10 лет [3], с появлением актуальных нормативных требований к продлению данных элементов оборудования АЭС, возникла необходимость в разработке обосновывающих материалов для подтверждения их соответствия установленным критериям безопасности эксплуатации источников в продляемый период.

2. Объем работ при продлении сроков эксплуатации ИБН. На данный момент одним из основных действующих документов, описывающих процедуру продления источников быстрых нейтронов является документ ПЛ-Д.0.18.631-16

«Положение о порядке продления срока эксплуатации радионуклидных источников нейтронного излучения» [4]. В соответствии с этим документом, процедура проведения работ должна включать следующие основные этапы:

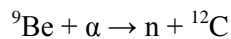
- разработка перечня радионуклидных источников нейтронного излучения, для которых планируется продление срока эксплуатации;
- разработка план-графика (при необходимости) проведения комплексного обследования технического состояния радионуклидных источников нейтронного излучения с целью продления срока эксплуатации;
- проведение специализированной организацией комплексного обследования технического состояния радионуклидных источников нейтронного излучения с целью продления срока эксплуатации;
- оформление протокола обследования технического состояния радионуклидных источников нейтронного излучения;
- оформление дополнения к паспорту источника, для которого принято решение о продлении срока эксплуатации;
- оформление решения о продлении эксплуатации радионуклидных источников нейтронного излучения (только для источников, относящихся к 3 классу безопасности согласно НП 306.2.141-2008 [5]).

Некоторые из вышеприведенных этапов реализуются с привлечением специализированных организаций, которые имеют лицензию Госатомрегулирования на выполнения таких работ. Технические решения о продлении подкрепляются необходимыми аналитическими обоснованиями целостности источников в продлеваемый период эксплуатации.

2.1 Обоснование целостности капсул источников быстрых нейтронов. Задача комплексных обследований и аналитических обоснований цело-

стности нейтронних джерел поставлена для українських АЕС не вперше. Мероприяття подібного роду проводились раніше зарубіжними організаціями. Так, наприклад, комплекс досліджень і обґрунтувань, зв'язаний з обробкою джерел, обробланими своїм ресурсом, неодноразово проводився Лос-Аламоської національної лабораторією Міністерства енергетики США (далі – лабораторія LANL). При обґрунтуванні цілісності джерел на основі альфа-ізлучаючих ізотопів плутонію або америція окреме уваження уделялось нароботці гелія в їх капсулах.

В активних частинах джерел швидких нейтронів типів ІБН використовується суміш α -ізлучача (ізотопів плутонію в формі діоксида) і елемента з легкими ядрами (порошка берилія). В цих джерелах вихід швидкого нейтрона проісходить за счѐт ядерної реакції (α, n) на ядрах берилія:



Активна частина джерел включає в себе інтерметалічеську матрицю, состоящую з спе-



Рисунок 1. Общій вид нейтронних джерел S1, S2, S3 [7]

чесьного діоксида плутонію з порошком берилія, і додаткової засыпки порошка берилія [2]. Часть потоку альфа-частиць втрачає свою енергію на іонізацію сусідніх атомів матриці активної частини джерела, породжає вільні електрони і іони атомів оточуючого речовини по всій довжині свого трека. Считается, що основною причиною підвищення тиску в плутоній-берилієвих джерелах нейтронів є гелій, утворюється після відновлення електронної оболонки ядер He^{2+} за счѐт захопату двох електронів [6].

В 2017 році лабораторією LANL був проведений фізико-хімічний аналіз вмісту активних частин джерел швидких нейтронів на основі інтерметалічеського плутоній-берилієвого сплаву [7]. На момент проведення аналізу вік зразків досягав 50 років. Общій вид, графічеські результати рентгенографічеського дослідження і результати дослідження мікроструктур, розглядаємих в роботі [7] нейтронних джерел S1, S2, S3 показані на рисунках 1-3.

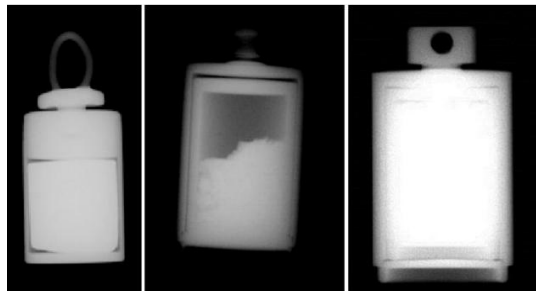


Рисунок 2. Рентгенографічеські зображення нейтронних джерел S1, S2, S3 [7]

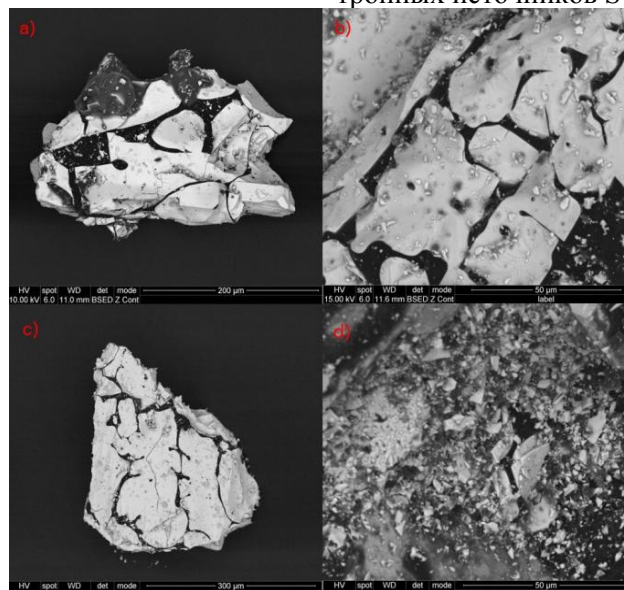


Рисунок 3. Результати дослідження мікроструктури інтерметалічеського сплаву: а) – типичні великі частинки матриці джерела S1 (світлі області – інтерметалічеський сплав), оточені областями металічеського Be – фазою темного кольору; б) – аналогічно для джерела S3; в) – аналогічно для джерела S3; г) – мелкодисперсні частинки (~1 мкм) інтерметалічеського сплаву в S2 [7]

В национальной лаборатории Министерства энергетики США Ок-Ридж в рамках разрушающего контроля проводился ряд комплексных испытаний для источников быстрых нейтронов, аналогичных по составу активных частей источникам типа ИБН. Из данных, приведенных в отчете об испытаниях [8], тестируемые источники состояли из активной части, представленной в виде спеченной плутоний-бериллиевой матрицы, и двойной капсулы. Масса плутоний-бериллиевых матриц источников находилась в пределах от 32 до 160 г. Проколу подвергались 5 исследуемых образцов, которые с момента их изготовления до момента испытаний находились при нормальных условиях. Результаты масс-спектрометрического анализа газов, содержащихся внутри капсул всех источников, не подтвердили наличие сколь угодно малого содержания гелия в свободном объеме источников за 11-летний период с момента изготовления данных источников. Внутреннее абсолютное давление ни в одном из образцов не превысило атмосферного давления [8].

Масс-спектрометрический анализ газов, содержащихся в капсулах активных частей плутоний-бериллиевых источников, проводимый в лаборатории Маунд (США) [9] также показал, что в свободных объемах активных частей ряда исследуемых образцов не удалось зарегистрировать газобразный гелий.

2.1.1 Метод консервативной оценки. Первый опыт разработки обоснований целостности источников типов ИБН-7, ИБН-9 в продленный период эксплуатации для украинских АЭС принадлежит ГП «ГНИЦ СКАР». Данная работа выполнялась для источников ОП ЮУАЭС в 2016 г. и основывалась на применении консервативных подходов к расчету оценочных значений внутреннего избыточного давления, которое возникает в результате накопления гелия в капсуле источника. Кроме того, критерий приемлемости по данному параметру выбирался по допустимому внешнему вакууму $p_{абс.} = 25$ кПа [10], который может косвенно, в первом приближении, дать значение допустимого избыточного давления внутри капсулы источника $p_I = 75$ кПа. В качестве исходных данных использовались паспортные значения суммарной активности изотопов плутония, а также размеры активной части источников.

Исходя из консервативного предположения, что все альфа-частицы, которые образовались в результате распада $^{239-241}\text{Pu}$ и избежали реакции $^9\text{Be}(\alpha, n)^{12}\text{C}$, сгенерировали атомы ^4He после захвата электронов с внешних электронных оболочек соседних атомов, количество образовавшихся атомов гелия в активной части источника на 32-ой год эксплуатации источников составит:

$$2,53 \cdot 10^{19} \text{ атомов для ИБН-7;}$$

$$1,32 \cdot 10^{20} \text{ атомов для ИБН-9,}$$

что соответствует объёму «распухания» матрицы активной части источников (за счет появления дополнительного атомарного объема образующегося ^4He) равному $2,85 \cdot 10^{-6} \text{ см}^3$ ($1,65 \cdot 10^{-4} \%$ объема активной части) и $1,48 \cdot 10^{-5} \text{ см}^3$ ($2,08 \cdot 10^{-4} \%$ объема активной части) соответственно. Наличие такого незначительного количества гелия в активной части источника позволяет применить наиболее консервативный вариант оценки целостности источников ИБН-7, 9, который также применяется для оценки безопасности нейтронных источников в лаборатории LANL [11]. Предполагается, что весь сгенерированный гелий создаст избыточное давление равное его «парциальному» давлению в объеме активной части источника. Величина внутреннего избыточного давления газа описывается законом Менделеева–Клапейрона:

$$pV = \frac{N}{N_A} RT \quad (1)$$

где p – давление газа на стенки внутренней капсулы источника, Па;

V – объем активной части источника, м³;

N – количество атомов гелия на конец периода продления;

N_A – число Авогадро, моль⁻¹;

R – универсальная газовая постоянная, Дж моль⁻¹К⁻¹;

T – температура газа, К.

Такой метод может на первом этапе позволить оценить внутреннее давление и дать заключение о целостности нейтронных источников. Данный подход является относительно простым, требует минимального количества исходных данных, приемлемый в качестве первого приближения, но имеет ряд недостатков, связанных с излишне завышенным консерватизмом полученных результатов.

2.1.2 Метод улучшенной оценки. Для продления нейтронных источников ОП РАЭС в 2017 г. специалистами ГП «ГНИЦ СКАР» применялся метод улучшенной оценки с целью установления максимально возможного периода эксплуатации источников типов ИБН-7, ИБН-9, ИБН-24 и ИБН-25. Данный метод включал в себя с одной стороны – более точные подходы к определению внутреннего давления с учетом технологии изготовления источников, с другой – установление реалистичного критерия по предельному избыточному внутреннему давлению для капсулы источника. Учитывая, что последний параметр на момент изготовления источников ни производителем, ни государственными стандартами не устанавливался напрямую, в обоснованиях целостности для источников ОП РАЭС проводился расчет на статическую прочность капсулы источника. Критерий

по внутреннему избыточному давлению был сформирован на базе следующих стандартов:

– ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» [12];

– ГОСТ 14249-89 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность» [13];

– ГОСТ 25215-82 «Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность» [14],

с учетом конструктивных особенностей, условий эксплуатации источников на объектах ОП РАЭС и коэффициента запаса по предельному внутреннему давлению $n=1,5$ [12].

Отличительной особенностью данного метода по сравнению с консервативной оценкой является определение свободного объема активной части источника:

$$V = k \left[V_{a.ч.} - \frac{m(Pu) + m(Be)}{\rho_{см}} \right], \quad (2)$$

где k – коэффициент пористости бериллиевого порошка;

$V_{a.ч.}$ – объем активной части источника, $см^3$;

$m(Pu)$, $m(Be)$ – массы плутония и бериллия соответственно, г;

$\rho_{см}$ – плотность интерметаллической сплава (смеси), $г/см^3$.

Если принять, что все атомы гелия покидают интерметаллическое соединение и накапливаются в свободном объеме активной части источника, то интенсивность накопления гелия в активной части источника будет равна активности α -излучателя:

$$\frac{dN_{He}}{dt} = A, \quad (3)$$

где N_{He} – количество гелия в свободном объеме капсулы, атомов;

A – суммарная активность α -излучателей в активной части источника, Бк.

Конструктивное исполнение источников типа ИБН-7, ИБН-9, ИБН-24, ИБН-25 позволяет применить подход к оценке целостности источников, который также применялся для оценки безопасности нейтронных источников в лаборатории LANL [11]. Предполагая, что сгенерированный гелий создаст избыточное давление равное его парциальному давлению в газовой смеси свободного объема капсулы источника, величина избыточного внутреннего давления будет описываться законом Менделеева–Клапейрона:

$$p(t) = \frac{RT}{VN_A} \int_0^t A d\tau, \quad (4)$$

где $p(t)$ – избыточное давление газа внутренней капсулы источника в момент времени t , Па;

V – свободный объем капсулы, $м^3$;

N_A – число Авогадро, $моль^{-1}$;

R – универсальная газовая постоянная, Дж $моль^{-1}K^{-1}$;

T – температура в соответствии с условиями эксплуатации, К

τ – переменная интегрирования, с.

По результатам аналитических оценок динамики накопления гелия в капсулах нейтронных источников, проведенных для ОП РАЭС, сроки эксплуатации источников продлены от единиц до десятка лет.

Применение метода улучшенной оценки требует дополнительных расчетных процедур в части установления критерия приемлемости, расширения используемых исходных данных, уточнения методики оценки, и вместе с тем, позволяет избежать неопределенностей, тем самым, решить проблему излишне завышенного консерватизма.

2.2. Радиационное влияние на персонал.

Оценка радиационных нагрузок на персонал в случае механического разрушения источников типа ИБН является неотъемлемой частью аналитических обоснований продления срока эксплуатации источников. На примере оценок, проведенных в рамках обоснований для ОП РАЭС, рассмотрим основные методические подходы к применению аналитических методик и специальных программных средств для определения эффективной дозы по всем путям облучения:

- определение доз внешнего облучения в полях нейтронного и гамма-излучения;

- определение доз внутреннего облучения за счет ингаляции.

Доза внешнего облучения за счет гамма-излучения была определена с помощью кода MicroShield [15]. Данный программный код, согласно Приложению 1 Распоряжения ГП НАЭК «Энергоатом» № 124-р от 12.02.2010 г. [21], входит в перечень разрешенных к использованию в рамках оценки радиационных последствий. MicroShield предназначен для всесторонней оценки мощности эквивалентных доз и потоков гамма-излучения от источников различной конфигурации с учетом ослабления интенсивности и рассеяния последнего в толще вещества. MicroShield даёт полную информацию о дочерних продуктах распада радиоактивного вещества источника ионизирующего излучения. В контексте настоящего расчета была найдена активность продуктов распада $^{241}Pu - ^{241}Am$ на 40-й год эксплуатации источников ИБН-7, ИБН-9, ИБН-24, ИБН-25. Используя паспортные данные источников, были сформированы начальные данные по активностям для входного файла программы. После описания геометрии, материалов и радионуклидного состава источника, были найдены мощно-

сти эквивалентной дозы внешнего облучения на различных высотах над источником.

Оценка мощности эквивалентной дозы за счет нейтронного облучения производилась для моноэнергетических нейтронов энергией ~ 5 МэВ в соответствии с максимальным значением выхода быстрых нейтронов энергетического спектра для плутоний-бериллиевых источников.

Мощность эквивалентной дозы от моноэнергетических нейтронов:

$$H(h) = \varphi(h) \cdot CF \quad (5)$$

где $\varphi(h)$ - плотность потока быстрых нейтронов на высоте h по оси россыпи (определяется с помощью кода Microshield заменой потока быстрых нейтронов в моделируемой среде условным потоком высокоэнергетических гамма-квантов в вакууме), нейтр. $\text{см}^{-2} \text{с}^{-1}$;

CF – коэффициент перехода от плотности потока к мощности эквивалентной дозы для быстрых нейтронов с энергией примерно 5 МэВ, $\text{мкЗв} \cdot \text{ч}^{-1}$ на нейтр. $\text{см}^{-2} \text{с}^{-1}$ [16].

Оценка доз за счёт ингаляции производилась для персонала, находящегося в непосредственной близости к источнику в момент возникновения аварийной ситуации. Предполагалось, что после нарушения целостности источника образуется столб радиоактивной пыли. Для расчёта дозы внутреннего облучения консервативно принималось, что матрица активной части источника равномерно распределена по площади круга диаметром 1 м на полу аварийного помещения. Россыпь представляет собой порошковую мелкодисперсную фазу с аэродинамическим диаметром частиц около 1 мкм.

В мировой практике по оценкам доз внешнего и внутреннего облучения персонала и населения широко используется программный код HotSpot [17]. Данный код разработан Ливерморской национальной лабораторией Министерства энергетики США с целью проведения консервативных оценок радиационных последствий для радиационных аварий в условиях пожара, ядерного взрыва, радиоактивного загрязнения рабочего места или выброса радиоактивных веществ в атмосферу. Программный код HotSpot, согласно Приложению 1 Распоряжения ГП НАЭК «Энергоатом» № 124-р от 12.02.2010 г. [21], входит в перечень разрешен-

ных к использованию в рамках оценки радиационных последствий. HotSpot включает в себя модель вторичного ветрового подъема, с помощью которой можно определить объемную концентрацию радиоактивной взвеси на высоте дыхательных путей человека ($\sim 1,5$ м) и эффективную дозу за счёт ингаляции. Доза внутреннего облучения за счёт ингаляции изотопами $^{238-242}\text{Pu}$ и ^{241}Am при нарушении целостности источников ИБН-7, ИБН-9, ИБН-24, ИБН-25 рассчитывается с помощью кода HotSpot для расхода дыхания представителя персонала категории А $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ в условиях легких физических нагрузок [18] на протяжении оценочного времени проведения работ по локализации радиоактивной россыпи. Оценка доз проводилась для 2 вариантов: с использованием средств индивидуальной защиты и без их использования.

В качестве исходных данных для кода HotSpot задавалась поверхностная концентрация изотопов $^{238-242}\text{Pu}$ и ^{241}Am . Интенсивность вторичного ветрового подъема для порошковой мелкодисперсной фазы с аэродинамическим диаметром частиц около 1 мкм консервативно принималась равной $1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1}$.

Оценка радиационных последствий для персонала в случае механического разрушения источников показала, что при условии использования средств индивидуальной защиты дозы облучения за время пребывания около разрушенного источника не превысят годовой эффективной дозы облучения 20 мЗв для персонала категории А [18]. При этом, значительный вклад в эффективную дозу облучения при потенциальных авариях с полным разрушением матрицы активной части источников вносит доза внутреннего облучения за счёт ингаляции изотопами $^{238-242}\text{Pu}$ и ^{241}Am . С учетом возможных ранее полученных персоналом дозовых нагрузок в течение года, согласно НРБУ-97 [18] допускается переоблучение персонала категории А свыше 20 мЗв (до 50 мЗв) за год, при условии, что среднее значение эффективной дозы за последовательные 5 лет не превысит 20 мЗв.

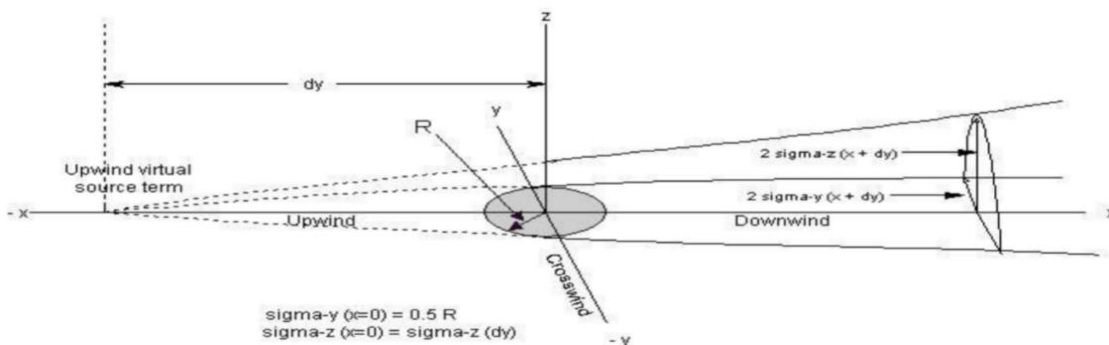


Рисунок 5 – Модель вторичного ветрового подъема радиоактивной пыли (HotSpot) [17]

2.3 Оценка влияния отказа канала системы на безопасность АЭС. Источники быстрых нейтронов типа ИБН-7, 9 используются в следующих системах, важных для безопасности:

- система подпитки-продувки первого контура;
- система аварийного охлаждения активной зоны;
- система гидроаккумуляторов;
- система расхолаживания бассейна выдержки;
- система отбора проб.

Компенсация медленных изменений реактивности (отравление и выгорание топлива, вывод из подкритического состояния и т.д.) осуществляется с помощью системы борного регулирования путём проведения водообмена в I контуре. В процессе кампании концентрация борной кислоты в теплоносителе изменяется, в среднем, от 6 г/кг (в начале кампании) и до значений, близких к нулю (в конце кампании).

В режимах нормальной эксплуатации борное регулирование, осуществляемое по линиям подпитки-продувки, обеспечивает:

- компенсацию увеличения реактивности при распаде ксенона и расхолаживании теплоносителя;
- необходимую подкритичность при перегрузках топлива и плановых остановках реактора;
- компенсацию медленного изменения реактивности, связанного с выгоранием топлива и переходными процессами на ксеноне.

Кроме того, борное регулирование может использоваться для изменения мощности реактора.

Контроль концентрации борной кислоты в I контуре ведётся двумя независимыми способами: с помощью бормеров и химического анализа проб. Химический анализ производится не реже двух раз в смену, а во время проведения водообмена – не реже 1-го раза за 15 минут.

Борное регулирование обеспечивает реализацию следующих режимов работы (по убыванию приоритетов):

- автоматическое увеличение концентрации борной кислоты в I контуре при снижении эффективности органов регулирования системы управления и защиты ниже величины, достаточной для выполнения функции аварийной защиты;
- автоматическое снижение процентной концентрации H_3BO_3 в I контуре при снижении оперативного запаса эффективности опущенных органов регулирования системы управления и защиты ниже минимальной величины, необходимой для осуществления операций по выравниванию энерговыделения по активной зоне и изменению мощности;
- ручное поддержание концентрации борной кислоты на требуемом уровне.

В случае, если не предусмотрено дублирование систем полностью в качестве параллельных веток,

контроль концентрации борной кислоты ведётся с помощью химического анализа проб.

При отказе одного из измерительных каналов концентрации борной кислоты происходит ложное отклонение контролируемого параметра «Концентрация РБК», вследствие чего, оперативным персоналом принимаются меры по устранению нарушения в соответствии с требованиями технологического регламента безопасной эксплуатации.

В качестве консервативного подхода был выполнен анализ нарушения работы подсистемы борного регулирования. Результаты численных оценок для данной подсистемы, представлены в таблице 5.161 «Сводная таблица рассчитанных критериев приемлемости исходных событий ННЭ и ПА» [22]. В рассматриваемых расчетных анализах на представленных временных интервалах нарушение критериев приемлемости не происходит.

2.4 Комплексные обследования состояния источников. В рамках ПСЭ нейтронных источников такими специализированными организациями как, например, ННЦ «Институт метрологии» (г. Харьков), регулярно проводятся комплексные обследования источников на технические и радиационные характеристики, а именно:

проверка на герметичность капсулы источника вакуумно-пузырьковым методом;

взятие спиртового мазка на проверку общей загрязненности внешней поверхности источника альфа-, бета- нуклидами.

Данные процедуры осуществляются в соответствии с установленными методиками проверок [19]. Также, в рамках комплексных обследований проводится измерение значения нейтронного потока в телесный угол 4π ср (стерадиан).

В случае продления эксплуатации источников на десятки лет и более, важным фактором исследования является изменение потока быстрых нейтронов по отношению к его паспортной величине. Исходя из данных производителя, уменьшение активности плутония и потока быстрых нейтронов определяется распадом основного вкладчика в суммарную α -активность – ^{238}Pu , имеющим наименьший период полураспада среди изотопов- α -излучателей (87,7 лет). При изотопном составе, указанном в [20], после 40 лет эксплуатации теоретические оценки свидетельствуют о снижении суммарной α -активности и нейтронного потока до примерно 70 % от паспортного значения. Однако, результаты комплексного обследования источников спустя 35-40 лет с момента изготовления не подтверждают данный тренд в соответствующем изменении потока быстрых нейтронов.

Выводы

Продление периода эксплуатации источников быстрых нейтронов типа ИБН является чрезвычайно актуальным для АЭС Украины, т.к. назначенный срок эксплуатации этих элементов подходит к концу.

Анализ методов обоснования целостности оболочек источников быстрых нейтронов в продленный период показал, что:

- метод консервативной оценки прост, но имеет ряд недостатков, связанных с излишне завышенным консерватизмом полученных результатов;

- метод улучшенной оценки требует дополнительных оценок по установлению критерия приемлемости, расширения перечня используемых исходных данных, но вместе с тем, позволяет избежать неопределенностей при выборе критерия приемлемости, и тем самым, решить проблему излишне завышенного консерватизма.

Несмотря на то, что метод улучшенной оценки является более точным, последние результаты, полученные в рамках продления сроков эксплуатации источников ОП РАЭС, имеют большую степень консерватизма и в будущем, на основании результатов комплексных обследований и дополнительных исходных данных по источникам, могут быть уточнены.

Оценка радиационных последствий на персонал в случае механического разрушения источников с применением аналитических методик и про-

граммных средств (MicroShield, HotSpot) показала, что при условии использования средств индивидуальной защиты дозы облучения за время пребывания около разрушенного источника не превысят годовой эффективной дозы облучения 20 мЗв для персонала категории А. При этом, значительный вклад в эффективную дозу облучения при потенциальных авариях с полным разрушением матрицы активной части источников вносит доза внутреннего облучения за счет ингаляции изотопами $^{238-242}\text{Pu}$ и ^{241}Am .

Оценка влияния на безопасность энергоблоков ОП РАЭС и ОП ЮУАЭС выхода из строя одного из измерительных каналов (для случая единичного отказа) систем, где применяются ИБН-7, 9 в качестве анализаторов концентрации борной кислоты показывает, что данное событие не оказывает влияния на выполнение системами своих функций.

Сравнение результатов комплексного обследования технического состояния источников с паспортными данными и данными ТУ, показало, что поведение нейтронного потока в продленный период эксплуатации источников не может быть спрогнозировано теоретически. Окончательное заключение о соответствии текущей величины нейтронного потока паспортным значениям, а, следовательно, и выводы о возможности продления источников, делается в рамках периодического контроля при их комплексном обследовании.

Список использованной литературы

1. ТУ 95 1075-76 Технические условия «Источники быстрых нейтронов закрытые плутоний-бериллиевые»
2. ТУ 95 1075-83 Технические условия «Источники быстрых нейтронов закрытые плутоний-бериллиевые»
3. Пакет паспортов источников быстрых нейтронов закрытых плутоний-бериллиевых типов ИБН-7,9,24,25 ОП РАЭС
4. ПЛ-Д.0.18.631-16 «Положение о порядке продления срока эксплуатации радионуклидных источников нейтронного излучения»
5. НП 306.2.141-2008. Загальні положення безпеки атомних станцій
6. Mansur L. K., Lee E. H., Maziasz P. J and Rowcliffe A. F. Control of helium effects in irradiated materials based on theory and experiment. CONF-860421-58
7. Chemical investigation of three plutonium-beryllium neutron sources. Reported by B. Byerley, K. Kuhn, L. Colletti, Los Alamos National Laboratory, LA-UR-16-29050, 2017
8. R. G. Niemeyer N. C. Bradley / Plutonium-beryllium source safety testing program. ORNL, RN L-TM-4561, 1974
9. R. D. Madding, Jr. and R. E. Vallke. Plutonium-239/Beryllium Neutron Source Surveillance and Testing. Monsanto research Corp., Mound Lab., Miamisburg, Ohio 45342 operated for USAEC, US, 1973
10. ГОСТ Р 25926 Источники ионизирующего излучения радионуклидные закрытые. Классы прочности и методы испытаний. Нормы степеней жесткости при климатических и механических воздействиях
11. Neutron source recovery project documentation OSR-SF-001...OSR-SF-017 Los Alamos National Laboratory
12. ПНАЭ Г-7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок
13. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
14. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность
15. MicroShield code [Электронный ресурс] – Режим доступа к ресурсу <http://radiationsoftware.com/microshield/>
16. N. Petoussi-Hens, W.E. Bolch, K.F. Eckerman and

- other. Conversion coefficients for radiological protection quantities for external radiation exposures. ICRP publication 116, vol.40, 2010
17. S. G. Homann. HotSpot Health Physics Codes Version 3.0 User's Guide/ National Atmospheric Release Advisory Center, Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, LLNL-SM-636474, 2014
 18. ГГН.6.6.1.-6.5.001-98 «Нормы радиационной безопасности Украины. Государственные гигиенические нормативы» (НРБУ-97)
 19. Положением о порядке проведения работ при исследовании герметичности источников нейтронного излучения с целью продления назначенного срока службы» СТП 32676988.015-2007
 20. Ответ ФГУП ПО «Маяк» на запрос ЮУАЭС по массе плутония в источниках ИБН-1-28
 21. Приложение 1 к Распоряжению ГП НАЭК «Энергоатом» № 124-р от 12.02.2010 г.
 22. Южно-Украинская АЭС. Энергоблок №2. Отчет по анализу безопасности. Анализ проектных аварий. Адаптация. Итоговый отчет. ЕР43-2008.370.ОД.2. 23.2.0039.ОБ.02.01
- [Электронный ресурс] – Режим доступа к ресурсу <http://atomicexpert.com/page226821.html>

Получено 02.10.2018

УДК 539.4

*Ю. А. Оборский, М. А. Заяц, С. А. Кузнецов**Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***ВЫПОЛНЕНИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ РО ХАЭС-1 И ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ ПРОЧНОСТИ, С УЧЕТОМ СТАРЕНИЯ, ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Рассмотрены основные подходы к определению текущих характеристик металла трубопроводов (после 30 лет эксплуатации) и использование полученных результатов для расчетного подтверждения прочности и сейсмостойкости трубопроводов с использованием метода конечных элементов. Проанализированы результаты расчетов на статическую прочность, циклическую прочность и сейсмостойкость трубопроводов. Подтверждена возможность надежной и безопасной эксплуатации трубопровод в сверхпроектный срок, а также возможность продления срока их эксплуатации.

Ключевые слова: атомная энергетика, расчет прочности, статическая и циклическая прочность, сейсмостойкость, продление эксплуатации, сверхпроектный срок эксплуатации, метод конечных элементов.

Введение. На данный момент около половины всей электроэнергии, вырабатываемой в Украине, производят атомные электростанции. Общий уровень выработки электроэнергии в 2018 году планируется на уровне около 151 000 млн. кВт·час, из которых 84 млн. кВт·час доля АЭС. Атомная энергетика является основой энергетической независимости Украины. Однако двенадцать из пятнадцати украинских энергоблоков были построены в восьмидесятых годах, а так как проектный срок их эксплуатации составляет 30 лет, соответственно вопрос возможности продления срока эксплуатации атомных станций является одной из наиболее актуальных проблем в энергетике Украины.

Продление срока эксплуатации является сложным процессом, включающим в себя большое количество работ связанных с оценкой технического состояния оборудования и трубопроводов атомных электростанций и его соответствия современным требованиям к безопасности АЭС. Отдельно стоит заметить, что проектно-техническая документация, включая расчеты прочности трубопроводов, выполненные на момент строительства энергоблоков, соответствовали нормам и требованиям которые действовали в тот период. Однако за столь продолжительное время эксплуатации нормы и требования в атомной энергетике изменялись и совершенствовались в соответствии с общемировыми тенденциями повышения безопасности. На атомных станциях проводились модернизации, и замены оборудования и трубопроводов, изменения их конфигурации и различные мероприятия, направленные на повышение безопасности. Соответственно для подтверждения возможности безопасной эксплуатации трубопроводов на продлеваемый срок эксплуатации требуется комплексное выполнение переоценки безопасности с учетом старения и расчетных обоснований прочности,

выполненных в соответствии с современными требованиями.

Проведение обследования трубопроводов для получения исходных данных о состоянии металла. Работы по продлению срока эксплуатации энергоблока №1 ОП ХАЭС включали в себя оценку технического состояния трубопроводов систем важных для безопасности в количестве 322 единиц. В соответствии с существующими требованиями нет необходимости в обследовании каждого трубопровода, обследуются лишь выбранные на основе группирования трубопроводы с наиболее неблагоприятными условиями эксплуатации. При проведении группирования в одну группу включаются трубопроводы, имеющие одинаковые материалы изготовления, параметры и тип рабочей среды. Отношение числа обследуемых трубопроводов к общему количеству в группе составляло не менее 10% [1]. Следующим шагом является выбор контрольных элементов обследуемого трубопровода, который определяется наличием:

- сварных соединений трубных блоков;
- сварных соединений с патрубками оборудования;
- колен, гибов, конусных переходов;
- врезок, тройников;
- опор;
- участков подверженных вибрации;
- допущенных в эксплуатацию дефектов.

Для трубопроводов группы В число контрольных элементов данного типа должно быть не менее 10% от количества всех элементов конструкции этого же типа. Для трубопроводов группы С число всех контрольных элементов должно быть не менее 5% от общего количества элементов независимо от их типа [1].

В зависимости от типов контрольных элементов назначаются методы и объемы их контроля.

На рисунке 1 представлена схема контроля отводов трубопроводов, которая показывает основные зоны, в которых проводится контроль металла данного элемента. Аналогичные схемы для тройников и конусных переходов представлены на рисунках 2 и 3.

По результатам группирования было определено 17 групп трубопроводов в которых контролю подлежали 39 трубопроводов, для каждого из которых были выбраны методы контроля в зоны контроля в соответствии со схемами, представленными на рисунках 1-3.

В рамках работы применялись следующие методы контроля:

- визуальный контроль;
- капиллярный контроль;
- ультразвуковой контроль;
- ультразвуковая толщинометрия (УЗТ);
- контроль механических свойств по твердости (КМСТ).

Для проведения контроля использовалось поверенное оборудование, рекомендуемое для использования требованиями соответствующих нормативных документов. Так, например, для контроля методом КМСТ использовался динамический твердомер ТД-42, изображенный на рисунке 4.

Данный прибор переносной и компактный, поэтому позволяет проводить обследования трубо-

проводов находящихся в эксплуатации и в труднодоступных местах.

Определение характеристик металла по результатам обследования. В результате обследований методом КМСТ были получены значения твердости металла (НВ – твердость по Бринеллю), по которым с помощью корреляционных соотношений [2], приведенных в таблице 1, можно определить механические свойства металла трубопроводов (предел прочности, предел текучести, относительно удлинение, относительное сужение). В результате были получены фактические значения характеристик металла, которые в дальнейшем были использованы при проведении прочностных расчетов.

Второй важнейшей характеристикой трубопроводов, которая так же имеет большое влияние на результаты расчетов прочности, является толщина стенок трубопроводов. Для определения фактических значений толщин стенок были проведены обследования трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии. Замеры проводились в нескольких точках трубопроводов для определения минимальной фактической толщины стенки. В таблице 2 приведены результаты замеров, сравнение с допустимым значением [3], а так же определен допустимый срок эксплуатации ограниченный утонением стенок.

Таблица 1. Корреляционные соотношения для определения механических свойств металла

Марка стали	Предел прочности R_m^T	Предел текучести $R_{p0,2}^T$	Относительное сужение Z%	Относительное удлинение A%
Сталь 20	$8,8 \times 10^{-4} HB^2 + 2,66HB + 103$	при НВ > 140 3,4 НВ-175 при НВ < 140 2,15НВ	$1,9 \times 10^5 / (R_m^T + R_{p0,2}^T + 2000)$	$3,0 \times 10^4 / (2R_m^T + R_{p0,2}^T)$
08X18H10T	$1,9HB + 250$	1,7НВ	$1,8 \times 10^5 / (R_m^T + R_{p0,2}^T + 2000)$	$7,5 \times 10^4 / (2R_m^T + R_{p0,2}^T)$

Таблица 2. Результаты определения толщин стенок трубопроводов

№ группы трубопроводов	Проектный размер трубопровода, мм	Минимальное фактическое значение толщины стенки, мм	Минимально-допустимое значение толщины стенки согласно [3], мм	Скорость изменения (утонения), V, мм/год	Остаток, лет	Запас, лет	T ^H , лет
1	Ø108×7	5,7	4,4	0,043	30	2	58
2	Ø159×9	7,1	5,9	0,063	19	2	47
3	Ø38×3,5	3,5	3,0	0	-	2	60
4	Ø159×13	11,6	9,2	0,046	51	2	60
5	Ø38×3,5	3,3	3,0	0,006	45	2	60
6	Ø219×11	10	8,6	0,033	42	2	60
7	Ø351×50	47,8	44,0	0,073	51	2	60
8	Ø89×6	5,9	4,7	0,003	360	2	60
9	Ø57×5,5	5,2	4,2	0,010	100	2	60
10	Ø219×12	11,9	8,6	0,003	990	2	60
11	Ø76×7	7,1	5,6	0	-	2	60
12	Ø18×2,5	2,4	1,8	0,003	180	2	60
13	Ø325×12	11,6	7,3	0,013	322	2	60

№ группы трубопроводов	Проектный размер трубопровода, мм	Минимальное фактическое значение толщины стенки, мм	Минимально-допустимое значение толщины стенки согласно [3], мм	Скорость изменения (утонения), V, мм/год	Остаток, лет	Запас, лет	T ^H , лет
14	Ø325×10	9,4	7,0	0,020	120	2	60
15	Ø89×6	5,6	4,7	0,013	67	2	60
16	Ø630×25	22,8	21,0	0,073	24	2	52
17	Ø325×10	9,3	7,0	0,023	98	2	60

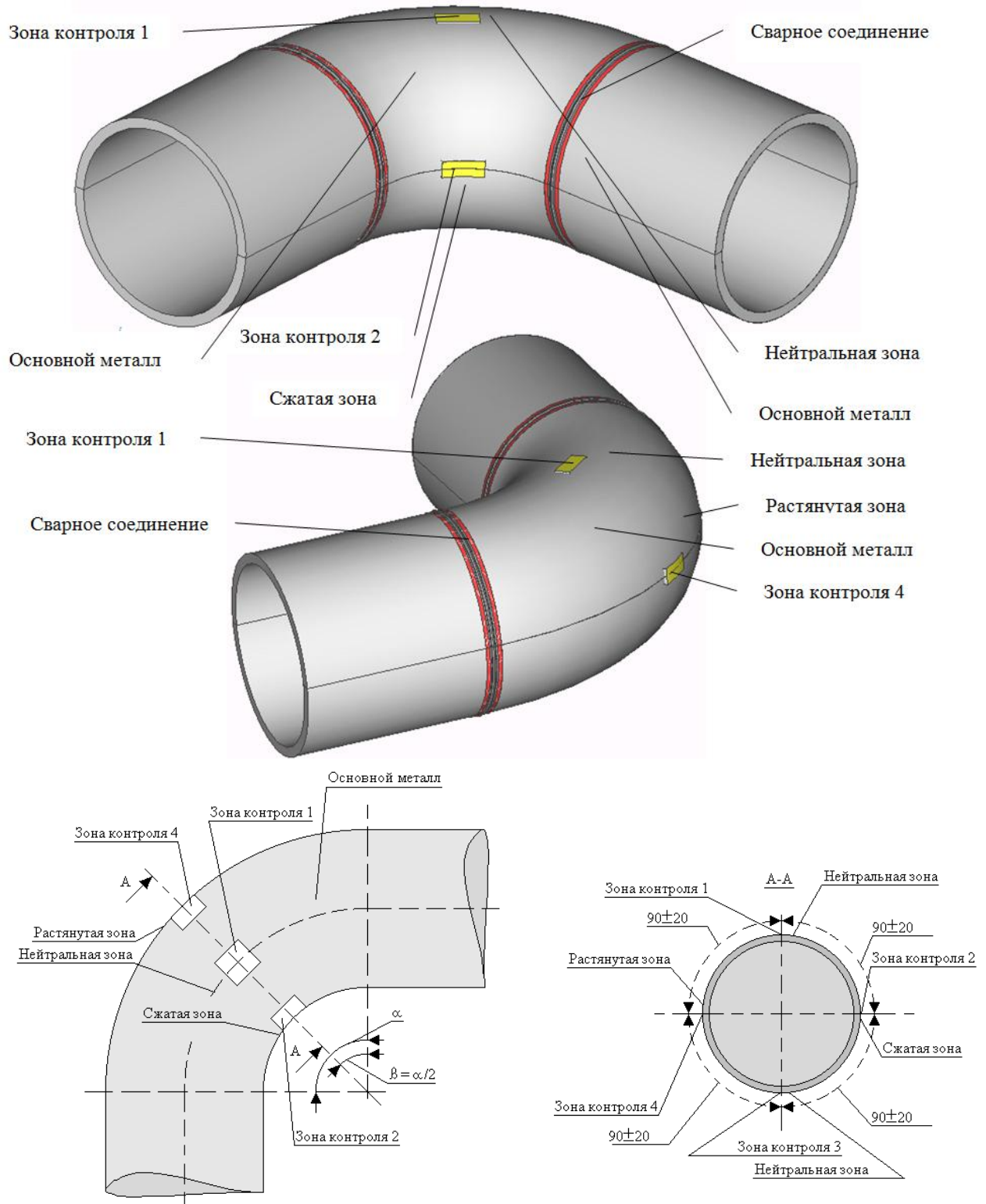


Рисунок 1. Схема контроля отводов трубопроводов

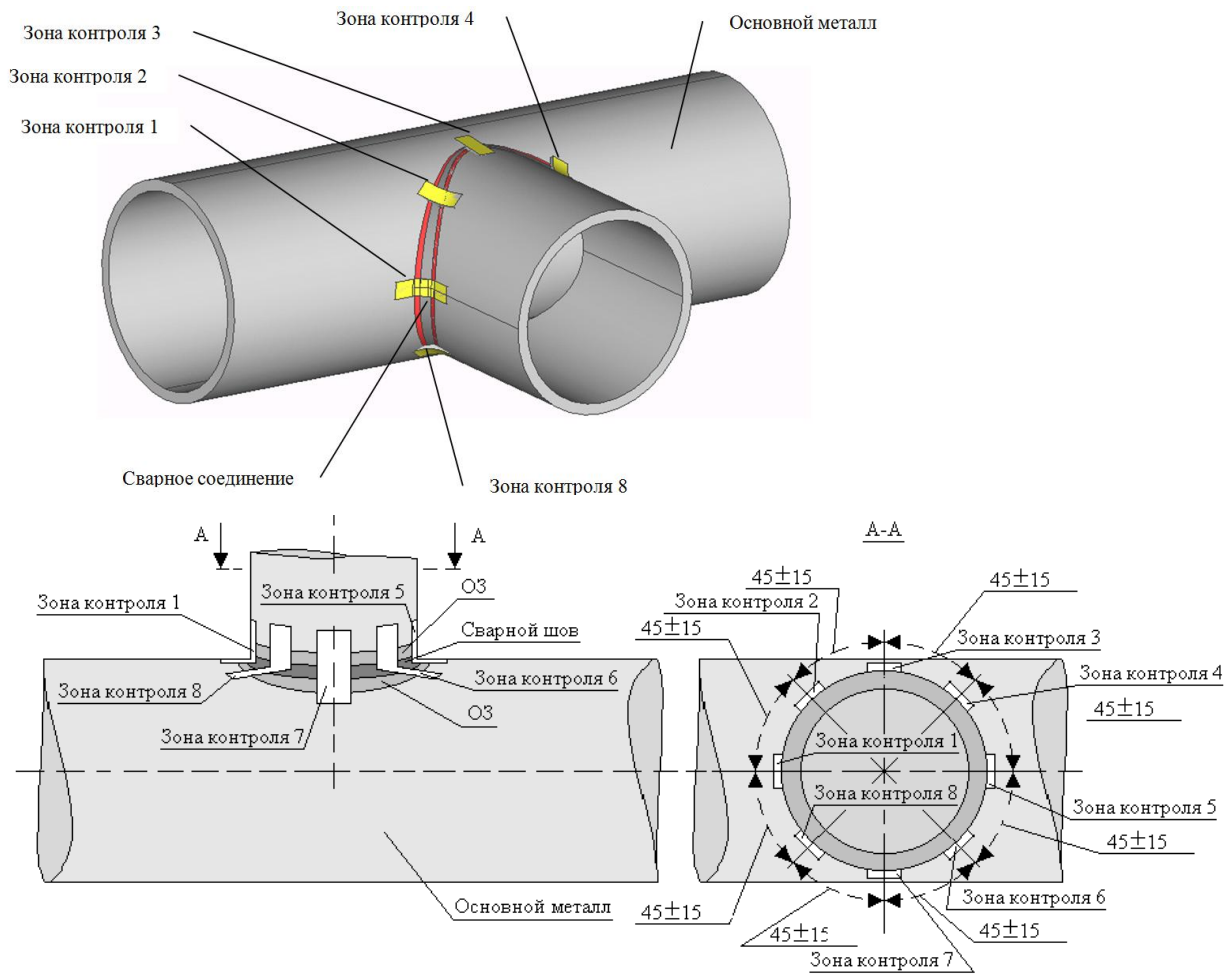


Рисунок 2. Схема контролю трійкового з'єднання трубопроводів

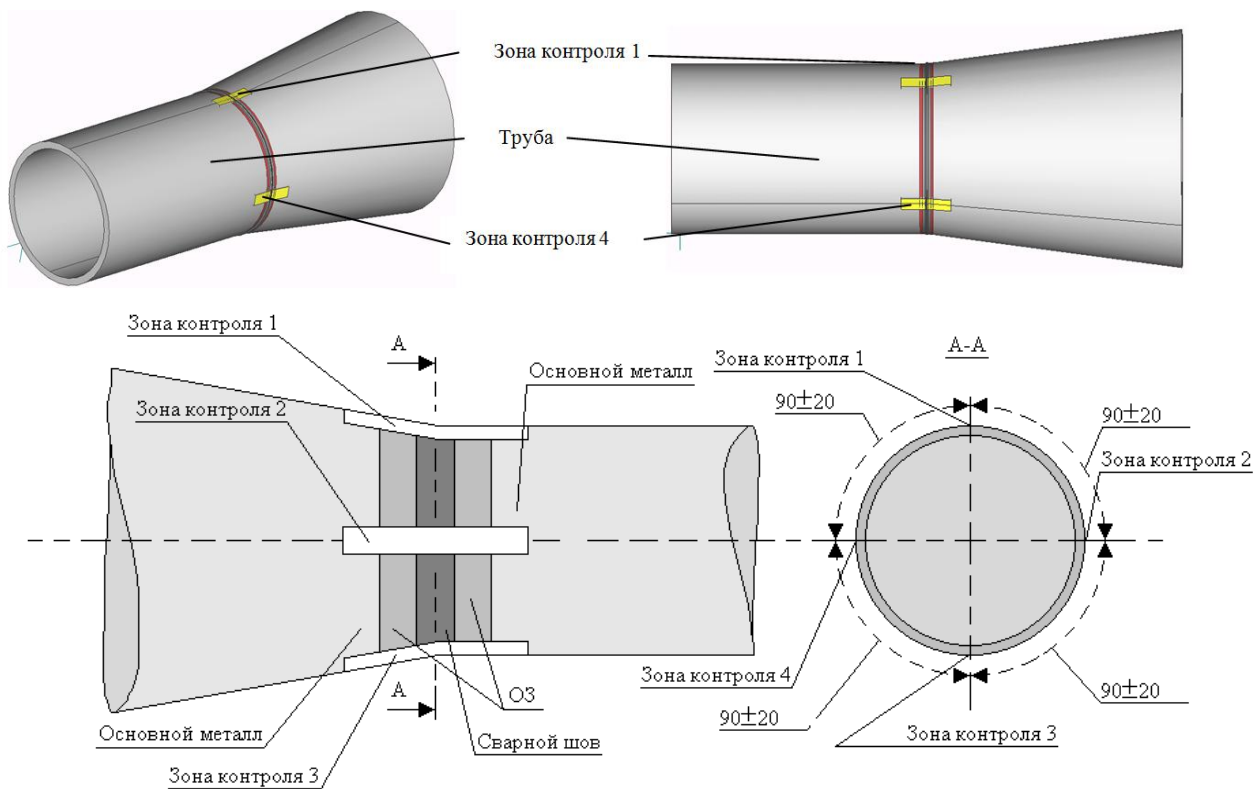


Рисунок 3. Схема контролю конусного переходу трубопроводів



Рисунок 4. Твердомер динамический ТД-42

Построение расчетных моделей. Так как расчеты прочности для большинства трубопроводов были выполнены еще на этапе проектирования, в рамках продления срока эксплуатации необходимо провести расчеты прочности в соответствии с современными требованиями и учитывая текущее состояние и конфигурацию трубопроводов. Для выполнения этой задачи, с помощью программного комплекса APM Structure 3D, были построены точные трехмерные модели трубопроводов. Модели включают в себя трубопроводы со всеми их элементами, опорами и арматурой. Пример готовой модели приведен на рисунке 5. Основой для построения моделей являлись исполнительные схемы и чертежи трубопроводов, дополненные и уточненные по результатам визуального осмотра трубопроводов по месту эксплуатации, а так же характеристики, полученные в рамках инструментальных обследований трубопроводов.

Был проведен полный спектр расчетов, требуемых ПНАЭ-Г-7-002-86 [4] для рассматриваемых трубопроводов, включая:

- статический расчет;
- расчет сейсмостойкости;
- расчет на циклическую прочность.

Расчет статической прочности. В соответствии с ПНАЭ-Г-7-002-86 [4], расчеты статической прочности проводились для всех требуемых режимов нагружения НУЭ (нормальные условия эксплуатации), ННУЭ (нарушения нормальных

условий эксплуатации), АС (аварийные ситуации), ГИ (гидравлические испытания) и с учетом всех необходимых расчетных сочетаний нагрузок. Для получения наиболее консервативных результатов расчетов был проведен анализ требований к эксплуатации систем и истории эксплуатации, на основании которого были определены граничные значения теплогидравлических параметров, которые могут возникать в рассматриваемых трубопроводах. При этом дополнительно были учтены погрешности контрольно-измерительных приборов установленных на трубопроводах, а так же уставки срабатывания предохранительной арматуры. Данные значения применялись при расчете прочности в режимах ННУЭ, АС и ГИ.

В результате расчетов были получены распределения напряжений в трубопроводах (Рисунок 6) по категориям напряжений:

$(\sigma)_1$ - группа приведенных напряжений, определяемая по составляющим общих мембранных напряжений;

$(\sigma)_2$ - группа приведенных напряжений, определяемая по суммам составляющих общих или местных мембранных и общих изгибных напряжений;

$(\sigma)_{RK}$ - максимальный размах приведенных напряжений, определяемых по суммам составляющих общих или местных мембранных, общих и местных изгибных, общих температурных напряжений и напряжений компенсации в трубопроводах.

Проведенные для всех рассматриваемых трубопроводов расчеты на статическую прочность показали, что условия прочности по всем категориям напряжений, приведенным в таблице 3, соблюдаются, что говорит о возможности безопасной эксплуатации данных трубопроводов.

Расчет циклической прочности. Так же в соответствии с требованиями были выполнены расчеты циклической прочности трубопроводов.

На основании истории эксплуатации был разработан прогноз возникновения режимов (таблица 4), а так же последовательность их возникновения.

Прогноз предварительного количества эксплуатационных циклов нагружения, которые могут быть реализованы на энергоблоке для каждого из рассматриваемого *i*-го режима выполняется исходя из прогнозируемого (предполагаемого) срока эксплуатации $\tau_{\text{прогноз}}$:

$$N_{\text{предварит прогноз } i} = \frac{N_n}{n} \cdot \tau_{\text{прогноз}} \quad (1)$$

где: N_n – число фактически зарегистрированных эксплуатационных циклов нагружения за последние *n* кампаний от момента выполнения прогноза;

n – количество последних кампаний от момента выполнения прогноза за которое учитывается средняя скорость выработки эксплуатационных циклов нагружения (коэффициент *n* принимается равным минимум 10 кампаниям);

$\tau_{\text{прогноз}}$ – прогнозируемый (предполагаемый) срок эксплуатации энергоблока.

На основании данного прогноза и последовательности режимов, а так же полученных в результате расчета распределений напряжений от воздействия давления и температуры были вычислены значения накопленного усталостного повреждения трубопроводов на конец предполагаемого срока эксплуатации. Для этого из общей модели были выбраны наиболее нагруженные узлы (концентраторы напряжений). Данные узлы моделировались более детально для получения максимально точных значений напряжений, а расчет повреждения выполнялся для нескольких точек такого узла (Рисунок 7).

Для всех рассматриваемых трубопроводов значение накопленного повреждения $a < 1$, что удовлетворяет требованиям нормативной документации, а так же подтверждает возможность эксплуатации трубопроводов в сверхпроектный период.

Расчет сейсмостойкости. Кроме того, для подтверждения возможности безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо подтвердить их прочность и работоспособность при землетрясениях.

Таблица 3. Допускаемые напряжения

Для режимов НУЭ	$(\sigma)_1 < [\sigma]$, $(\sigma)_2 < 1,3[\sigma]$ $(\sigma)_{RK} < \left(2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T} \right) R_{p0,2}^T$, но не более $2R_{p0,2}^T$
Для режимов ННУЭ и АС	$(\sigma)_1 < 1,2[\sigma]$, $(\sigma)_2 < 1,6[\sigma]$ $(\sigma)_{RK} < \left(2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T} \right) R_{p0,2}^T$, но не более $2R_{p0,2}^T$
Для режимов ГИ	$(\sigma)_1 < 1,35[\sigma]^{Th}$, $(\sigma)_2 < 1,7[\sigma]^{Th}$

Сейсмичность площадки строительства энергоблоков №1 и №2 ОП ХАЭС была определена в результате микросейсмораионирования с учетом отметки планировки и уровня грунтовых вод. Для ПЗ (проектное землетрясение) – 5 баллов, для МРЗ (максимальное расчетное землетрясение) – 6 баллов. В период 1998-2001 гг. Институтом «КИИЗИ «Энергопроект» и Институтом геофизики НАН Украины были проведены работы по инструментальному доисследованию сейсмической опасности площадки ОП ХАЭС. Результаты данных работ подтвердили оценку сейсмической опасности для площадки ОП ХАЭС, которая была принята в проекте. Выполненные исследования по получению расчетных акселерограмм показали, что пиковое ускорение на уровне грунта в горизонтальном направлении (PGA) не превышает 0,08g. Однако Согласно рекомендациям МАГАТЭ (SSG-9), PGA при МРЗ, независимо от исходной бальности площадки АЭС, не должно быть ниже 0,1g. Учитывая результаты доисследования площадки, а также рекомендации МАГАТЭ по минимальному уровню PGA и запасу сейсмостойкости, для площадки ОП ХАЭС уровень PGA=0,1g для МРЗ является достаточным и учитывает 25%-й запас от уровня PGA=0,08g. Уровень PGA=0,1g принят Госатомрегулирующим Украиной как приемлемый для площадки ОП ХАЭС.

Соответственно переоценка сейсмостойкости трубопроводов выполнялась с учетом поэтажных спектров ответа для уровня PGA=0,1g.

В соответствии с рекомендациями МАГАТЭ оценка сейсмостойкости трубопроводов АЭС, находящихся в эксплуатации, проводится с использованием метода граничной сейсмостойкости (МГС). Основные положения МГС в применении к выполненным расчетам содержатся в документе

«Методика расчетного анализа сейсмостойкости элементов действующих АЭС в рамках метода граничной сейсмостойкости» [5].

Расчетный анализ сейсмостойкости элементов действующих АЭС в рамках метода граничной сейсмостойкости производится с целью определения интегрального параметра сейсмостойкости HCLPF (high confidence of low probability of failure - высокая достоверность низкой вероятности отка-

за), характеризующего уровень сейсмической стойкости элемента. Параметр HCLPF, который выражается в единицах ускорения свободного падения g , сравнивается с величиной максимального ускорения на грунте (PGA), определенной для площадки АЭС и характеризующей интенсивность землетрясения, принятого в качестве сейсмических квалификационных требований.

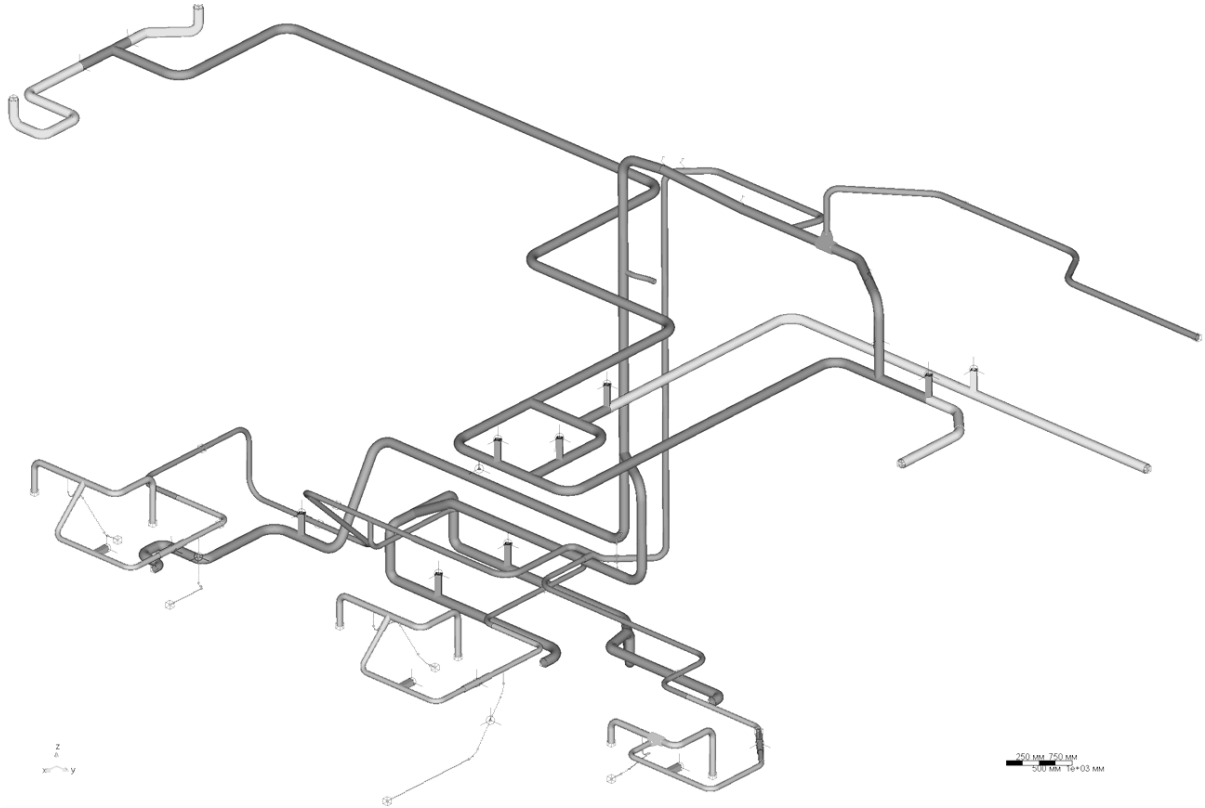


Рисунок 5. Расчетная модель трубопроводов системы подпитки-продувки

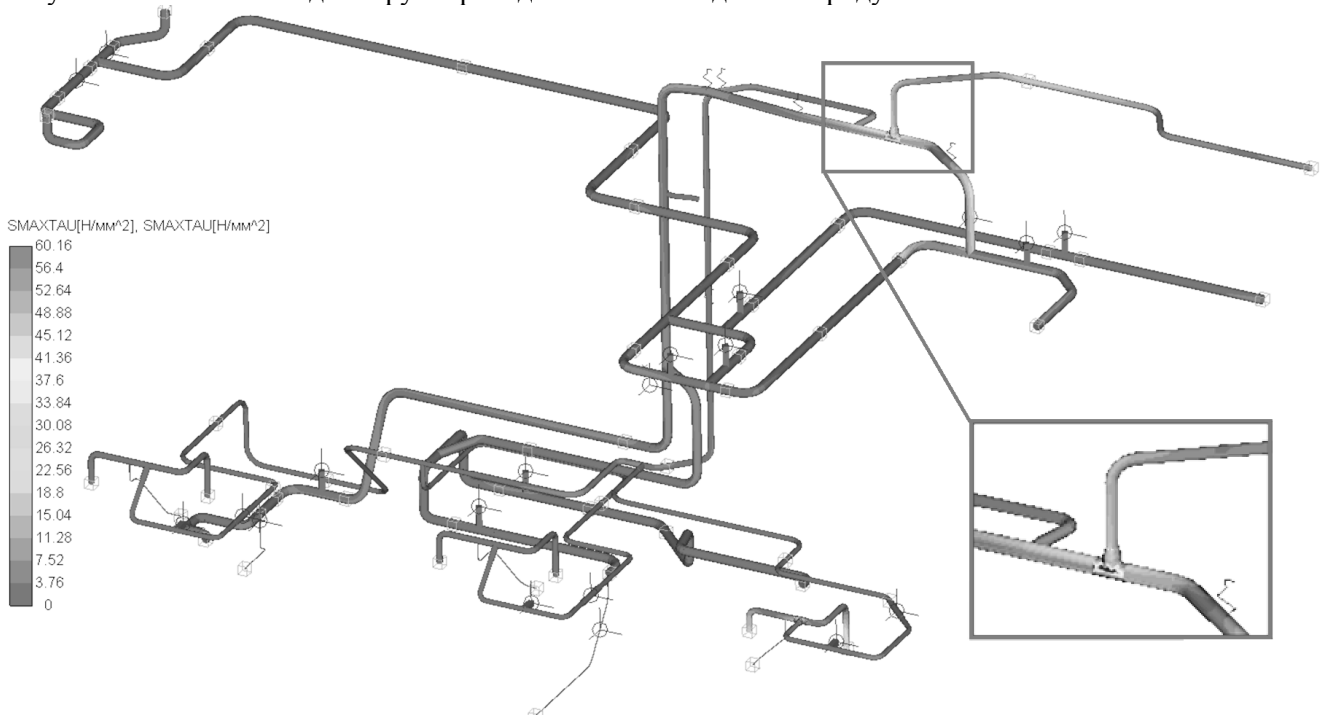


Рисунок 6. Распределение напряжений, полученное в результате расчетов

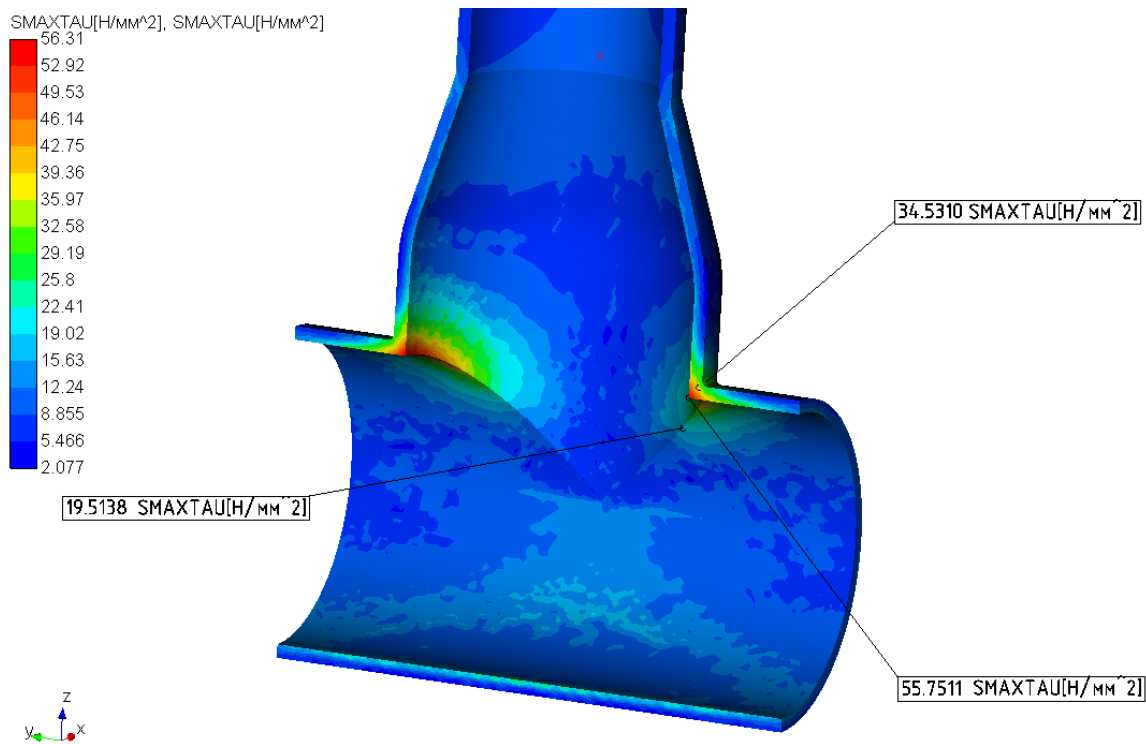


Рисунок 7. Распределение напряжений в концентраторе

Таблица 4. Перечень регламентированных, зарегистрированных режимов на энергоблоке № 1 ОП ХАЭС, фактическое количество циклов и время их исчерпания

Наименование режима	Регламентированное количество циклов	Фактическое количество циклов	Прогноз на 60 лет
1 Нормальная эксплуатация			
1.1 Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение: для реактора	100	36	86
для остального оборудования	60	36	86
1.2.1 Гидроиспытание на плотность по первому контуру	100	76	136
1.2.2 Гидроиспытание на плотность по второму контуру			
Парогенератор-1	100	41	108 / Парогенератор (ПГ)
Парогенератор -2	100	41	
Парогенератор -3	100	41	
Парогенератор -4	100	42	
1.2.3 Гидроиспытание на прочность по первому контуру	30	18	35
1.2.4 Гидроиспытание на прочность по второму контуру			
Парогенератор -1	30	21	54 / Парогенератор (ПГ)
Парогенератор -2	30	16	
Парогенератор -3	30	15	
Парогенератор -4	30	18	
1.3 Плановый разогрев реакторной установки из холодного состояния при значении скорости разогрева не более 20 °С/ч	130	59	119
1.4 Изменение мощности реактора	Не регламентируется для рассматриваемого оборудования	-	Не регламентируется для рассматриваемого оборудования
1.5 Стационарный режим (изменение мощности в пределах значений (±2) %Nном, обусловлен-	Не регламентируется	-	Не регламентируется

Наименование режима	Регламентированное количество циклов	Фактическое количество циклов	Прогноз на 60 лет
ное работой системы регулирования реактора)			
1.6 Ложное срабатывание аварийной защиты реактора	150	9	25
1.7 Плановое отключение главных циркуляционных насосов (ГЦН)	200 на насос	40/42/ 42/44	109 на насос
1.8 Включение ГЦН ранее не работавшей петли	230 на насос	55/68/ 58/63	147 на насос
1.9 Отключение подогревателей высокого давления и последующее их включение	300	72	184
1.10 Опробование предохранительных клапанов компенсатора давления (КД)	По регламенту опробования	19/20/18	51/51/51
1.11 Опробование предохранительных клапанов парогенераторов (ПГ)	По регламенту опробования	46/46/46/46	118/118/118 /118
1.12 Опробование пассивного узла системы охлаждения активной зоны	50	36	82
1.13 Плановое расхолаживание до холодного состояния при значении скорости расхолаживания не более 30 °С/ч	70	58	111
1.14 Опорожнение и разуплотнение оборудования: для реактора; для остального оборудования	100 60	37 37	86 ³⁾ 86 ³⁾
2 Нарушение нормальной эксплуатации			
2.1 Обесточивание ГЦН в состоянии реакторной установки «Работа на мощности»	30 (для каждого ГЦН)	10/10/ 19/19	38 на насос
2.2 Закрытие стопорных клапанов турбины	150	50	92
2.3 Полное обесточивание АЭС	10	0	6
2.4 Прекращение подачи питательной воды в ПГ	30	9	15
2.5 Неуправляемое извлечение группы органов регулирования из активной зоны.	30	0	4
2.6 Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	30	0	4
2.7 Режим течи ПГ: разрыв трубки теплообмена	30	0	4
2.8 Ложный впрыск в компенсатор давления от штатного узла подпитки с температурой впрыскиваемой воды в диапазоне значений от 60 до 70 °С	10	0	4
2.9 Внезапный переход на подпитку первого контура с температурой подпиточной воды в диапазоне значений от 60 до 70 °С.	30	3	7
2.10 Режимы аварийного отклонения частоты в сети: в диапазоне значений (50,5÷51) Гц – до 10 с, но не более 60 с в год; в диапазоне значений (49÷48) Гц – до 5 мин, но не более 25 мин в год;	10 20	- 13	 25
в диапазоне значений (48÷47) Гц – до 1 мин, но не более 6 мин в год; в диапазоне значений (47÷46) Гц – до 10 с, не более 1-го раза в 3 года.	15 10	- -	
2.11 Режимы работы при нарушении теплоотвода из гермообъема	30	-	4
2.12 Ускоренное расхолаживание реакторной установки при значении скорости расхолаживания 60 °С/ч при температуре первого контура в пределах от номинального значения до 220 °С	30	-	7

ских воздействиях вплоть до максимального расчетного землетрясения.

Заключение. Для подтверждения возможности надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов в сверхпроектный срок и установления и нового срока эксплуатации, проведен контроль металла трубопроводов, а так же выполнены проверочные расчеты на прочность и сейсмостойкость с учетом текущих характеристик трубопроводов. По результатам работ сделаны следующие выводы:

Проведен контроль металла трубопроводов в объемах требуемых нормативной документацией. Результаты контроля показали, что металл трубопроводов соответствует требованиям нормативных документов и стандартов, техническое состояние трубопроводов позволяет их дальнейшую эксплуатацию.

По результатам обследования доминирующим процессом ограничивающим срок эксплуатации трубопроводов определен эрозионный износ стенок трубопроводов (утонение стенок). С учетом этого фактора максимальный срок эксплуатации трубопроводов назначен от 47 до 60 лет для различных групп трубопроводов.

Разработанная конечно-элементная модель с учетом характеристик трубопроводов определена в рамках обследования.

При оценке статической и сейсмической прочности определено, что для 6 единиц трубопроводов условия прочности не выполняются, и соответственно требуется разработка мероприятий по повышению сейсмостойкости. Для остальных трубопроводов величины напряжений не превышают допустимых по всем рассматриваемым категориям напряжений, и соответственно, необходимая прочность обеспечивается.

Циклическая прочность трубопроводов с учетом продления срока службы на 30 лет обеспечена. Максимальное накопленное усталостное повреждение составляет $a=0,61$.

Результаты выполненных расчетов подтверждают возможность надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов сверхпроектный срок при условии выполнения мероприятий.

Разработаны мероприятия по управлению старением включающие в себя:

- выполнение мероприятий по повышению сейсмостойкости для 6 единиц трубопроводов;
- выполнение дополнительного контроля металла методом УЗТ и КМСТ при следующей переоценке безопасности АЭС (не ранее чем через 10 лет) для уточнения закономерности изменения механических характеристик металла и толщины стенок трубопроводов.

Список использованной литературы

1. ПМ-Т.0.03.165-15 Типовая программа оценки технического состояния и продления срока эксплуатации трубопроводов с опорами и подвесками.
2. СОУ-Н НАЕК 133:2016 Методика визначення механічних властивостей металу за результатами випробувань на твердість.
3. ОСТ 24.125.01-89 Детали и сборочные единицы из сталей аустенитного класса для трубопроводов АЭС $D_n=14-325$ мм. Типы, конструкции и размеры.
4. ПНАЭ Г-7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
5. МТ-Т.0.03.326-13 Методика расчетного анализа сейсмостойкости элементов действующих АЭС в рамках метода граничной сейсмостойкости.

Получено 01.10.2018

УДК 539.4

В. О. Посох, Т. В. Пирогов, А. С. Колядюк, В. А. Куров

*Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОВЕРОЧНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И СЕЙСМОСТОЙКОСТИ КРАНА КРУГОВОГО ДЕЙСТВИЯ 320+160/2x70т ЭНЕРГОБЛОКА № 1 ОП ХАЭС**

Рассмотрены основные подходы к расчетному подтверждению прочности и сейсмостойкости полярного крана кругового действия с использованием метода конечных элементов. Проанализированы результаты расчета прочности и сейсмостойкости крана. Подтверждена возможность надежной и безопасной эксплуатации в сверхпроектный срок и назначения продленного срока эксплуатации.

Ключевые слова: атомная энергетика, расчет прочности, статическая и динамическая прочность, сейсмостойкость, продление эксплуатации, сверхпроектный срок эксплуатации, метод конечных элементов.

Введение. В настоящее время актуальной проблемой является достижение атомными станциями Украины проектного срока эксплуатации. Так, в рамках продления срока службы энергоблока №1 ОП ХАЭС, стал вопрос о необходимости выполнения проверочных расчетов на прочность и сейсмостойкость крана кругового действия (или ККД) 320+160/2x70т. Результаты таких расчетов совместно с ранее выполненными экспертными обследованиями являются обосновывающими материалами для подтверждения возможности надежной и безопасной эксплуатации крана в сверхпроектный срок, и установления продленного срока его эксплуатации. Кран мостовой электрический специальный кругового действия (полярный) грузоподъемностью 320+160/2x70т (пролет моста 43 метра) устанавливается в здании реакторного отделения и предназначен для строительно-монтажных работ в период строительства АЭС и осуществления транспортно-технологических и ремонтных операций при обслуживании ядерного реактора ВВЭР-1000. Основными узлами крана являются: мост крана, привод крана, главная и вспомогательная тележка. Мост крана представляет собой сварную жесткую раму, состоящую из двух пролетных и двух концевых балок коробчатого сечения. Главная и вспомогательная тележки представляют собой жесткую сварную раму с установленными на ней механизмами передвижения и подъема.

Методика выполнения расчетов. Расчеты конструкции крана проводятся согласно [1, 2] по методу предельных состояний. Для расчета кранов мостового типа установлены следующие предельные состояния:

- первое – нарушение прочности или устойчивости элементов конструкции при действии максимальных нагрузок, которые могут возникнуть хотя бы один раз за весь срок службы крана;
- второе – нарушение нормальной эксплуатации конструкции за счет появления усталостных трещин;

- третье – возникновение деформаций, препятствующих нормальной эксплуатации крана.

В результате для продления срока эксплуатации по методу предельных состояний было подтверждено соблюдение условий прочности по критериям:

- статической прочности;
- циклической прочности;
- прочности при сейсмических воздействиях;
- местной грузовой устойчивости;
- собственной устойчивости;
- устойчивости при сейсмических воздействиях;
- статической жесткости;
- динамической жесткости (внезапное снятие нагрузки).

Также стоит отметить, что для конструкции крана можно выделить семь основных положений тележек и груза:

- первое расчетное состояние - это начальное ненагруженное состояние, в котором из эксплуатационных нагрузок учитываются только вес оборудования и тележки разнесены к концевым балкам;
- второе расчетное состояние - рабочее состояние главной тележки с грузом 240/320т, в котором главная и вспомогательные тележки располагаются у концевых балок. В данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются весовые нагрузки основной металлоконструкции крана и оборудования, вес груза и динамические нагрузки от поворота крана и подъема груза;
- третье расчетное состояние - рабочее состояние главной тележки с грузом 240/320т, в котором главная тележка располагается в середине пролета крана. В данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются весовые нагрузки основной металлоконструкции крана и оборудования, вес груза и динамические нагрузки от поворота крана и подъема груза;
- четвертое расчетное состояние - рабочее состояние главной тележки без груза, в котором

главная тележка располагается в середине пролета крана, в данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются только весовые;

- пятое расчетное состояние - рабочее состояние вспомогательной тележки с грузом 80/160т, в котором главная и вспомогательная тележка располагается у концевой балки. В данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются весовые нагрузки основной металлоконструкции крана и оборудования, вес груза и динамические нагрузки от поворота крана и подъема груза;

- шестое расчетное состояние - рабочее состояние вспомогательной тележки с грузом 80/160т, в котором вспомогательная тележка располагается в середине пролета крана. В данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются весовые нагрузки основной металлоконструкции крана и оборудования, вес груза и динамические нагрузки от поворота крана и подъема груза;

- седьмое расчетное состояние - рабочее состояние вспомогательной тележки без груза, в котором вспомогательная тележка располагается в середине пролета крана, в данном состоянии из эксплуатационных нагрузок учитываются только весовые.

При расчете конструкции крана условия работы учитывались с помощью коэффициентов перегрузки. Коэффициенты перегрузки учитывают случайные превышения силы тяжести груза, возможные отклонения максимальных значений динамических нагрузок от нормативных величин и случайные нагрузки, вызванные колебаниями крана от пульсаций при работе крана. При подъеме груза возникают колебания металлической конструкции. Для учета этого фактора сила тяжести масс грузоподъемного устройства умножалась на динамический коэффициент $K_{д.верт}=0,1$.

Расчетная конечно-элементная модель крана. Конечно-элементная модель крана кругового действия 320+160/2х70т и его основные элементы показаны на рисунке 1. Количество конечных элементов модели: узлов 186815; стержней 12165; пластин 193570 единиц.

Мост крана с площадками и порталом, а также две тележки смоделированы пластинчатыми элементами. Механизмы передвижения и механизмы торможения смоделированы жесткими вставками с геометрическими параметрами, соответствующими данным узлам. Опирающие тележки на рельс главных балок, а также опирание самого крана на подрельсовый путь реализован освобождением связей для узлов колес в зоне контакта (рисунок 2). Барабаны тележек и стойки различных площадок моделировались стержневыми элементами. Основными силовыми граничными условиями, при оценке статической прочности, являются моделирование сосредоточенных сил в

узел центра тяжести оборудования, соединенных с опорными площадками посредством жестких вставок. Массы кабин, механизмов, электрооборудования и др. принимаются сосредоточенными и приложенными в их центрах тяжести. Для статического анализа вес оборудования задавался в виде сил, действующих на площадки, на которых оно установлено. Для определения значений собственных частот с последующим расчетом на сейсмические воздействия, выполненным с помощью спектрального метода, вес оборудования учитывался как сосредоточенная нагрузка в узлах (размещенных в центрах масс оборудования).

Приближение к реальным условиям влияния оборудования на опорные поверхности конструкции достигалось введением в расчетную модель фиктивных недеформируемых стержней, соединяющих узлы опорных поверхностей с центрами тяжести оборудования.

Влияние груза, с учетом консервативного подхода, также моделировалось силой, приложенной в узел блока, соединенного с барабанами и оборудованием через жесткие вставки. Вертикальная динамическая сила моделировалась аналогичным образом.

Горизонтальная динамическая сила учитывалась в виде задания углового ускорения на всю модель, относительно центра моста крана. Полная расчетная модель специального электрического мостового крана энергоблока №1 Хмельницкой АЭС представлена на рисунке 3.

Расчет статической прочности. Для обеспечения соответствия критериям статической прочности были выполнены расчеты семи расчетных комбинаций нагружений, соответствующих разным рабочим положениям тележек крана. Как видно из результатов, показанных в таблице 1, при заданных расчетных нагрузках эквивалентные напряжения, без учета концентрации напряжений, возникающие в элементах конструкции мостового крана, не превышают допускаемые напряжения применяемого материала.

Необходимая статическая прочность обеспечивается в соответствии с основными требованиями [2] и [3]. Минимальный коэффициент запаса 1,04 в главной тележке в третьем расчетном положении.

Расчет прочности при сейсмических воздействиях. Рассматриваемый кран относится к I категории сейсмостойкости, поэтому в соответствии с [4] его необходимо рассчитывать на сочетание нагрузок НУЭ+МРЗ. Значения МРЗ принимаются по спектрам ответа на отметке установки крана 320+160/2х70т - 45,900 м. Анализ проводится для самых опасных положений тележек и груза, а именно для второго и третьего состояний. Спектры ответа при МРЗ для отметки (+46.8) Реакторного отделения блока №1 Хмельницкой АЭС для 1% демпфирования представлены на рисунках 4-5.

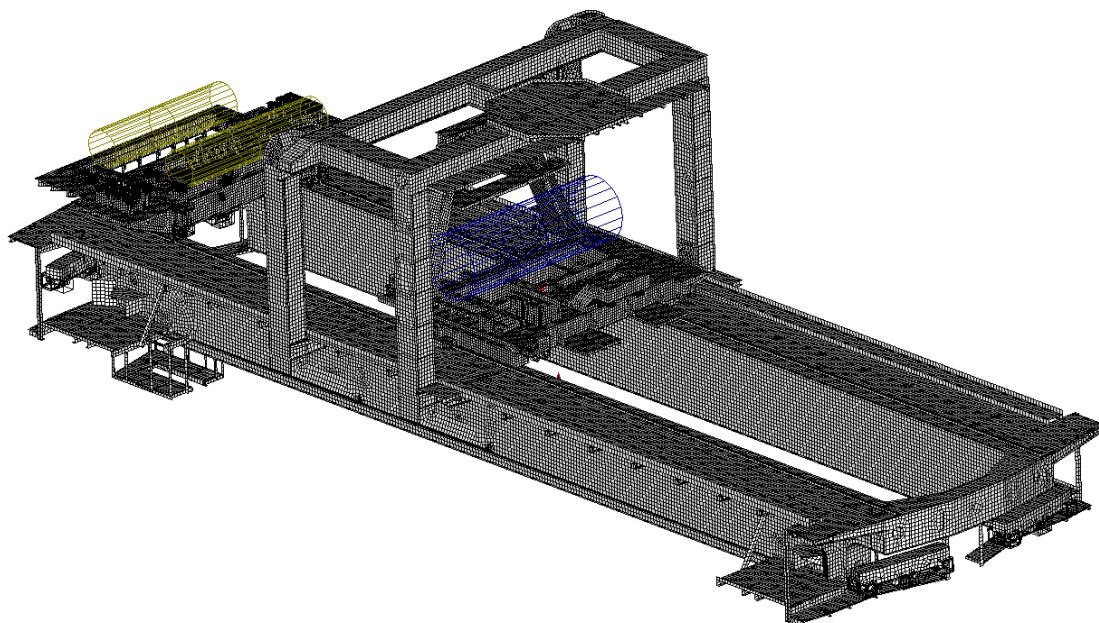


Рисунок 2. Конечно-элементная модель крана 320+160/2x70т энергоблока №1 Хмельницкой АЭС в APM Structure3D

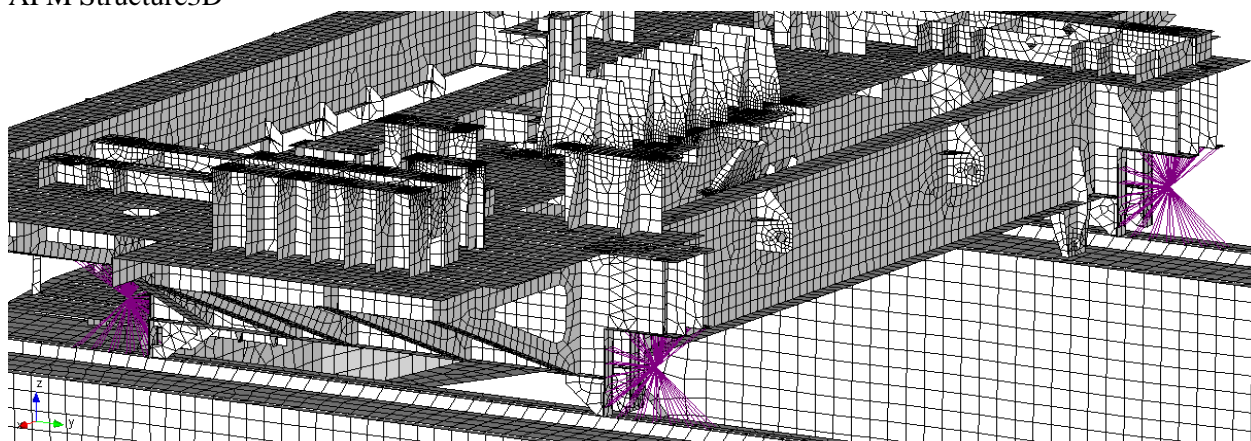


Рисунок 3. Схема опирания малой тележки на мост крана

Результаты расчета крана при сейсмических воздействиях представлены в таблице 1. Расчет показал, что рассматриваемые элементы крана при сейсмических воздействиях отвечают требованиям [3-6]. Минимальный коэффициент запаса 1,03 в главной тележке, соответствует второму положению крана и груза.

Расчет местной грузовой устойчивости. Расчет конструкции крана проводился на наиболее неблагоприятное воздействие нагрузок. В качестве расчетного состояния рассмотрено положение тележки по центру пролета с грузом 320т. Анализ грузовой устойчивости проводился на основе возникающих реакций в опорах. В таблице 2 представлены реакции, возникающие в опорных узлах крана.

Согласно результатам расчета, в конструкции не возникают опрокидывающие моменты, а также суммарная вертикальная реакция значительно больше горизонтальных, что исключает скольжение, горизонтальное качение крана в зафиксированном положении механизмов передвижения.

Расчет собственной устойчивости конструк-

ции крана. Согласно [1] был проведен расчет грузовой устойчивости конструкции крана, для наиболее опасного нагружения (НУЭ 320 т) с расположением тележек в середине пролета балок. Для прямоугольных пластин, заключенных между поясами и соседними основными диафрагмами были определены коэффициенты потери местной устойчивости.

Коэффициенты запаса устойчивости, полученные с помощью программного кода APM Structure3D, представлены в таблице 3.

Расчетный минимальный коэффициент запаса устойчивости элементов крана равен 1,31. Общая потеря устойчивости конструкции крана при заданных нагрузках не возникает.

Расчет циклической прочности. При расчете по второму предельному состоянию проводится анализ циклической прочности. При оценке ресурса (циклическая прочность) нестационарность силовых нагрузок при эксплуатации в различных режимах учитывается на основе линейного суммирования повреждений.

Таблица 1. Результаты расчета крана на статическую прочность

Рассчитываемая зона	Расчетное положение тележек и груза	Режим работы	Напряжения, МПа		Коэффициент запаса
			Расчётные	Допускаемые	
Мост крана	1	Собственный вес	71,2	228	3,2
	2	НУЭ 320 т	145,3	228	1,6
	3	НУЭ 320 т	109,6	228	2,1
	4	Собственный вес	50,9	228	4,5
	5	НУЭ 160 т	145,6	228	1,6
	6	НУЭ 160 т	100,9	228	2,3
	7	Собственный вес	82,3	228	2,8
Главная тележка	1	Собственный вес	45,1	228	5,05
	2	НУЭ 320 т	155,3	228	1,5
	3	НУЭ 320 т	219,2	228	1,04
	4	Собственный вес	86,9	228	2,6
	5	НУЭ 160 т	47,4	228	4,8
	6	НУЭ 160 т	56,6	228	4,1
	7	Собственный вес	44,6	228	5,1
Вспомогательная тележка	1	Собственный вес	87,7	228	2,6
	2	НУЭ 320 т	86,9	228	2,6
	3	НУЭ 320 т	86,2	228	2,6
	4	Собственный вес	55,2	228	4,1
	5	НУЭ 160 т	145,6	228	1,6
	6	НУЭ 160 т	147,8	228	1,5
	7	Собственный вес	60,5	228	3,8
Портал	1	Собственный вес	28,6	228	7,9
	2	НУЭ 320 т	32,9	228	6,9
	3	НУЭ 320 т	57,6	228	3,9
	4	Собственный вес	26,6	228	8,6
	5	НУЭ 160 т	30,2	228	7,6
	6	НУЭ 160 т	50,6	228	4,5
	7	Собственный вес	30	228	7,6

Таблица 2. Результаты расчета крана при сейсмических воздействиях

Рассчитываемая зона	Расчетное положение тележек и груза	Напряжения, МПа		Коэффициент запаса
		Расчётные	Допускаемые	
Мост	2	153,1	271	1,8
	3	138,6	271	1,96
Портал	2	224,4	271	1,2
	3	236,2	271	1,15
Главная тележка	2	263,8	271	1,03
	3	247,7	271	1,1
Вспомогательная тележка	2	259,4	271	1,05
	3	122,2	271	2,22

Таблица 3. Реакции возникающие в опорных узлах крана

N	R _x [Н]	R _y [Н]	R _z [Н]
1	0	0	1067352
2	-28679	72348	0
3	0	0	1003573
4	0	0	1075156
5	29184	56483	0
6	0	0	1099167
7	0	0	1012889
8	20098	-59551	0
9	0	0	862703
10	0	0	812636
11	-20586	-69280	0
12	0	0	947366

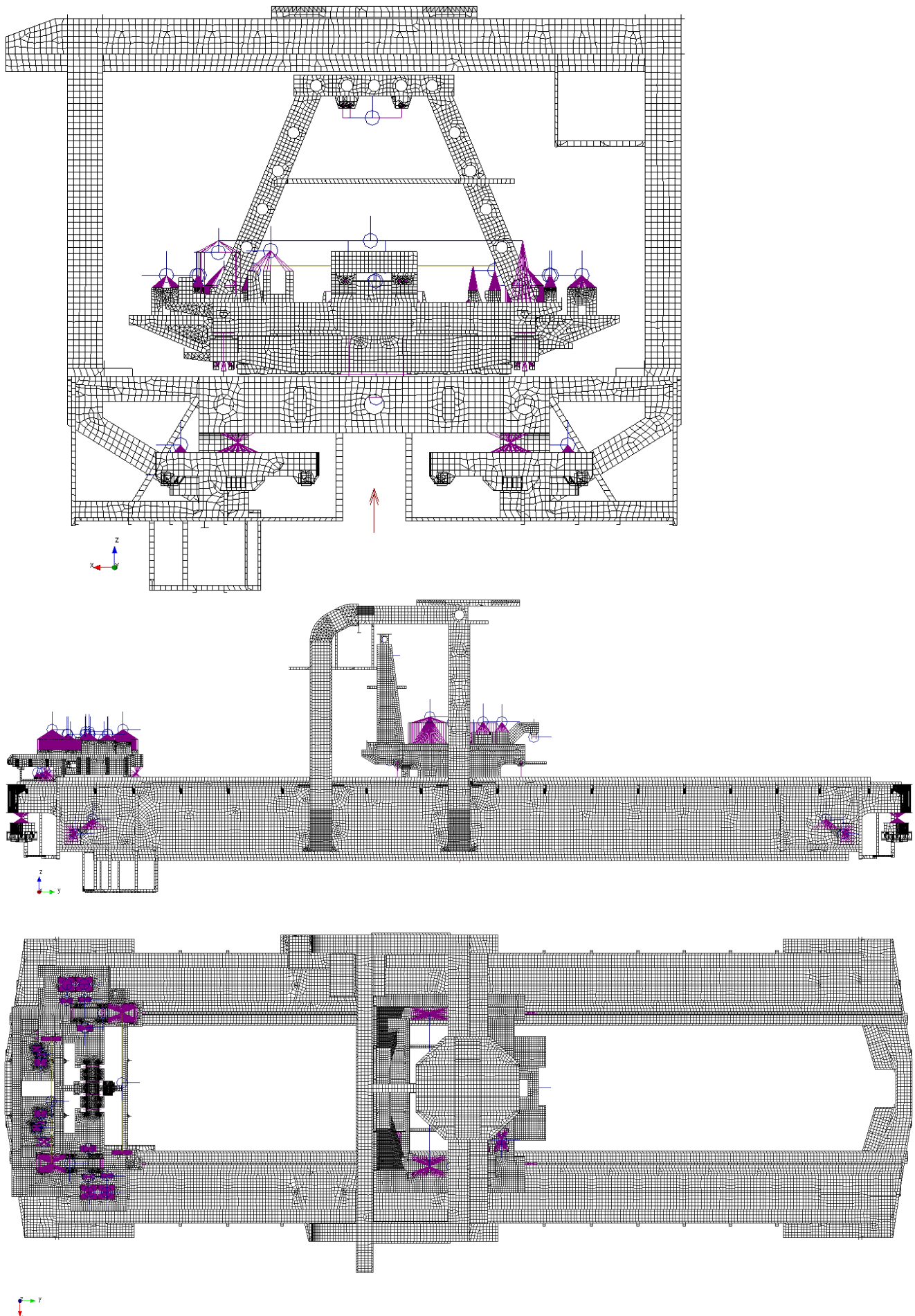


Рисунок 4. Расчетная модель крана 320+160/2х70т энергоблока №1 ХАЭС

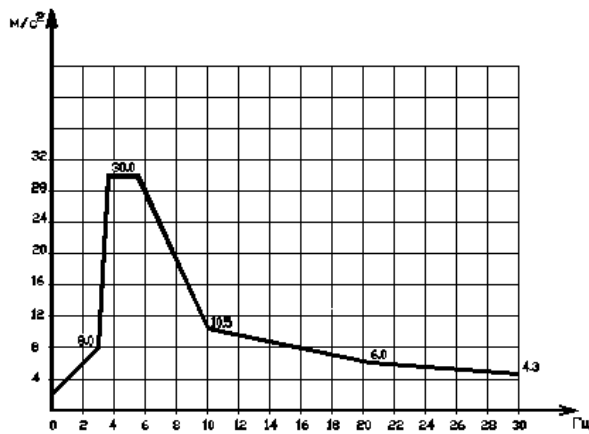


Рисунок 5. Обобщенный спектр ответа при горизонтальных колебаниях

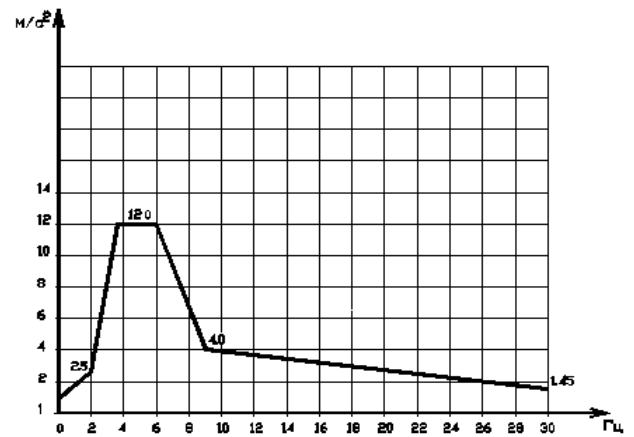


Рисунок 6. Обобщенный спектр ответа при вертикальных колебаниях

Таблица 4. Коэффициенты запаса потери устойчивости

№ формы	Коэффициент запаса
1	1,31
2	1,41
3	1,43

При оценке циклической прочности мостового крана была проведена оценка накопленной повреждаемости в узлах каждого элемента крана за 30 лет эксплуатации, а также представлен прогноз на дополнительные 10 лет эксплуатации. Режим нагружения крана по [7] – легкий Q1. Данный режим характерен для кранов, поднимающих регулярно

легкие грузы, а номинальные грузы редко. В таблице 5 приведены данные по выходам в рабочее состояние главной тележки крана.

Для оценки циклической прочности в процессе эксплуатации, рассматриваются семь расчетных состояний крана, объединенных по блокам нагружений. Блоки нагружений для элементов крана, представляют собой последовательность рабочих состояний крана при работе с полезной нагрузкой. Блоки нагружений для основных элементов крана представлены в таблицах 6 и 7.

Сводная таблица возникающих напряжений в рассчитываемых точках приведена в таблице 8. Максимум в таблице - 219,16 Мпа.

Таблица 5. Количество выходов в рабочее состояние главной тележки крана

Параметр	Значение
Период эксплуатации с учетом продления срока службы	30 + 10 = 40 лет
Количество дней эксплуатации в год	70 дней
Рабочие циклы в день	18
Масса груза	Количество циклов
80 т	45360
160 т	3528
240 т	1008
320 т	504

Таблица 6. Блоки нагружений для главных, концевых балок, портала и главной тележки

Блок	Расчетные состояния	Количество циклов
1	1-2-3-4-1	504 с грузом 320 т
2	1-2-3-4-1	1008 с грузом 240 т
3	1-5-6-7-1	3528 с грузом 160 т
4	1-5-6-7-1	45360 с грузом 80 т

Таблица 7. Блоки нагружений для расчета циклической прочности тележек

Блок	Расчетные состояния	Количество циклов
5	4-3-4	504 с грузом 320 т
6	4-3-4	1008 с грузом 240 т
7	7-6-7	3528 с грузом 160 т
8	7-6-7	45360 с грузом 80 т

Таблица 8. Сводная таблица возникающих напряжений в рассчитываемых точках

№ Расч. состояния	Максимальные эквивалентные напряжения в рассчитываемых точках, МПа														
	Мост					Портал			Тележка 320			Тележка 160			
	1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	61,66	29,63	24,17	33,09	71,15	25,46	28,60	23,74							
2	69,77	44,36	32,86	23,98	145,32	28,15	32,18	32,89							
	65,94	41,89	33,94	32,34	125,82	26,31	31,13	25,33							
3	107,02	86,80	70,91	100,93	109,60	35,47	39,48	57,54	183,64	93,27	219,16				
	101,33	75,85	60,22	88,55	87,78	38,90	40,65	59,20	155,92	66,71	174,70				
4	50,85	17,45	17,17	22,05	47,65	24,93	26,37	26,57	56,57	7,77	50,16				
5	92,10	62,26	29,89	32,20	14,34	27,62	30,16	26,77							
	77,86	35,83	27,52	28,17	25,36	25,02	26,45	22,70							
6	88,06	54,60	72,25	53,12	100,86	31,10	30,54	50,60				80,31	147,7	79,07	
	76,83	41,72	65,11	51,72	89,77	28,23	31,95	33,82				48,00	60,78	30,36	
7	65,68	27,29	31,23	38,11	82,33	26,25	28,99	27,50				26,24	2,28	26,02	
Σа*	2,1803E-11					1,64901E-19			7,33489E-07			1,008E-07			

* максимальное накопленное усталостное повреждение

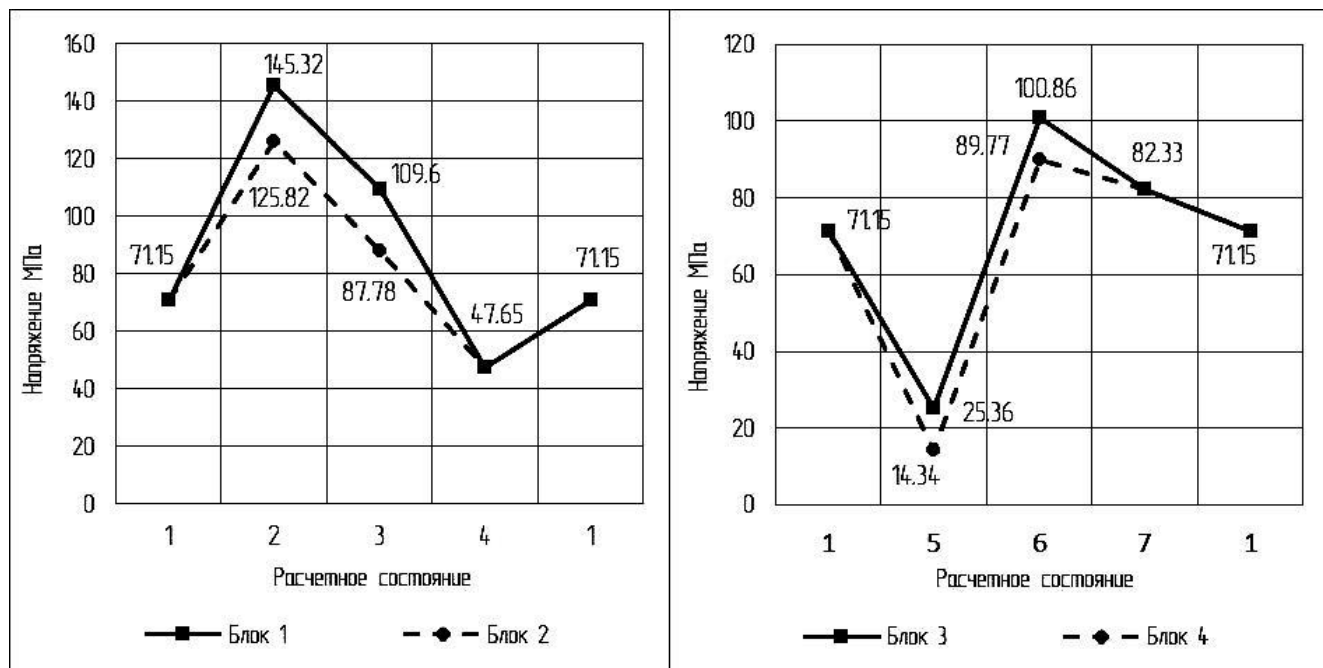


Рисунок 7. Изменение эквивалентных напряжений для моста крана

Таблица 9. Определение накопленного усталостного повреждения в мосте крана

Блок	σ_{max} , МПа	N_p^*	σ_{min} , МПа	N_p	($\sigma\alpha$), МПа	N	[N]	a
1	145,32	2	47,65	4	48,835	304	2,2850E+13	1,33039E-11
2	125,82	2	47,65	4	39,085	1008	1,1050E+15	9,12253E-13
3	100,86	6	14,34	5	43,26	3528	4,8451E+14	7,28159E-12
4	89,77	6	25,86	5	31,955	45360	1,4861E+17	3,05219E-13
							Σа	2,1803E-11

* номер расчетного состояния

Для наглядності, на рисунку 7 приведені зміни еквівалентних напружень для моста крана во всіх блоках нагружень. Результати визначення накопленого усталостного пошкодження для моста крана приведені в таблиці 9. Даний підхід до визначення пошкоджень приймається для всіх розглядаваних елементів.

Максимальне накоплене усталостне пошкодження (Σa) в тележці 160 т становить $1,008E-07$, в тележці 320 т – $7,33489E-07$, а для моста крана – $2,1803E-11$. Таким чином, по результатам розрахунків видно, що циклічна міцність елементів крана забезпечена з урахуванням продовження строку служби на 10 років включительно по [2,4,5].

Розрахунок статическої жорсткості. При оцінці статическої жорсткості переміщення сечень головних балок моста при дії вертикальних нагрузок визначаються, виходячи з шарнірного опираючого балок на балансірні тележки згідно [2,8]. Горизонтальні переміщення визначаються згідно [8]. Вертикальні переміщення середніх поперечних сечень головних балок моста від ваги вантажних тележок з номінальним вантажем згідно [2] не повинні перевищувати значення:

$$[f] = \frac{1}{600} L = \frac{45000}{600} = 75 \text{ мм.}$$

Максимальний розрахунковий прогиб визначається відносно прогибу в режимі власного ваги з розташуванням тележок у кінцевих балок, відносно ненагруженого стану від номінальних нагрузок. Згідно [8] допустимі горизонтальні переміщення балок для групи 1К - 3К роботи крана рівні:

$$[f_{\Gamma}] = \frac{1}{500} = \frac{45000}{500} = 90 \text{ мм.}$$

Максимальні вертикальні переміщення: в режимі власного ваги без урахування вантажу з розташуванням тележок в середині прольоту

$$f = 24,7 \text{ мм} < [f] = 75 \text{ мм};$$

в режимі НУЭ 320 т з розташуванням тележок в середині прольоту

$$f = 57,7 \text{ мм} < [f] = 75 \text{ мм};$$

Максимальні горизонтальні переміщення:

в режимі власного ваги без урахування вантажу з розташуванням тележок в середині прольоту

$$f = 2,59 \text{ мм} < [f_{\Gamma}] = 90 \text{ мм};$$

в режимі НУЭ 320 т з розташуванням тележок в середині прольоту

$$f = 4,54 \text{ мм} < [f_{\Gamma}] = 90 \text{ мм};$$

Розрахунок показав, що статическа жорсткість головних балок відповідає вимогам [2, 8, 9]. Мінімальний коефіцієнт запасу по переміщенням балок 1,3.

Розрахунок динаміческої жорсткості (внезапне зняття нагрузки). Аналіз динаміческої жорсткості проводиться при умовівнезапного зняття нагрузки. Оцінка динаміческої жорсткості проводилась при положенні тележки в центрі прольоту. Як змінна величина прийнято вантаж 320 т. Графік нагрузки приведено на рисунку 8.

Умова динаміческої жорсткості згідно [2] виглядає наступним чином:

$$t_{\text{зат}} \leq [t_{\text{зат}}],$$

де $t_{\text{зат}}$ - час затухання коливань моста з вантажем;

$[t_{\text{зат}}] = 15 - 20 \text{ с}$ - допустимий час затухання коливань [4, таблиця 7].

Логарифмічний декремент коливань для зварних мостів з коробчастими балками залежить від відносної висоти балки $h/L = 0,09$. Відповідно логарифмічний декремент $\delta = 0,1$.

Вертикальні переміщення в залежності від часу, отримані в результаті розрахунку для динамічних нагрузок, приведені на рисунку 9.

З графіка переміщень визначаємо час затухання коливань

$$t_{\text{зат}} = 20 \text{ с} \leq [t_{\text{зат}}] = 20 \text{ с.}$$

Таким чином, по результатам розрахунків видно, що динаміческа жорсткість головних балок крана забезпечена, згідно [2].

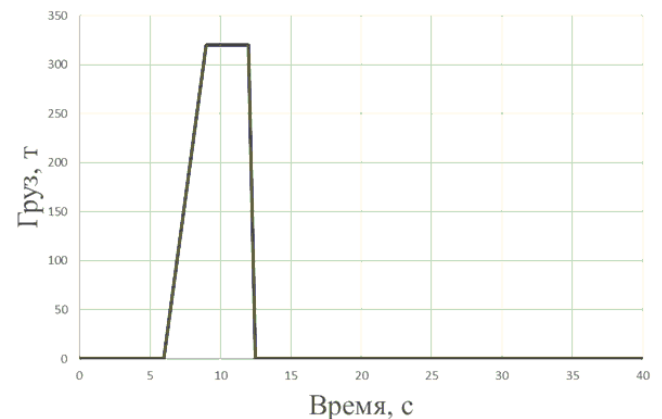


Рисунок 8. Графік нагрузки

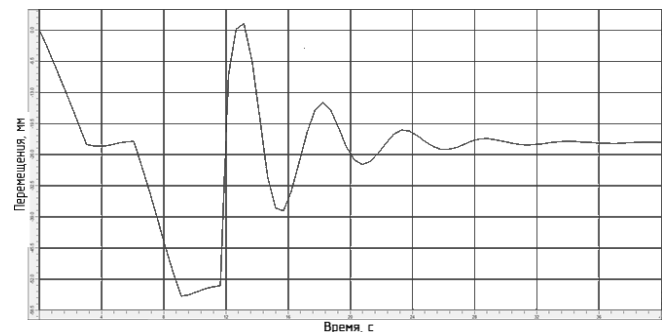


Рисунок 9. Діаграма змін переміщень в залежності від часу

Заключение. Для подтверждения возможности надежной и безопасной эксплуатации крана в сверхпроектный срок и установления ему нового срока эксплуатации, выполнены проверочные расчеты на прочность и сейсмостойкость. По результатам расчетов можно заключить следующее:

1. Разработанная конечно-элементная модель, в рамках принятых допущений, описывает конфигурацию крана, геометрические параметры, упругие свойства элементов, наложенные внешние и внутренние геометрические связи систем и условия нагружений.

2. При оценке статической и сейсмической прочности в расчетных положениях крана величины эквивалентных напряжений не превышают уровень допускаемых напряжений материала, и соответственно, необходимая прочность обеспечивается.

3. Расчеты на грузовую устойчивость крана показали, что конструкции устойчивы к опрокиды-

ванию и сдвигу.

4. При заданных нагрузках общая потеря устойчивости не возникает.

5. Расчеты на устойчивость положения конструкций крана показали, что конструкции устойчивы к опрокидыванию и сдвигу.

6. Максимальное накопленное усталостное повреждение составляет $a=1,21167E-06$. Циклическая прочность крана с учетом продления срока службы на 10 лет обеспечена.

7. Динамическая жесткость главных балок крана обеспечена. Время затухания колебаний конструкций не превышает допустимые значения.

Результаты выполненных проверочных расчетов на прочность и сейсмостойкость подтверждают возможность надежной и безопасной эксплуатации крана в сверхпроектный срок и продления его срока эксплуатации на 10 лет.

Список использованной литературы

1. . ОСТ 24.090.72-83 Нормы расчета стальных конструкций мостовых и козловых кранов.
2. РТМ 24.190.07-85 Нормы расчета конструкций мостовых кранов грузоподъемностью свыше 50 т.
3. ПНАЭ Г-7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
4. РД 24.035.04-89 Нормы расчета на сейсмостойкость подъемно-транспортного оборудования атомных станций.
5. ПНАЭ Г-5-006-87 Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.
6. РД 24.090.83-87 Нормы расчета пространственных металлоконструкций грузоподъемных кранов атомных станций на эксплуатационные и сейсмические воздействия.
7. ИСО 4301/1 – 86 Краны и подъемные устройства. Классификация.
8. ДСТУ Б В.1.2-3:2006 Прогибы и перемещения. Требования проектирования.
9. ДБН В.2.6-198:2014 Сталеві конструкції. Норми проектування.

Получено 16.08.2018

УДК 539.4

В.О. Посох, А.С. Колядюк, А.С. Кошмак*Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***ВЫПОЛНЕНИЕ ПОВЕРОЧНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И СЕЙСМОСТОЙКОСТИ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ ЗАЩИТНОЙ ЭНЕРГОБЛОКА № 1 ОП ХАЭС**

В статье рассмотрены основные подходы для подтверждения прочности и сейсмостойкости металлоконструкции защитной с использованием метода конечных элементов. Проанализированы полученные результаты расчета металлоконструкции. Обоснована возможность надежной и безопасной эксплуатации металлоконструкции защитной в сверхпроектный срок и возможность продления срока ее эксплуатации.

Ключевые слова: атомная энергетика, расчет прочности, сверхпроектный срок, продление эксплуатации, метод конечных элементов, статическая прочность, устойчивость, сейсмостойкость.

Введение. В настоящее время актуальна проблема достижения атомными станциями Украины срока проектной эксплуатации. Так, в рамках продления срока службы энергоблока №1 ОП ХАЭС, встал вопрос о необходимости выполнения проверочных расчетов на прочность и сейсмостойкость металлоконструкции защитной (МКЗ). Результаты таких расчетов являются обосновывающими материалами для подтверждения возможности надежной и безопасной эксплуатации МКЗ в сверхпроектный срок, и установления ей нового срока эксплуатации.

Методика проведения расчета. МКЗ представляет собой сборно-сварную конструкцию, состоящую из верхней площадки, выполненной из листа толщиной 125 мм, которая является биологической защитой, стоек, связанных уголками, двух площадок с настилами и ограждениями, коробов для разводки и крепления кабелей и коробов воздушного охлаждения. МКЗ опирается на бетонную шахту верхней площадкой и крепится к закладным секторам десятью болтами М64. Металлоконструкция защитная предназначена для:

- защиты реакторного зала от ионизирующих излучений;
- разводки и крепления кабелей СУЗ (системы управления защиты), ТК (температурных каналов), ЭВ (энерговыделения);
- отвода охлаждающего воздуха от верхнего блока.

Расчет МКЗ выполнялся в соответствии с требованиями [1], [2], [3], [4] и [5]. В рамках выполнения расчетного обоснования прочности МКЗ выполнены следующие расчеты:

- расчет на статическую прочность;
- расчет на сейсмическое воздействие;
- проверка прочности и устойчивости МКЗ.

Также стоит отметить, что для МКЗ можно выделить три основных состояния:

- первое расчетное состояние – МКЗ установлена на штатном месте. Металлоконструкция опи-

рается на бетонную шахту верхней площадкой и крепится к закладным секторам шахты десятью болтами М64;

- второе расчетное состояние – снятие / установка МКЗ с бетонной шахты. МКЗ в подвешенном состоянии за транспортировочные проушины (кабели и металлорукава сняты);

- третье расчетное состояние – МКЗ снята с бетонной шахты и стоит на отметке +36,600 в центральном зале реакторного отделения на шести стойках.

Расчетная модель и граничные условия. Расчетные модели для трех расчетных состояний представлены на рисунках 1 - 4. Элементы МКЗ не несущие конструктивной жесткости, такие как лестницы, перила и т.д., в моделях учитывались точечными массами.

Учитывая то, что при первом расчетном состоянии МКЗ опирается на бетонную шахту верхней площадкой и крепится к закладным секторам болтами, а так же наличие упорного бурта и монтажных штифтов, в качестве граничных условий для первого расчетного состояния смоделирована жесткая заделка по двум секторам, как показано на рисунках 1 и 2.

Для второго расчетного состояния использовалась удаленная заделка трех проушин в точке В, как показано на рисунке 3. Данная заделка моделирует строповку МКЗ при монтаже для ее съема / установки. Массы кабелей и металлорукавов не учитывались.

Для третьего расчетного состояния использовалась жесткая заделка стоек (труб) в нижней части МКЗ как показано на рисунке 4. Данная заделка моделирует состояние, когда МКЗ снята с бетонной шахты и стоит на отм. +36.600 в центральном зале реакторного отделения. Массы кабелей и металлорукавов не учитывались.

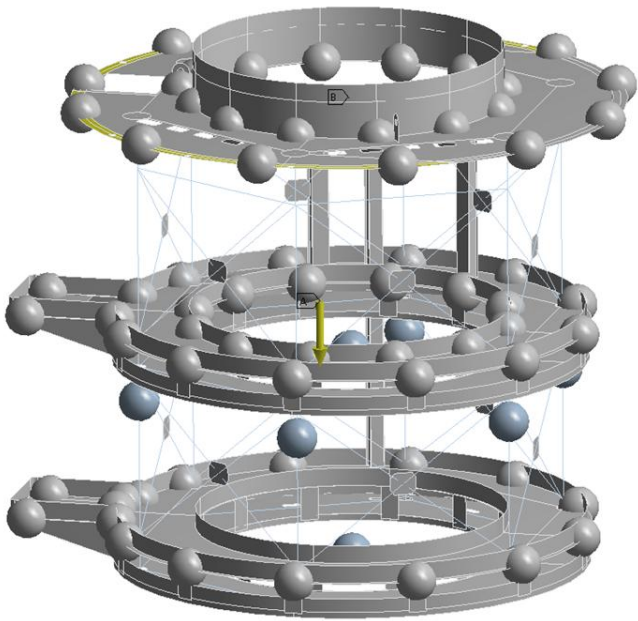


Рисунок 1. Расчетная модель для первого расчетного состояния

Конечно-элементная (КЭ) модель, которая использовалась во всех расчетах, представлена на рисунке 5. Детали МКЗ, выполненные из листового металла, моделировались оболочечными элементами типа Shell281. Стойки и уголки смоделированы как стержневые элементы типа Beam189, но для наглядности на рисунке 5 они приведены в трехмерном виде. Количество конечных элементов модели: узлов 78061; элементов 24988 единиц.

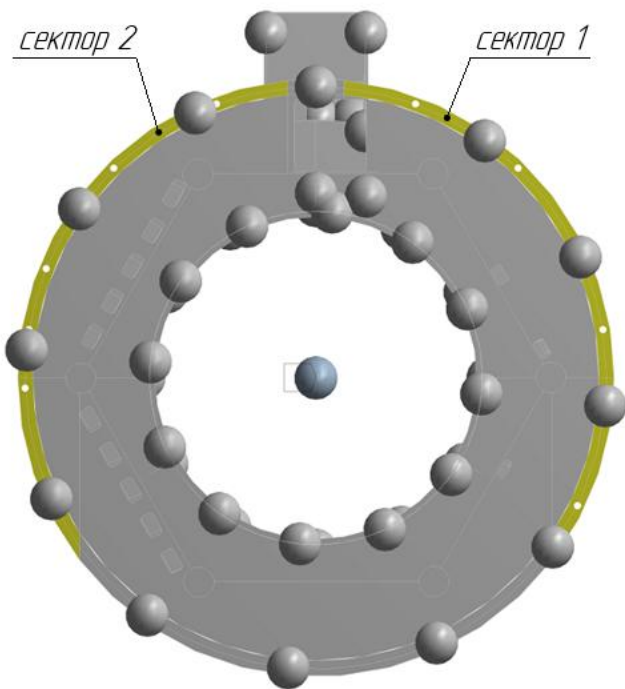


Рисунок 2. Граничные условия жесткой заделки для первого расчетного состояния

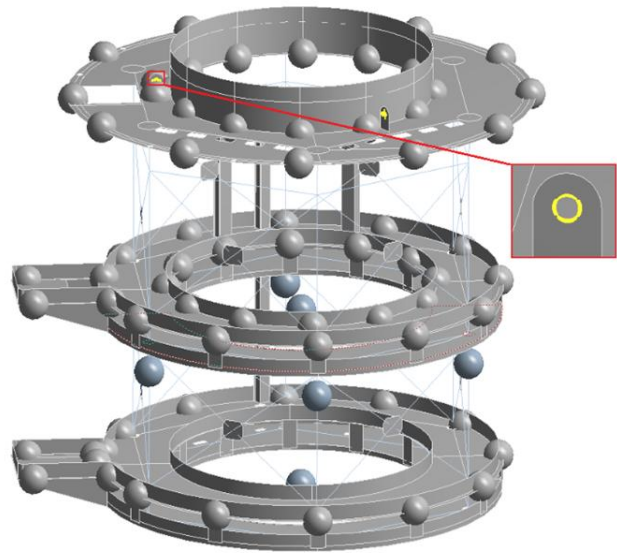


Рисунок 8. Расчетная модель для второго расчетного состояния

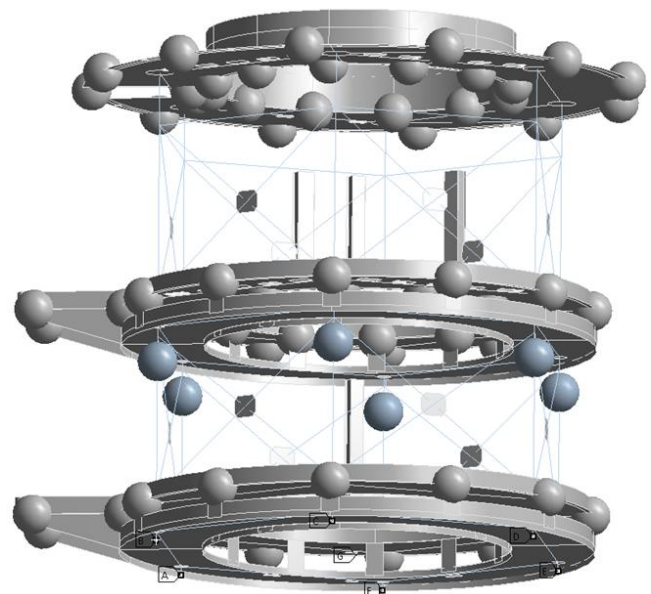


Рисунок 9. Расчетная модель для третьего расчетного состояния

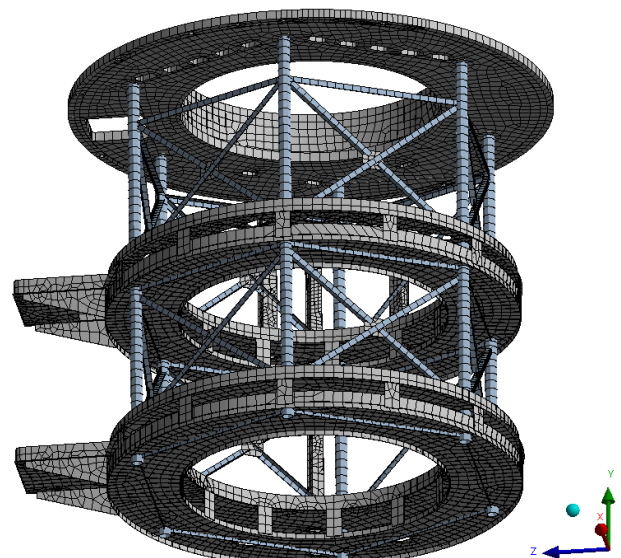


Рисунок 5. КЭ модель МКЗ

Расчет статической прочности. Расчет на статическую прочность проводился для трех расчетных состояний, которые описывают основные рабочие состояния МКЗ. Для каждого расчетного состояния использовались разные значения масс в зависимости от закрепленных на МКЗ элементов в том или ином рабочем состоянии. Учитываемые массы для разных расчетных состояний приведены в таблице 1.

Таблица 1. Учитываемые массы для разных расчетных состояний

№ расчетного состояния	Описание рабочего состояния	Учитываемые массы элементов
1	Металлоконструкция опирается на бетонную шахту верхней площадкой и крепится к закладным секторам десятью болтами М64	масса МКЗ (30300 кг); масса кабелей (750 кг) масса металлорукавов (1400 кг)
2	Съем / установка МКЗ с бетонной шахты: МКЗ в подвешенном состоянии за транспортировочные проушины, кабели и металлорукава сняты	масса МКЗ (30300 кг)
3	МКЗ снята с бетонной шахты и установлена на шести стойках на отметке +36,600 в центральном зале реакторного отделения	масса МКЗ (30300 кг)

Как видно из таблицы 2, при заданных граничных условиях и нагрузках в виде масс элементов МКЗ эквивалентные напряжения, возникающие в элементах конструкции не превышают допустимых значений, и соответственно, необходимая прочность МКЗ обеспечивается.

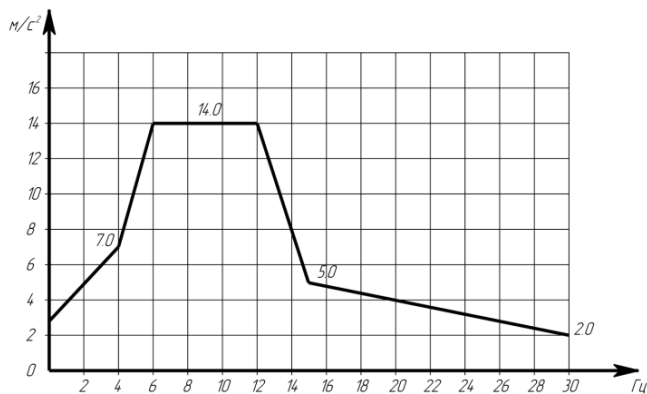


Рисунок 6. Обобщенный спектр ответа при горизонтальных колебаниях реакторного отделения на отметках (+36,900; +40,900) (МРЗ – 7 баллов)

Таблица 2. Результаты расчета на статическую прочность при нормальных условиях эксплуатации (НУЭ)

	Расчетное состояние 1	Расчетное состояние 2	Расчетное состояние 3
Расчетные напряжения, МПа	70,0	72,0	69,6
Допускаемые напряжения, МПа	180	180	180
Запас прочности	2,57	2,50	2,58

Расчет прочности при сейсмическом воздействии. Металлоконструкция защитная относится к II категории сейсмостойкости, поэтому в соответствии с [6] при расчете на сейсмическое воздействие должны применяться спектры ответов для ПЗ = 5 баллов. Ввиду отсутствия согласованных в установленном порядке спектров ответа для ПЗ = 5 баллов, в рамках расчета на сейсмические воздействия консервативно применяются поэтажные спектры ответов для МРЗ = 7 баллов.

Для сочетания нагрузок НУЭ+МРЗ, в качестве НУЭ приняты нагрузки для первого расчетного состояния с коэффициентом 1 и нагрузки при МРЗ с коэффициентом 1. Данный подход является более консервативным.

Так как МКЗ крепится к закладным деталям шахты на отметке +36,900, то при проведении расчетов использовались спектры ответа для отметки (+36,900; +40,900).

Спектры ответа для демпфирования 2% при МРЗ для отметки (+36,900; +40,900) РО блока №1 ОП ХАЭС представлены на рисунках 6 и 7.

Для нахождения собственных частот и форм колебаний проведено численное моделирование с помощью программного комплекса «ANSYS».

Расчет методом конечных элементов (МКЭ) показал, что первая собственная частота колебаний МКЗ имеет значение 9,4 Гц.



Рисунок 7. Обобщенный спектр ответа при вертикальных колебаниях реакторного отделения на отметках (+36,900; +40,900) (МРЗ – 7 баллов)

В этом случае расчет на сейсмическое воздействие, согласно нормам [7], выполняется линейно-спектральным методом с учетом собственных форм колебаний.

По результатам расчета собственных частот колебаний и вклада эффективных масс было определено, что составляющая вклада по оси Y достаточна для корректного проведения расчетов. По осям X и Z вклад достиг только 26% эффективной массы, что недостаточно для обоснования сейсмостойкости.

Для обоснования достаточности количества выбранных собственных частот был проведен анализ с учетом частот до 200 Гц. При этом были использованы спектры ответа экстраполированные до 200 Гц таким образом, что для частот больше 30 Гц, в качестве величины ускорения использовано ускорение для соответствующего направления 30 Гц.

Результаты анализа показали, что при учете частот до 200 Гц значения перемещений и напряжений чуть выше, но разница ничтожно мала и составляет 0,1% и 0,14%, соответственно.

Таким образом при расчете МКЗ на сейсмическое воздействие использовались собственные частоты до 30 Гц.

Результаты расчета на сейсмическое воздействие при НУЭ+МРЗ приведены в таблице 3. Как видно из результатов расчетов эквивалентные напряжения возникающие в элементах конструкции не превышают допускаемых значений, и соответственно, необходимая прочность МКЗ при сейс-

мическом воздействии обеспечивается.

Таблица 3. Результаты расчета на сейсмическое воздействие при НУЭ+МРЗ (напряжения в МПа)

Расчетные напряжения	Допускаемые напряжения	Запас прочности
187,3	214	1,14

Расчет на прочность балочных элементов.

Обоснование прочности балочных элементов проведено согласно нормам [1] для наиболее опасных режимов работы. В нормах [1] описаны критерии прочности/устойчивости, а так же условия их выполнения.

Для проверки выполнения каждого критерия необходимо одно усилие или момент действующие на элемент. В расчете использовались максимальные значения усилий и моментов действующих на балочные элементы МКЗ среди трех расчетных состояний. Результаты расчета балочных элементов приведены в таблице 4. Как видно из полученных результатов балочные элементы удовлетворяют критерии прочности.

Расчет прочности болтовых соединений.

Крепеж стоек с плитой производится при помощи резьбового соединения, а именно болтами М24х50 в количестве 4-х штук на каждую стойку. Схема данного соединения изображена на рисунке 8.

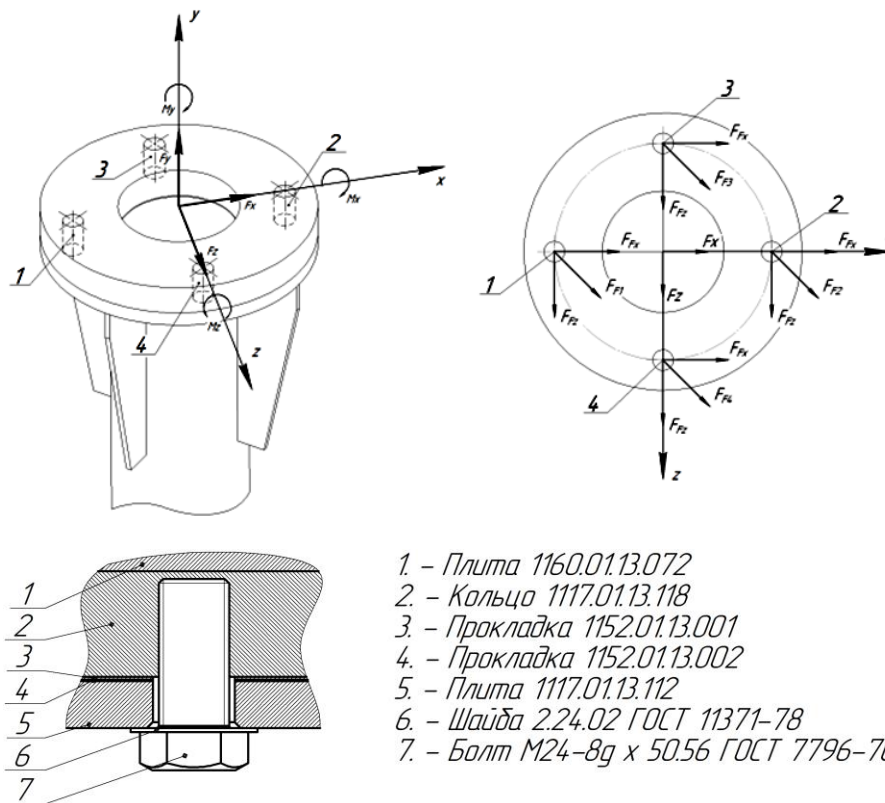
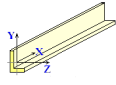
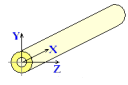


Рисунок 8. Схема соединения опорной трубы с плитой

Таблица 4. Результаты расчета балочных элементов

Критерий прочности / устойчивости согласно [1]	Условие выполнения критерия прочности / устойчивости	Полученные расчетные значения (по сечениям)	
		 Уголок 75x8 (ГОСТ 8509-72)	 Труба 159x6 (ГОСТ 8732-78)
Прочность при растяжении/сжатии	$\frac{N_1 \cdot \gamma_n}{A_n \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,141	0,213
Устойчивость при сжатии в плоскости ZOY	$\frac{N_2 \cdot \gamma_n}{\varphi \cdot A \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,186	0,107
Устойчивость при сжатии в плоскости ZOX	$\frac{N_2 \cdot \gamma_n}{\varphi \cdot A \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,099	0,107
Предельная гибкость в плоскости ZOY	$\frac{l_{ef}}{i \cdot \lambda_u} \leq 1$	0,533	0,303
Предельная гибкость в плоскости ZOX	$\frac{l_{ef}}{i \cdot \lambda_u} \leq 1$	0,273	0,303
Прочность при изгибе в плоскости ZOY	$\frac{M_y \cdot \gamma_n}{W_{n,min} \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,694	0,506
Прочность при изгибе в плоскости ZOX	$\frac{M_x \cdot \gamma_n}{W_{n,min} \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,604	0,317
Прочность под действием поперечной силы Qy	$\frac{Q_y \cdot S \cdot \gamma_n}{I_y \cdot t_w \cdot R_s \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,202	0,377
Прочность под действием поперечной силы Qx	$\frac{Q_x \cdot S \cdot \gamma_n}{I_y \cdot t_w \cdot R_s \cdot \gamma_c} \leq 1$	0,202	0,5
Прочность при сжатии (растяжении) и изгибе	$\frac{N_3 \cdot \gamma_n}{A_n \cdot R_y \cdot \gamma_c} + \frac{M_{x1} \cdot \gamma_n}{I_{n,x} \cdot R_y \cdot \gamma_c} \cdot x_0 + \frac{M_{y1} \cdot \gamma_n}{I_{n,y} \cdot R_y \cdot \gamma_c} \cdot y_0 \leq 1$	0,486	–
	$\left(\frac{N_3 \cdot \gamma_n}{A_n \cdot R_y \cdot \gamma_c} \right)^2 + \frac{\gamma_n \cdot \sqrt{M_{x1}^2 + M_{y1}^2}}{1,26 \cdot W_{n,min} \cdot R_y \cdot \gamma_c} \leq 1$	–	0,513

По результатам расчетов на статическую прочность и сейсмическое воздействие определено, что максимальные усилия и моменты в узлах крепления стоек к плите возникают при комбинации нагрузок НУЭ+МРЗ. Значения усилий, возникающих в максимально нагруженном соединении, приведены в таблице 5.

Под действием сил F_x и F_z крепежные детали испытывают сдвиг в плоскости стыка; под действием M_x , M_z , F_y отрыв в плоскости перпендикулярной стыку.

Таблица 5. Усилия, возникающие в максимально нагруженном соединении

Осевая сила, F_y , Н	136500
Поперечная сила, F_x , Н	23281
Поперечная сила, F_z , Н	13903
Крутящий момент, M_y , Н·м	218
Изгибающий момент, M_x , Н·м	3133
Изгибающий момент, M_z , Н·м	11945

Так, силы, приходящиеся на одну крепежную деталь, равны:

$$F_{Fy} = \frac{F_y}{4};$$

$$F_{Fx} = \frac{F_x}{4};$$

$$F_{Fz} = \frac{F_z}{4}; F_F = \sqrt{F_{Fx}^2 + F_{Fz}^2};$$

$$F_{Fy} = 34125 \text{ Н};$$

$$F_{Fx} = 5820,25 \text{ Н};$$

$$F_{Fz} = 3475,75 \text{ Н};$$

$$F_F = 6779 \text{ Н}.$$

От моментов, M_y , M_x и M_z возникают дополнительные силы, влияющие на болтовое соединение. Так, от момента M_y возникают дополнительные силы в плоскости среза, распределенные равномерно между болтами в соединении; от моментов M_x и M_z возникают растягивающие силы, влияющие на болты №4 и №1 соответственно.

$$F_{дон y} = \frac{M_y}{4 \cdot l} = \frac{218000}{4 \cdot 125} = 436 \text{ Н};$$

$$F_{донx} = \frac{M_x}{2 \cdot l} = \frac{3133000}{2 \cdot 125} = 12532 \text{ H};$$

$$F_{донz} = \frac{M_z}{2 \cdot l} = \frac{11945000}{2 \cdot 125} = 47780 \text{ H},$$

где: $l=125$ - длина от центра масс соединения до оси болта (мм).

Так как осевые силы в соединении распределяются по болтам равномерно, а наибольшее влияние на соединение оказывает сила от момента M_z , далее будет проведен расчет для болта №1 как самого нагруженного. Суммарные силы, действующие на болт №1 равны:

Для среза

$$F_{c1} = F_F + F_{донy} = 6779 + 436 = 7215 \text{ H};$$

Для растяжения

$$F_{p1} = F_Y + F_{донz} = 34125 + 47780 = 81905 \text{ H}.$$

Условия прочности для болтов:

на растяжение

$$R_p \geq \frac{F_{p1}}{A_{bn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_n}$$

на срез

$$R_{cp} \geq \frac{F_{c1}}{A_b \cdot n_s \cdot \gamma_b \cdot \gamma_c \cdot \gamma_n}$$

где, F_{p1} , F_{c1} - усилие растяжения и среза;

В таблице 6 приведены исходные данные для расчета болтового соединения в соответствии с [1].

В таблице 7 приведены результаты расчета болтового соединения.

Таблица 6. Исходные данные для расчета болтового соединения

Обозначение	Наименование	Значение
R_p	расчетные сопротивления растяжения, Н/мм ²	225
R_{cp}	расчетные сопротивления среза, Н/мм ²	210
A_b	площадь поперечного сечения болта по внешнему диаметру, мм ²	452
A_{bn}	площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы, мм ²	353
n_s	количество плоскостей среза болта, шт.	1
γ_b	коэффициент условий работы болтового соединения	1
γ_c	коэффициент условий работы	1
γ_n	коэффициент надежности	1,05

Список использованной литературы

1. ДБН В.2.6-198:2014 Сталеві конструкції. Норми

Таблица 7. Результаты расчета болтового соединения

Нагрузка	Расчетное	Допускаемое	Коэффициент запаса
Напряжение растяжения $R_p \text{ H / мм}^2$	221	225	1,02
Напряжение среза винта $R_{cp} \text{ H / мм}^2$	15,2	210	13,82

Как видно из полученных результатов, болтовые соединения стоек удовлетворяют критериям прочности.

Выводы

Для подтверждения возможности надежной и безопасной эксплуатации металлоконструкции защитной в сверхпроектный срок и установления ей нового срока эксплуатации, выполнены поверочные расчеты на прочность и сейсмостойкость.

Стоит отметить, что в рамках выполнения работ по продлению срока эксплуатации других энергоблоков АЭС Украины поверочные расчеты МКЗ не проводились, и данные работы выполнялись впервые.

По результатам расчетов можно заключить:

1. Разработанная конечно-элементная модель, в рамках принятых допущений, описывает конфигурацию металлоконструкции, геометрические параметры, упругие свойства элементов, наложенные внешние и внутренние геометрические связи систем и условия нагружений.

2. При оценке статической и сейсмической прочности в расчетных положениях металлоконструкции защитной величины напряжений не превышают уровень допускаемых напряжений материала, и соответственно, необходимая прочность обеспечивается.

3. Балочные элементы удовлетворяют критериям прочности согласно нормам [1].

4. Болтовые соединения стоек металлоконструкции удовлетворяют критериям прочности согласно нормам [1].

Результаты выполненных поверочных расчетов на прочность и сейсмостойкость подтверждают возможность надежной и безопасной эксплуатации МКЗ в сверхпроектный срок.

проектування

2. ДБН В.1.2-14-2009 Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ
3. НП 306.2.208-2016 Требования к сейсмостойкому проектированию и оценки сейсмической безопасности энергоблоков атомных станций
4. ДСТУ Б В.1.2-3:2006. Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Прогини і переміщення. Вимоги проектування
5. ДСТУ Б В.2.6-210-2016. Оцінка технічного стану сталевих будівельних конструкцій, що експлуатуються
6. 0.ОБ.1678.ТР-0Z. Концептуальное техническое решение о порядке выполнения оценки сейсмостойкости оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений энергоблоков №1, №2 ОП ХАЭС
7. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

Получено 17.12.2018

УДК 621.039.75

*А.В. Михайлов, В.А. Краснов, В.Н. Безмылов**Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, г.Чернобыль*

МЕТОДОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РАДИОНУКЛИДНЫХ ВЕКТОРОВ ДЛЯ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ РАО АЭС

Представлен обзор аналитических и методических материалов, подводящих итог исследованиям закономерностей, характерных для радиоактивных отходов (РАО), которые образуются на АЭС. Показано, что методология применения радионуклидных векторов (РВ) построена на использовании установленных функциональных взаимосвязей между активностями различных радионуклидов, которые нарабатываются одновременно в ходе кампании реактора и загрязняют различные материалы. По результатам анализа данных выборочного лабораторного контроля определяют реперные радионуклиды (РР), по активности которых в упаковках (партиях) РАО можно с высокой степенью достоверности оценить активность других - трудноизмеряемых радионуклидов (ТИР), определение которых требует больших материальных затрат и времени. Дана иллюстрация влияния различных факторов, формирующих соотношение ТИР и РР в эксплуатационных отходах АЭС. Определены основные требования и процедуры, которые должны быть отражены в методике установления РВ, предназначенных для характеристики твердых РАО, накопленных в период нормальной эксплуатации энергоблоков Чернобыльской АЭС.

Ключевые слова: АЭС, радиоактивные отходы, характеристика, радионуклидный вектор, реперные радионуклиды, трудноизмеряемые радионуклиды, коэффициент корреляции.

Введение. В ходе нормальной работы реакторных установок либо при выводе их из эксплуатации на АЭС образуется большое количество радиоактивных отходов (РАО). Кроме АЭС порядка 8000 различных организаций и предприятий в ходе своей деятельности нарабатывают РАО, обращение с которыми регулируется положениями Закона Украины «Об обращении с радиоактивными отходами» [1]. В соответствии с действующими правилами безопасности населения и окружающей среды РАО необходимо надежно изолировать при помощи системы барьеров, которые должны сохранять стабильность, работоспособность и защитные свойства на весь период потенциальной опасности источников ионизирующего излучения (ИИИ).

В технологической цепи обращения с РАО характеристика отвечает за оценку уровней их опасности по физическим, химическим, радиологическим и другим нормируемым показателям [2, 3]. В ряду других такие параметры, как радионуклидный состав и активность представляют для нас наибольший интерес, т.к. именно они определяют уровень потенциальной опасности ИИИ. В тоже время результаты характеристики позволяют определить степень соответствия упаковки применяемым критериям и сделать необходимый выбор методов дальнейшего обращения с отходами.

Проблеме обращения с РАО, которые образовались вследствие ликвидации последствий аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 г., уделяется особое внимание [4]. Ныне объект «Укрытие», место локализации топливосодержащих масс и основной массы разрушенных конструкций 4-го энергоблока ЧАЭС, накрыт новым безопасным

конфайнментом (НБК). В зоне отчуждения присутствуют и другие источники РАО: энергоблоки 1 – 3 ЧАЭС, находящиеся в стадии вывода из эксплуатации; пункты временной локализации и хранения РАО; производства, связанные с дезактивацией оборудования и материалов [1].

Применительно к твердым РАО (ТРО) в зоне отчуждения действуют специальные «Критерии...» [5], регламентирующие порядок обращения с отходами. На каждую упаковку (партию) отходов, поступающих на захоронение от ГСП ЧАЭС, должен быть оформлен паспорт с указанием удельной активности каждого из контролируемых радионуклидов. Однако, как было установлено в ходе испытаний [6, 7], система радиационно-технологического контроля (СРТК) промышленного комплекса по обращению с ТРО (ПКОТРО) не выполняет своих функций в части детектирования трудноизмеряемых радионуклидов (ТИР), что не позволяет проводить характеристику ТРО по радиационному фактору. Для решения существующей проблемы экспертами миссии технической поддержки ВАО АЭС (WANO), которая проходила в сентябре 2016 г., было рекомендовано использовать метод радионуклидных векторов (РВ) [8]. В мае 2018 г. эксперты WANO, которые представляли Болгарию, Литву, Россию и Словению, поделились практическим опытом применения РВ в технологической цепи обращения с РАО, образующихся на АЭС в этих странах. В заключительном отчете миссии [9] руководству ГСП ЧАЭС были предложены рекомендации по определению и применению РВ для характеристики потоков ТРО ЧАЭС, подлежащих переработке, утилизации или освобождению от контроля.

Настоящая работа выполнялась в рамках НИР, одной из задач которой была разработка проекта методики установления РВ для ТРО ГСП ЧАЭС.

Базовые принципы и международные стандарты в сфере методологии применения радионуклидных векторов для характеристики РАО АЭС. Определение радиологически значимых радионуклидов, в отношении которых должны применяться меры государственного регулирования, является одной из первейших задач, с которыми сталкиваются страны, обладающие развитой ядерной энергетикой. Для ТРО ГСП ЧАЭС, направляемых на захоронение, перечень радионуклидов, подлежащих контролю и паспортизации с определением удельной активности, приведен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень паспортизируемых радионуклидов в составе ТРО ЧАЭС [5]

Название химического элемента	Изотоп
Водород	^3H
Бериллий	^{10}Be
Углерод	^{14}C
Никель	$^{59}\text{Ni}, ^{63}\text{Ni}$
Стронций	^{90}Sr
Цирконий	^{93}Zr
Ниобий	^{94}Nb
Технеций	^{99}Tc
Йод	^{129}I
Цезий	$^{135}\text{Cs}, ^{137}\text{Cs}$
Уран	$^{235}\text{U}, ^{236}\text{U}, ^{238}\text{U}$
Нептуний	^{237}Np
Плутоний	$^{238}\text{Pu}, ^{239}\text{Pu}, ^{240}\text{Pu}, ^{241}\text{Pu}, ^{242}\text{Pu}$
Америций	$^{241}\text{Am}, ^{243}\text{Am}$

Во многих странах, как отмечается в [10], паспортизация РАО проводится в основном для обеспечения радиационной безопасности персонала при обращении с РАО, ядерной безопасности и контроля потерь товарной продукции. При отсутствии контроля долгоживущих радионуклидов решение задач по оценке долговременной безопасности захоронений РАО затруднительно и практически невозможно.

Большая часть из приведенных в таблице 1 радионуклидов являются альфа-излучающими ТИР, удельная активность которых может быть измерена только в лабораторных условиях после соответствующей подготовки счетных образцов. В тоже время проведение выборочного лабораторного контроля с целью определения состава и уровней активности контролируемых радионуклидов в ТРО (включая работы по отбору представительных проб, подготовке их к радиохимическому анализу, альфа-, бета- и гамма-спектрометрии и другим методам определения) требует немалых материальных затрат и времени. Для решения

проблемы характеристики упаковок (партий) ТРО ГСП ЧАЭС при помощи существующей автоматизированной системы контроля экспертами миссии поддержки ВАО АЭС было рекомендовано внедрить в работу ПКОТРО проверенные многолетней международной практикой методические приемы, в том числе радионуклидные вектора (РВ) [3, 8, 9].

Анализ информационных материалов [11 - 20], посвященных вопросам теории и практики методологии применения РВ, позволил определить спектр задач, которые должны быть решены на пути ее внедрения в технологию характеристики РАО АЭС:

- определение перечня радиологически значимых радионуклидов, в ряду которых определение ТИР в составе РАО с целью их паспортизации требует применения РВ;
- разработка методологии отбора представительных проб отходов и минимизации влияния других факторов на погрешность результата характеристики РАО с применением технологии РВ;
- проведение специального исследования, которое обычно включает:

а) корреляционный анализ экспериментальных данных выборочного лабораторного контроля радионуклидного состава РАО с целью установления закономерностей между удельными активностями радионуклидов;

б) поиск маркеров (ключевых или реперных радионуклидов - РР) среди радионуклидов, легкоизмеряемых при помощи обычных неразрушающих методов контроля. Используя результаты измерения вышеуказанных радионуклидов в составе упаковок РАО, которые необходимы для целей паспортизации (характеризации), можно с достаточной степенью достоверности оценить удельную активность ТИР;

в) определение средних значений коэффициентов пропорциональности (множителей пропорциональности, масштабирующих коэффициентов и пр. в зависимости от используемой редакции перевода англ. термина *scale factor* либо *scaling factor* - SF) между активностями ТИР и РР в ТРО при помощи методов статистической оценки экспериментальных данных.

В настоящее время методология применения РВ отработана для характеристики отходов практически любой АЭС в мире. На рисунке 1 схематично представлены ее основные составные элементы. На практике конечным итогом реализации технологии РВ является использование количественных параметров установленных функциональных зависимостей между удельными активностями радионуклидов в алгоритме расчетного определения содержания ТИР по данным гамма-спектрометрического контроля упаковки РАО (рисунок 2).

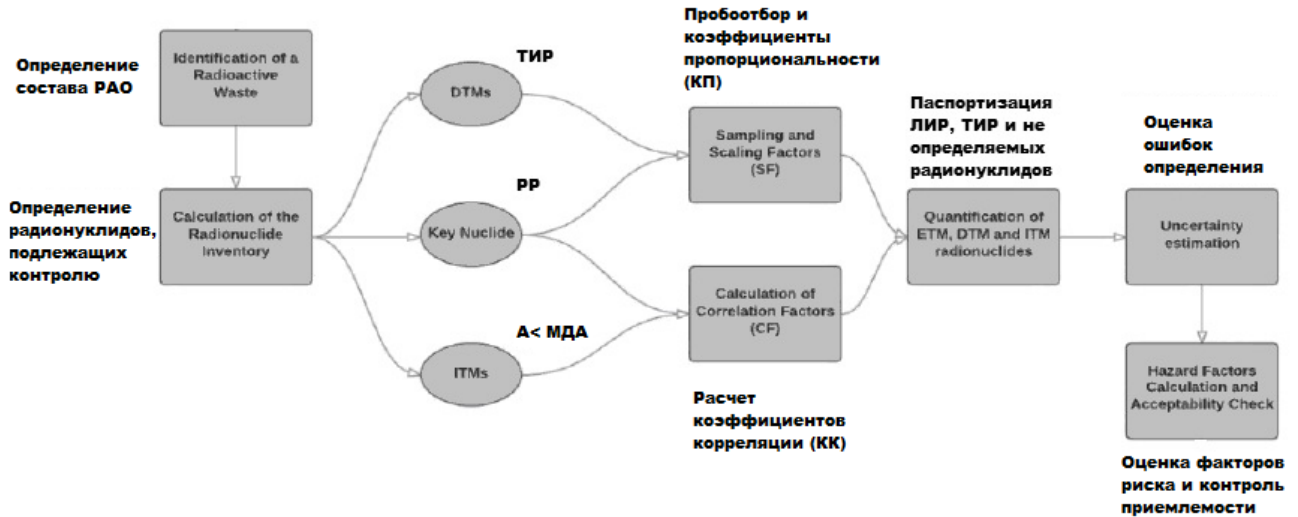


Рисунок 1. Схема методологии применения РВ для характеристики РАО АЭС

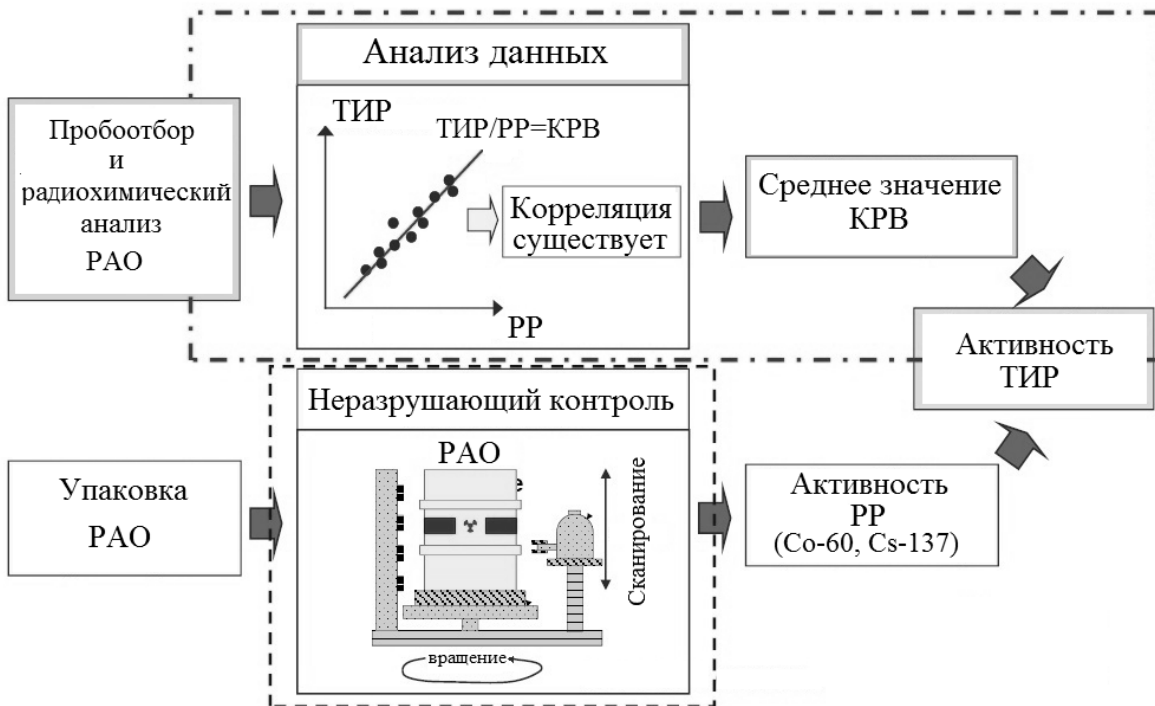


Рисунок 2. Пример применения методологии радионуклидного вектора в технологической цепи характеристики РАО

Как было отмечено ранее, неотъемлемой частью процедуры определения РВ является проведение специального исследования. Для корректного определения функциональных зависимостей между удельными активностями радионуклидов материалы отходов необходимо отсортировать в группы, так называемые потоки, по источнику образования, химическим и физическим свойствам материалов. Пример такого разделения приведен в таблице 2. В пределах потока производится отбор представительных проб, основной целью которого является получение средних характеристик

составляющих его материалов. Как показали многочисленные исследования, это обусловлено тем, что для каждого из таких потоков РАО характерен определенный состав радионуклидов, которые нарабатываются одновременно в ходе кампании реактора, загрязняя различные материалы. Это относится и к эксплуатационным отходам, и РАО, которые образуются при демонтаже систем, дезактивации освобождаемых зданий и сооружений на промплощадке АЭС при выводе энергоблоков из эксплуатации. При этом радионуклиды разбивают на группы, в пределах которых могут наблюдаться

устойчивые связи между активностями ТИР и РР. Кроме наиболее часто используемых изотопов кобальта-60 и цезия-137, как показано в таблице 3, в качестве РР могут также использоваться изотопы америций-241, рутений-106 и европий-154 [13, 20].

Процедура анализа данных выборочного лабораторного контроля представительных проб РАО и расчета коэффициентов пропорциональности между удельными активностями ТИР и РР в составе РАО (коэффициентов РВ – КРВ) детально изложена в [11 - 13, 15, 17 - 19] и стандартизирована для низко- и среднеактивных отходов по ISO 21238-2007 [14]. Для очень низкоактивных отходов, нарабатываемых на АЭС, стандарт находится на стадии разработки.

Для ситуаций, когда по разным причинам активность радионуклидов не представляется возможным измерить, рекомендуется использовать так называемый метод средней активности (*Mean Activity Method*) либо метод расчётно-теоретической оценки соотношения радионуклидов в смеси, стандартизированный по ISO 16966:2013 [16].

В научной литературе выделяют следующие важные особенности, которые необходимо учитывать при проведении специальных исследований. Наиболее ответственным моментом при установлении РВ является корректный выбор РР для каждого из ТИР, подлежащих паспортизации.

Таблица 2. Пример разделения материалов отходов на АЭС на потоки

№ пп	Материал отходов
1	Фильтры вентиляционных систем реакторного отделения и спецкорпуса
2	Отработанные ионообменные смолы и сорбенты
3	Металлические отходы, образовавшиеся в результате реконструкционных и ремонтных работ
4	Теплоизоляция, резинотехнические изделия, пластики и кабельная продукция, пришедшие в негодность и непригодные к повторному использованию
5	Обтирочный материал, пришедшая в негодность спецодежда, отработанные средства индивидуальной защиты (СИЗ), бумага
6	Строительные отходы (песок, бетон, штукатурка, дерево и т.п.), образующиеся в результате реконструкционных и ремонтных работ
7	Вышедшее из строя оборудование контура охлаждения и оборудование, технологически связанное с ним
8	Все предметы и детали, извлекаемые из активной зоны реактора
9	Отработанные источники ионизирующего излучения

Таблица 3. Разделение радионуклидов, подлежащих паспортизации в составе упаковок радиоактивных отходов, на трудноизмеряемые и реперные

Номер группы	Трудноизмеряемые радионуклиды		Реперные радионуклиды
	Общая характеристика	Изотопы	
1	Продукты активации нейтронами	^{10}Be , ^3H , ^{14}C , ^{55}Fe , ^{57}Co , ^{58}Co , ^{59}Ni , ^{63}Ni	^{60}Co
2	Продукты деления	^{134}Cs , ^{135}Cs , ^{90}Sr , ^{129}I , ^{93}Zr , ^{94}Nb , ^{99}Tc	^{137}Cs (^{60}Co), ^{60}Co , ^{137}Cs (^{60}Co)
3	Актиниды (актиноиды)	^{235}U , ^{236}U , ^{238}U , ^{237}Np , ^{238}Pu , ^{239}Pu , ^{240}Pu , ^{241}Pu , ^{242}Pu , ^{241}Am , ^{243}Am	^{137}Cs , ^{60}Co

Например, между радионуклидами ^{63}Ni и ^{60}Co (один из них - ТИР, а другой – РР, см. таблицу 3), которые являются продуктами активации с аналогичными физико-химическими характеристиками, обнаруживается тесная корреляция практически во всех потоках РАО АЭС. На рисунке 3 показаны примеры установленных зависимостей в отдельных потоках РАО и объединенной выборке данных [15].

Однако, как показывает практика установления РВ, из-за ограниченного числа легкоизмеряемых гамма-излучателей с большими периодами полураспада не всем ТИР можно сопоставить РР, основываясь строго на сходстве механизма образования и физико-химических характеристик [19]. В качестве примера можно привести результаты корреляционно-регрессионного анализа данных измерений, согласно которым была установлена тесная зависимость между активностями ^{238}Pu и ^{60}Co , механизмы образования и физико-химические характеристики которых значительно различаются.

Известно, что ^{238}Pu образуется в результате распада ^{242}Cm – продукта реакции радиационного захвата нейтронов ядром ^{238}U в урановом топливе и последующих многократных захватов нейтронов ядрами последовательно образующихся трансурановых элементов, а ^{60}Co - в результате активации конструкционных материалов нейтронами. Считают, что причина появления подобного результата состоит в том, что основным источником образования радионуклидов в реакторе является нейтронное облучение объектов, а количественное соотношение между активностями образующихся радионуклидов остается постоянным при стабильных условиях работы реактора. Согласно другим примерам, приведенным в [12], в качестве РР может быть использован ^{137}Cs , а для чернобыльских ТРО, имеющих аварийное загрязнение - ^{154}Eu и ^{241}Am , как было отмечено ранее [20].

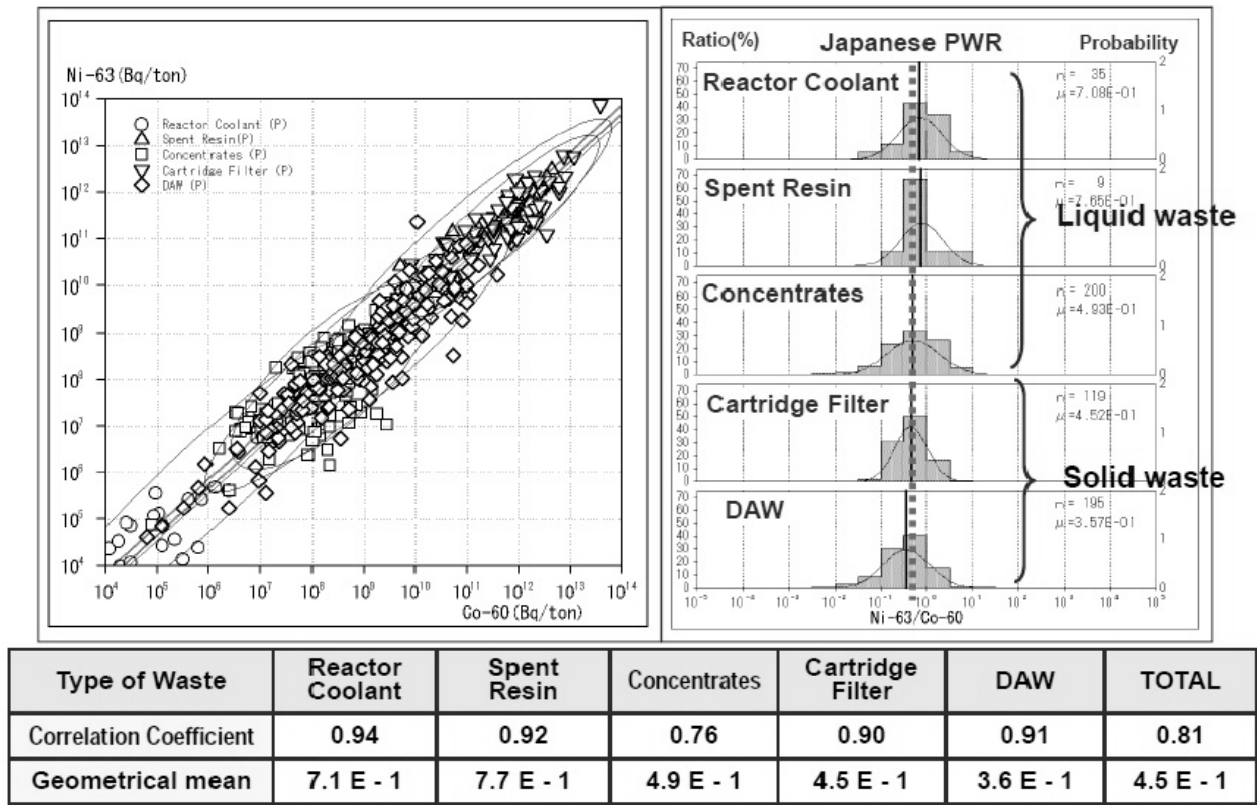


Рисунок 3. Параметры установленных тесных взаимосвязей между активностями ^{63}Ni и ^{60}Co в отходах из разных потоков для одной АЭС [15]

Таким образом, выбор РР для конкретного ТИР должен основываться исключительно на наличии либо отсутствии корреляции между измеренными активностями радионуклидов в представительных пробах отходов. Для этих целей применяют так называемое критериальное значение коэффициента корреляции (КК), устанавливаемое на уровне 0,5; 0,6 или 0,7 [14, 15, 17].

Процедура расчета коэффициентов РВ (КРВ) для каждой пары ТИР-РР состоит из последовательного выполнения нескольких операций с данными выборочного лабораторного контроля или с результатами расчетно-теоретических исследований. Поиск функциональной зависимости между удельными активностями ТИР и РР производится в предположении, что:

$$A_{\text{ТИР}} = a \cdot A_{\text{РР}} \quad (1)$$

где $A_{\text{ТИР}}$ и $A_{\text{РР}}$ – активности соответственно ТИР (*DTM* от англ. *Difficult To Measure*) и РР (*KN* от англ. *Key Nuclides*) в рассматриваемом потоке; a – коэффициент пропорциональности (константа).

Для удобства визуального анализа графического материала проводится поиск регрессионной зависимости между логарифмами удельных активностей (см. пример на рисунке 3):

$$\ln(A_{\text{ТИР}}) = \ln(a) + \ln(A_{\text{РР}}) \quad (2)$$

Среднее значение коэффициента пропорцио-

нальности a в (1) и (2), рассчитанное по анализируемой выборке данных, и является искомым значением КРВ для пары ТИР-РР. При этом определяют среднее значение коэффициента (арифметическое среднее) по средним значениям $A_{\text{ТИР}}$ и $A_{\text{РР}}$ согласно (1) и среднее значение логарифма коэффициента по средним значениям логарифмов $A_{\text{ТИР}}$ и $A_{\text{РР}}$ (геометрическое среднее) согласно (2).

Следующим шагом на пути установления РВ является выбор наиболее приемлемых значений КРВ из числа рассчитанных для всех пар ТИР-РР. В том случае, когда для одного ТИР обнаруживается несколько значений для всех альтернативных РР, выбор наиболее приемлемого из них производится исходя из величины значения КК, оцененного для каждого из них. Могут приниматься во внимание также степень распространенности РР в РАО, возможность измерить его активность на используемых установках контроля упаковок.

Для реальных РАО характерным является существенный (на несколько порядков) разброс экспериментальных данных (рисунки 4а и 4б), плотность распределения (*Probability density*) которых в представительной выборке из генеральной совокупности соответствует логнормальному распределению. Как показывает рисунок 4в, использование арифметических средних значений приводит к завышенной (консервативной) оценке средних активностей ТИР в РАО, а использование геометрических средних – к более реалистичной оценке

при условии нормальной формы распределения данных.

Важным моментом, расширяющим спектр применимости РВ для характеристики различных РАО, является стремление к более высокой статистической достоверности полученных значений КРВ. Как было подчеркнуто выше, процесс получения исходных данных для определения РВ трудоемкий и дорогостоящий. По этой причине в рамках различных программ и проектов данные выборочного контроля одной АЭС пытаются объединить с данными, полученными для отходов других АЭС. Пример подобного подхода показан

на рисунке 5, который иллюстрирует полученные результаты для ^{63}Ni . Однако, как свидетельствует международный опыт, такой подход не применим в следующих ситуациях: реакторные установки отличаются по конструкции и/или мощности энергоблоков; данные относятся к помещениям, которые существенно отличаются по условиям образования радиоактивного загрязнения и/или типам загрязненных материалов [15]. Примеры, иллюстрирующие влияние подобных факторов на отношение активностей радионуклидов в составе отходов, показаны на рисунке 6.

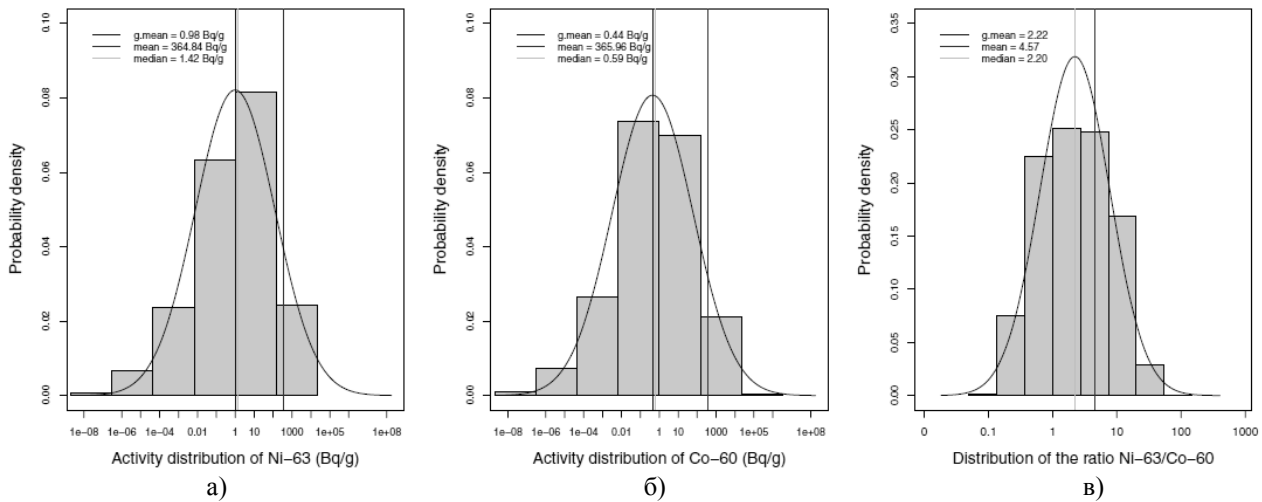
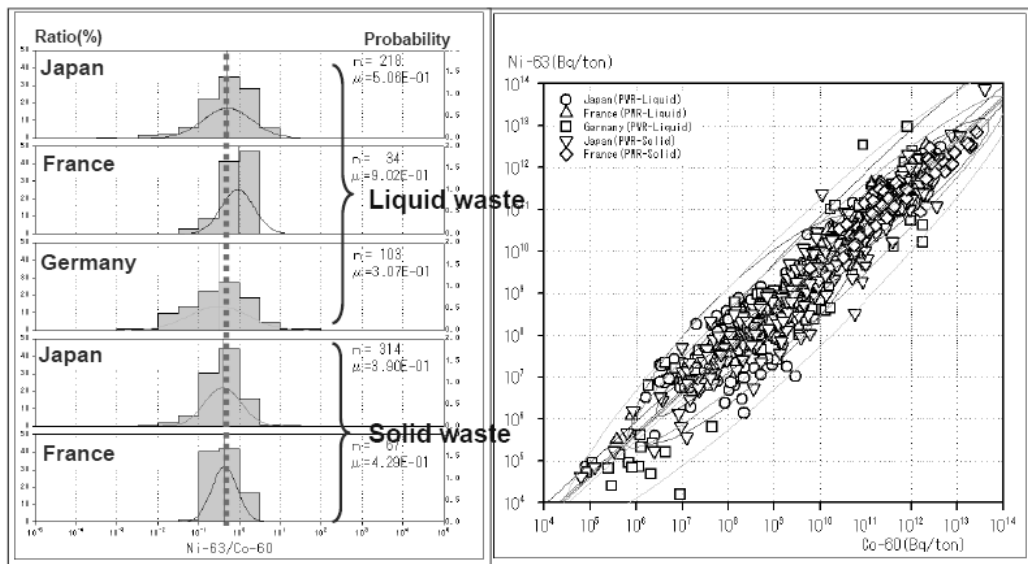


Рисунок 4. Пример плотности распределения экспериментальных данных об активности ТИР (а) и РР (б) в РАО и соответствующих им КРВ [18]. Вертикальными линиями обозначены: по центру распределения - геометрическое среднее; справа от центра - арифметическое среднее



Type of Waste	Japan Liquid waste	France Liquid waste	Germany Liquid waste	Japan Solid waste	France Solid waste	TOTAL
Correlation Coefficient	0.85	0.98	0.95	0.97	0.93	0.95
Geometrical mean	5.1 E - 1	9.0 E - 1	3.1 E - 1	3.9 E - 1	4.1 E - 1	4.3 E - 1

Рисунок 5. Пример объединения данных, полученных для различных отходов на однотипных АЭС для повышения достоверности КРВ [15]

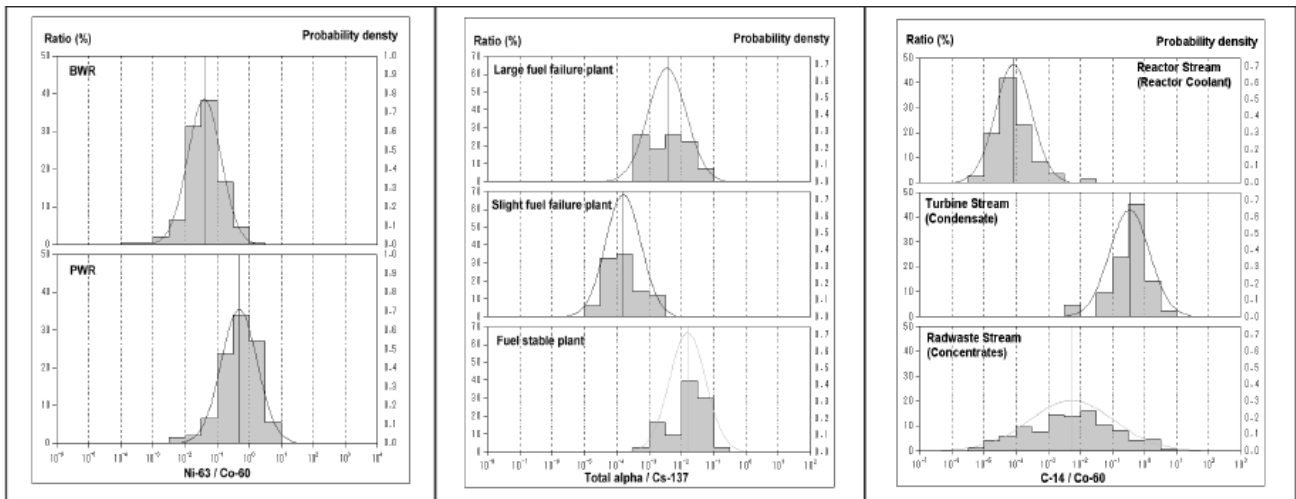


Рисунок 6. Примеры существенного влияния различия в типах реакторных установок и помещений энергоблока на отношение активностей радионуклидов в отходах АЭС [15]

Следует отметить еще одно обстоятельство, которое необходимо учитывать при характеристике РАО с применением установленных РВ. Возникают ситуации, вследствие которых соотношения между активностями радионуклидов, характерные для нормальных условий эксплуатации, существенно изменяются. Такие условия могут иметь место как при термической обработке утилизируемых отходов или сжигании, так и в результате последствий нештатных режимов работы реакторной установки и тяжелых аварий. В этом аспекте ярким примером может служить существенное отличие загрязнения эксплуатационных отходов, которые образовались на энергоблоках ЧАЭС и были складированы в хранилища до аварии 4-го блока, и РАО, образованных в ходе ликвидации последствий аварии. Для характеристики последних по результатам специально проведенных исследований была разработана методика определения удельной активности радионуклидов в ТРО непосредственно в кузове специального автотранспорта [20]. С позиции сегодняшнего дня результаты проведенной работы можно рассматривать как уникальный пример практической реализации технологии РВ для характеристики ТРО, радиоактивно загрязненных в результате тяжелой аварии на АЭС.

Выводы

Анализ информационных материалов, раскрывающих базовые принципы методологии РВ, применительно к задачам, которые необходимо решить на ЧАЭС, позволяет сделать следующие выводы:

- для характеристики ТРО из числа отходов эксплуатационного происхождения, поступивших в ХТО с неаварийных блоков либо до апреля 1986 г., достаточно выполнения стандартной процедуры установления РВ по результатам выборочного лабораторного анализа представительных проб ТРО;
- наиболее перспективной для внедрения следует рассматривать процедуру, изложенную в ISO 21238 и, к тому же, неоднократно рекомендуемую экспертами миссии поддержки ВАО АЭС;
- степень однородности материалов отходов, отнесенных к одному потоку, с точки зрения спектра радионуклидов и соотношения их удельных активностей, может быть оценена по отношению активностей ^{60}Co и ^{137}Cs в представительных пробах. Критерием однородности отходов по радиационному фактору может служить непревышение случайного отклонения этого параметра от среднего значения в пределах $\pm 30\%$ либо выше для определенного типа ТРО по согласованию с регулирующим органом.

Список использованной литературы

1. Снятие с эксплуатации ядерных энергетических установок / А. В. Носовский, В. Н. Васильченко, А. А. Ключников, Я. В. Яценко; Под ред. А. В. Носовского. – К.: Техніка, 2005. – 288 с.
2. Рекомендації щодо встановлення критеріїв приймання кондиційованих радіоактивних відходів на захоронення у приповерхневих сховищах (РД 306.4.098-2004), затверджено наказом Держатомрегулювання 25.10.2004 № 160.
3. Совершенствование систем характеристики радиоактивных отходов на действующих атомных электростанциях Украины» и «Процедуры и методология освобождения материалов от регулирующего контроля». Детальный отчет по задаче В3. Контракт

- NSI/2014/341-505. - Киев, 2017. - 29 с.
4. Об'єкт «Укриття»: 30 років після аварії : монографія / В. О. Краснов, А. В. Носовський, В. М. Рудько, В. М. Щербін. - Чорнобиль : Ін-т проблем безпеки АЕС, 2016. - 512 с.
 5. Критерії приймання відходів на захоронення в спеціально обладнаному приповерхневому сховищі твердих радіоактивних відходів (СОПСТРВ). Перший етап експлуатації СОПСТРВ. Приймання РАВ від ЗПРРВ та ЗПТРВ ДСП ЧАЕС для захоронення в два симетричних відсіки СОПСТРВ. Редакція 5. Затверджено т.в.о генерального директора Державної корпорації «УкрДО «Радон» - директора ДСП «Техноцентр» А.Д. Новіковим. - Чорнобиль, 2009 - 38 с.
 6. «О проведенной работе на ПКОТРО. Система NMS, DMS». Отчет №18/11-45. ГСП ЧАЭС, 2016. - 8 с.
 7. Вихідні вимоги до «Проведення обстеження програмно-технічного комплексу забезпечення (ПТК) системи контролю та обліку упаковок РАВ (СКО РАВ) ЗПТРВ». ДСП «Чорнобильська АЕС». Затверджено Директором технічним А.О. Біликом 18.08.2017 р. - 7 с.
 8. Обращение с РАО, радиационная безопасность. Чернобыльская АЭС, 12-16 сентября 2016 г. Отчет миссии технической поддержки / Москва : ВАО АЭС МЦ (WANO-МС), 2016 – 10 с. (TSM43-2016).
 9. Методология и практика определения нуклидных векторов. Заключительный отчет миссии поддержки ВАО АЭС МЦ (WANO) на Чернобыльской АЭС. 14 - 18 мая 2018 г., Славутич : ВАО АЭС МЦ, 2018. – 12 с.
 10. Александрова Т. А., Блохин П. А., Самойлов А. А., Курындин А. В. Анализ данных по радионуклидному составу РАО в контексте оценки долговременной безопасности их захоронения // Радиоактивные отходы. – 2018. – № 2 (3). – С. 44-51.
 11. Бондарьков М.Д. Научное обоснование и оптимизация методов обеспечения радиоэкологического мониторинга окружающей среды и контроля РАО АЭС : автореф. дис... д-ра техн.наук / ИПБ АЭС НАН Украины. – К., 2012. – 50 с.
 12. Development of methods to provide an inventory of radiologically relevant radionuclides: Analytical methods and correlation of data. Final report / M. Noe, W. Muller, R. Gens et al. European Commission. Luxembourg, 1998 – 86 p.
 13. Strategy and methodology for radioactive waste characterization. IAEA-TECDOC-1537. IAEA, VIENNA, 2007. - 182 p.
 14. ISO 21238:2007 Nuclear energy - Nuclear fuel technology - Scaling factor method to determine the radioactivity of low- and intermediate-level radioactive waste packages generated at nuclear power plants. International Organization for Standardization, Geneva, 2007.
 15. Determination and use of scaling factors for waste characterization in NPP. IAEA Nuclear Energy Series NW-T-1.18. IAEA, Vienna, 2009. - 142 p.
 16. ISO 16966:2013 Nuclear energy - Nuclear fuel technology - Theoretical activation calculation method to evaluate the radioactivity of activated waste generated at nuclear reactors. International Organization for Standardization, Geneva, 2013.
 17. Determination of scaling factors to estimate the radionuclide inventory of wastes from the IEA-R1 research reactor / M. H. T. Taddei, J. F. Macacini, R. Vicente, J. T. Marumo, L. A. A. Terremoto // J Radioanal. Nucl. Chem., 2015 - 303(3), p. 2467-2481.
 18. Statistical sampling applied to the radiological characterization of historical waste / B. Zaffora, M. Magistris, G. Saporta, F.P. La Torre / EPJ Nuclear Sci. Technol. 2, 34 (2016).
 19. Метод оценки содержания альфа- и бета-излучающих радионуклидов в РАО радиохимических производств по матрице присутствующих гамма-излучающих радионуклидов / А.А. Жеребцов, А.П. Варлаков, А.В. Германов, М.В. Мельников и др. // Ядерная и радиационная безопасность. - 2017. - № 3 (85). – С. 1 - 9.
 20. Удельная активность радионуклидов в твердых радиоактивных отходах объекта «Укрытие». Методика выполнения измерений с использованием радиационного монитора автомобильного транспорта типа РМАТ-01-Ф. МВИ-ИПБ АЭС-01-11/ ИПБ АЭС НАНУ. - Чернобиль, 2011. - 32 с.

Получено 07.11.2018

УДК 621.039

*Е.М. Летков**Государственный научно-инженерный центр систем контроля и аварийного реагирования, г. Киев***РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ «МЕТОДИКИ АДАПТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБОСНОВАНИЯ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, ВЫПОЛНЕННОЙ НА ДРУГИХ ЭНЕРГОБЛОКАХ АЭС»**

В статье рассмотрен подход к обоснованию сейсмостойкости оборудования АЭС с использованием данных, полученных по результатам испытаний, анализа или опыта эксплуатации однотипного, подобного или аналогичного оборудования, изложенный в «Методике адаптации результатов обоснования сейсмостойкости оборудования, выполненной на других энергоблоках АЭС». В основе разработки данной методики лежат требования действующих норм, правил и стандартов ЯРБ, включая введенный в действие в 2016 году документ НП 306.2.208-2016, рекомендации МАГАТЭ, а также многолетний практический опыт автора в части выполнения работ по оценке сейсмостойкости и квалификации оборудования на сейсмические воздействия.

Ключевые слова: адаптация, оборудование АЭС, оценка сейсмостойкости, обоснование сейсмостойкости, квалификация оборудования на сейсмические воздействия.

Введение. В соответствии с Указом Президента Украины от 12 мая 2011 г. №585 о введении в действие решения заседания Совета национальной безопасности и обороны Украины по вопросам безопасности АЭС Украины и перспективам развития атомной энергетики Украины в свете событий на АЭС «Фукусима-1» была разработана «Комплексная (сводная) программа повышения уровня безопасности энергоблоков атомных электростанций», утвержденная постановлением Кабинета Министров Украины от 7 декабря 2011 г. №1270. За последние годы, в рамках реализации мероприятий «Комплексной (сводной) программы повышения уровня безопасности энергоблоков атомных электростанций» (КСПБ) было выполнено большое количество работ по обоснованию сейсмостойкости эксплуатируемого оборудования АЭС, в результате чего был накоплен значительный опыт, а также получен большой массив данных и информации о сейсмостойкости эксплуатируемого оборудования АЭС Украины. Принимая во внимание вышесказанное, а также тот факт, что подавляющее большинство эксплуатируемых энергоблоков АЭС Украины выполнены по единому проекту ВВЭР-1000 (В-320) с использованием однотипного оборудования, ГП «ГНИЦ СКАР» выступило с инициативой разработки отраслевого методического документа, который бы позволил использовать накопленный опыт при выполнении будущих работ по квалификации и оценке сейсмостойкости оборудования. После проведения совместных консультаций с представителями ГП «НАЭК «Энергоатом» и его обособленных подразделений был разработан и утвержден «План действий» по разработке и внедрению нового методического документа, регламентирующего основные критерии и состав деятельности по адаптации существующих данных по обоснованию

сейсмостойкости, полученных по результатам выполнения мероприятий по оценке сейсмостойкости и квалификации оборудования АЭС Украины. В рамках реализации «Плана действий», в 2017 году ГП «ГНИЦ СКАР» подготовило первую редакцию «Методики адаптации результатов обоснования сейсмостойкости оборудования, выполненного на других энергоблоках АЭС» (далее по тексту – Методика) и направило ее на отзыв заинтересованным организациям (ОП АЭС, ОП «НТЦ»

ГП «НАЭК «Энергоатом» и др.). После детального обсуждения в рамках многочисленных рабочих встреч и совещаний, Методика была направлена в Госатомрегулирования на государственную экспертизу ядерной и радиационной безопасности (ЯРБ). По результатам экспертизы было получено положительное заключение и в мае 2018 года распоряжением первого вице-президента технического директора ГП «НАЭК «Энергоатом» №566-р Методика была введена в действие. В настоящее время ГП «ГНИЦ СКАР» в рамках действующих договоров с обособленными подразделениями ГП «НАЭК «Энергоатом» выполняет апробацию Методики путем «пилотного» применения для обоснования сейсмостойкости оборудования, эксплуатируемого в ОП «Запорожская АЭС» и ОП «Хмельницкая АЭС». Первые результаты «пилотного» применения Методики прошли государственную экспертизу ЯРБ и получили положительное заключение Госатомрегулирования. Хронология разработки и внедрения Методики представлена на рисунке 1.

Ниже рассмотрены ключевые положения Методики, включая область применения, основные принципы и критерии адаптации результатов обоснования сейсмостойкости, а также требования к проведению данной деятельности.



Рисунок 1. Хронология разработки и внедрения «Методики адаптации результатов обоснования сейсмостойкости оборудования, выполненного на других энергоблоках АЭС»

Сфера применения Методики. Положения Методики распространяются на действующее оборудование АЭС, предназначенное в соответствии с проектом для выполнения функций безопасности во время и/или после сейсмического воздействия и подтверждение сейсмостойкости которого требуется в рамках реализации мероприятий КСПБ и деятельности по продлению срока эксплуатации оборудования.

Существуют определенные ограничения по использованию адаптации результатов обоснования сейсмостойкости. Так, в соответствии с [1] Методика может применяться для следующих категорий элементов АЭС:

- пассивные тепломеханические элементы (резервуары, теплообменники, фильтры и т.д.);
- активные тепломеханические элементы (электро- и пневмоприводная арматура, насосы и т.д.);
- элементы и оборудование систем отопления, вентиляции и кондиционирования (вентиляторы, охладители и т.д.)
- элементы электротехнического оборудования (шкафы, трансформаторы, генераторы, батареи и т.д.);
- элементы и оборудование информационно-управляющих систем (панели, шкафы, приборы на стендах, датчики и т.д.).

Для остальных элементов АЭС применение адаптации не представляется возможным, и для подтверждения их сейсмостойкости необходимо применение других методов, таких как лабораторные испытания и/или расчетные анализы.

Основные принципы и критерии адаптации.

Адаптация – обоснование сейсмостойкости рассматриваемого оборудования с использованием данных, полученных по результатам испытаний, анализа или опыта эксплуатации однотипного, подобного или аналогичного оборудования других энергоблоков АЭС. Целью адаптации является получение достоверных и документально подтвержденных данных о сейсмических характеристиках оборудования АЭС для обоснования его сейсмостойкости.

При обосновании сейсмостойкости путем адаптации учитываются следующие основные технические критерии:

- рассматриваемое оборудование, эксплуатируемое на энергоблоке АЭС, и оборудование, для которого имеются результаты обоснования сейсмостойкости, должны быть однотипны или подобны (ключевое условие адаптации). При этом факторы старения, воздействующие на оборудование, также не должны отличаться;
- сейсмические характеристики оборудования, для которого существуют результаты обоснования сейсмостойкости, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к рассматриваемому оборудованию;
- для рассматриваемого тепломеханического оборудования должна быть подтверждена прочность фланцевых соединений и патрубков с учетом силового воздействия присоединенных трубопроводов (непревышение допустимых нагрузок на патрубки и фланцы в соответствии с требованиями [2]);

- рассматриваемое оборудование должно быть соответствующим образом закреплено к строительной конструкции, что также означает необходимость обеспечения прочности опорных и промежуточных конструкций, анкерных элементов и/или сварных соединений, посредством которых закреплено оборудование;

- для рассматриваемого оборудования должны отсутствовать возможные источники силового, температурного и иного влияния со стороны других элементов АЭС, которое может стать причиной механического повреждения оборудования при сейсмических воздействиях.

Помимо технических критериев важным также является соблюдение требований к документированию процесса адаптации, при этом Методика выдвигает следующие требования:

- для адаптации необходимо использовать данные, полученные по результатам обоснования сейсмостойкости оборудования других энергоблоков АЭС, полнота и корректность которых не подвергается сомнению;

- результаты визуальных инспекций оборудования должны подтвердить отсутствие дефектов или иных факторов, которые могут оказать негативное влияние на сейсмостойкость оборудования;

- результаты адаптации должны быть надлежащим образом задокументированы;

- принятые в процессе адаптации предположения и допущения должны быть обоснованными;

- выполненные инженерные оценки и расчетные анализы должны обладать необходимой полнотой и корректностью, а выводы сопровождаться соответствующими обоснованиями.

Ниже рассмотрены практические рекомендации по подтверждению каждого из приведенных выше критериев адаптации.

Подобие оборудования. Подобие рассматриваемого оборудования, и оборудования, для которого имеются результаты обоснования сейсмостойкости является основным условием адаптации. При этом, в рамках обоснования подобия необходимо рассматривать оборудование в сборе (арматуру с приводом, насос с электродвигателем и т.д.), поскольку изделие в сборе будет иметь собственные габаритно-массовые, функционально-частотные и другие важные с точки зрения обеспечения сейсмостойкости характеристики (например, положение центра масс, значения резонансных частот и т.д.).

Для обоснования подобия выполняется анализ следующих характеристик оборудования:

- проектные характеристики, включая функции безопасности, нагрузки в нормальных и аварийных условиях эксплуатации, рабочие (эксплуатационные) параметры оборудования;

- наиболее вероятные виды и последствия отка-

зов (на основе данных о поведении всех важных с точки зрения обеспечения сейсмостойкости элементов оборудования);

- преобладающие резонансные частоты, а также формы колебаний;

- критические значения затухания;

- размер, масса и расположение оборудования в пространстве (вертикальное, горизонтальное, наклоненное и т.д.);

- общее исполнение, качество исполнения, срок эксплуатации и факторы старения;

- расположение центра тяжести, наличие и расположение консольных и несущих компонентов;

- исполнение и параметры тяжелых и/или подвижных внутренних частей;

- исполнение и параметры опор и анкеровки;

- исполнение и параметры присоединенных линий, оснований, и других частей;

- наличие чувствительных к вибрации и ударам устройств (механических или электрических).

Если рассматриваемое оборудование является однотипным и полностью конструктивно идентичным оборудованию, результаты обоснования сейсмостойкости которого используются для адаптации, то анализ подобия должен продемонстрировать:

- идентичность конструкции, материалов изготовления, стандартов, в соответствии с которыми изготовлено оборудование;

- одинаковое функциональное назначение и характер выполняемых оборудованием проектных функций во время и/или после сейсмических воздействий.

В рамках анализа подобия также необходимо учитывать выполненные компенсирующие мероприятия по обеспечению сейсмостойкости оборудования (повышению квалификации оборудования на сейсмические воздействия), результаты обоснования сейсмостойкости которого используются для адаптации. Применимость рекомендаций по компенсирующим мероприятиям для рассматриваемого оборудования должна быть оценена индивидуально для каждой позиции оборудования, подтверждение сейсмостойкости которого, выполняется путем адаптации. Например, компенсирующие мероприятия по устранению сейсмических взаимодействий могут быть неактуальны для рассматриваемого оборудования в виду особенностей монтажа, и, с другой стороны, устранение недостатков в части закрепления к строительной конструкции, если таковые имеются, может быть важным, если изначально (до выполнения компенсирующих мероприятий) подобное оборудование было закреплено способом, аналогичным креплению рассматриваемого оборудования.

По результатам выполнения анализа подобия необходимо:

- продемонстрировать идентичность динамических и физических характеристик, которые влияют на сейсмостойкость оборудования;

- выявить имеющиеся отличия в конструкции оборудования и оценить их влияние на способность оборудования выполнять проектные функции во время и/или после сейсмических воздействий;

- обосновать возможность распространения имеющихся результатов обоснования сейсмостойкости для рассматриваемого оборудования, и определить границы применимости данных результатов.

Важным и обязательным инструментом для выполнения анализа подобия являются визуальные обследования оборудования по месту эксплуатации. Визуальные обследования проводятся с целью получения фактической информации о состоянии рассматриваемого оборудования (с учетом старения), в соответствии с требованиями [1], и подтверждения данных, приведенных в технической документации. Результаты визуальных обследований документируются в соответствующих протоколах.

Соответствие сейсмических характеристик предъявляемым требованиям. Сейсмические характеристики оборудования могут быть получены из следующих источников:

- паспортов, технических условий (заданий), сертификатов соответствия и другой документации разработчиков и изготовителей оборудования, а также актов и протоколов приемочных и периодических испытаний, результатов расчетов на прочность, выполненных при проектировании и изготовлении оборудования;

- результатов квалификации и оценки сейсмостойкости (расчетных анализов и/или лабораторных испытаний оборудования и/или его компонентов) однотипного оборудования других энергоблоков АЭС;

- данных о поведении подобного оборудования в условиях реальных землетрясений.

Поскольку сейсмические характеристики оборудования могут быть приведены в технической документации в различном виде (например, в виде испытательных значений ускорений или в виде спектров ответа), то в Методике приведены детальные рекомендации по определению сейсмических характеристик, заданных тем или иным способом. При этом акцентируется внимание на то, что сейсмические требования для оборудования энергоблоков АЭС Украины, как правило, заданы в виде поэтажных спектров ответа, а сейсмические характеристики, определенные, например, по результатам испытаний методом фиксированных частот, представляются в виде амплитуд ускорения на заданных частотах (спектр воздействия). В

таком случае для проведения корректного сопоставления сейсмических характеристик с сейсмическими требованиями необходимо выполнить преобразование амплитуд ускорения спектра воздействия в соответствующий спектр ответа согласно требованиям [6].

Основным условием, которое позволяет сделать вывод о выполнении критерия соответствия сейсмических характеристик установленным требованиям является демонстрация того, что ускорения ответных акселерограмм (или спектров ответа) характеристик превышают ускорения ответных акселерограмм (или спектров ответа) требований во всем диапазоне частот или в диапазоне частот равной и выше консервативно определенной первой собственной частоты оборудования.

Соответствие нагрузок на патрубки и фланцы допустимым значениям. Для тепломеханического оборудования важным аспектом обеспечения сейсмостойкости является сохранение прочности патрубков и фланцев в условиях силового воздействия от присоединенных трубопроводов. Поскольку конфигурация трубопроводных систем (геометрические характеристики, размещение и характеристики опор и т.д.), как правило, являются различными даже для энергоблоков, выполненных по типовому проекту, то даже однотипное оборудование при равных или меньших сейсмических нагрузках может подвергаться более высоким нагрузкам от реакции присоединенных трубопроводов. В связи с этим, в рамках адаптации необходимо продемонстрировать, что рассматриваемое оборудование, для которого выполняется адаптация, не подвергается нагрузкам свыше допустимых. Это подразумевает необходимость наличия расчетного анализа присоединенных трубопроводов, который подтверждает выполнение указанного критерия в соответствии с требованиями [2].

Соответствие закрепления оборудования к строительной конструкции. Анализ воздействия реальных землетрясений на промышленные объекты показывает, что отсутствие крепления или недостаточное крепление оборудования к строительной конструкции являются наиболее частой причиной отказа. В связи с этим, оценка соответствия закрепления оборудования к строительной конструкции, включая оценку прочности опорных и промежуточных конструкций, анкерных элементов и/или сварных соединений, посредством которых закреплено оборудование, является важным этапом процесса адаптации.

Методика предполагает два подхода к оценке соответствия закрепления оборудования к строительной конструкции, которые предполагают проведение визуальных обследований рассматриваемого оборудования по месту эксплуатации.

Первый подход (упрощенный) может быть

применен при наличии соответствующей проектно-конструкторской документации, устанавливающей детальные требования к креплению оборудования к строительной конструкции. При этом в рамках проведения визуальных обследований производится сравнительный анализ соответствия фактической конфигурации оборудования (способ крепления, комплектность, тип, размеры и расположение крепежных элементов, и т.д.) требованиям проектно-конструкторской документации. При этом сейсмические характеристики, установленные проектно-конструкторской документацией, должны удовлетворять установленным требованиям. В случае выявления отклонений от требований проектно-конструкторской документации в части крепления оборудования к строительной конструкции должны быть выполнены соответствующие мероприятия по приведению в соответствие фактической конфигурации требованиям документации.

При отсутствии проектно-конструкторской документации, устанавливающей детальные требования к креплению оборудования к строительной конструкции, либо невозможности ее использования для обоснования сейсмостойкости оборудования (например, в случае несоответствия сейсмических характеристик установленным требованиям, или отсутствия в документации детальных требований к креплению оборудования, или отсутствия возможности/нецелесообразности выполнения мероприятий по приведению в соответствие фактической конфигурации требованиям документации) используется подход, основанный на комбинации визуальных обследований, расчетов и инженерного анализа, описанный ниже.

Оценка соответствия крепления оборудования с использованием подхода, основанного на комбинации визуальных инспекций, расчетов и инженерного анализа, включает:

- визуальное обследование по месту установки оборудования;
- определение фактической нагрузки на элементы крепления;
- проверку прочности и стойкости элементов крепления.

При проведении визуального обследования проверка подлежат:

- физические характеристики оборудования (масса, центр тяжести и т.д.):
 - тип крепежа;
 - размер и расположение крепежа;
 - комплектность крепежа;
 - глубина заделки анкерных элементов;
 - величина зазора между основанием оборудования и поверхностью бетона;
 - расстояние между осями анкерных болтов;
 - расстояние от анкера до края фундамента;

- характеристики (вид и марка) бетона, качество заделки;
- наличие дефектов в бетоне, влияющих на несущую способность крепления;
- крепление чувствительных компонентов внутри оборудования (например, реле в шкафу);
- жесткость и прочность основания оборудования;
- путь нагружения основания и крепежа;
- закладные стальные детали;
- сварные соединения со встроенными и выступающими стальными деталями.

Определение фактической нагрузки на крепление может быть выполнено при помощи детального анализа напряженно-деформированного состояния или упрощенным способом. Например, инженерный расчет (расчет без применения специальных расчетных программ) может быть достаточным для насоса, который имеет только несколько очень прочных анкерных болтов, расположенных симметрично. С другой стороны, в некоторых случаях могут понадобиться детальные расчеты для определения нагрузок, прилагаемых на многокорпусные единицы оборудования, в частности, если крепеж расположен асимметрично. Применение инженерного (упрощенного) расчета предполагает следующие шаги:

- определяются соответствующие ускорения, действующие на оборудование, в каждой из трех ортогональных проекций;
- определяются инерциальные нагрузки на оборудование в каждой из трех ортогональных проекций с использованием метода эквивалентной статической нагрузки;
- определяются инерциальные нагрузки на крепление путем расчета компонентов нагрузки для каждого из трех направлений сейсмических колебаний;
- рассчитывается суммарная сейсмическая нагрузка от трех компонентов с использованием, например, метода «квадратный корень из суммы квадратов»;
- рассчитывается суммарная нагрузка на каждый элемент крепления, включая нагрузку от собственного веса, эксплуатационные нагрузки и другие виды нагрузок.

Проверка прочности и стойкости элементов крепления, опорных и промежуточных конструкций должна выполняться следующим образом:

- для болтовых и сварных соединений крепления, а также опорных и промежуточных конструкций, согласно положениям [4];
- для фундаментных и анкерных болтов, согласно положениям [5].

Оценка источников сейсмических взаимодействий. Сейсмическим взаимодействием является силовое, температурное и иное влияние на

рассматриваемое оборудование со стороны других элементов АЭС, которое может стать причиной невыполнения оборудованием проектных функций во время и/или после сейсмического события.

Оценка источников сейсмических взаимодействий проводится посредством визуальных обследований оборудования по месту эксплуатации. Обследование следует выполнять в области, прилегающей и окружающей оборудование, для выявления возможных сейсмических взаимодействий, которые могут отрицательно влиять на проектные функции оборудования.

В рамках Методики, в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ [3], рассматриваются следующие виды сейсмических взаимодействий:

- близкое расположение оборудования и/или конструкций, незакрепленная оснастка в помещении;
- разрушение и/или падение оборудования, трубопроводных систем, конструкций;
- недостаточная гибкость присоединенных линий и кабелей;
- затопление, вызванное нарушением целостности резервуаров или сосудов в результате землетрясения.

Близкорасположенное оборудование и конструкции должны быть соответствующим образом закреплены (раскреплены между собой и т.д.), чтобы исключить чрезмерные взаимные перемещения, в тех случаях, если потенциальные повреждения в результате взаимодействия могут стать причиной невыполнения проектных функций во время или после сейсмических воздействий. Незакрепленную оснастку помещения необходимо устранить (например, разместить в защищенном пространстве, отделенном от оборудования, выполняющего функции безопасности достаточно жестким ограждением или барьером) или надежно закрепить. Огнетушители должны быть размещены в специальных держателях, соответствующим образом закрепленных к строительной конструкции.

Распределительные линии, такие как трубопроводы охлаждающей воды, трубопроводы подвода сжатого воздуха, кабельные линии и т.д., которые подключены к оборудованию, выполняющему функции безопасности при сейсмических воздействиях, должны обладать достаточной гибкостью, чтобы перемещения, вызванные сейсмическим воздействием не вызывали обрыва или повреждения таких присоединенных линий.

Сосуды и емкости, являющиеся источниками потенциального затопления рассматриваемого оборудования, должны сохранять целостность при сейсмических воздействиях, при этом сейсмические требования, предъявляемые к таким сосудам и емкостям, должны быть не ниже требований к

рассматриваемому оборудованию.

Все идентифицированные в процессе визуальных обследований потенциальные источники сейсмических взаимодействий должны быть оценены с точки зрения последствий для рассматриваемого оборудования и, при необходимости, предприняты меры по их устранению.

Требования к применению методики. Важнейшим и обязательным инструментом адаптации результатов обоснований сейсмостойкости являются визуальные обследования, при проведении которых, осуществляется оценка выполнения критериев адаптации, включая анализ подобию оборудования, оценку закрепления оборудования, оценку источников возможных сейсмических взаимодействий. В данном контексте очень важным, а в некоторых случаях решающим фактором является квалификация персонала, выполняющего визуальные обследования. В связи с этим, Методика выдвигает специальные требования к персоналу, привлекаемому к выполнению работ, а именно:

- наличие высшего образования и инженерной специальности;
- наличие практического опыта в области оценки сейсмостойкости оборудования и конструкций;
- знание устройства, принципов работы и основных видов отказов рассматриваемого оборудования;
- знание норм, правил и стандартов по ядерной и радиационной безопасности, подтвержденное соответствующими документами;
- прохождение специального курса обучения по адаптации существующих результатов обоснования сейсмостойкости.

Наряду с указанными выше, также предъявляются требования к составу группы специалистов, выполняющей визуальные обследования оборудования на энергоблоке, основное из которых заключается в необходимости включения в состав группы не менее двух специалистов в области оценки сейсмостойкости оборудования (удовлетворяющих приведенным выше требованиям). Данное требование обусловлено необходимостью минимизировать человеческий фактор при выполнении визуальных обследований.

Помимо специальных требований к персоналу, которые упомянуты выше, Методика также содержит отдельные требования к следующим видам деятельности, выполняемой в рамках адаптации:

- проведение визуальных обследований;
- разработка рекомендаций по компенсирующим мероприятиям;
- документирование результатов адаптации;
- формирование и наполнение базы данных по сейсмостойкости оборудования.

Детальное рассмотрение данных требований не является предметом настоящей статьи.

Выводы

Разработка и внедрение Методики позволили сформировать единый согласованный подход к использованию существующего опыта и результатов оценки сейсмостойкости оборудования при их адаптации на другие энергоблоки АЭС. Это, прежде всего, позволяет повысить качество выполнения работ по оценке сейсмостойкости и квалификации оборудования на сейсмические воздействия, а с другой стороны, формализует и упрощает процедуру согласования результатов оценки с Госатомрегулированием, что подтверждается примером «пилотного» применения Методики в рамках работ по обоснованию сейсмостойкости оборудова-

ния ОП «Запорожская АЭС» и ОП «Хмельницкая АЭС». В дальнейшем с целью обеспечения возможности выполнения украинскими научно-техническими и инженерными организациями работ по оценке сейсмостойкости и квалификации оборудования на сейсмические воздействия с использованием метода адаптации, ГП «ГНИЦ СКАР» ведет подготовку к проведению специализированного обучения персонала ГП «НАЭК «Энергоатом» по использованию подхода, изложенного в Методике. В настоящее время в рамках данной деятельности активно ведется работа по разработке программы обучения и обучающих материалов.

Список использованной литературы

1. НП 306.2.208-2016 «Вимоги до сейсмостійкого проектування та оцінки сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій»
2. ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок»
3. IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.13. Evaluation of Seismic Safety for Existing Nuclear Installations. IAEA. Vienna. 2014.
4. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування
5. СНиП 2.09.03-85, Сооружения промышленных предприятий
6. ГОСТ 30546.1-98 «Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости»

Получено 19.12.2018

УДК 621.181.6

*В.П. Кравченко¹, Р.М. Серета², Чжоу Сяолун¹,
Ю.І. Висоцький¹, С.В. Сідаш¹, С.Ф. Парфьонова¹*

¹Одеський національний політехнічний університет, м. Одеса

²Консорціум «Атоммашпроект», м. Суми

ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПРЯМОТОЧНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА ДЛЯ АЕС МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ З ТОЧКИ ЗОРУ ЗНИЖЕННЯ ПРИВЕДЕНИХ ВИТРАТ

Атомним станціям малої потужності (АСМП) зараз у світі приділяється велика увага. Перспектива використання АСМП цікава і для України, яка може налагодити їх виробництво, використання та продаж. В роботі приділяється увага відповідній ядерній енергетичній установці (ЯЕУ), а саме одному з основних її елементів - парогенератору (ПГ). Розглядається ЯЕУ тепловою потужністю 180 МВт, за прототип якої береться ЯЕУ КЛТ-40С. При проектуванні ПГ проводиться гідравлічний розрахунок. Комп'ютерний код ASPEN-TECH визначає гідравлічний опір теплообмінної поверхні. В роботі наводиться алгоритм та результати розрахунку гідравлічного опору всієї конструкції ПГ, необхідного при проведенні варіантних розрахунків для вибору основних конструктивних параметрів: діаметру теплообмінних трубок, кроків між трубками у вертикальному та горизонтальному напрямках, швидкості живильної води на вході в трубки.

Ключові слова: парогенератор, гідравлічний розрахунок, втрати тиску, коефіцієнт місцевого опору.

Вступ. В сучасних умовах для рішення енергетичних та екологічних проблем в глобальному масштабі обійтися без ядерної енергії неможливо [1]. Головне завдання подальшого розвитку ядерної енергетики - забезпечення безпеки населення при будь-яких варіантах експлуатації АЕС, включаючи аварійні ситуації, надійне поводження з відпрацьованим паливом та радіоактивними відходами. Тому розвиток атомної енергетики в ХХІ столітті пов'язано з освоєнням ЯЕУ нового покоління.

Одним з таких перспективних напрямків є атомні станції малої потужності (менше за 300 МВт(ел)) (АСМП) [2,3]. По перше, ліцензування, проектування, виготовлення та монтаж такої АЕС більш проста задача, ніж для АЕС великої потужності. По друге, утилізація такої установки значно спрощується, особливо при підземному розташуванні. Недоліком є більша питома вартість. Така станція не є альтернативою іншим атомним енергетичним проектам, а її специфіка полягає в технічних, екологічних та економічних показниках, недоступних для інших проектів не тільки сьогодні, але і в найближчому майбутньому.

АСМП зараз приділяється увага у всьому світі. На світовому ринку представлені проекти Росії, США, Японії та інших країн. Останнім часом розгорнуто широку пропаганду про перспективність АСМП і завершується будівництво першої плавучої атомної теплоелектростанції, яка є одним з варіантів цього типу атомних станцій. Одним з прикладів є використання корабельних ЯЕУ типу КЛТ-40С, КН-3, які можуть бути використані для

комплексного електро- і теплопостачання (як побутового, так і промислового) споживачів у віддалених районах. Перспектива використання АСМП цікава і для України, яка може налагодити їх виробництво, використання та продаж. Тому в даній роботі приділяється увага відповідній ЯЕУ, а саме одному з основних її елементів - парогенератору (ПГ). Для подальшого розглядання прийнято ЯЕУ тепловою потужністю 180 МВт, за прототип якої береться ЯЕУ КЛТ-40С [4].

Конструктивна схема прямооточного парогенератора представлена на рисунку 1. Це вертикальний рекуперативний теплообмінник зі змійовиковою поверхнею теплообміну з титанового сплаву і примусовою циркуляцією. Теплоносій 1-го контуру рухається в міжтрубному просторі зверху вниз. Робоче тіло (РТ) рухається всередині труб від низу до верху.

У кришці ПГ виконані вертикальні парові канали, об'єднані в загальний тороподібний колектор з патрубком для відводу перегрітої пари. У центральній частині кришки встановлений живильний колектор з патрубком для підведення живильної води (ЖВ). Парозбірні колектори приварюються до нижнього торця кришки. Роздаючі колектори з дросельними пакетами приварюються до трубною дошки живильної камери. Кришка ПГ кріпиться до фланця корпусу зварюванням. На живильному колекторі кришки встановлені штуцери повітрявидалення, дренажу порожнини 1-го контуру і відбору проб від порожнини 2-го контуру.

Для виключення перетоків середовища 1-го контуру з напірної порожнини в зливну (крім трубною системи) на зовнішній обичайці трубною

системи у верхній частині встановлені сифон і пакети тарілчастих пружин. У разі виникнення міжконтурної нещільності будь-яка з підвідних труб може бути виявлена і заглушена. Можлива і заміна всієї трубної системи.

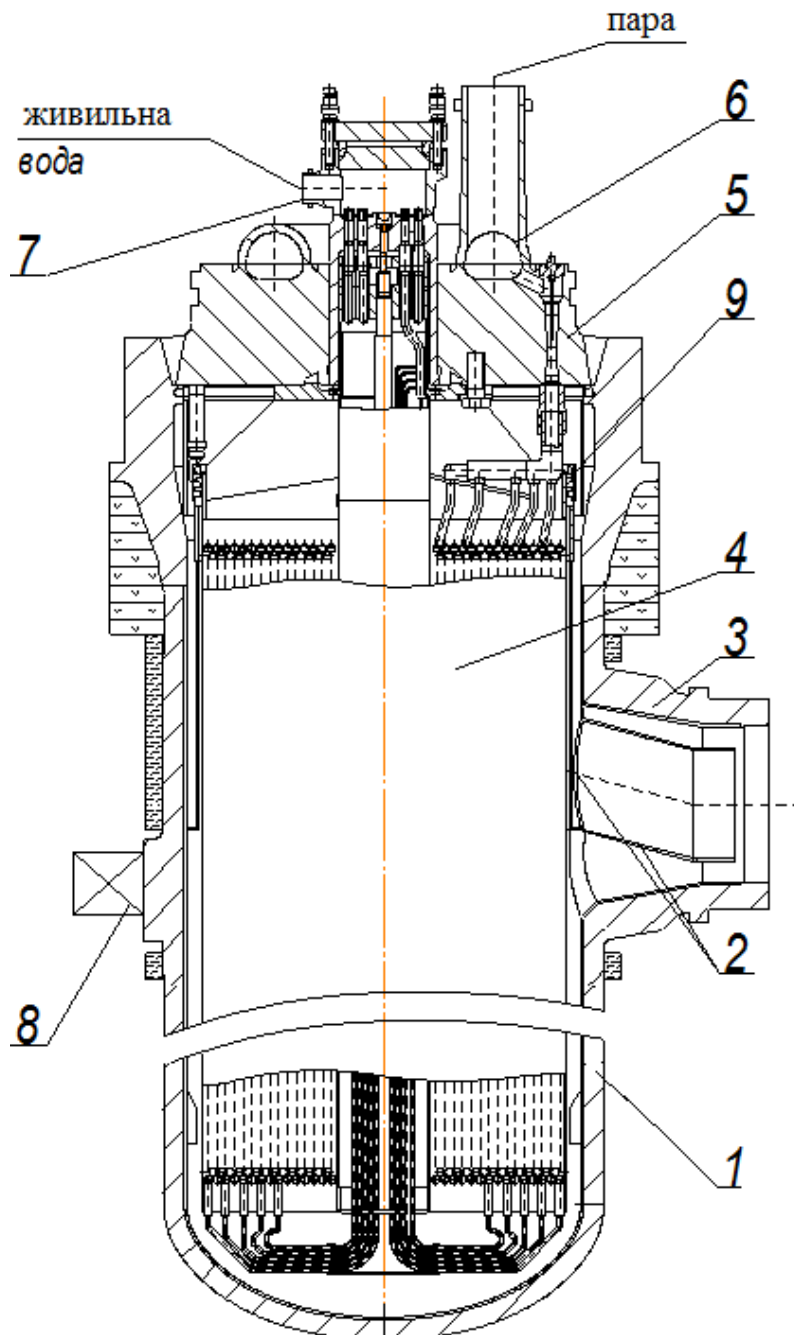
Метою даної статті є гідравлічний розрахунок ПГ зі зміювикою поверхнею теплообміну, що є необхідним елементом математичної моделі всього ПГ, яка в подальшому буде використана для вибору оптимальних конструктивних параметрів.

Критерій оптимізації. Оптимальними пара-

метрами є звичайно ті, які відповідають мінімуму приведених річних витрат [5,6], що визначаються за виразом:

$$Z = K \cdot E_n + I \quad (1)$$

де K - вартість ПГ; E_n - нормативний коефіцієнт, $E_n = 0,12$; I - річні витрати.



- | | |
|-----------------------------------|------------------------|
| 1 – корпус | 6 - паровий колектор |
| 2 – вигородки внутрішньо корпусні | 7 – живильний колектор |
| 3 - патрубок типа "труба в трубі" | 8 - цапфа опорна |
| 4 - трубна бухта | 9 - сифонне ущільнення |
| 5 – кришка | |

Рисунок 1. Прямоточний парогенератор

Капітальні витрати представляють суму коштів, необхідних на спорудження об'єкта. Річні витрати виробництва представляють суму витрат на енергоресурси, складової капітальних витрат і витрат на персонал:

$$I = I_{ep} + I_k + I_{експ.} \quad (2)$$

Витрати на енергоресурси визначаються, як витрати на привід насосів:

$$I_{ep} = \left[\frac{\Delta P_{МП} \cdot v_{ТН} \cdot G_{ТН}}{\eta_n \cdot \eta_{дв}} + \frac{\Delta P_{ТР} \cdot v_{ЖВ} \cdot G_{ЖВ}}{\eta_n \cdot \eta_{дв}} \right] \cdot C_{ел} \cdot \tau_{річ} \quad (3)$$

де $\Delta P_{МП}$, $\Delta P_{ТР}$ - гідравлічний опір міжтрубного і трубного простору ПГ, відповідно;

$v_{ТН}$, $v_{ЖВ}$ - питомий об'єм теплоносія (ТН) і ЖВ на вході в ПГ, м³/кг. При параметрах ТН на вході в насос 270 °С і 15 МПа $v_{ТН} = 0,00128$ м³/кг. При параметрах ЖВ на вході 65 °С і 4,0 МПа $v_{ЖВ} = 0,00102$ м³/кг.

η_n , $\eta_{дв}$ - ККД насоса і електродвигуна, відповідно для циркуляційного насоса першого контура (ЦНПК) і живильного насоса. Прийнято для ЦНПК $\eta_n = 0,76$; $\eta_{дв} = 0,98$. Для ЖВ $\eta_n = 0,8$; $\eta_{дв} = 0,98$;

$G_{ТН}$, $G_{ЖВ}$ - витрата ТН і ЖВ, кг/с. $G_{ТН} = 314,34$ кг/с, $G_{ЖВ} = 16,96$ кг/с;

$C_{ел}$, $\tau_{річ}$ - вартість електроенергії і річний час експлуатації. Прийнято для промислових споживачів на січень 2018 р.: $C_{ел} = 1,675$ коп/кВт год. = 0,062 \$ / кВт · год. [7], $\tau_{год} = 7000$ год.

Складові капітальних витрат у річних витратах визначається як

$$I_k = p_a K + I_{н.р.}, \quad (4)$$

де $p_a K$ - амортизаційні відрахування;

p_a - коефіцієнт амортизації, що враховує відрахування на реновацію і капітальний ремонт, p_a приймають 6-8 %;

$I_{н.р.}$ - щорічні витрати на поточний ремонт. Приймаються в розмірі 10-20 % від амортизаційних відрахувань.

Експлуатаційні витрати визначаються, як

$$I_{експ.} = I_{зн} + I_{ін} = n \cdot N \cdot \Phi_{ср} + I_{ін}, \quad (5)$$

де $I_{зн}$ - річна заробітна плата персоналу;

$I_{ін}$ - інші загально станційні витрати;

n , N - штатний коефіцієнт (люд. / МВт) і встановлена потужність (МВт);

$\Phi_{ср}$ - середня заробітна плата одного працівника за рік.

Величина $I_{ін}$ становить 20-30% сумарних витрат на амортизацію, поточний ремонт і заробітну плату:

$$I_{експ.} = I_{зн} + 0,2(p_a K + 0,1 p_a K + I_{зн}) = 1,2 I_{зн} + 0,22 p_a K. \quad (6)$$

Таким чином річні розрахункові приведені витрати дорівнюють:

$$3 = I_{ep} + 1,2 I_{зн} + 0,1992 \cdot K. \quad (7)$$

При розгляді різних конструкцій витрати на персонал не змінюються, тому цю складову можна не враховувати. Таким чином, для визначення річних приведених витрат потрібно визначити вартість ПГ та його гідравлічний опір за обома боками.

Алгоритм гідравлічного розрахунку. Вихідні дані для розрахунку: потужність ПГ 45 МВт, паропродуктивність 61,1 т/год., температура пари 275 °С, тиск пари 3,0 МПа, температура живильної води 65 °С. Теплоносій: температура на вході 297,8 °С, температура на виході 270 °С, витрата 1450 м³/год., тиск 15,0 МПа.

Габарити теплообмінної поверхні (ТОП) ПГ визначаються за допомогою комп'ютерного коду ASPEN-TECH. В результаті розрахунку за цією програмою визначається також гідравлічний опір теплообмінної поверхні за контуром ТН $\Delta P_{ТН}$ і за контуром робочого тіла $\Delta P_{р.т.}$. За розмірами теплообмінної поверхні, виходячи з мінімальних розмірів відносно можливості виготовлення, визначається решта розмірів. Для визначення повного гідравлічного опору ПГ необхідно до опору теплообмінної поверхні додати опір до і після неї за кожним з контурів.

Проведемо розрахунок гідравлічного опору при наступних умовах: зовнішній діаметр теплообмінних труб (ТОТ) $d_{мп} = 16$ мм, крок між трубками по вертикалі $s_1 = 20$ мм, крок між шарами навивки по горизонталі $s_2 = 20$ мм, швидкість живильної води на вході в ТОТ 0,61 м/с. За цих умов за допомогою програми ASPEN-TECH отримано висоту ТОП 2,55 м, діаметр ТОП 1,35 м, швидкість теплоносія у міжтрубному просторі (МТП) 1,58 м/с, гідравлічний опір в трубках 3,5 бар, гідравлічний опір у МТП 0,19 бар.

Визначення гідравлічного опору по тракту теплоносія. Визначення додаткового гідравлічного опору за контуром теплоносія на вході до ТОП здійснюється визначенням наступних складових опору:

- вхідний патрубок (дві довжини і поворот потоку);

- вихід на екран;

- рух по кільцевому зазору;

- вихід в простір над теплообмінною поверхнею (ТОП);

- поворот на 180 градусів і вхід в ТОП.

Зупинимося на визначенні цих величин.

Патрубок вхідний (рисунок 2). Вихідні дані:

Площа кільцевого зазору

$$F_{\varepsilon i \varepsilon i \bar{\omega}} = \frac{\pi}{4} \cdot ((D_{\varepsilon i \bar{\omega}}^{\hat{A}f})^2 - (D_{\bar{\omega} \bar{\omega} \bar{\omega}}^{\hat{A}D})^2) = 0,785 \cdot (1,511^2 - 1,38^2) = 0,298 \text{ м}^2$$

Коефіцієнт тертя при русі в КЗ:

$$\xi_0 = 0,11 \cdot \left[\frac{1 \cdot 10^{-5}}{0,298} + \frac{68}{1,553 \cdot 10^6} \right]^{0,25} = 0,0115$$

Для концентричного кільцевого зазору:

$$\xi_K = \xi_0 \cdot 1,08 = 0,0124$$

Решта результатів розрахунку зведені в таблиці 1.

Коефіцієнт опору при раптовому розширенні потоку (при виході з КЗ):

$$\xi_{PP} = 1,1 \left[1 - \left(\frac{\omega_{\varepsilon i \varepsilon i \bar{\omega}}}{\omega_{\bar{\omega} \bar{\omega} \bar{\omega}}} \right)^2 \right] = 1,1 \left[1 - \left(\frac{F_{\varepsilon i \varepsilon i \bar{\omega}}}{F_{\bar{\omega} \bar{\omega} \bar{\omega}}} \right)^2 \right] = 1,1 \left[1 - \left(\frac{0,298}{1,6918} \right)^2 \right] = 1,066$$

де ω – площа живого перетину в верхній частині корпусу,

$$F_{\bar{\omega} \bar{\omega} \bar{\omega}}^{\hat{A}D} = 0,785 \cdot ((D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^{\hat{A}f})^2 - D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2 - n_{\bar{\omega} \bar{\omega}} \cdot d_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2) = 0,785 \cdot (1,511^2 - 0,25^2 - 42 \cdot 0,04^2) = 1,692 \text{ м}^2,$$

$n_{\bar{\omega} \bar{\omega}}$ – кількість та діаметр парових колекторів.

Площа живого перетину для ТН в теплообмінній поверхні:

$$F_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^{\hat{O}f} = 0,785 \cdot ((D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^{\hat{A}f})^2 - D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2 - n_{\bar{\omega} \bar{\omega}} \cdot d_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2) = 0,785 \cdot (1,511^2 - 0,25^2 - 252 \cdot 0,016^2) = 1,395.$$

Найбільший вклад у опір ТН до ТОП вносить вихід теплоносія з патрубку на екран та розширення при виході з кільцевого зазору.

Визначення гідравлічного опору ТН від теплообмінної поверхні до виходу з ПГ. Опір ТН після ТОП складається з наступних складових:

- вихід з ТОП;
- поворот на 180 градусів і звуження при вході у кільцевий зазор;
- підйом при русі в КЗ;
- вхід у вихідний патрубок з урахуванням повороту на 90 градусів;
- рух по конічній частині патрубку;
- рух по циліндричній частині.

Розглянемо особливості розрахунку, а результати зведемо в таблиці 2.

Вхід у вихідний патрубок. Площа сегмента для проходу ТН (відповідно рисунок 3):

$$s = \frac{R^2}{2} (\alpha - \sin \alpha) = \frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2}{8} (\alpha - \sin \alpha)$$

Висота трикутника h визначиться з виразу: $h = 2 \cdot l - \frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}}{2} = 2 \cdot 0,63 \cdot D_{\bar{\omega} \bar{\omega}} - \frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}}{2} = 0,46 \cdot D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}$

Прийнято $D_{\bar{\omega} \bar{\omega}} = 0,8$ і $\left(\frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}}{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}} = \frac{0,8}{0,5} = 1,6 \right)$. $l = 0,63 \cdot D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}$

Кут α в радіанах: $\alpha = 2 \cdot \arccos \left(h \cdot \frac{2}{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}} \right) = 2 \cdot \arccos \left(0,46 \cdot \frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}} \cdot 2}{1,6 \cdot D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}} \right) = 2 \cdot \arccos(0,575) = 2 \cdot 54,9 = 109,8^\circ = 1,915 \text{ рад.}$

Площа для проходу ТН: $s = \frac{D_{\bar{\omega} \bar{\omega}}^2}{8} (\alpha - \sin \alpha) = \frac{0,8^2}{8} (1,915 - \sin 1,915) = 0,0779 \text{ м}^2$

Таблиця 1. Результати розрахунку складових гідравлічного опору ТН до ТОП

Найменування	$F_{ж.т.в.}, \text{ м}$	$W, \text{ м/с}$	Re	λ_{TP}	ξ_M	$\Delta P, \text{ кПа}$
Внутр. патрубок	0,1256	3,429	$11,178 \cdot 10^6$	0,00821	0,106	0,514
Вихід на екран	-	3,429	-	-	0,675	2,913
Рух у КЗ та вихід	0,298	1,44	$1,553 \cdot 10^6$	0,0124	1,066	0,881
Поворот на 180°	1,692	0,255	-	-	0,6	0,0114
Вхід в ТОП	1,395	0,309	-	-	0,0876	$3,05 \cdot 10^{-3}$
Опір ТН до ТОП						4,325

Опір входу у вихідний патрубок [8]: при $\frac{h}{D} > 0,3$ $\xi = 0,05$; при $\frac{h}{D} = 0,25$ $\xi = 0,1$ (де h – товщина кільцевого зазору, звідки потік входить з поворотом до патрубку). Прийємо лінійну залежність коефіцієнта опору від відношення товщини КЗ до діаметру патрубку. Еквівалентний діаметр

$$D_{\text{ввв}} = \frac{4 \cdot F}{\dot{V}} = \frac{4 \cdot 0,0779}{1,42} = 0,219 \text{ м}$$

П – периметр каналу:

$$\dot{V} = L_{\text{ввв}} + L_{\text{ввв}} = D_{\text{ввв}} \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) + R_{\text{ввв}} \cdot \alpha = 0,654 + 0,766 = 1,42 \text{ м}$$

$$\frac{h}{D} = \frac{0,068}{0,219} = 0,31.$$

Коефіцієнт опору визначиться з пропорції:

При $\frac{h}{D} = 0,3$	При $\frac{h}{D} = 0,25$
$\xi = 0,05$	$\xi = 0,1$

Звідси отримаємо вираз:

$$\xi_{\text{ввв}} = 0,35 - \frac{h}{D} = 0,35 - 0,3 = 0,05.$$

$$\Delta P_{\text{ввв}} = \frac{0,05 \cdot 5,17^2}{2 \cdot 0,00128} = 523 \text{ Па.}$$

Опір вихідного патрубку. Вихідний патрубок має спочатку конічну форму, а потім - циліндричну (рисунок 2). Середня швидкість в конусній частині відповідає перетину

$$(D_{\text{ввв}1} = 0,8 \text{ м}; D_{\text{ввв}2} = 0,6 \text{ м}):$$

$$F_{\text{ввв}} = 0,785 \cdot [(0,5 \cdot (D_{\text{ввв}1} + D_{\text{ввв}2}))^2 - D_{\text{ввв}}^2] = 0,785 \cdot [(0,5 \cdot (0,8 + 0,6))^2 - 0,5^2] = 0,259 \text{ м}^2$$

Сумарний опір після ТОП 1,6 кПа.

Сумарний опір ПГ по ТН:

$$\Delta P_{\text{ТН}} = \Delta P_{\text{ТН}}^{\text{АВ}} + \Delta P_{\text{ТН}}^{\text{ВВ}} + \Delta P_{\text{ТН}}^{\text{ВВ}} = 4,325 + \Delta P_{\text{ТН}}^{\text{ВВ}} + 1,6 = 30,855 \text{ кПа.}$$

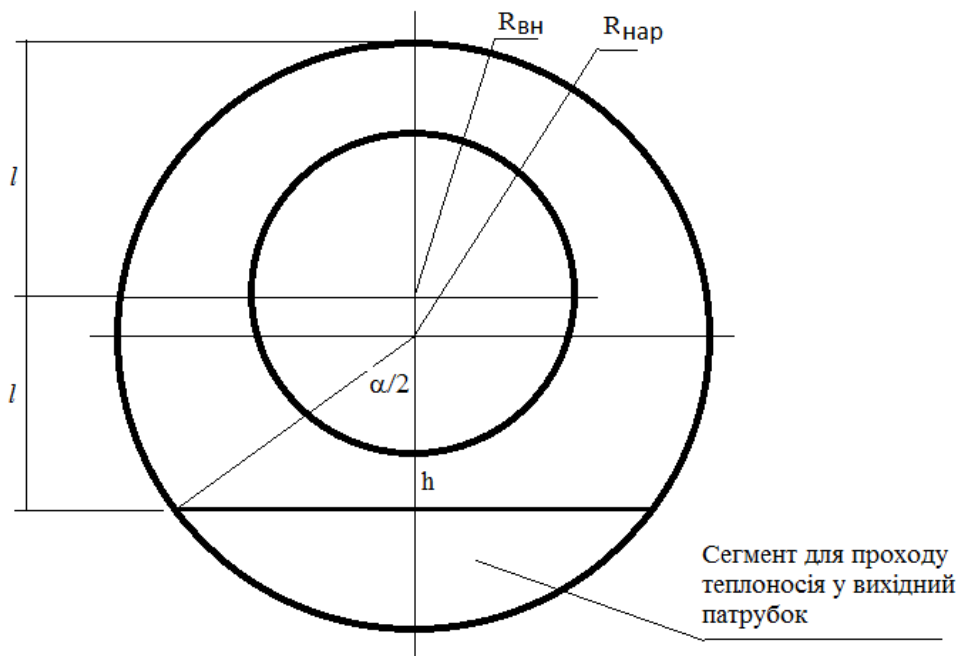


Рисунок 3. До визначення площі прохідного перетину у вихідному патрубку

Таблиця 2. Результати розрахунку опору теплоносія від ТОП до виходу з ПГ

Найменування	$F_{жив.в}, м$	$w, м/с$	Re	$\lambda_{тр}$	ξ_m	$\Delta P, кПа$
Вихід з ТОП	1,395	1,58	-	-	0,404	0,3936
Поворот на 180°		0,229	-	-	0,6	0,012
Звуження при вході у КЗ та рух по КЗ	0,298	1,348	$1,38 \cdot 10^6$	0,0125	0,415	0,3996
Вхід у вихідний патрубок	0,0779	5,17	-	-	0,268	0,523
Рух по конічній частині патрубку	0,188	2,138	$3,33 \cdot 10^6$	0,0109	-	0,0408
Рух по циліндричній частині патрубку	0,0864	4,66	$3,63 \cdot 10^6$	0,0124	-	0,232
Опір ТН після ТОП						1,601

Опір ПГ за робочим тілом складається з трьох частин:

опір живильної води (ЖВ) до ТОП від входу в ПГ;

опір ТОП;

опір пари після ТОП до виходу з ПГ.

Опір РП до ТОП у свою чергу визначається як сума наступних складових:

- Патрубок $d_{напр} = 0,1 м$; $l_{П} = 0,2 м$.

- Вихід з патрубку в водяну камеру $d_{вк} = d_{цт} = 0,25$; $h_{вк} = d_{вк}/2 = 0,125 м$.

- Поворот на 90°.

- Вхід в колекторні трубки.

- Рух по колекторним трубах $l_{КТ}$ з урахуванням розширення, звуження та двох поворотів на 45°.

- Поворот на 90° та вхід в сполучну трубу $d_{СТ} = 0,01 м$.

- Рух по сполучній трубці з урахуванням 5 поворотів на 90°.

- Вхід у змійовик.

Результати розрахунку зведені в таблиці 3.

Таблиця 3. Результати розрахунку опору живильної води до ТОП

Найменування	$F_{ввд}, м$	$w, м/с$	Re	$\lambda_{тр}$	ξ_l	$\Delta P, кПа$
Патрубок	$7,85 \cdot 10^{-3}$	2,204	$4,98 \cdot 10^5$	0,0136	-	0,065
Водяна камера з поворотом на 90°	0,0156	2,204	-	-	$\xi_{\delta\kappa\tau} = 0,923$ $\xi_{90} = 0,41$	2,933
Колекторна труба (вхід, розширення, звуження, два повороти 45° та на 90°, по довжині)	$2,57 \cdot 10^{-4}$	1,315	$5,39 \cdot 10^4$	0,0227	$\xi_{\delta\kappa\tau} = 0,504$ $\xi_{\delta\alpha\delta\alpha} = 0,132$ $\xi_{45} = 0,09$	1,887
Сполучна труба (вхід, 5 згинів на 90°, тертя)	$4,52 \cdot 10^{-5}$	1,515	$2,60 \cdot 10^4$	0,0275	$\xi_{\lambda\delta} = 0,5$ $\xi_{90} = 0,0198$	15,54
Вхід в змійовик	$1,13 \cdot 10^{-4}$	0,607	$16,4 \cdot 10^6$	-	0,923	0,166
Опір ЖВ після ТОП						20,57

Опір РТ від ТОП до виходу з ПГ. Опір після ТОП визначається як сума наступних складових:

Рух по змійовику до парозбірного колектору (ПЗК), $l_{зм} = 0,2 м$.

Вхід в ПЗК, поворот на 90°, рух по ПЗК

Поворот на 90° та вхід у вертикальний паровий колектор (ВПК), рух по ВПК

Поворот на кут α .

Вхід в проточку в кришці, рух в проточці, вихід в торовий колектор.

Рух по торовому колектору.

Вхід в паровий патрубок, рух по паровому патрубку.

Вихідні дані:

Довжина вихідної ділянки змійовика: $l_{зм} = 0,2 м$;

Довжина циліндричної частини вертикального парового колектору (ВПК):

$l_{впк} = 0,2$;

Довжина конічної частини ВПК №1: $l_{впккон1} = 0,2 \cdot \delta_{\kappa\tau 2} = 0,2 \cdot 0,277 = 0,0553 м$;

Довжина вузької частини ВПК: $l_{уз} = 0,8 \cdot l_{впккон} = 0,0443 м$;

Діаметр вузької частини ВПК: $d_{уз} = d_{зм} = 0,012 м$.

Довжина конічної частини ВПК №2: $l_{впккон2} = 0,5 \cdot \delta_{\kappa\tau 2} = 0,138 м$.

Середній діаметр горизонтального парового колектору (ГПК): $d_{гпкср} = 0,0239 м$.

Максимальний діаметр ГПК: $d_{гпкмкс} = 0,038 - 2 \cdot 0,00474 = 0,0285 м$.

Діаметр ВПК: $d_{впк} = d_{гпкмкс} = 0,0285 м$.

Діаметр вихідного каналу ВПК: $d_{вих} = d_{впк} \cdot 1,15$

= 0,0327 м.

Діаметр проточки між ВПК та торовим колектором: $d_{\text{prot}} = d_{\text{впк}} \cdot 1,1 = 0,0313$ м.

Діаметр вимірювального датчика: $d_{\text{izm}} = 0,004$ м.

Діаметр торового колектору (ТК): $d_{\text{торкол}} = 0,15$ м.

Діаметр кола розташування ТК:

$$d_{\text{октор}} = d_{\text{то}} - 2 \cdot d_{\text{впк}} - d_{\text{торкол}} = 1,386 - 2 \cdot 0,0285 - 0,15 = 1,179 \text{ м.}$$

Діаметр парового патрубка:

$$d_{\text{патр}} = d_{\text{торкол}} = 0,15 \text{ м.}$$

Довжина патрубка: $l_{\text{патр}} = 0,4$ м.

Кількість змійовиків $n_{\text{зм}} = 252$ шт.

Результати розрахунку опору парової ділянки наведено в таблиці 4.

Виходячи з отриманих результатів можна зробити висновок, що максимальні втрати тиску на вхідній ділянці теплоносія мають місце при виході з вхідного патрубка на екран та при русі по кільцевому зазору вверх. На вихідній ділянці теплоносія максимальні втрати у вихідному патрубку. Для робочого тіла максимальні втрати на ділянці живильної води мають місце у сполучній трубці. Абсолютно найбільші втрати мають місце на паровій ділянці, з чого можна зробити висновок, що треба робити максимально можливі з конструктивної точки зору розміри елементів для проходу пари.

На рисунку 4 представлені результати розрахунку гідравлічних втрат в ПГ в залежності від швидкості живильної води на вході в ТОП.

Таблиця 4. Результати розрахунку опору парової ділянки ПГ

Найменування	Гжив., м	w, м/с	Re	λтр	ξм	ΔР, кПа
Рух по змійовику до ГПК	$1,13 \cdot 10^{-4}$	45,3	379254	0,0173	$\xi_{30}=0,0985$ $\xi_{80}=0,131$ $\xi_{\text{вх}}=1$	20,994
Вхід в ГПК, поворот на 90°, рух по ГПК	$4,51 \cdot 10^{-4}$	34,1	569958	0,0167	$\xi_{\text{рзш1}}=0,877$ $\xi_{\text{рзш2}}=0,758$	18,171
Поворот на 90° та вхід у ВПК, рух по цил. частині ВПК	$6,38 \cdot 10^{-4}$	40,12	799079	0,0159	$\xi_{90}=0,41$	3,295
Рух по конусній частині №1 ВПК	$3,22 \cdot 10^{-4}$	79,5	$1,12 \cdot 10^6$	0,0168	-	1,882
Рух по вузькій частині №1 ВПК	$1,13 \cdot 10^{-4}$	226,5	$1,90 \cdot 10^6$	0,0189	-	23,6
Рух по конусній частині №2 ВПК	$3,1 \cdot 10^{-4}$	82,7	938119	0,0192	-	7,239
Поворот на кут α. Вхід в проточку, рух в проточці	$7,74 \cdot 10^{-4}$	33,16	725526	0,0157	$\xi_{45}=0,2$ $\xi_{\text{ввх}}=1$	8,768
Вихід у торовий колектор та рух по ньому	0,0142	22,7	$2,028 \cdot 10^6$	0,011	-	0,98
Паровий патрубок з входом	0,0176	73,07	$7,6 \cdot 10^6$	0,0102	-	18,5
Опір пари після ТОП						102,94

Заключення. Розроблена математична модель гідравлічного розрахунку прямогочного парогенератора, що дозволяє оптимізувати конструкцію ПГ відносно зниження гідравлічного опору за обома

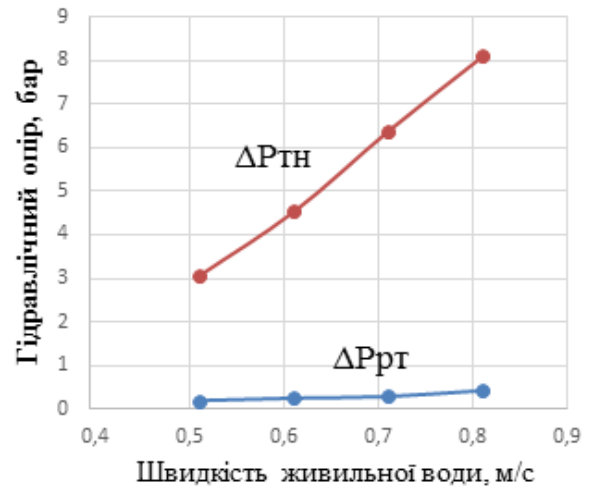


Рисунок 4. Гідравлічний опір по тракту теплоносія та робочого тіла парогенератору в залежності від швидкості живильної води на вході в трубки

Втрати тиску теплоносія значно нижчі за втрати для робочого тіла, що пояснюється невеликою швидкістю теплоносія. При підвищенні швидкості живильної води кількість ТОТ зменшується та зменшується діаметр корпусу ПГ, а це веде до підвищення швидкості теплоносія і, відповідно, гідравлічного опору теплоносію. Втрати тиску для теплоносія зростають з меншим темпом ніж для робочого тіла.

боками: теплоносію та робочому тілу. Намічено шляхи зменшення гідравлічного опору за рахунок зміни розмірів конструктивних елементів ПГ.

Список використаної літератури

1. Енергетична стратегія України до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентноспроможність» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (дата звертання 29.10.2017 р.) – 66 с.
2. Small Nuclear Power Reactors. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx> (дата звернення 03.03.2018)
3. Кравченко В.П., Корчомный Е.В., Абдул Хусейн А.Р., Кравченко В.К. Некоторые показатели ядерной энергетической установки типа КН-3 //Ядерна та радіаційна безпека. – 2011. – Вип. 2(50). – С.43-47.
4. Реакторная установка КЛТ-40С, на примере данных по АЭУ лихтерезова «СевМорПуть» . [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nucon.us/archives/2950> (Дата звернення 29.10.2017).
5. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій для студентів спеціальності «Теплові електричні станції», «Атомні електричні станції» /Уклад.: Є.Г. Скловська, К.Г. Тодорович. – К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2002. – 24 с.
6. Кравченко В.П., Кравченко Є. В. Удосконалення методики визначення екологічної складової в техніко-економічних розрахунках енергетичних установок /В. П. Кравченко, / Холодильная техника и технология. – 2016, Т. 52, Вып.2. - С. 66-70.
7. Тарифи на електроенергію на січень 2018 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.oblenergo.kharkov.ua/consumers/tarifs/taryfy-na-elektroenergiyu-na-sichen-2018-roku>
8. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы) /П.Л. Кириллов, Ю.С. Юрьев, В.П. Бобков. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360 с.
9. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. - М.; Машиностроение, 1992.- 672 с.

Отримано 19.11.2018

УДК 621.039

*В.И. Скалозубов, А.С. Мазуренко, Д.С. Пирковский, О.А. Чулкин, И.Л. Козлов, Ю.А. Комаров**Одесский национальный политехнический университет, г.Одесса***ВЛИЯНИЕ НАПОРНО-РАСХОДНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ НА УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УДАРОВ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

На основе анализа предыдущих исследований и опыта эксплуатации теплотехнического оборудования адаптирована ранее разработанная авторами методика моделирования колебательных гидродинамических процессов для замкнутых трубопроводных систем с поршневыми насосами и демпфирующими устройствами. В результате расчетного моделирования гидродинамических процессов установлено, что возникновение колебательной гидродинамической неустойчивости определяется «запаздыванием» реакции напорно-расходной характеристики насосов на отклонения установившихся режимных параметров потока напорно-расходной характеристики (НРХ) поршневых насосов. Увеличение «жесткости» НРХ поршневых насосов приводит к увеличению амплитуды и периода колебаний гидродинамических параметров (давления и средней скорости потока). Увеличение амплитуды колебаний гидродинамических параметров увеличивает гидродинамические нагрузки (гидроудары) на все элементы трубопроводной системы с поршневыми насосами. Также показана ограниченность известных подходов для рассматриваемых условий резонансного механизма возникновения колебательной гидродинамической неустойчивости: частота генерации расхода поршневыми насосами на порядок и более отличается от собственной частоты трубопроводной системы.

Ключевые слова: гидродинамическая неустойчивость, гидроудар, поршневой насос.

Введение. Большинство исследований по определению гидродинамических нагрузок при гидродинамических ударах (ГУ) связаны с моделированием пространственно-временных распределений скорости потока в условиях ГУ (например, [1-16, 30-33] и другие).

Основные причины возникновения ГУ в трубопроводных системах с энергетическим оборудованием могут быть вызваны:

- ускоренным закрытием арматуры, сопровождаемое резким торможением потока [29];

- резонансными эффектами (совпадение собственной частоты колебаний трубопроводной системы с частотой вынужденных колебаний потока, которые сопровождаются резким увеличением амплитуд колебаний гидродинамических параметров [27,28];

- снарядно – пробковыми режимами течения двухфазных потоков, которые сопровождаются импульсными ГУ на оборудование и элементы трубопроводных систем [25];

- трансзвуковыми режимами течения одно- и двухфазных потоков, которые сопровождаются высокоамплитудными, т.н. «скачками уплотнения» при достижении скорости звука потока [16-19];

- различные виды гидродинамической неустойчивости одно- и двухфазных потоков, которые могут сопровождаться высокоамплитудными колебаниями или импульсами давления [17, 31-34] и другие).

Явление гидродинамической неустойчивости (ГДН) в трубопроводных системах и энергетическом оборудовании характеризуется периодиче-

скими колебаниями гидродинамических параметров (давления и скорости потока) (колебательная ГДН) и/или скачкообразным (импульсным) их изменением (апериодическая ГДН) [17, 31-34]. Амплитуды колебаний/изменений гидродинамических параметров при ГДН значительно превышают соответствующие амплитуды, вызванные турбулентностью потока, и могут привести к ГУ на оборудование и элементы трубопроводных систем. Возникновение ГУ снижает надежность и ресурс эксплуатации, а при определенных условиях приводит к отказам и/или разрушениям (критические ГУ).

Вопросы расчетно-экспериментального моделирования ГДН и ГУ в энергетическом оборудовании и трубопроводах с одно- и двухфазными потоками исследовались во многих работах (например, [22-34]). Однако вопросы возникновения ГДН и ГУ в однофазных потоках трубопроводных систем с насосами изучены недостаточно. Так, в работе [29] на основе не вполне корректных обоснований полагается, что ГУ в системах АЭС с ВВЭР возможны только при заклинивании главного циркуляционного насоса. Эти выводы не согласуются с опытом эксплуатации аналогичных реакторных установок с PWR, а также не раскрывают причин и доминирующих механизмов возникновения ГДН и ГУ. В работах профессора А. В. Королева [27, 28] в качестве доминантного механизма возникновения колебаний давления и соответствующих ГУ рассматриваются резонансные эффекты, т.е. совпадение собственной частоты колебаний трубопроводной системы с частотой вынужденных колебаний давления

в однофазном потоке.

Не отрицая возможности возникновения резонансных эффектов, следует признать, что условия резонансного эффекта не являются определяющими в различных режимах эксплуатации. Так, в экспериментальных исследованиях колебаний давления в трубопроводной системе с поршневыми насосами и демпфирующими устройствами [27, 28] установлено, что при одних и тех же конструктивно-технических характеристиках трубопроводной системы (т.е. идентичности собственной частоты колебаний системы) в разных режимах частоты основной гармоники колебаний давления различаются на порядок и более.

В работе [34] авторами предложен подход к моделированию условий возникновения ГДН и ГУ в трубопроводных системах на основе доминирующего влияния «жесткости» напорно-расходной характеристики (НРХ) насосов, т.е. зависимости развиваемого насосом напора давления (ΔP_n) от средней скорости потока по сечению трубопровода (V) или расхода потока (рисунок 1). НРХ определяется конструкцией насоса и обычно приводится в проектной документации или определяется на основе испытаний.

Для решения вопросов верификации разработанной авторами [34] методики использованы известные экспериментальные данные [27,28], полученные для замкнутой трубопроводной системы с поршневыми насосами (рисунок 2). Поэтому, на первоначальном этапе была проведена адаптация разработанной методики к условиям экспериментальных стендов.

Основные положения адаптированной методики. Анализ условий возникновения ГДН в циркуляционной системе с поршневым насосом и демпфирующим устройством (ДУ) рассмотрен на модели, соответствующей стенду, на котором проводились экспериментальные исследования [27, 28] (рисунок 2).

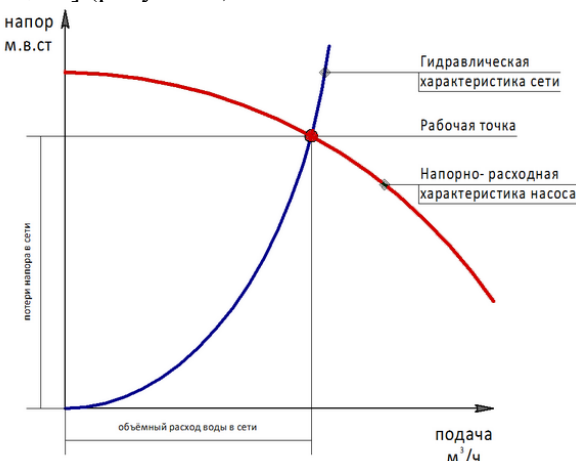


Рисунок 1. Напорно-расходная характеристика поршневого насоса в общем виде

Физическая модель условий возникновения ГДН основана на влиянии параметра «жесткости» НРХ поршневого насоса ΔP_n , зависящей от противодействия P и скорости потока v :

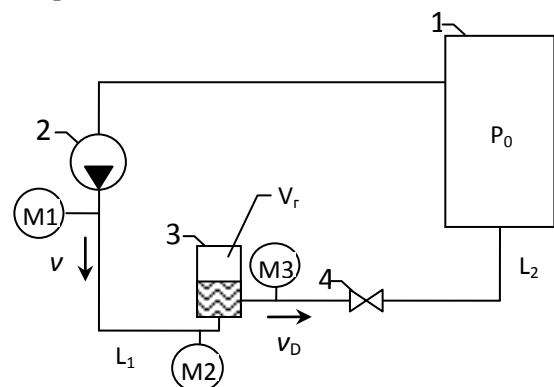
$$I = \left| \frac{d\Delta P_n(P, v)}{dv} \right|, \quad (1)$$

Где ΔP_n , Па - напор, развиваемый насосом

При известной аппроксимации для НРХ, определяемой конструктивно-техническими характеристиками насоса, параметр «жесткости» («крутизны» НРХ) может быть определен численным дифференцированием этой аппроксимации НРХ.

Любое изменение скорости потока относительно установившегося (устойчивого) значения в соответствии с НРХ насоса должно приводить к дальнейшему восстановлению устойчивого значения гидродинамических параметров. Однако, в силу «жесткости» реакции НРХ насоса на изменение гидродинамических параметров потока это восстановление не проходит мгновенно, а с определенным запаздыванием во времени: чем больше значение параметра жесткости I (1), тем больше период запаздывания ответной реакции НРХ по восстановлению устойчивого состояния и амплитуды отклонений гидродинамических параметров от установившихся значений.

Таким образом, в силу запаздывания во времени реагирования НРХ насоса на изменение гидродинамических параметров по всей длине трубопроводной системы развивается колебательный процесс. Амплитуды колебаний гидродинамических параметров давления δP_A , скорости δv_A и периоды колебаний ΔT определяются жесткостью НРХ (см. рисунок 3). Колебания средней скорости потока находятся в противофазе колебаний давления. При достаточном увеличении амплитуды давления и возникают условия ГУ на элементы трубопроводной системы.

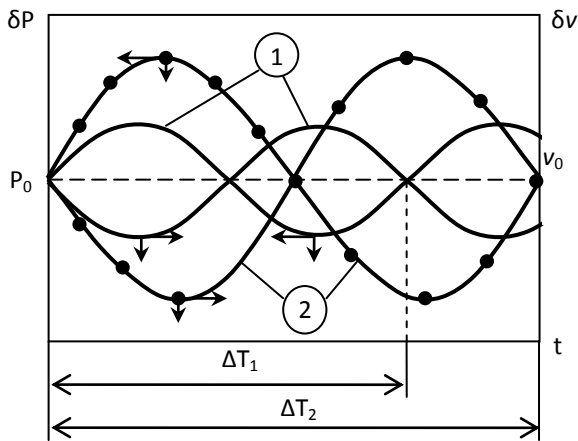


1 — гидроемкость; 2 — насос; 3 — демпфирующее устройство; 4 — арматура;

L_1, L_2 — длина трубопровода до и после демпфирующего устройства соотв.

$M1, M2, M3$ — датчики измерения пульсаций давления

Рисунок 2. Расчетная модель экспериментального стенда [27, 28]



1 — I_1 ; 2 — $I_2 < I_1$.

Рисунок 3. Обобщенная модель развития колебательной гидродинамической неустойчивости, определенной «жесткостью» НРХ насоса I

Другие возможные причины возникновения условий ГУ (например: закрытие арматуры – «задача Жуковского» или резонансные эффекты) в представленной работе не рассматривались.

Математическая модель процессов ГДН определяется уравнением баланса массы газа в ДУ, уравнениями движения однофазного потока на участках напорной магистрали до ДУ (L_1 на рисунке 2) и после ДУ (L_2 на рисунке 2).

В экспериментальном стенде, приведенном на рисунке 1, длина подводящей к насосу трубопроводной магистрали значительно меньше L_1 и L_2 , поэтому, эта часть трубопроводной системы отдельно не моделировалась. Однако, моделируемые колебания гидродинамических параметров распространяются и на подводящий к насосу участок магистрали.

При относительно малых возмущениях гидродинамических параметров δP и δv эти уравнения имеют вид [21]:

$$-\rho \frac{dV_r}{dP} \frac{d\delta P}{dt} = \rho F (\delta v - \delta v_D), \quad (2)$$

$$\frac{d\delta v}{dt} + \frac{\xi_1}{L_1} v_0 \delta v = \frac{1}{\rho L_1} \delta \Delta P_H \quad (3)$$

$$\frac{d\delta v_D}{dt} = \frac{\xi_2}{L_2} v_0 \delta v_D, \quad (4)$$

где ρ , кг/м^3 — плотность потока; V_r — объем газа в ДУ, м^3 ; F — площадь проходного сечения трубопровода; ξ_1, ξ_2 — суммарный коэффициент гидравлического сопротивления на участке L_1 и L_2 соответственно; v_D — скорость потока на выходе из ДУ.

Влиянием колебаний давления на участке L_2 на НРХ насоса пренебрегали, так как:

согласно экспериментальным данным [27, 28] амплитуды пульсаций давления на участке L_2 на порядок меньше амплитуд пульсаций на участ-

ке L_1 ;

на выходе ДУ устанавливаются акустические фильтры в виде трубок Вентури.

Возмущения напора $\delta \Delta P_H$ в параметрах колебаний δP и δv :

$$\delta \Delta P_H = I_p (P_0) \delta P + I_v (\gamma) \delta v, \quad (5)$$

где $I_p = \frac{d\Delta P_H}{dP}$ — параметр «жесткости» НРХ

по давлению; $I_v = \frac{d\Delta P_H}{dv}$ — параметр «жесткости»

НРХ по скорости потока.

Из уравнения (2) следует

$$\delta v_D = \delta v - D \frac{d\delta P}{dt}, \quad (6)$$

где $D = \frac{1}{F} \left| \frac{dV_r}{dP} \right|$ — параметр демпфирующей

способности ДУ, зависящей от геометрических размеров ДУ и термодинамического состояния газового объема V_r (м^3). Эффективная демпфирующая характеристика D может определяться на основе предэксплуатационных испытаний трубопроводной системы (например, [25,28]); однако она не является универсальной для всех режимов эксплуатации (например, переходные режимы пуска / останова насоса).

Подставляя (6) в (4), с учетом уравнений (2) и (5) получим систему уравнений:

$$\frac{d\delta v}{dt} = \frac{1}{\rho L_1} I_p \delta P + \left(\frac{I_v}{\rho L_1} - \frac{\xi_1}{L_1} v_0 \right) \delta v \quad (7)$$

$$\frac{d\delta v}{dt} = D \frac{d^2 \delta P}{dt^2} + \frac{\xi_2 D v_0}{L_2} \frac{d\delta P}{dt} - \frac{\xi_2 v_0}{L_2} \delta v \quad (8)$$

Из (7) и (8) с учетом (5) следует уравнение колебаний давления в рассматриваемой трубопроводной системе в критериальной форме:

$$\frac{d^2 \delta P}{dt^2} + \frac{d\delta P}{dt} + K \delta P = 0 \quad (9)$$

при начальных условиях:

$$\delta P(t=0) = \delta P_0, \quad (10)$$

$$\frac{d\delta P}{dt}(t=0) = \delta P_0', \quad (11)$$

где:

$$\delta P = \frac{\delta P}{P_0}; \quad t = \frac{t \xi_2 v_0}{L_2}; \quad (12)$$

$$K = \frac{1}{D} \left(\frac{L_2}{\xi_2 v_0} \right)^2 \left[\frac{\xi_1 v_0}{I_p L_1} - \frac{\xi_2 v_0}{I_v L_2} - \frac{1}{\rho L_1} (I_p + 1) \right].$$

Решения уравнений (9)–(11) зависят от стационарных (установившихся) значений критерия K :

При $K < \frac{1}{4}$

$$\delta P = \left(\delta P_0 - \frac{\delta P_0' - \delta P_0}{r_2 - r_1} \right) \exp(r_1 t) + \frac{\delta P_0' - \delta P_0}{r_2 - r_1} \exp(r_2 t) \quad (13)$$

где $r_{1,2} = -\frac{1}{2} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - K}$.

При $K = \frac{1}{4}$

$$\delta P = \delta P_0 + \left(\delta P_0' + \frac{1}{2} \delta P_0 t \right) \exp\left(-\frac{t}{2}\right). \quad (14)$$

При $K > \frac{1}{4}$

$$\delta P = \left(\delta P_0 \cos \beta t + \frac{\delta P_0' + \delta P_0 / 2}{\beta} \sin \beta t \right) \exp\left(-\frac{t}{2}\right), \quad (15)$$

где $\beta = \sqrt{K - \frac{1}{4}}$.

Граничное значение критерия ГДН K_y определяется условием:

$$\delta P_0(K_y) \leq 0. \quad (16)$$

При $K < K_y$ возникающие возмущения (импульсы) гидродинамических параметров со временем «поддерживаются» — система гидродинамически неустойчива и элементы системы подвергаются ГУ.

При $K = K_y$ система находится на границе устойчивости.

Результаты верификации. Для верификации расчетной модели по амплитудам колебаний давления в рабочих режимах эксплуатации трубопроводной системы с поршневыми насосами использовались экспериментальные данные профессора А. В. Королева [27, 28].

Экспериментальный стенд представляет собой замкнутый циркуляционный контур с однолинейным поршневым насосом 2НСГ-0,063/20 или трехлинейным поршневым насосом 2НСГ-0,42/15 [27, 28]. В ходе испытаний колебания давления регистрировались малоинерционными датчиками в трех точках напорной магистрали (см. рисунок 2): на выходе из насоса; перед ДУ; после ДУ.

Эксперименты проводились для трех уровней рабочего давления P_0 5,0; 10,0 и 15,0 МПа и частот двигателей насосов 1000 и 1500 об/мин.

Экспериментально исследовались два режима работы насосов на сжиженном газе:

- условия нормальной эксплуатации (рабочие режимы);
- искусственный «срыв» работы насоса устройством отжима от седла всасывающего клапана.

Результаты экспериментов [27, 28] позволяют сделать следующие выводы.

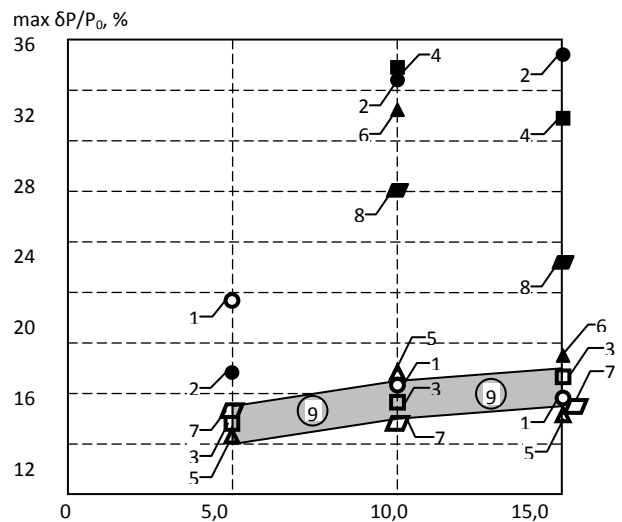
1. Максимальные относительные амплитуды колебаний давления $\delta P/P_0$ при нормальных режимах достигают 9–13 %, а при «срыве» насоса – 300–400 % от амплитуд колебаний давления при нормальных режимах.

2. Установка на напорной магистрали ДУ с акустическими фильтрами позволяет резко снизить амплитуды колебаний давления на напорной магистрали после ДУ (в 10–15 раз), однако не приводит к существенному снижению амплитуд колебаний до ДУ.

Моделирование термодинамических процессов осуществлялось на основе известной методики, подробно изложенной, например, в [27,28].

Результаты верификации представленной выше расчетной методики для штатного и модернизированного в ДУ [27, 28] приведены на рисунке 4. С учетом отдельных неопределенностей моделирования гидродинамических процессов расчетная область максимальных амплитуд колебаний давления согласуется с экспериментальными данными. Исключение составляет режим при $P_0 = 5,0$ МПа и частоте двигателя 1500 об/мин на штатном ДУ. Это режим также не коррелирует с другими экспериментальными данными.

Режимы искусственного «срыва» работы насоса не моделировались, а соответствующие экспериментальные данные представленные на рисунке 4 только для иллюстрации резкого возрастания амплитуд колебаний давления при потере работоспособности насосов.



- 1 — норма, 1500 об/мин, штатное ДУ;
- 2 — срыв, 1500 об/мин, штатное ДУ;
- 3 — норма, 1000 об/мин, штатное ДУ;
- 4 — срыв, 1000 об/мин, штатное ДУ;
- 5 — норма, 1500 об/мин, модерн. ДУ;
- 6 — срыв, 1500 об/мин, модерн. ДУ;
- 7 — норма, 1000 об/мин, модерн. ДУ;
- 8 — срыв, 1000 об/мин, модерн. ДУ;
- 9 — расчетная область амплитуд колебаний давления в рабочих режимах

Рисунок 4. Верификация расчетной методики с экспериментальными данными [16, 17]

Выводы

1. На основе анализа предыдущих исследований и опыта эксплуатации энергетического оборудования адаптирована ранее разработанная авторами методика моделирования колебательных гидродинамических процессов для замкнутых трубопроводных систем с поршневыми насосами и демпфирующими устройствами. В результате расчетного моделирования гидродинамических процессов установлено, что возникновение колебательной гидродинамической неустойчивости определяется «запаздыванием» реакции напорно-расходной характеристики насосов на отклонения

установившихся режимных параметров потока напорно-расходной характеристики поршневых насосов.

2. Определены условия возникновения гидродинамической колебательной неустойчивости и соответствующих гидроударов в трубопроводных системах с поршневыми насосами и демпфирующими устройствами.

3. Верифицированная расчетная методика может быть использована для оптимизации параметров демпфирующих устройств в различных режимах эксплуатации трубопроводных систем с насосами.

Список использованной литературы

- Safwat H. H., Arastu A. H., Husaini S. M. Systematic methodology for diagnosis of water hammer in LWR power plants //Nuclear Engineering and Design. – 1990. – Т. 122. – №. 1-3. – P. 365-376.
- NUREG/CR-6519. Screening Reactor Steam/Water Piping Systems for Water Hammer (1997).
- Bjorge R. W., Griffith P. Initiation of waterhammer in horizontal and nearly horizontal pipes containing steam and subcooled water //Journal of heat transfer. – 1984. – Т. 106. – №. 4. – P. 835-840.
- Lee S. C., Bankoff S. G. Stability of Steam–Water Countercurrent Flow in an Inclined Channel: Part II—Condensation-Induced Waterhammer //Journal of heat transfer. – 1984. – Т. 106. – №. 4. – P. 900-902.
- Prasser H.-M., Bottger A., Zschau J., Baranyai G., Ezsol Gy. Thermal effects during condensation induced water hammer behind fast acting valves in pipelines// 11th In-tern. Conf. on Nuclear Engineering. – 2003.
- Ma X., Wang Q.J., Lu X., & Mehta V.S. A transient hydrodynamic lubrication model for piston/cylinder interface of variable length //Tribology International. – 2018. – Т. 118. – P. 227-239.
- Zaseck K., Brusstar M., Kolmanovsky I. Stability, control, and constraint enforcement of piston motion in a hydraulic free-piston engine //IEEE Transactions on Control Systems Technology. – 2017. – Т. 25. – №. 4. – P. 1284-1296.
- Wei, Y., Barradas-Berglind, J. J., Van Rooij, M., Prins, W. A., Jayawardhana, B., & Vakis, A. I. Investigating the adaptability of the multi-pump multi-piston power take-off system for a novel wave energy converter //Renewable Energy. – 2017. – V. 111. – P. 598-610.
- Zhang, J., Chao, Q., Xu, B., Pan, M., Chen, Y., Wang, Q., & Li, Y. Effect of piston-slipper assembly mass difference on the cylinder block tilt in a high-speed electro-hydrostatic actuator pump of aircraft //International Journal of Precision Engineering and Manufacturing. – 2017. – V. 18. – №. 7. – P. 995-1003.
- Carpenter J., George S., Saharan V.K. Low pressure hydrodynamic cavitating device for producing highly stable oil in water emulsion: Effect of geometry and cavitation number //Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2017. – V. 116. – P. 97-104.
- Sternberger Z.M. Determining Strength of Materials Under Dynamic Loading Conditions Using Hydrodynamic Instabilities : дис. – California Institute of Technology, 2017.
- Beale J. An Investigation of the Slipper/Swashplate Interface of Swashplate-Type Axial Piston Machines: дис. – Purdue University, 2017.
- Yang L. et al. Speed characteristics analysis and simulation of the water hydraulic axial piston motor //World Journal of Engineering. – 2016. – V. 13. – № 6. – P. 524-528.
- Zhang, C., Huang, S., Du, J., Wang, X., Wang, S., & Zhang, H. A new dynamic seven-stage model for thickness prediction of the film between valve plate and cylinder block in axial piston pumps //Advances in Mechanical Engineering. – 2016. – V. 8. – №. 9. – P. 168.
- Van Duyne D. A., Yow W., Sabin J. W. Water Hammer Prevention, Mitigation, and Accommodation //EPRI NP-6766. – 1992.
- Block J.A. Condensation-driven fluid motions //International Journal of Multiphase Flow. – 1980. – Т. 6. – №. 1-2. – P. 113-129.
- Delhaye J.M., Giot M., Riethmuller M.L. Thermohydraulics of two-phase systems for industrial design and nuclear engineering. – Hemisphere Pub. - 1981.
- Savolainen S., Katajala S., Elsing B. et al. Condensation Driven Water Hammer Studies for Feed Water Distribution Pipe - Fourth Intern. Seminar on Horizontal Steam Generators. – 1997.
- Sternberger Z. M. M. Determining Strength of Materials Under Dynamic Loading Conditions Using Hydrodynamic Instabilities : diss. – California Institute of Technology, 2017.
- Копецки, Josef. "Hydrostatic Axial Piston Machine with Control Disk." U.S. Patent Application No. 15/364,932.
- Герлига В. А., Хабенский В. Б. Нестабильность потока теплоносителя в энергооборудовании АЭС //М.: Атомэнергоиздат. – 1994.
- Коврижкин Ю.Л., Скалозубов В.И. Термоакусти-

- ческая неустойчивость теплоносителя в активной зоне водоводяных реакторов //Одесса: ТЭС. – 2003.
23. Фокс Д. А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах //М.: Энергоиздат. – 1981. – С. 248.
24. Филин Н. В., Буланов А. Б. Жидкостные криогенные системы. – Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1985.
25. Королев А. В., Максимов М. В. Анализ и моделирование теплоэнергетического оборудования, работающего с двухфазными течениями //Одесса: Астропринт. – 2010.
26. Жуковский Н.Е. О гидродинамическом ударе в водопроводных системах. - 1949.
27. Korolyov O.V., Huiyu Z. Dynamic damper pressure fluctuation in the pumping systems //Odes' kyi Politechnichnyi Universytet. Pratsi OPU. – 2016. – №. 1 (48). – С. 35-40.
28. Королев А.В., Чжоу Х.Ю. Исследование динамики поршневого насоса в нормальном режиме работы и при срыве подачи //Холодильна техніка та технологія. – 2017. – Т. 52. – №. 5.
29. Безруков Ю.А., Лисенков Е.А., Селезнев А.В. Анализ возможности гидроударов в первом контуре реакторов ВВЭР //Тяжелое машиностроение. – 2009. – №. 10. – С. 2-6.
30. Аварии на объектах котлонадзора и меры по их предупреждению. Информационное письмо Госгортехнадзора, 1965, 174 с.
31. Хачатурян С.А. Волновые процессы в компрессорных установках. - Машиностроение, 1983.
32. Герлига В.А., Хабенский В.Б. Нестабильность потока теплоносителя в энергооборудовании АЭС // М.: Атомэнергоиздат. – 1994.
33. Ключников А.А., Комаров Ю.А., Шавлаков А.В. Научно-технические основы мероприятий повышения безопасности АЭС с ВВЭР.- Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, Чернобыль, 2010.
34. Мазуренко А.С., Скалозубов В.И., Козлов И.Л., Пирковский Д.С., Чулкин О.А. Определение условий возникновения гидроударов в гидросистемах //Проблемы региональной энергетики. – 2017. – №. 2 (34).

Получено 25.06.2018

УДК 006.05

*В.М. Куц, О.М. Масько**Державний науково-інженерний центр систем контролю та аварійного реагування, м. Київ***ПОДАЛЬШИЙ СТАТУС НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ЯДЕРНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ МІНІСТЕРСТВА ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ**

Представлені результати науково-технічного аналізу фонду галузевих нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу на відповідність діючому законодавству, виконаного у 2017-2018 роках ДП «ДНІЦ СКАР» на замовлення Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Надані рекомендації щодо подальшого статусу чинних нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу.

Ключові слова: нормативний документ, галузевий стандарт, ядерно-енергетичний комплекс.

Вступ. Потреба в науково-технічному аналізі фонду нормативних документів (НД) ядерно-енергетичного комплексу (ЯЕК) виникла у зв'язку з прийняттям Закону України «Про стандартизацію» [1] від 05.06.2014 № 1315-VII, який не передбачає подальшого розроблення галузевих нормативних документів (тобто документів, прийнятих центральними органами виконавчої влади). Згідно п.2, п.3 «Прикінцевих та перехідних положень» Закону України «Про стандартизацію» нормативні документи, прийняті центральними органами виконавчої влади до набрання чинності цим Законом, а також галузеві стандарти (ОСТ) та прирівняні до них інші нормативні документи колишнього Союзу Радянських Соціалістичних Республік, галузеві стандарти України (ГСТУ) (далі – галузеві нормативні документи) застосовуються до їх заміни на технічні регламенти, національні стандарти, кодекси усталеної практики чи скасування в Україні, але не більш як 15 років з дня набрання чинності цим Законом.

Протягом 15 років з дня набрання чинності цим Законом центральні органи виконавчої влади мають право у відповідних сферах діяльності та в межах своїх повноважень:

- перевіряти, переглядати та скасовувати галузеві нормативні документи;
- установлювати процедури перевірки, перегляду та скасування галузевих нормативних документів;
- брати участь у роботі спеціалізованих міжнародних та регіональних організацій, що здійснюють стандартизацію у відповідних сферах діяльності, членами яких вони є чи з якими співпрацюють на підставі правил таких організацій або відповідних договорів;
- видавати і розповсюджувати галузеві нормативні документи, каталоги галузевих нормативних документів, документи спеціалізованих міжнародних та регіональних організацій, що здійснюють стандартизацію у відповідних сферах діяльності, членами яких вони є чи з якими співпрацюють на підставі правил таких організацій або відповідних

договорів, а також делегувати зазначені повноваження іншим особам.

Ці положення Закону України «Про стандартизацію», разом із вилученням із законодавства понять «головна (або базова) організація зі стандартизації», відобразили поступовий процес ліквідації господарських функцій, які раніше були притаманні міністерствам (центральним органам виконавчої влади). Це фактично означає, що взятий курс на поступову ліквідацію нормативних документів технічної направленості, які затверджуються центральними органами виконавчої влади.

Міненерговугілля почало приводити свої нормативно-правові акти у відповідність до цього закону, зокрема наказом № 778 від 03.11.2014 було скасовано правила розроблення галузевих нормативних документів Міненерговугілля. Наразі, в Міненерговугілля відсутня служба стандартизації. А з 2015 року у ядерно-енергетичному комплексі не було затверджено жодного нового НД ЯЕК.

Нормативні документи, які аналізувалися. Предметом розгляду науково-технічного аналізу були галузеві нормативні документи (галузеві стандарти), які за своєю суттю є галузевими технічними нормативами багаторазового використання і не мають ознак нормативно-правових актів, які призначені для регулювання підприємницької діяльності. Обов'язковою ознакою цих документів було їх затвердження Міненерговугілля, або центральними органами виконавчої влади, правонаступником яких є Міненерговугілля.

До галузевих нормативних документів віднесені документи, які затверджувалися:

- до 1997 року Держкоматом України (Міненерговугілля, через низку центральних органів виконавчої влади, є правонаступником Держкоматому України згідно указу Президента України від 06.05.1998 №388/97 «Про утворення Міністерства енергетики України»,
 - з 1998 до 2000 року Міненерго України,
 - з 2000 до 2011 року Мінпаливенерго України,
 - з 2011 року Міненерговугілля України.
- Такі галузеві НД у ядерно-енергетичному ком-

плексі, відповідно до класифікаторів НД ЯЕК, що діяли при затвердженні НД:

- мали у позначенні код «95» до 2006 року;
- позначались, як «СОУ ЯЕК» з 2006 року.

В цій роботі не розглядалися галузеві нормативні документи з експлуатації та ремонту електростанцій та мереж (галузеві НД електроенергетики), які включені до ГД 34.01.101–2009 (станом на 01.10.2017), ведення ВП «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» ДП НЕК «Укренерго» [2].

Чинними вважалися всі документи, щодо яких відсутні відомості щодо їх скасування (слід зазначити, що ДП «ДНІЦ СКАР» з 1999 року за дорученням Міністерства вів реєстр галузевих НД ядерно-енергетичного комплексу, отримувач та систематизував відомості про затвердження та скасування чинності НД ЯЕК).

Аналіз фонду нормативних документів ЯЕК. Аналіз фонду складався з формування переліку чинних НД ЯЕК та перевірки кожного НД з цього переліку, а саме:

- була перевірена актуальність НД на сьогоднішній день та їх відповідність законодавству і вимогам нормативно-правових актів;

- визначені розробники та відомства чи організації, що погодили НД;

- визначені взаємопов'язані НД (де застосовне).

Загалом у перелік аналізованих НД увійшло 139 документів. Перелік був поділений на три підрозділи відповідно до сфер призначення НД:

- для АЕС України (використання у ДП «НАЕК «Енергоатом»);

- для підприємств атомно-промислового комплексу (головним чином, використання у ДП «Східний гірничо-збагачувальний комбінат»);

- загального призначення.

До переліку нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міненерговугілля України, які призначені для застосування у ДП «НАЕК «Енергоатом» увійшли:

- 13 НД, які затверджені Держкоматомом України;

- 12 НД, які затверджені Міненерго України;

- 50 НД, які затверджені Мінпаливенерго України;

- 34 НД, які затверджені Міненерговугілля України.

Загалом – 109 НД ЯЕК.

До переліку нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міненерговугілля України, які призначені для застосування на підприємствах атомно-промислового комплексу, увійшли 14 НД, які затверджені Держкоматомом України.

До переліку нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міненерговугілля України з загальною сферою застосування увійшли:

- 9 НД, які затверджені Держкоматомом України;

- 1 НД, який затверджений Міненерго України;

- 2 НД, які затверджені Мінпаливенерго України;

- 4 НД, які затверджені Міненерговугілля України.

Загалом – 16 НД ЯЕК.

Інформаційно-аналітичні матеріали аналізу фонду НД були розіслані до 15 зацікавлених організацій ядерно-енергетичної галузі.

Були отримані та оброблені відповіді від 11 організацій галузі. В подальшому перелік був доопрацьований з визначенням подальшого статусу кожного НД, з врахуванням відгуків. Критерієм оцінювання кожного НД стало його використання у виробничій діяльності підприємств. При врахуванні пропозицій всіх зацікавлених організацій щодо подальшого статусу кожного НД перевага надавалася пропозиціям ДП «НАЕК «Енергоатом» і ДП «Східний гірничо-збагачувальний комбінат», як організаціям, для яких призначені більшість цих нормативних документів.

Інформаційно-аналітичні матеріали аналізу фонду НД ЯЕК обговорювалися 28.03.2018 на засіданні Науково-технічної ради ДП «ДНІЦ СКАР» за участю представника Міненерговугілля та були винесені на розгляд заочного засідання секції «Ядерно-енергетичний комплекс» Науково-технічної ради Міненерговугілля (протокол №5 засідання від 14.05.2018).

Остаточний Перелік нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міненерговугілля (станом на 01.06.2018) із зазначенням подальшого статусу документів був сформований за результатами врахування всіх наданих пропозицій і зауважень. Цей перелік був схвалений 20.09.2018 на засіданні секції «Ядерно-енергетичний комплекс» Науково-технічної ради Міненерговугілля.

Заключення

Складений перелік нормативних документів ядерно-енергетичного комплексу Міненерговугілля із зазначенням подальшого статусу документів був схвалений 20.09.2018 на засіданні секції «Ядерно-енергетичний комплекс» Науково-технічної ради Міненерговугілля. При формуванні переліку враховані:

- результати аналізу кожного НД;

- пропозиції зацікавлених організацій щодо подальшого статусу НД;

- пропозиції та зауваження членів секції «Ядерно-енергетичний комплекс» Науково-технічної ради Міненерговугілля (протокол №5 заочного засідання секції «Ядерно-енергетичний комплекс»

науково-технічної ради Міненерговугілля від 14.05.2018).

Зведення результатів науково-технічного аналізу фонду НД ЯЕК викладено у таблиці 1.

Загалом запропоновано скасувати чинність 46

НД ЯЕК. Залишити чинними запропоновано 90 НД ЯЕК, з яких 81 НД доцільно переглянути у стандарти ДП «НАЕК «Енергоатом», а 3 НД – у стандарти ДП «Східний гірничо-збагачувальний комбінат».

Таблиця 1. Пропозиції щодо подальшого статусу НД ЯЕК

Пропозиція щодо подальшого статусу НД	Кількість НД	Сфера застосування НД
Скасувати чинність	26	ДП «НАЕК «Енергоатом»
Скасувати чинність	10	Атомно-промисловий комплекс
Скасувати чинність	10	Загальна
Залишити чинними до розроблення стандартів ДП «НАЕК «Енергоатом»	81	ДП «НАЕК «Енергоатом»
Залишити чинними до розроблення стандартів ДП «СхідГЗК»	3	ДП «СхідГЗК»
Залишити чинними	2	Загальна
Залишити чинними на 3 роки	4	Загальна

Список використаної літератури

1. Закон України «Про стандартизацію» від 05.06.2014 р. №1315-VII
2. ГІД 34.01.101–2009 (станом на 01.10.2017) Чинні галузеві нормативні документи з експлуатації та ремонту електростанцій та мереж. Показчик

Отримано 29.11.2018

Студентські роботи

УДК 621.039.58:504.064.3

І.В. Висоцький, С.В. Барбашев

Одеський національний політехнічний університет, м. Одеса

ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ПОСТІВ АСКРО В САНІТАРНО-ЗАХИСНІЙ ЗОНІ
ЮЖНО-УКРАЇНСЬКОЇ АЕС

Для визначення кількості постів АСКРО з датчиками для вимірювання потужності дози γ -випромінювання в санітарно-захисній зоні (СЗЗ) атомних станцій пропонується застосувати методичний підхід, який враховує екологічні, фізико-технічні фактори та особливості формування і поширення факела викиду від АЕС. Практичне використання методики здійснено на прикладі Южно-Української АЕС.

Ключові слова: автоматизована система контролю радіаційної обстановки (АСКРО) АЕС, пости контролю, методика визначення кількості постів АСКРО, санітарно-захисна зона, Южно-Українська АЕС.

Кількість та розташування датчиків на території, що контролюється, мають першочергове значення у реалізації завдань АСКРО і обумовлюються демографічними, екологічними, фізико-технічними критеріями, які закладені в галузевому стандарті «Автоматизовані системи контролю радіаційної обстановки для атомних станцій. Основні положення» [1] (далі — Стандарт).

Деякі методичні підходи до формування мережі ПК АСКРО на АЕС України викладені у статті [2]. Проте обґрунтування методики формування мережі ПК АСКРО на Южно-Українській АЕС (ЮУАЕС) знайти не вдалося. Мабуть, кількість і розташування пунктів АСКРО вибиралися тут емпірично за умови відповідності вимогам галузевого стандарту України щодо створення АСКРО.

Підходи до методики визначення кількості постів АСКРО з датчиками для вимірювання потужності дози γ -випромінювання на проммайданчику та у зоні спостереження АЕС з урахуванням різних факторів, які впливають на формування, поширення і реєстрацію факела викиду на різних відстанях від станції наведено в монографії [3]. В цій статті розглянемо методику визначення кількості ПК АСКРО, яка може бути застосована тільки для СЗЗ АЕС, і на прикладі Южно-Української АЕС покажемо, як ця методика може бути практично застосована.

Суть методики полягає в наступному [4].

Необхідну і достатню кількість γ -датчиків, спроможних зареєструвати факел або хмару радіоактивних викидів, що поширюється від джерела за будь-якого напрямку вітру ($0 < \varphi < 2\pi$) і за будь-якого стану стійкості атмосфери, визначають так. В якості дозових критеріїв вибирають потужність дози зовнішнього опромінення, а в якості порога - потужність дози зовнішнього опромінення для населення. Число постів контролю в цьому випадку знаходять наступним чином.

Приймають, що радіоактивна домішка розсіюється з висоти $h_{\text{эф}}$ за найгірших метеорологічних умов, які відповідно до класифікації моделі Пасквілла-Гіффорда характеризуються категорію стійкості атмосфери типу F і швидкістю вітру 1 м/с. За цих умов відбуваються повздовжнє вітрове перенесення і слабка поперечна дифузія факела викиду. На підстильній поверхні на відстані R_0 близько 3 км від джерела (межа СЗЗ) на проекції осі викиду задають потужність дози зовнішнього опромінення, що дорівнює гранично допустимій річній дозі для категорії «В» (населення). Розраховують розподіл потужності дози в напрямку, перпендикулярному до радіусу, вважаючи що в максимумі розподілу, тобто на кордоні зони по радіусу, і досягається гранично допустима потужність дози. У розподілі потужності дози в напрямку, перпендикулярному до осі факела викиду, знаходять відстань δ , на якій вона дорівнюватиме порогу чутливості датчика (рисунки 1).

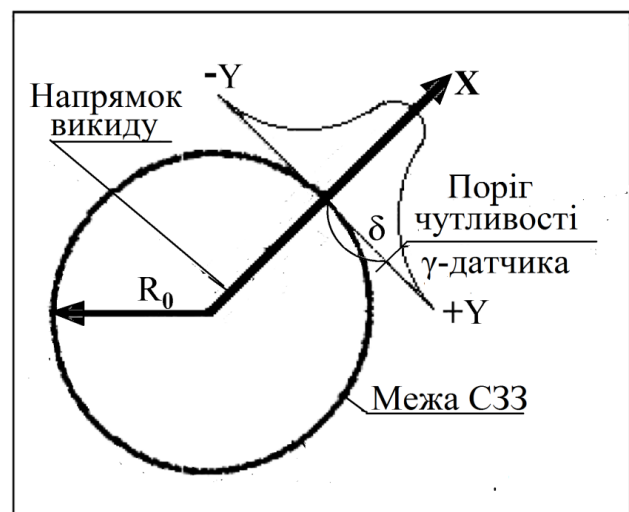


Рисунок 1. Ілюстрація до визначення кількості γ -датчиків АСКРО у СЗЗ АЕС

Тоді необхідна кількість датчиків визначається цілою частиною рівності

$$N_n = [2\pi R / 2\delta] = [\pi R / \delta],$$

а достатня кількість датчиків системи АСКРО, розташованих навколо одного енергоблоку АЕС, буде на одиницю більше:

$$N_d = N_n + 1.$$

Викладена методика визначення необхідної й достатньої кількості та азимутального розподілу γ -датчиків АСКРО навколо АЕС враховує метеорологічні, економічні (сумарна вартість датчиків, яка визначає вартість всієї АСКРО) та фізичні (технічні характеристики датчиків) принципи. Це дає підстави говорити, що вона повною мірою задовольняє критеріям, визначеним у Стандарті до формування мережі постів контролю. Але ця методика розглядає одиночне джерело викиду, тобто коли АЕС має один енергоблок, і не дає відповідей, як діяти у разі, якщо АЕС має два або більше блоків.

Кількість γ -датчиків, розташованих між двома блоками АЕС, визначають у такий спосіб [4]. Датчики розставляють по спіралі Архімеда для кожного енергоблоку окремо і знаходять точки перетину двох сімейств прямих, що проходять через джерела викидів і датчики, розташовані на кривих. Точки на перетині прямих і визначають необхідну кількість датчиків, які потрібно встановити між блоками АЕС. Для оптимізації кількості датчиків знаходять дублюючі точки у виділених напрямках. Датчики, які розташовані на кривих і дублюють один одного, з метою економії витрат на формування мережі пунктів АСКРО відкидають.

Для більшої кількості енергоблоків, розташованих на одній прямій або симетрично, для створення оптимальної мережі постів радіаційного контролю пропонується застосувати метод трансляції (переміщення) [5].

Покажемо, як розглянутий вище методичний підхід можна застосувати на практиці для визначення кількості γ -датчиків в СЗЗ Южно-Української АЕС, спроможних зареєструвати факел викиду. Для цього треба знати поріг їх чутливості і радіус СЗЗ. Радіус СЗЗ для Ю-У АЕС дорівнює 2500 м. Мінімальна потужність дози гамма-випромінювання, яка може бути зареєстрована датчиками типу БДБГ-09, що застосовуються в АСКРО станції, знаходиться на рівні 0,05 мкЗв/год.

Щоб отримати розподіл дози в напрямку, перпендикулярному до радіусу СЗЗ, змодельємо максимальну проектну аварію (МПА), яка характеризується розривом трубопроводу першого

контуру великого діаметру. Така аварія представляє найбільш значну загрозу пошкодження ядерного палива в активній зоні, що може призвести до надходження радіоактивності в навколишнє середовище.

Розглянемо ситуацію з зовнішнім опроміненням населення від ізотопів йоду (I-131, I-132, I-133, I-134, I-135), що викинуті з АЕС в гострій фазі аварії протягом перших 24 годин. Зробимо таке допущення: вся активність, що міститься в теплоносії першого контуру і газовому проміжку, надходить в гермооб'єм (ГО) на ранній стадії аварії і з ГО через нещільності надходить до навколишнього середовища. Прийнемо максимальне значення нещільності захисної оболонки ($k = 0.3\%$ від усього обсягу ГО протягом доби). Як свідчать дані роботи [6], сумарний викид йоду в атмосферу при цьому буде найбільшим порівняно з викидом інших радіонуклідів. До того ж йод є критичним радіонуклідом з точки зору впливу на здоров'я людини. Сумарні значення дози від йодів при аварії на різних відстанях від точки викиду для різних категорій стійкості атмосфери візьмемо з роботи [6, таблиця 1.12]. З використанням даних цієї роботи побудуємо розподіл потужності дози в напрямку, перпендикулярному до осі поширення факелу викиду при МПА, яка розглядається, для категорії стійкості атмосфери (F).

На розподілі потужності знайдемо, що відстань, на якій датчиками буде зареєстровано мінімальну потужність дози гамма-випромінювання δ (0,05 мкЗв/год) дорівнює приблизно 1750 м. Тоді необхідна кількість датчиків, розташованих у СЗЗ навколо одного енергоблоку ЮУАЕС, $N_n = [\pi R / \delta] = [\pi \cdot 2500 / 1750] = 4$, а достатня – на одиницю більша, тобто $N_d = 5$.

Таким чином, щоб зареєструвати факел викиду при найбільш радіаційно-значущій проектній аварії за будь-якого напрямку вітру і найгірших метеоумов, для трьох блоків Южно-Української АЕС в санітарно-захисній зоні треба розмістити максимально 15 постів з γ -датчиками. Для інших аварій та метеоумов кількість ПК АСКРО буде іншою. Скоріш за все - меншою.

На даний момент у СЗЗ станції є тільки один γ -датчик АСКРО. Якщо взяти до уваги, що на промайданчику АЕС встановлено ще 10 датчиків потужності дози γ -випромінювання [7], то для виявлення з високою ймовірністю викиду в будь-якому напрямку за різних категорій стійкості атмосфери та для оцінки викинутої активності цього достатньо. Але одного датчика у СЗЗ ЮУАЕС абсолютно недостатньо для одержання необхідної інформації про подальше (поза промайданчиком) розповсюдження факела викиду і формування поля радіоактивного забруднення навколо станції,

що потрібно для прогнозування змін радіаційної обстановки в зоні контролю та прийняття рішень щодо контрзаходів в разі негативного впливу АЕС на навколишнє середовище і населення.

Висновки

В основу методичного підходу до визначення кількості постів АСКРО з датчиками для вимірювання потужності дози γ -випромінювання в санітарно-захисній зоні АЕС покладено методику, яка враховує екологічні, економічні, фізико-технічні фактори та особливості формування й поширення факела викиду від АЕС.

Практичне використання методики **СТОСОВНО**

реальної АЕС розглянуто на прикладі Южно-Української АЕС. Показано, що для отримання достовірної інформації про радіаційну обстановку в зоні контролю в СЗЗ Южно-Української АЕС, де зараз працює три енергоблоки, треба розмістити максимум 15 γ -датчиків. На даний момент у СЗЗ станції розташовано один γ -датчик АСКРО, що недостатньо для одержання необхідної інформації про особливості формування поля радіоактивного забруднення навколо станції та прийняття рішень щодо контрзаходів в разі негативного впливу АЕС на навколишнє середовище і населення.

В подальшому, їх кількість потрібно оптимізувати з допомогою побудови спіралі Архімеда для кожного блоку окремо.

Список використаної літератури

1. ДСТУ 95.1.01.03.024-97. Автоматизовані системи контролю радіаційної обстановки для атомних станцій. Основні положення. К., 1997. 21 с.
2. Барбашев С.В., Аверенков П.О. Оптимізація місць розміщення та кількості постів автоматизованої системи контролю радіаційної обстановки АЕС. //Ядерна та радіаційна безпека.- 2017. - 3(75).- стр. 40-45.
3. Барбашев С.В., Витько В.И., Коваленко Г.Д. Автоматизированные системы контроля радиационной обстановки в окружающей природной среде : Монография. - Одесса : Астропринт, 2015. – 132 с.
4. Положение о повышении точности прогностических оценок радиационных характеристик загрязнения окружающей среды и дозовых нагрузок на персонал и население: утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 465 от 08.06.2010.-111с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/532067/1>
5. Елохин А.П., Жилина М.В., Рау Д.Ф. Метод расстановки постов АСКРО для двух и более энергоблоков АЭС. // Глобальная ядерная безопасность. – 2012. - № 1(2).- стр. 54-63.
6. Оценка радионуклидного состава и активности выбросов и сбросов для нормальной эксплуатации и проектных аварий для трех энергоблоков ЮУАЭС. К.: ООО «Энергориск», 2012. - 73 с.
7. Южно-Украинская АЭС. Энергоблок № 2. Отчет по периодической переоценке безопасности. Воздействие эксплуатации АЭС на окружающую среду. ЮУАЭС, 2014. - 150 с.

Отримано 26.07.2018

Робота виконана під науковим керівництвом доктора технічних наук, професора кафедри АЕС Одеського національного політехнічного університету Барбашева С.В.

УДК 621.039:504.064.37

Я.В. Ткаченко*Одесский национальный политехнический университет, г.Одесса***ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В УСЛОВИЯХ РАДИАЦИОННЫХ АВАРИЙ**

Описан метод дистанционного радиационного контроля, основанный на использовании беспилотных летательных аппаратов, несущих на себе комплекс оборудования, которое может быть использовано для решения ряда задач, связанных с аварийным реагированием. Такой метод при небольшой стоимости, малой погрешности измерений позволит существенно повысить оперативность радиационного контроля, его надежность, уменьшить степень облучения персонала, занятого в работах по мониторингу территорий, загрязненных аварийным выбросом, снизить риск принятия неверного решения.

Ключевые слова: дистанционный радиационный контроль, радиоактивное загрязнение окружающей среды, беспилотный летательный аппарат.

Несмотря на принятые в мире меры безопасности и постоянное повышение уровня надежности ядерной техники и технологий, возникновение аварийных ситуаций на АЭС и других радиационно-опасных объектах с выходом радионуклидов в окружающую среду все еще остается вероятным событием. Поэтому страны, которые имеют атомную энергетику, должны быть готовы к реагированию на такие аварии. Это позволит существенно снизить степень тяжести последствий аварии, а также уменьшить расходы на аварийное реагирование, которые в экономическом плане будут гораздо меньше затрат на преодоления их последствий. Сказанное в полной мере относится и к Украине.

В настоящее время в проекте каждой АЭС предусматривается система радиационного контроля, в том числе автоматизированного (АСКРО), обеспечивающая измерение параметров, характеризующих радиационное состояние АЭС и окружающей среды при всех режимах работы АЭС, проектных и запроектных авариях, а также при ее выводе из эксплуатации.

Однако тяжелые запроектные аварии, произошедшие в мире на радиационно-опасных объектах, в т.ч. на Чернобыльской АЭС и на АЭС Фукусима-1, убеждают в необходимости разработки и внедрения в практику дистанционных (бесконтактных) методов оценки загрязнения окружающей среды, позволяющих в режиме реального времени поиск и анализ источников выброса радиоактивных веществ в атмосферу и особенностей их распространения, чего невозможно достичь при отсутствии систем видеонаблюдения, а также специального дозиметрического и спектрометрического оборудования.

В настоящей статье рассмотрен нетрадиционный метод решения таких задач, применение которого, в отличие от существующих методов радиационного контроля окружающей среды и их

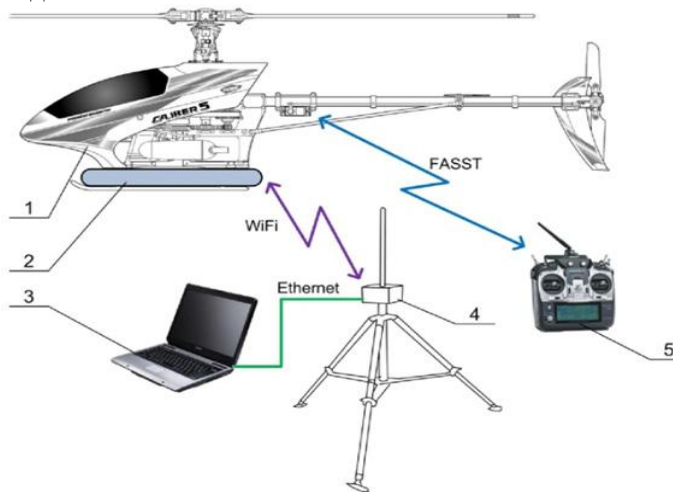
приборного обеспечения, позволит при малой погрешности измерений существенно повысить оперативность радиационного контроля, его надежность, уменьшить степень облучения персонала, занятого в работах по мониторингу территорий, загрязненных аварийным выбросом, снизить риск принятия неверного решения.

К такому нетрадиционному и эффективному методу ведения разведки территорий, подвергшихся радиационному загрязнению, включая поиск радиоактивных источников, является беспилотный дозиметрический комплекс (БДК), осуществляющий дистанционное измерение гамма-излучения с помощью специализированного оборудования, установленного на беспилотных летательных аппаратах (БПЛА). Применение БПЛА как носителя измерительного оборудования (гамма-детектор, гамма-спектрометр, видеочкамера, лазерный дальномер, устройство фиксации координат – GPS и устройство передачи информации по радиоканалу) вместо пилотируемых летательных аппаратов обусловлено их экономичностью, низким уровнем риска для людей, которые проводят разведку, рентабельностью и оперативностью, возможностью вести съемку на низких высотах, вблизи радиационно-опасных объектов и территорий с сверхвысокими уровнями загрязнения.

Наземная часть комплекса состоит из приемного устройства, информация с которого, включая видеоизображение и показания результатов наблюдений, поступает на монитор, а также пульт управления. Общий вид и принципиальная схема управления БДК приведены на рисунке 1.

БПЛА в настоящее время широко применяются для решения военно-технических задач, задач Министерства чрезвычайных ситуаций, в различных отраслях народного хозяйства, например, в нефтяной и газовой промышленности, осуществляя дистанционный контроль трубопроводов и газопро-

ВОДОВ.



1 – БПЛА; 2- измерительное оборудование; 3 – монитор для представления результатов измерений и видеонаблюдений; 4 – антенна; 5 – пульт управления

Рисунок 1. Общий вид и принципиальная схема управления БДК

Однако подобное оборудование, предназначенное для контроля радиационно-опасных объектов, применяется лишь в рамках выполнения исследований, направленных на решение локальных задач. В комплекс обязательных элементов систем радиационного контроля радиационно-опасных объектов, оборудование для дистанционного контроля, необходимое для выполнения определенных функций или заданий, требующихся при реагировании в случае ядерной или радиационной аварии, пока не вошло, хотя ряд вопросов при наличии такого оборудования мог бы быть решен значительно проще, дешевле и намного безопаснее для исполнителей работ.

Приведем краткое описание наиболее полно выполненных разработок в области дистанционного радиационного контроля, готовых к внедрению в ядерных отраслях России и Украины.

В работах [1-4] рассматривается БДК, который может быть применен для решения перечисленных выше задач. Следует сказать, что их авторы одни из первых в России провели соответствующие теоретические расчеты, разработали и испытали на практике такой комплекс.

Работа комплекса базируется на измерении спектра и мощности дозы гамма-излучения, создаваемых радионуклидами, распространяющимися в воздухе в виде инертных радиоактивных газов и аэрозолей. Главным требованием при разработке БДК является требование по ограничению веса оборудования и высокой разрешающей способности по энергии гамма-излучения при измерении спектра гамма-излучения радионуклидов. В работах [4-6] для этого предлагается использовать ксеноновый спектрометрический датчик, который

обладает разрешающей способностью, сравнимой с твердотельными детекторами, и не требует криогенной техники, что решило проблему весовых ограничений по оборудованию. Для измерения мощности дозы используется штатный гамма-детектор типа БДМГ-200 с диапазоном измерения от 0,1 мкЗв/ч до 0,1 Зв/ч.

Результаты измерений спектра фотонного излучения и мощности дозы позволяют определить объемную активность газоаэрозольной радиоактивной примеси, распространяющейся в атмосфере, и поверхностную активность подстилающей поверхности, например на следе радиоактивного облака [2,3].

Метод определения поверхностной активности радиоактивного загрязнения подстилающей поверхности на следе радиоактивного облака не имеет принципиальных отличий от метода оценки объемной активности и также осуществляется БДК. Однако он требует дополнительных технических средств, обеспечивающих измерения высоты сканирования, в виде лазерного дальномера, определения ее оптимальной величины и оценки эффективного радиуса сканирования. Эти вопросы были решены в работах [4,7], в которых было показано, что оптимальная высота сканирования составляет 60 м, а эффективная площадь сканирования определяется площадью круга, радиус которого определяется соотношением $R_{\text{эф}} \approx 3h_D$, где h_D – высота сканирования (высота полета БДК). Величина поверхностной активности i -го радионуклида на подстилающей поверхности может быть вычислена по соответствующей формуле, которая приводится в работах [2,3].

Первой системой в Украине, которая способна дистанционно выполнять весь цикл работ по исследованию радиационно-загрязненных территорий, включая поиск радиоактивных источников и определение уровней радиационного загрязнения, является разработанный в Государственном учреждении «Институт геохимии окружающей среды НАН Украины» комплекс для оперативного дистанционного контроля радиационной обстановки, созданный на базе БПЛА. Он описан в работе [8]. Комплекс был успешно испытан в зоне Чернобыльской АЭС во время проведения работ по инвентаризации пунктов временной локализации радиоактивных отходов с целью дальнейшей оценки целесообразности их перезахоронения [9].

Носителем измерительного оборудования был выбран БПЛА типа октокоптер (рисунок 2). Это дистанционно управляемый автоматический летательный аппарат ближнего действия вертолетного типа. Октокоптер имеет габариты 1040 × 1040 мм, грузоподъемностью до 7,5 кг. Скорость полета ненагруженного устройства может достигать 10 м/с, время пребывания в воздухе – 20-25 мин. Вы-

сота полета 1-300 м.



Рисунок 2. Фото БПЛА с измерительным оборудованием [8]

В качестве спектрометра – основного элемента измерительной системы – была разработана система детектирования гамма-излучений, которая состоит из пяти детекторов Amсgus типа 10 S 10/3, построенных на базе кристалла NaI (Tl) размером $\varnothing 63 \times 63$ мм и ФЭУ фирмы Hamamatsu типа R1307 с разрешающей способностью 6%. Масса детектора составляет 850 г, что входит в интервал разрешенной грузоподъемности БПЛА.

Суть проведения аэро-гамма-съемки состоит в следующем: БПЛА, оборудованный спектрометрической системой, пролетает над территорией, которая обследуется галсами по маршрутам, проложенным в системе координат Гаусса-Крюгера. Для получения детальной карты загрязнения территории сетка представляет собой прямоугольник с шагом по горизонтали 100 м, что достаточно для получения заданной точности. Скорость БПЛА составляет 10 м/с при высоте полета 30 метров. Информация ежесекундно фиксируется в специализированном бортовом компьютере и передается на наземную станцию через канал связи WiFi. В процессе полета на экране наземной станции в режиме реального времени отображаются следующие данные: координаты летательного аппарата, получаемые автоматически с блока спутниковой навигационной системы GPS; спектральный состав радиоактивного загрязнения в диапазоне энергий от 50 до 3000 кэВ, отнесенный к реальным объектам; доза и мощность дозы радиоактивного излучения. Для обработки данных аэро-гамма-съемки используется программное обеспечение ArcGIS компании ESRI [10].

Наземная аппаратура комплекса после обработки массива первичной измеряемой информации позволяет: создать двумерную картину поля гамма-излучения с земной поверхности; выявлять точечные и протяженные незкранированные ис-

точники гамма-излучения низкой активности; идентифицировать радионуклидный состав источника излучения; проводить измерения поверхностной плотности активности радионуклидов (радиационного послеварийного следа); определять координаты источника излучения с точностью 1-10 м (в зависимости от скорости и высоты полета БПЛА).

Применим описанный в работе [2] расчетный метод для определения ориентировочной высоты полета БПЛА при гипотетической запроектной аварии с полным обесточиванием и нелокализацией гермооболочки на энергоблоке Запорожской АЭС, при которой загрязнение территории и дозовые нагрузки на население будут максимальными. Предположим, что нам нужно определить уровень загрязнения территории радионуклидом ^{137}Cs выброшенным при аварии в окружающую среду. Значения эффективной дозы внешнего облучения за 14 суток от радионуклидов, выпавших на почву на разном расстоянии от аварийного энергоблока взяты из работы [11]. Для случая рассматриваемой нами аварии наибольшее значение дозы будет наблюдаться на расстоянии приблизительно 500-1000 м от источника выброса (80,0-250,0 мЗв), а наименьшее – на расстоянии от 10000 до 30000 м (16,0-3,5 мЗв). Воспользовавшись методом, приведенным в работе [2] для определения высоты сканирования, построим распределение мощности эффективной дозы гамма - излучения как функцию высоты h от подстилающей поверхности при условии ее равномерного загрязнения ^{137}Cs . Графический вид расчетного распределения приведен на рисунке 3.

Из рисунка 3 видно, что оптимальная высота полета БПЛА, при которой будет зарегистрирована минимальная мощность дозы и, соответственно, малая плотность загрязнения поверхности, будет равна ориентировочно 20 метров. При этом радиус сканирования подстилающей поверхности, определяемый соотношением $R_{\text{эф}} \approx 3h_D$, где h_D – высота сканирования, будет составлять около 60 м, а площадь сканирования - 11300 м².

Выполнение оценочных расчетов, пример которых показан выше, поможет заранее определить оптимальные параметры полета БПЛА при подготовке к исследованию загрязненной в результате аварии территории.

Выводы

Дистанционный метод определения радиационного загрязнения окружающей среды при помощи БПЛА позволяет при малой погрешности измерения повысить оперативность контроля, его надежность, уменьшить степень облучения персонала, занятого в работах по мониторингу территорий, загрязненных аварийным выбросом.

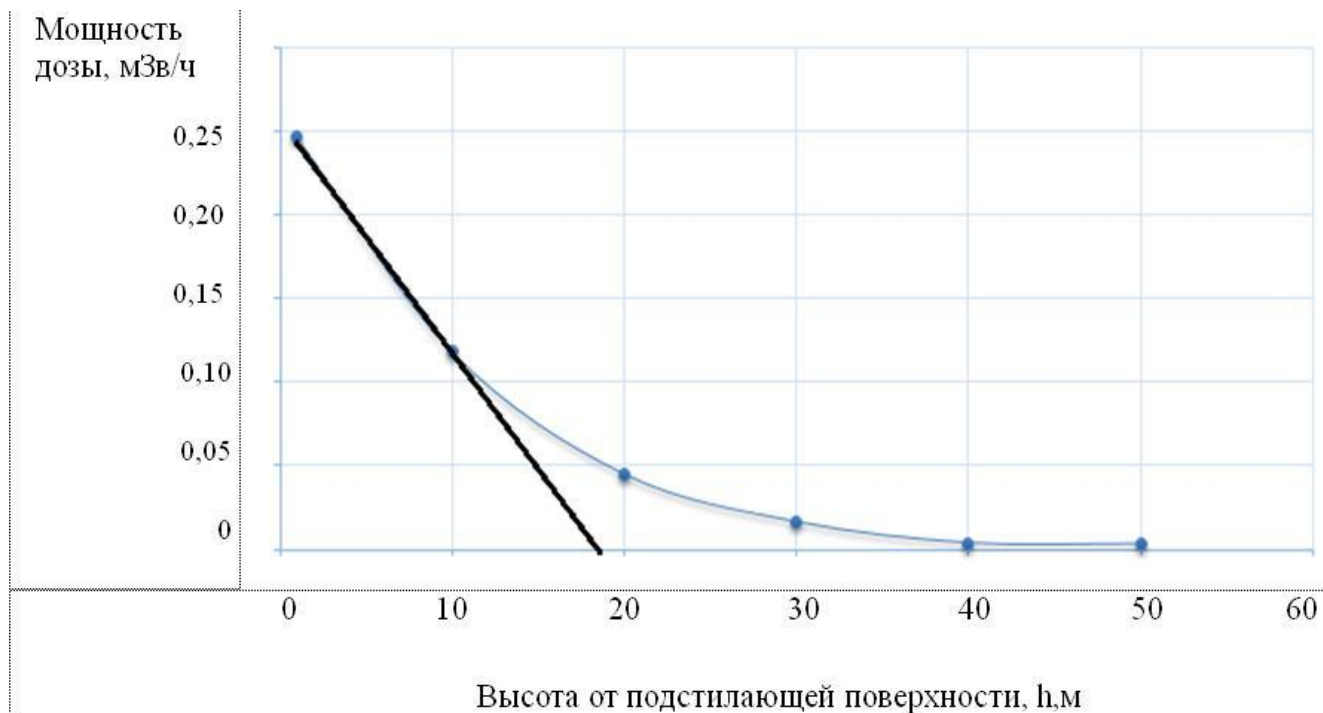


Рисунок 3. Распределение мощности эффективной дозы гамма-излучения, как функция высоты h от подстилающей поверхности при ее равномерном загрязнении радионуклидами с энергией фотонов $E_{\gamma} \approx 0,6$ МэВ

Преимущество метода состоит в том, что в его рамках можно осуществить локальный дистанционный контроль радиоактивных аэрозолей, распространяющихся в воздухе и оседающих на подстилающую поверхность при выбросах с АЭС и других радиационно-опасных объектов, как при радиационных авариях, так и при их штатной работе, с передачей информации по радиоканалу в режиме on-line на экран монитора компьютера независимо от существующих систем АСКРО. В отличие от стационарных систем радиационного контроля, например, систем АСКРО, оснащенных датчиками, регистрирующими в венттрубе АЭС долгоживущие, короткоживущие радионуклиды и инертные радиоактивные газы, а также специальными датчиками для регистрации йода, система измерения, реализуемая в дистанционном методе, определяет весь радионуклидный состав выброса до его выпадения на подстилающую поверхность, а также на подстилающей поверхности по следу радиоактивного облака. Кроме того, при применении дистанционного метода, появляется реальная возможность определения объемной активности радиоактивной газоаэрозольной примеси в процессе ее переноса в атмосфере, что невозможно осуществить приборным парком стационарной системы АСКРО в режиме on-line или при проведении этих измерений после того, как радиоактив-

ные аэрозоли осядут на землю.

Дополнительным плюсом дистанционного метода может служить возможность визуального осмотра места аварии, где отсутствуют датчики системы контроля и системы видеонаблюдений, поскольку беспилотный дозиметрический комплекс (БДК) содержит видеокамеру, работающую в режиме on-line.

Для определения оптимальных параметров полета БПЛА при подготовке к исследованию загрязненной в результате аварии территории, рекомендуется проведение предварительных оценочных расчетов параметров полета, например, оптимальной высоты полета аппарата и площади сканирования, пример которых приведен в статье для случая гипотетической ЗПА на энергоблоке Запорожской АЭС.

Сегодня в Украине не существует современного технического обеспечения, которое позволило бы в случае возникновения чрезвычайных ситуаций осуществлять в режиме реального времени эффективный дистанционный контроль радиационной обстановки на территориях влияния различных источников ионизирующего излучения, имеющих в стране в большом количестве, что актуализирует проведение работ по созданию таких методов.

Список использованной литературы

1. Елохин А.П. Применение беспилотного дозиметрического комплекса для определения концентрации

радионуклидов в атмосфере в условиях радиационных аварий / А.П. Елохин, В.А. Сафоненко, С.Е.

- Улин, В.В. Дмитренко, А.В. Пчелинцев, П.А. Пархома // Ядерные измерительно-информационные технологии (Nuclear Mesurement & Information Tecnologies).- 2007.- № 3(23).- С. 42 – 59.
2. Елохин А.П. Метод бесконтактной оценки радиоактивного загрязнения подстилающей поверхности в следе радиоактивного выброса / А.П. Елохин, М.В. Жилина, П.А. Пархома // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. - 2010.- Спецвыпуск.- С. 137-145.
 3. Елохин А.П. Методы радиационного контроля радиоактивного загрязнения окружающей среды с помощью беспилотных радиоуправляемых средств и особенности их пилотирования/ А.П. Елохин, Д.А. Лабашев// Глобальная ядерная безопасность. - 2014.- №2(11).- С. 5-20.
 4. Елохин А.П. Автоматизированные системы контроля радиационной обстановки окружающей среды / А.П. Елохин : учебное пособие для студентов вузов. – Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», 2012. – 316 с.
 5. Власик К.В. Автоматизированная система на основе ксеноновых гамма-спектрометров для контроля газообразных радиоактивных выбросов ядерного реактора / К.В. Власик, В.М. Грачев, В.В. Дмитренко, Т.С. Дружинина, Ф.Г. Котлер, С.Е. Улин, З.М. Утешев, С.С. Муравьев-Смирнов // Ядерные измерительно-информационные технологии. - 2004. - №2 (10). - С. 45–53.
 6. Елохин А.П. О некоторых специальных методах радиационного контроля окружающей среды // Сб.ст. Международной научно-технической конференции Проблемы автоматизации и управления в технических системах, Пенза, 2013. - С.269-280.
 7. Елохин А.П. Особенности сканирования подстилающей поверхности при помощи беспилотного дозиметрического комплекса / А.П. Елохин, М.В. Жилина, П.А. Пархома // Атомная энергия. – 2009. – Т.107. – Вып. 2. – С. 103–112.
 8. Забулонов Ю.Л. Система для оперативного дистанционного контроля та спостереження за радіаційною обстановкою на базі безпілотного літального апарату/ Ю.Л. Забулонов, В.М. Буртняк, Л.А. Одукалец // Nauka innov. - 2017. - 13(4).- С. 46–53.
 9. Забулонов Ю.Л. Аэрогаммаспектрометрическое обследование в Чернобыльской зоне отчуждения на базе БПЛА типа октокоптер/Ю.Л. Забулонов, В.М. Буртняк, И.О. Золкин // Вопросы атомной науки и техники. - 2015.- № 5(99). - С. 163–167.
 10. ArcGIS for Desktop Software. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.esri.com/arcgis/about-arcgis>
 11. Запорожская АЭС. Энергоблок №1. Разработка аналитического обоснования стратегий управления тяжелыми авариями и разработка РУТА. Оценка радиационных последствий тяжелых аварий с учетом стратегий управления тяжелыми авариями. ЕР 12-2011.500.ОД.1/ООО «Энергориск», К., 2012- 116 с.

Получено 26.11.2018

Работа выполнена под научным руководством доктора технических наук, профессора кафедры АЭС Одесского национального политехнического университета Барбашева С.В.

Реферати опублікованих статей / Summaries

УДК/UDC 621.039

В.М. Васильченко, В.В. Інюшев, К.В. Кустов

Створення та розвиток Атестаційного органу з атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС на базі ДП «ДНІЦ СКАР»

Розглянуто практичний досвід створення та розвитку органу з атестації систем експлуатаційного неруйнівного контролю на АЕС України, існуюча національна практика та передові міжнародні підходи до атестації неруйнівного контролю обладнання АЕС. Представлені завдання і проблеми атестаційного процесу на прикладі атестації систем контролю парогенераторів Рівненської АЕС.

V. Vasilchenko, V. Inyushev, K. Kustov

Establishment and development of the Qualification Body for the qualification of in-service inspection NDT systems for NPP equipment and pipelines was established on the basis of the SE «SSEC CSER»

The main approaches to the estimation of seismic resistance. The article analyses the practical experience of establishment and development of the body for the qualification of non-destructive testing systems at Ukrainian NPPs, the existing national practice and advanced international approaches to the qualification of non-destructive testing of NPP equipment. The tasks and problems of the qualification process are demonstrated using the example of the qualification of NDT systems of Rivne NPP steam generators.

УДК/UDC 621.039

О.В. Годун, В.Я. Шендерович

Гарантии поставок услуг ядерно-топливного цикла и ядерного топлива как фактор энергетической безопасности

На основании обзора мировых исследований представлен анализ гарантий поставок услуг ЯТЦ и ядерного топлива как фактор обеспечения энергетической безопасности стран-пользователей АЭС. С учетом численных индикаторов Евратом проведена сравнительная оценка рисков поставки услуг ЯТЦ и ядерного топлива для условий Украины при реализации различных вариантов топливного цикла. Получено заключение относительно оптимального ЯТЦ в части рисков поставки ядерного топлива и услуг ЯТЦ для Украины.

O. Godun, V. Shenderovich

Security of supply of nuclear fuel and nuclear fuel cycle services as factor of energy security

Security of supply analysis presented based on results of international researches of nuclear fuel cycle services. The security of supply presented as more important factor of energy security of nuclear energy system. The comparison assessment of risks for availability of nuclear fuel cycle services and nuclear fuel was presented apply of quantity scores of Euratom. Obtained conclusion about more preferable nuclear fuel cycle for Ukraine.

УДК/UDC 621.039.8

С. В. Васильченко., В. В. Інюшев, Ю. О. Кириленко

Сучасні підходи до продовження терміну експлуатації джерел швидких нейтронів на АЕС України

У статті розглянуті актуальні підходи до продовження терміну експлуатації джерел швидких нейтронів на АЕС України. Описано основні вимоги чинної нормативної бази, розглянуто зарубіжний досвід аналітичних обґрунтувань при поводженні з джерелами швидких нейтронів. Розглянуто основні етапи в рамках аналітичного обґрунтування безпеки в продовжуваний строк: обґрунтування цілісності, оцінка радіаційних навантажень на персонал, оцінка впливу відмови каналу системи на безпеку АЕС. Наведено короткий аналіз описаних методів оцінки.

S. Vasilchenko; V. Inyushev; Yu. Kirilenko

Modern approaches to life extension of fast neutron source at Ukrainian NPPs

The article considers a current approaches to life extension of fast neutron sources at nuclear power plants in Ukraine. The basic requirements of the current regulatory framework and foreign experience of analytic rationale for handling fast neutron sources are described. The main stages are considered within the framework of the analytical justification of safety in a prolonged period: justification of integrity, assessment of radiation loads on personnel, assessment of the impact of a system channel failure on the safety of NPPs. A brief analysis of the assessment methods described.

УДК/UDC 539.4

Ю. О. Оборський, М. О. Заяць, С. О. Кузнецов

Виконання обстеження трубопроводів РВ ХАЕС-1 і проведення розрахунків міцності, з урахуванням старіння, для оцінки можливості продовження строку експлуатації

Розглянуто основні підходи до визначення поточних характеристик металу трубопроводів (після 30 років експлуатації) і використання отриманих результатів для розрахункового підтвердження міцності і сейсмостійкості трубопроводів з використанням методу

Yu. Oborskiy, M. Zaiats, S. Kuznetsov

Execution of KHNPP-1 pipelines inspection and strength calculations with the account of aging, for estimation the possibility of extending their operational period

The main approaches to the determination of the current characteristics of the pipelines metal (after 30 years of operation) and their use for the strength calculations and seismic resistance of the pipelines using the finite elements method. The results of calculations for the static

скінчених елементів. Проаналізовано результати розрахунків на статичну міцність, циклічну міцність і сейсмостійкість трубопроводів. Підтверджено можливість надійної і безпечної експлуатації трубопроводів в понадпроектний термін, а також можливість продовження строку їх експлуатації.

УДК/UDC 539.4

В.О. Посох, Т.В. Пирогов, А.С. Колядюк, В.О. Куров

Виконання перевірочних розрахунків для підтвердження міцності і сейсмостійкості крана кругової дії 320 + 160 / 2x70т енергоблоку № 1 ВП ХАЕС

Розглянуто основні підходи до розрахункового підтвердження міцності і сейсмостійкості полярного крана кругової дії з використанням методу скінчених елементів. Проаналізовано результати розрахунку міцності і сейсмостійкості крана. Підтверджено можливість надійної і безпечної експлуатації у понадпроектний термін, а також можливість призначення продовженого терміну експлуатації.

УДК/UDC 539.4

В.О. Посох, А.С. Колядюк, А.С. Кошмак

Виконання перевірочних розрахунків для підтвердження міцності і сейсмостійкості металоконструкції захисної енергоблоку № 1 ВП ХАЕС

У статті розглянуті основні підходи для підтвердження міцності і сейсмостійкості металоконструкції захисної з використанням методу скінчених елементів. Проаналізовано отримані результати розрахунку металоконструкції. Обґрунтовано підтвердження можливості надійної і безпечної експлуатації у понадпроектний термін, і можливість встановлення нового терміну експлуатації.

УДК/UDC 621.039.75

О.В. Михайлов, В.О. Краснов, В.М. Безмилов

Методологія застосування радіонуклідних векторів для характеристики РАВ АЕС

Представлено огляд аналітичних і методичних матеріалів, що підводять підсумок дослідженням закономірностей, характерних для радіоактивних відходів (РАВ), які утворюються на АЕС. Показано, що методологія застосування радіонуклідних векторів (РВ) основана на використанні встановлених функціональних взаємозв'язків між активностями різних радіонуклідів, які одночасно напрацьовуються в ході кампанії реактора і забруднюють різні матеріали. За результатами аналізу даних вибіркового лабораторного контролю визначають реперні радіонукліди (РР), по активності яких в упаковках (партиях) РАВ, можна з високим ступенем достовірності оцінити активність інших радіонуклідів, що важко вимірюються (РВВ) та визначення яких в складі РАВ потребує великих матеріальних витрат і часу. Наведено ілюстрацію впливу різних чинників, що формують співвідношення РВВ і РР в експлуатаційних відходах АЕС. Визначено основні вимоги та процедури, які мають бути відображені в методиці встановлення радіонуклідних векторів для характеристики твердих РАВ, що були накопичені за період нормальної експлуатації енергоблоків Чорнобильської АЕС.

strength, cyclic strength and seismic resistance of pipelines are analyzed. Confirmed the possibility of reliable and safe operation of the pipelines and extending the period of their operation.

V. Posokh, T. Pirogov, A. Kolyaduk, V. Kurov

Implementation of verification calculations for confirmation of strength and seismic resistance of circularaction crane 320 + 160/2x70t of power unit № 1 KHNPP

The basic approaches to confirm the strength and seismic stability of a polar crane using the finite element method are considered in the article. The results of strength and seismic resistance analysis are presented. As a result of this work, the possibility of reliable and safe operation during the extended term, and the possibility of establishing a new operation term are confirmed.

V. Posokh, A. Kolyadyuk, A. Koshmak

Performance of testing calculations for confirmation of strength and seismic resistance of protective metal structures power unit № 1 OP KNPP

The article discusses the main approaches to confirm the strength and seismic resistance of a protective metal structure using the finite element method. Analyzed the results of the calculation of metal. The confirmation of the possibility of reliable and safe operation in the super-project period, and the possibility of determining a new service life.

O. Mykhailov, V. Krasnov, V. Bezmylov

Methodology for using radionuclide vectors to characterize NPP RAW

Analytical and methodical materials summarizing research regularities, which are typical for radioactive waste (RAW) producible at the NPPs, were reviewed. It was demonstrated that radionuclide vectors (RV) methodology is built on the use of established functional interactions between diverse activities of radionuclides, which are simultaneously generated during reactor campaign and contaminate different materials. Based on data analysis results of random laboratory control, key nuclides (KN) are identified. According to their activities in RAW packages (batches) one can evaluate with high certainty the activity of others, difficult to measure (DTM) radionuclides, whose identification in RAW composition demands high material costs and time. An illustration of impact of different factors, which form the DTM and KN ratio in NPP operational waste, is given. The main requirements and procedures are specified, which shall be highlighted in the Technique of RV identification and which are destined to characterize solid RAW accumulated over normal operation period of Chernobyl NPP power Units.

УДК/UDC 621.039

Є.М. Летков

Розробка і впровадження «Методики адаптації результатів обґрунтування сейсмостійкості обладнання, що виконано на інших енергоблоках АЕС»

У статті розглянуто підхід до обґрунтування сейсмостійкості обладнання АЕС з використанням даних, отриманих за результатами випробувань, аналізу або досвіду експлуатації однотипного, подібного або аналогічного обладнання, викладений в «Методичі адаптації результатів обґрунтування сейсмостійкості обладнання, що виконано на інших енергоблоках АЕС». В основі розробки даної методики лежать вимоги діючих норм, правил і стандартів ЯРБ, включаючи введений в дію в 2016 році документ НП 306.2.208-2016, рекомендації МАГАТЕ, а також багаторічний практичний досвід автора в частині виконання робіт з оцінки сейсмостійкості і кваліфікації обладнання на сейсмічні впливи.

УДК/UDC 621.181.6

В.П. Кравченко, Р.Н. Серета, Чжоу Сяолун, Ю.И. Висоцький, С.В. Сидаш, С.Ф. Парфенова

Гидравлический расчет прямооточного парогенератора для АЭС малой мощности с точки зрения снижения приведенных затрат

Атомным станциям малой мощности (АСМП) сейчас в мире уделяется большое внимание. Перспектива использования АСМП интересна и для Украины, которая может наладить их производство, использование и продажу. В работе уделяется внимание соответствующей ядерной энергетической установке (ЯЭУ), а именно одному из основных ее элементов - парогенератору (ПГ). Рассматривается ЯЭУ тепловой мощностью 180 МВт, за прототип которой берется ЯЭУ КЛТ-40С. При проектировании ПГ проводится гидравлический расчет. Компьютерный код ASPEN-TECH определяет гидравлическое сопротивление теплообменной поверхности. В работе приводится алгоритм и результаты расчета гидравлического сопротивления всей конструкции ПГ. Результаты гидравлического расчета необходимы при проведении вариантных расчетов для выбора основных конструктивных параметров: диаметра теплообменных трубок, шагов между трубками в вертикальном и горизонтальном направлениях, скорости питательной воды на входе в трубки.

УДК/UDC 621.039

В.І. Скалозубов, А.С. Мазуренко, Д.С. Пірковський, О.О. Чулкін, І.Л. Козлов, Ю.О. Комаров

Вплив напірно-видаткової характеристики поршневих насосів на умови виникнення гідродинамічних ударів в трубопровідних системах теплотехнічного обладнання

На основі аналізу попередніх досліджень і досвіду експлуатації теплотехнічного обладнання в роботі адаптована раніше розроблена авторами методика моделювання коливальних гідродинамічних процесів для замкнених трубопровідних систем з поршневыми насосами і демпфуючими пристроями. В результаті розрахункового моделювання гідродинамічних процесів встановлено, що виникнення коливальної гідродинамічної нестійкості визначається «запізненням» реакції напірно-

E. Letkov

Development and implementation of «Methodology of adapting results of seismic resistance justifications of equipment performed for other npp power units»

The article describes an approach to justifying the seismic resistance of NPP equipment using data obtained from the results of tests, analysis or operating experience of the same type or similar equipment described in the “Methodology of adapting results of seismic resistance justifications of equipment performed for other NPP power units”. The development of this methodology is based on the requirements of the existing norms, rules and standards of NRS, including the new document NP306.2.208-2016 put into effect in 2016, the recommendations of the IAEA, as well as the author’s many years of practical experience in performing seismic assessment and seismic qualification of NPP equipment.

V. Kravchenko, R. Sereda, Zhou Xiaolong, Yu. Vysotskii, S. Sidash, S. Parfyonova

Hydraulic calculation of one through steam generator for NPP with low power from the point of view of decreasing the reduced costs

Low power nuclear power plants (LPNPP) are now in the world paid much attention. The prospect of using LPNPP is also interesting for Ukraine, which can produce, use and sell them. The article focuses on the relevant NPP, namely one of its main elements - the steam generator (SG). A nuclear power unit with a thermal power of 180 MW is considered, the prototype of which is KLT-40C. When designing the SG is carried out hydraulic calculation. The computer code ASPEN-TECH determines the hydraulic resistance of the heat exchange surface. The paper presents the algorithm and the results of the calculation of the hydraulic resistance of the entire SG design. The results of hydraulic calculation are necessary when carrying out variant calculations to select the main design parameters: the diameter of the heat exchange tubes, the steps between the tubes in the vertical and horizontal directions, the velocity of the feed water at the inlet to the tubes.

V. Skalozubov, A. Mazurenko, D. Pirkovskiy, O. Chulkin, I. Kozlov, Yu. Komarov

Influence of pressure-flow characteristics of piston pumps on the conditions for the occurrence of hydrodynamic shocks in pipeline systems of heat engineering equipment

Based on the analysis of previous studies and operating experience of heat engineering equipment, a previously developed method of modeling oscillatory hydrodynamic processes for closed pipeline systems with piston pumps and damping devices was adapted by the authors. As a result of computational modeling of hydrodynamic processes, it has been established that the occurrence of oscillatory hydrodynamic instability is determined by the “delay” of the reaction of the pressure-flow characteristic of

видаткової характеристики насосів на відхилення сталих режимних параметрів потоку напірно-видаткової характеристики (НВХ) поршневих насосів. Збільшення «жорсткості» НВХ поршневих насосів призводить до збільшення амплітуди і періоду коливань гідродинамічних параметрів (тиску і середньої швидкості потоку). Збільшення амплітуди коливань гідродинамічних параметрів збільшує гідродинамічні навантаження (гідродари) на всі елементи трубопровідної системи з поршневими насосами. Також показана обмеженість відомих підходів для розглянутих умов резонансного механізму виникнення коливальної гідродинамічної нестійкості: частота генерації витрати поршневими насосами на порядок і більше відрізняється від власної частоти трубопровідної системи.

УДК/UDC 006.05

В.Н. Куц, А.Н. Масько

Дальнейший статус нормативных документов ядерно-энергетического комплекса Министерства Энергетики и угольной промышленности

Представлены результаты научно-технического анализа фонда отраслевых нормативных документов ядерно-энергетического комплекса на соответствие действующему законодательству, выполненного в 2017-2018 годах ГП «ГНИЦ СКАР» по заказу Министерства энергетики и угольной промышленности Украины. Даны рекомендации по дальнейшему статусу действующих нормативных документов ядерно-энергетического комплекса.

УДК/UDC 621.039.58:504.064.3

И.В. Высоцкий, С.В. Барбашев

Определение количества постов АСКРО в санитарно-защитной зоне Южно-Украинской АЭС

Для определения количества постов АСКРО с датчиками для измерения мощности дозы γ -излучения в санитарно-защитной зоне атомных станций предлагается применить методический подход, который учитывает экологические, физико-технические факторы и особенности формирования и распространения факела выброса от АЭС. Практическое использование методики осуществлено на примере Южно-Украинской АЭС.

УДК/UDC 621.039:504.064.37

Я.В. Ткаченко

Застосування безпілотних літальних апаратів для радіаційного контролю навколишнього середовища в умовах радіаційних аварій

Описано метод дистанційного радіаційного контролю, який заснований на використанні безпілотних літальних апаратів, що несуть на собі комплекс обладнання, яке може бути використане для вирішення ряду завдань, пов'язаних з аварійним реагуванням. Такий метод при невеликій вартості, малій похибці вимірювань дозволить істотно підвищити оперативність радіаційного контролю, його надійність, зменшити ступінь опромінення персоналу, зайнятого в роботах з моніторингу територій, забруднених аварійним викидом, знизити ризик прийняття неправильного рішення.

pumps to deviations of the established flow parameters of the pressure-flow characteristic (PFC) of piston pumps. An increase in the "stiffness" of PFC in piston pumps leads to an increase in the amplitude and period of oscillations of hydrodynamic parameters (pressure and average flow velocity). An increase in the amplitude of oscillations of hydrodynamic parameters increases the hydrodynamic loads (hydraulic shocks) on all elements of the pipeline system with piston pumps. The limitations of the known approaches for the considered conditions of the resonant mechanism for the occurrence of oscillatory hydrodynamic instability are also shown: the frequency of flow generation by piston pumps is an order of magnitude and more different from the natural frequency of the pipeline system.

V. Kuts, O. Masko

Further status of normative documents of the Nuclear Power Complex of Ministry of Energy and Coal Industry

The results of the scientific and technical analysis of the fund of the industry regulatory documents of the nuclear power complex for compliance with the current legislation, made in 2017-2018 by the State Enterprise «SSEC CSER» by order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine are presented. Recommendations are given on the further status of the current regulatory documents of the nuclear power complex.

I. Vysotsky, S. Barbashev

Determination of the number of ASKRO posts in the sanitary-protective zone of the South Ukrainian NPP

In order to determine the number of ASKRO posts with sensors for measuring the dose of γ -radiation in the sanitary protection zone of nuclear power plants, it is proposed to apply a methodical approach that takes into account the environmental, physical and technical factors and special features of formation and the propagation of the flare from the nuclear power plant. The practical use of methods was carried out on the example of the South Ukrainian NPP.

Ya. Tkachenko

The use of unmanned aerial vehicles for radiation control of the environment in the event of radiation accidents

A method of remote radiation monitoring is described, which is based on the use of unmanned aerial vehicles carrying a set of equipment that can be used to solve a number of tasks related to emergency response. Such a method at a low cost, small measurement error will significantly increase the efficiency of radiation monitoring, its reliability, reduce the exposure of personnel involved in monitoring areas contaminated by accidental release, and reduce the risk of making the wrong decision.

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРІВ

1. Рукопис статті українською, російською або англійською мовами подається до журналу у вигляді твердої копії з підписами всіх авторів на останній сторінці, а також електронної версії (на електронному носії або електронною поштою).
2. Послідовність оформлення: ініціали та прізвища авторів; назва статті; назви організацій, де виконувалась робота; анотація, ключові слова; текст статті, літературні посилання. Стаття має містити УДК. Крім того, на окремій сторінці надається така інформація: ініціали та прізвища авторів, назва статті, назви організацій, анотація та ключові слова англійською, українською та російською мовами; телефони та адреси електронної пошти авторів. Додатково до тексту статті (окремо від тексту — окремим файлом) подаються ілюстративні та графічні матеріали.
3. Загальний обсяг статті разом з графічними матеріалами не повинен перевищувати 18 сторінок формату А4. На одній сторінці може бути не більше як 30 рядків та до 60 знаків (з урахуванням розділових знаків і проміжків між словами) у кожному рядку. Розмір шрифту підготовленого на комп'ютері матеріалу — 14; міжрядковий інтервал — 1,5; розміри полів (мм): зліва — 30, справа — 10, зверху — 20, знизу — 25.
4. Текст набирається шрифтом TimesNewRoman у редакторі Microsoft Word. Графічний матеріал (у режимі “чорно-білий” або “відтінки сірого”) подається у форматі EPS, TIFF або JPG-файлів з густиною точок на дюйм 300—600 dpi. Ілюстративні матеріали, що були створені за допомогою панелі WordArt редактора Microsoft Word, подаються окремо у форматі DOC-файлів.
5. Статті, які є результатами робіт, проведених в організаціях, повинні мати супровідний документ від цих організацій.
6. Разом зі статтею до редакції журналу має бути поданий документ про можливість відкритої публікації матеріалів.
7. Скорочення слів, словосполучень, назв, термінів, за винятком загальноприйнятих, можливе тільки у разі їх розтлумачення при першому згадуванні в тексті.
8. Зміст наукових статей будується за загальноприйнятою структурою:
вступ — проблема, ціль, постановка задачі, її актуальність, аналітичний огляд останніх досліджень й публікацій з даної проблеми, опис головної ідеї даної публікації;
викладення основного змісту проведеного дослідження — головна частина статті, де висвітлюються основні положення дослідження, програма і методика експерименту, отримані результати та їх обґрунтування, виявлені закономірності, аналіз результатів;
висновки — основні підсумки, рекомендації, значення для теорії й практики, перспективи подальших досліджень;
список використаної літератури — перелік літературних джерел, на які є посилання в тексті статті: вказати авторів та назву твору, місце публікації (для книжки — місто та видавництво, для статті — назву збірника чи журналу, його номер та/або випуск), рік публікації, загальну кількість сторінок для книжки або сторінки, на яких надрукована стаття.
9. Виплата авторського гонорару не передбачається.
10. Матеріали, що надійшли до редакції, авторам не повертаються.