

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНСПЕКЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ ПЕРСОНАЛОМ NRC, В ПРОЦЕССЕ РЕАКТОРНОГО НАДЗОРА

Букринский А.М., заслуженный энергетик России (НТЦ ЯРБ)

Как следует из краткого обзора американской практики атомного надзора [1], осуществляемого персоналом NRC, определение значимости результатов инспекций, проводимых в процессе реакторного надзора, так же как и оценка состояния ключевых факторов безопасности по показателям состояния (PI), представляемым ежеквартально лицензиатом, дается в цветовом коде. По нему оценивается деятельность лицензиата по обеспечению безопасности и принимаются решения в соответствии с матрицей действий и санкции.

Зеленым кодом обозначается удовлетворительное состояние ключевого фактора безопасности, не требующее принятия каких-либо корректирующих мер. Белый код применяется, когда работа лицензиата выходит за рамки нормального диапазона, но ключевой фактор все еще сохраняет минимальный запас безопасности. Желтый код указывает на значительные проблемы в работе лицензиата, при которых ключевой фактор характеризуется значительным снижением запасов безопасности. Красный код характеризует значительное повышение риска повреждения активной зоны и неприемлемое снижение запасов безопасности.

Определение значимости результатов инспекций, именуемое в документации NRC Significance Determination Process (SDP), представляет собой тщательно разработанную процедуру, для реализации которой предусмотрено 43 специализированных раздела в Руководстве по инспекциям (далее – Руководство) [2]. Кроме того, эта тема затрагивается и в других разделах Руководства, а также в других документах NRC. Базовыми документами для этой процедуры являются [3] и [4]. Для неё установлен срок не более 90 дней, хотя в некоторых сложных случаях допускается его увеличение. В процессе SDP проводятся совещания с лицензиатом, оформляется отчетная документация в соответствии с руководством [5] и проводятся совещания по рассмотрению значимости и санкций – Significance and Enforcement Review Panel (SERP).

Определение значимости результатов инспекций в процессе SDP осуществляется на основе риск-ориентированного или детерминистического подходов в зависимости от ключевых факторов, к которым относятся инспекции.

Все ключевые факторы и относящиеся к ним инспекции были достаточно детально представлены в обзоре [6]. Риск-ориентированный подход применяется для результатов инспекций тех ключевых факторов, для которых возможна оценка их влияния на частоту повреждения активной зоны (CDF) или частоту раннего выброса радиоактивных веществ за пределы защитной оболочки (LERF), а именно: для исходных событий, систем ограничения последствий и целостности барьеров. Для остальных ключевых факторов безопасности применяется детерминистический подход.

Как следует из представленной в [1] матрицы действий, оценка результатов инспекций зеленым кодом ( $10^{-6}$  или ниже) не требует каких-либо действий со стороны регулятора. В этом случае лицензиат обязан самостоятельно предпринять необходимые корректирующие меры в рамках своей программы корректирующих действий. Поэтому для всех ключевых факторов безопасности первым этапом SDP является отсеивание результатов инспекций, опасность которых оценивается на уровне зеленого кода ( $10^{-6}$  или ниже). В документации NRC этот этап именуется фазой 1 – Initial Screening and Characterization of Findings (Ha-

чальное отсеивание и характеристика результатов инспекций). Эту фазу инспекторы NRC выполняют, руководствуясь документом [7], который является общим для всех ключевых факторов безопасности. Последующие фазы процесса SDP для каждого ключевого фактора и даже для некоторых их составляющих выполняются дифференцированно, для чего разработаны соответствующие разделы [2].

### **Начальное отсеивание и характеристика результатов инспекций**

Первый шаг начального отсеивания – определение выявленной проблемы. Это может быть как отступление от действующих правил, выявленное инспекторами NRC в процессе инспекций, так и проблема, выявленная самим лицензиатом и сообщенная инспекторам NRC.

В руководстве [7] имеются опросные листы, облегчающие инспекторам NRC выполнение всех шагов начального отсеивания. При этом должны быть определены ключевые факторы, к которым относится проблема, её характер и необходимость перехода к фазе 2 или 3 для дальнейшего анализа. Кроме этого имеются руководства [8] и [9], в первом из которых даются дополнительные указания по начальному отсеиванию и по выявлению случаев, требующих применения санкций, а во втором, в качестве образца, приводится обширный набор примеров малозначимых отступлений, не требующих дальнейшего анализа.

Если в результате начального отсеивания проблема определена зеленым кодом или ниже, то на этом процесс определения значимости считается законченным и в таком виде он отражается на совещании по итогам инспекции и в инспекционном отчете. Если же проблема определена как потенциально соответствующая белому, желтому или красному коду, то лицензиату предоставляется возможность представить дополнительную информацию для окончательного определения, или потребовать проведения регулирующей конференции, на которой также может быть представлена дополнительная информация.

Все результаты предварительного определения значимости, которые потенциально соответствуют белому, желтому или красному коду, должны быть рассмотрены на совещании SERP. Если при этом какая-либо проблема будет оценена как соответствующая зеленому коду, то это определение становится окончательным. Также считаются окончательными определения, признанные лицензиатом. Все остальные проблемы продолжают определяться дифференцированно в соответствии с руководствами для второй и, где необходимо, третьей фазы.

### **Определение значимости результатов инспекций на основе риск-ориентированного подхода**

Результаты инспекций, значимость которых определяется на основе оценки риска, принимаются малозначимыми и подлежат отсеиванию, если их вклад в повышение CDF меньше, чем  $10^{-6}$ , а в LERF – меньше, чем  $10^{-7}$  на реактор в год. При этом, согласно [10], назначение цветового кода производится в соответствии со следующей шкалой:

Цветовой код	Диапазон частот $\Delta$ CDF на реактор в год	Диапазон частот $\Delta$ LERF на реактор в год
Зеленый	$< 10^{-6}$	$< 10^{-7}$
Белый	$< 10^{-5} - 10^{-6}$	$< 10^{-6} - 10^{-7}$
Желтый	$< 10^{-4} - 10^{-5}$	$< 10^{-5} - 10^{-6}$
Красный	$\geq 10^{-4}$	$\geq 10^{-5}$

Методика определения значимости результатов инспекций на основе оценки риска впервые была изложена в документе NRC [11]. В дальнейшем она тестировалась и совершенствовалась на основе практического применения, пока не достигла вида, представленного в документах [3] и [4] и приложениях к ним. Однако идеология подхода при этом не изменилась. Она наглядно представлена в блок-схеме, приведенной в [11] (рис.1).

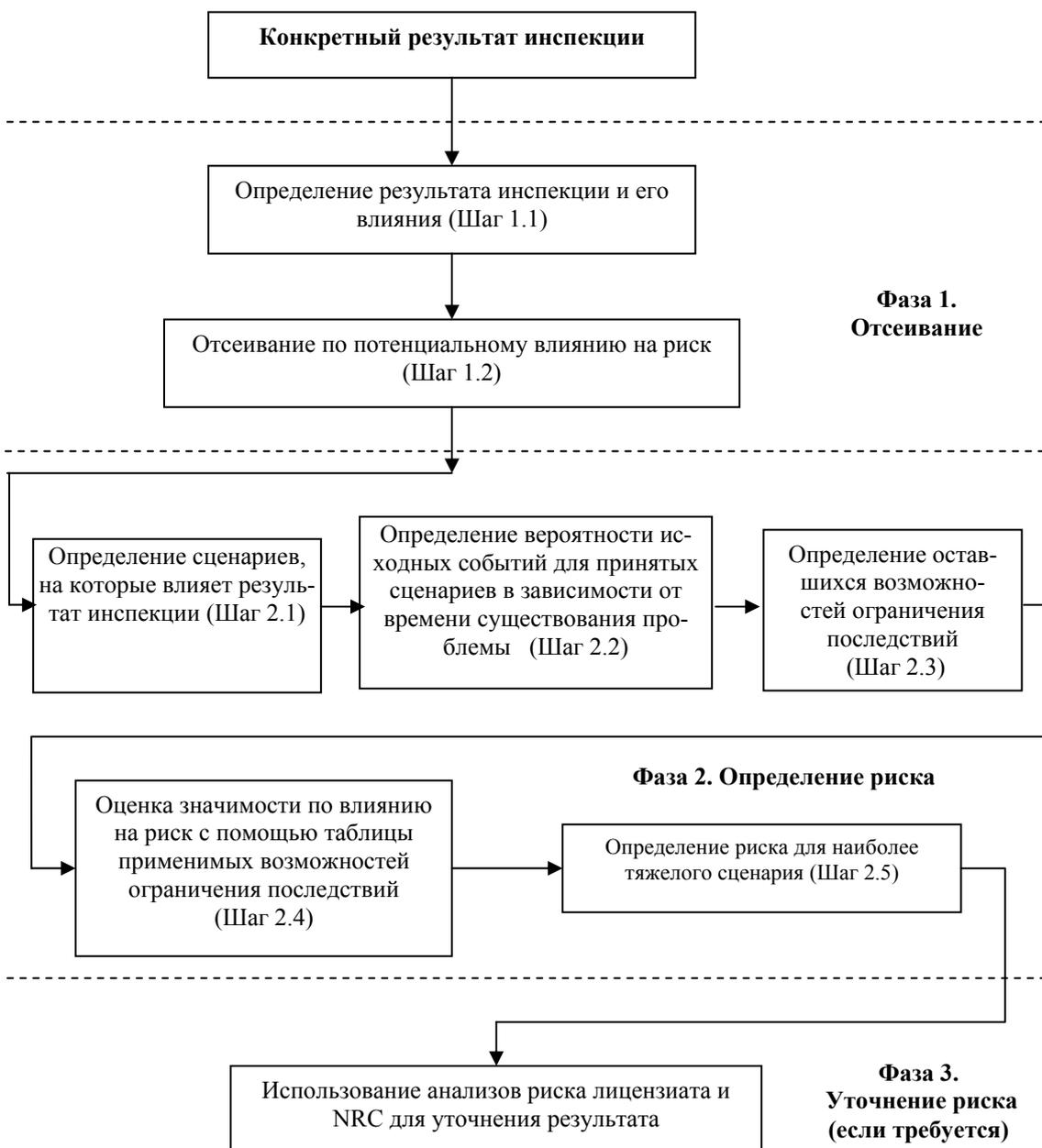


Рис. 1. Определение значимости результатов инспекций на основе оценки риска

Здесь представлены все три фазы определения значимости, хотя фаза 1, как отмечалось выше, является общей для всех ключевых факторов безопасности. Фазы 2 и 3 относятся только к ключевым факторам, характеризующим состояние реактора и его систем. Это, как указывалось выше, – исходные события, системы ограничения последствий и барьеры.

Определение значимости для фаз 2 и 3 базируется на вероятностном анализе безопасности (PRA), который к тому же должен учитывать специфические особенности каждой станции, для чего к стандартизированной модели по анализу риска – Standardized Plant Analysis Risk (SPAR) – предъявляются специальные требования, отраженные в документе [12], являющемся одним из руководств по проведению 3-й фазы определения значимости. Это третий том справочной книги, куда входят еще два тома [13] и [14], посвященные требованиям к анализу внутренних и исходных событий.

Третья фаза определения значимости может выполняться только специалистами по PRA. Поэтому для инспекторов, не имеющих специальной подготовки, для определения значимости результатов инспекций на основе риска для второй фазы выполняется детерминированная аппроксимация результатов вероятностного анализа, выполненного в соответствии с указанными выше требованиями. Это два инструмента, позволяющие инспекторам NRC с полным пониманием технического содержания выполняемого анализа проводить определение значимости результатов инспекций на основе оценок риска.

Первым инструментом является так называемый риск-ориентированный инспекционный блокнот конкретной станции (Site Specific Risk-Informed Inspection Notebook), который содержит пять таблиц, воспроизводящих представленный на рис.1 алгоритм определения значимости, и отражает результаты полноразмерного анализа риска.

Вторым инструментом является таблица или операционная карта для предварительного решения (Pre-solved Table/Worksheet), приближенно отражающая содержание инспекционного блокнота. Для каждой станции эти инструменты находятся на внутренней части веб-сайта NRC. Они постоянно обновляются, и от инспекторов требуется прежде, чем приступить к определению значимости, ознакомиться с последней информацией на указанном веб-сайте.

В инспекционном блокноте предусмотрены следующие таблицы:

- Таблица 1. Категории исходных событий для конкретной станции (Categories of Initiating Events for XXX Plant);
- Таблица 2. Источники событий и системная зависимость для конкретной станции (Initiators and System Dependency for XXX Plant);
- Таблица 3. SDP операционные карты для конкретной станции (SDP Worksheets for XXX Plant);
- Таблица 4. Оставшиеся возможности ограничения последствий для конкретной станции (Remaining Mitigation Capability Credit);
- Таблица 5. Операционная карта правил расчета для конкретной станции (Counting Rule Worksheet).

Шаг 2.1, указанный на рис.1 для фазы 2, выполняется с помощью таблицы 2, а следующий шаг 2.2 (определение вероятности исходных событий для принятых сценариев в зависимости от времени существования проблемы) – с помощью таблицы 1. Эта таблица, в качестве примера, воспроизведена ниже.

Таблица 1

**Категории исходных событий  
(типовой пример)**

Ряд	Частота исходных событий (ИС)	Типы исходных событий	Параметр вероятности исходных событий		
			$X = -\log_{10}(\text{частота ИС})$		
I	> 1 за 1 – 10 лет	Отключение реактора аварийной защитой (АЗ). Отключение турбины	1	2	3
II	1 за 10 – 10 <sup>2</sup> лет	Потеря внешнего электропитания. Непреднамеренное открытие сбросного клапана – BWR	2	3	4
III	1 за 10 <sup>2</sup> – 10 <sup>3</sup> лет	Разрыв трубок парогенератора. Потеря компонента системы охлаждающей воды. Открытие сбросного клапана – PWR. Малая течь, включая отказ уплотнения ГЦН – PWR. Разрыв главного паропровода/ трубопровода питательной воды	3	4	5
IV	1 за 10 <sup>3</sup> – 10 <sup>4</sup> лет	Малая течь теплоносителя – BWR. Средняя течь теплоносителя. Потеря внешнего электропитания с потерей одной шины переменного тока	4	5	6
V	1 за 10 <sup>4</sup> – 10 <sup>5</sup> лет	Большая течь теплоносителя. Переходные процессы с отказом срабатывания АЗ – BWR	5	6	7
VI	< 1 за 10 <sup>5</sup> лет	Переходные процессы с отказом срабатывания АЗ – PWR. Межсистемная течь теплоносителя	6	7	8
			> 30 дней	30 – 3 дней	< 3 дней
			Время существования проблемных условий		

В таблице 2 приводятся системы, их компоненты, обеспечивающие системы и возможные сценарии, к которым могут привести отказы компонентов под

влиянием выявленной проблемы. Вероятность этих сценариев, как указано выше, определяется по таблице 1, исходя из их типа и времени существования проблемы. Таблица 3 представляет собой набор операционных карт (Worksheets), отражающих для каждого из сценариев информацию, которую несут деревья событий полноразмерного PRA. Таблица 4 дает информацию об оставшихся возможностях предотвращения тяжелых последствий аварии. Здесь приводятся шесть типов оставшихся возможностей, для которых в качестве рейтингового параметра принят  $X = -\log_{10}(\text{вероятность отказа})$ . Это следующие группы:

- Восстановление отказавшего канала оператором –  $X = 1$ .
- Автоматический канал с паровым приводом –  $X = 1$ .
- 1 канал –  $X = 2$ .
- 1 многоканальная система –  $X = 3$ .
- 2 канала на разных принципах действия –  $X = 4 (2+2)$ .
- Действия оператора –  $X = 1, 2$  или  $3$ .

Действия оператора оцениваются тремя возможными категориями ошибок, которые определяются тремя приведенными значениями рейтингового параметра.

Последняя таблица представляет собой операционную карту подсчета конечного результата в цветовом коде на основе данных, полученных при анализе предыдущих таблиц.

Если при выполнении анализа с помощью описанных инструментов возникают неясности или отсутствует необходимая информация, то появляется необходимость перехода к третьей фазе определения значимости.

#### **Определение значимости результатов инспекций на основе детерминистического подхода**

На основе такого подхода определяется значимость результатов инспекций для ключевых факторов безопасности, не имеющих непосредственного выражения в параметрах риска: аварийной готовности, радиационной защиты персонала, радиационной защиты населения и физической защиты. Здесь значимость результатов инспекций основывается на их соответствии регулирующим требованиям или на степени несоответствия этим требованиям выявленных проблем. При этом все применимые требования ранжированы экспертами в зависимости от их значимости для риска при разработке соответствующих руководств. Так, например, в руководстве [15] из 16-ти требований пункта 50.47 (b) свода положений по федеральному регулированию [16] выделены четыре требования вместе с соответствующими частями приложения Е как более значимые в отношении риска по сравнению с остальными.

Все руководства по определению значимости результатов инспекций на основе детерминистического подхода имеют характер опросных листов, дополненных блок-схемами, обеспечивающими указания инспектору для пошагового выполнения соответствующей процедуры. Пример такой блок-схемы для одного из направлений ключевого фактора – «радиационная защита персонала» – приведен на рис.2.

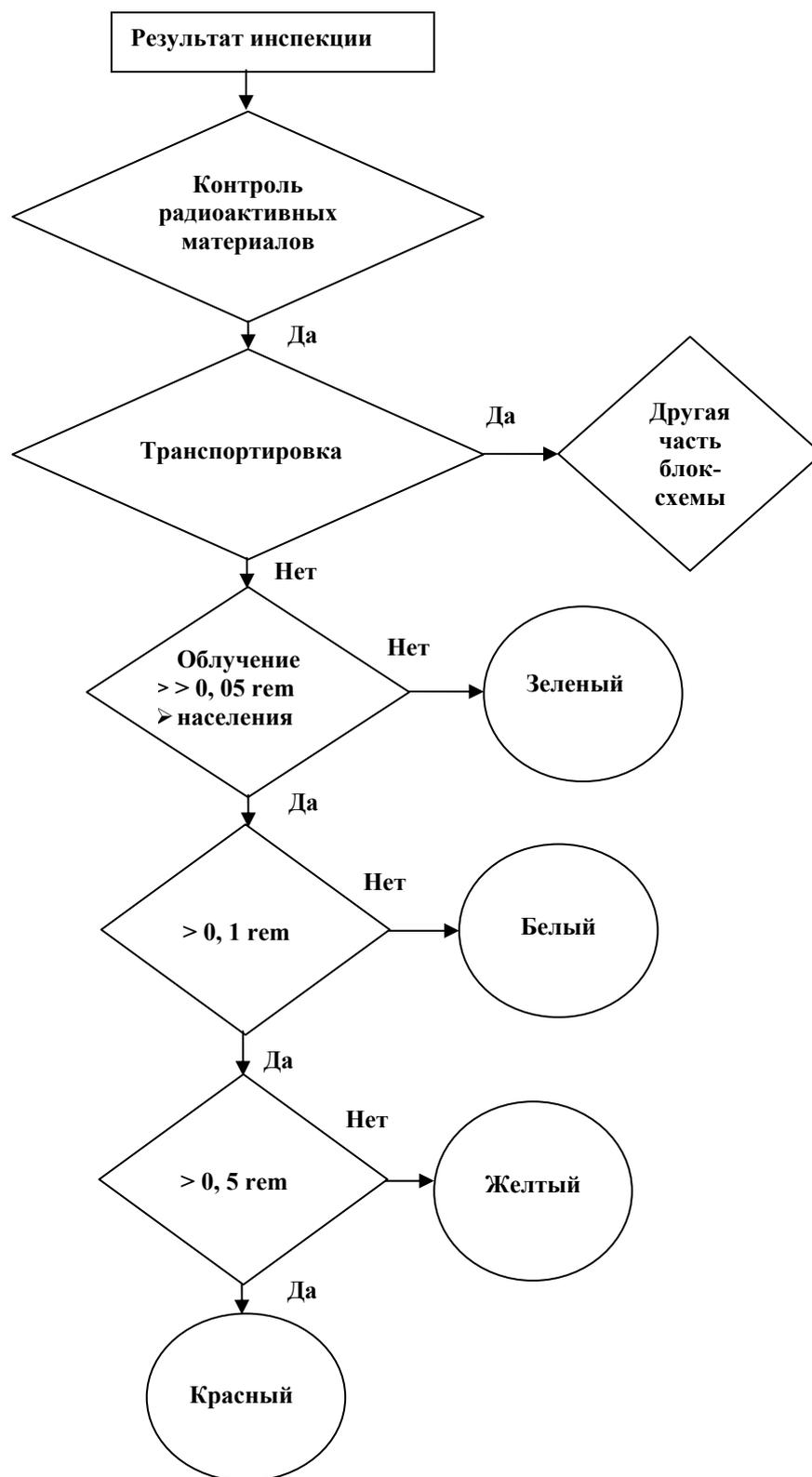


Рис. 2. SDP для ключевого фактора «радиационная защита населения»

## **Определение значимости результатов инспекций и программа предшественников аварии**

Процесс определения значимости результатов инспекций SDP тесно связан с программой предшественников аварий ASP (Accident Sequence Precursor), которая так же, как и SDP, опирается на полноразмерный PRA.

Данная программа является одной из ранних программ NRC, использующих в своей основе PRA. Она была начата в 1979 г. с целью выявления событий (исходных событий или отказов компонентов), имевших место в процессе эксплуатации американских АЭС, при которых, в случае появления дополнительных событий, могла бы иметь место тяжелая авария. Это так называемые предшественники аварий. Однако не все такие события зачисляются в указанную категорию. Зачисление событий производится тогда, когда риск тяжелой аварии с повреждением активной зоны (CDF) возрастает на  $10^{-6}$  реактор/год и более, что, по существу, тот же самый критерий значимости, что и в процессе SDP. Поэтому, как представлено в национальном докладе США [17] на 4-й обзорной конференции МАГАТЭ по выполнению конвенции о ядерной безопасности, начиная с 2006 г. результаты процесса SDP используются в программе ASP. У них также одна и та же вычислительная основа для выполнения PRA – расчетная модель SPAR, о которой говорилось выше, учитывающая специфические особенности каждой станции. Упомянутые выше справочные книги [12], [13] и [14] также являются общими для обоих процессов.

Наряду с указанным нижним критерием определения предшественников аварии, в анализах NRC используется критерий для так называемых существенных предшественников аварий – повышение CDF на  $10^{-3}$  и более, что находится в красной зоне по цветовому коду SDP. Ежегодно персонал NRC представляет на рассмотрение Комиссионеров отчет о состоянии выполнения программы ASP и тренды предшественников аварий и их существенных представителей. В отчете дается объективная оценка уровня безопасности американских АЭС, намного более значимая, чем оценка по происшедшим событиям или даже по международной шкале INES, как это принято во многих странах, в том числе и в России. Вместе с тем, нужно сказать, что по уровню освоенности методов ВАБ Россия тоже вполне могла бы использовать анализ предшественников аварий для более глубокой и объективной оценки уровня безопасности эксплуатируемых энергоблоков, чем это делается сейчас. Для этого необходимо, чтобы руководство Ростехнадзора в большей мере ориентировало НТЦ ЯРБ – ведомственную организацию научно-технического обеспечения – на разработку научных подходов к атомному надзору, чтобы решать подобные вопросы на современном научно-техническом уровне.

### **Заключение**

Представленной статьей завершается небольшой цикл обзорной информации об американском атомном надзоре, который в настоящее время является самым современным и прогрессивным. Автор надеется, что и в России представленная информация будет востребована. Только это и придает ему силы продолжать работу в том же направлении.

### Использованная литература

1. Букринский А.М. Атомный надзор в США (основные черты и особенности). Журнал «Ядерная и радиационная безопасность», № 1, 2009.
2. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Table of Contents, 2009.
3. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0308, Att 3 «Technical Basis for Significance Determination Process», 2006.
4. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0609 «Significance Determination Process», 2008.
5. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0612 «Power Reactor Inspection Reports», 2008.
6. Букринский А.М. Ключевые факторы безопасности и их оценка в процессе реакторного надзора NRC. Журнал «Ядерная и радиационная безопасность», № 2, 2009.
7. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0609.04, «Phase 1 - Initial Screening and Characterization of Findings», 2008.
8. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0612, App B «Issue Screening», 2008.
9. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0612, App E «Examples of Minor Issues», 2008.
10. US Nuclear Regulatory Commission, «Basis Document for Large Early Release Frequency (LERF) Significance Determination Process (SDP). Inspection Findings that May Affect LERF», NUREG-1765, 2002.
11. US Nuclear Regulatory Commission, SECY-99-007a - Recommendations For Reactor Oversight Process Improvements (Follow-up to SECY-99-007), Staff Requirements Memorandum, Attachment 2, Inspection Finding Risk Characterization Process, March 22, 1999.
12. US Nuclear Regulatory Commission, «Risk Assessment of Operational Events», Handbook, Volume 3 – SPAR Model Reviews, Revision 1, SDP Phase 3. 2007.
13. US Nuclear Regulatory Commission, «Risk Assessment of Operational Events», Handbook, Volume 1 – Internal Events, Revision 1.01, SDP Phase 3, 2008.
14. US Nuclear Regulatory Commission, «Risk Assessment of Operational Events», Handbook, Volume 2 – External Events, Revision 1.01, SDP Phase 3, 2008.
15. US Nuclear Regulatory Commission, Inspection Manual Chapter 0609 App. B, «Emergency Preparedness Significance Determination Process», 2007.
16. US Code of Federal Regulations (CFR), Energy, title 10, part 50, § 50.47 «Emergency Plans» и Appendix E to Part 50 – «Emergency Planning and Preparedness for Production and Utilization Facilities».
17. U.S. Nuclear Regulatory Commission, NUREG-1650, Rev. 2, «The United States of America Fourth National Report for the Convention on Nuclear Safety», Washington, DC, September 2007.