

Культура безопасности: Система учета опыта эксплуатации

Машин В.А.

Машин Владимир Анатольевич - Старший научный сотрудник Обнинского научно-исследовательского центра «Прогноз». Кандидат психологических наук.

E-mail: mashin-va@mail.ru

На примере анализа аварии на АЭС Три-Майл-Айленд (28 марта 1979 год), рассмотрена важная роль системы учета опыта эксплуатации в формировании и поддержании высокой культуры безопасности при эксплуатации АЭС. Учет опыта эксплуатации рассмотрен на уровне регулирующего органа, проектирующей организации и эксплуатирующей компании при анализе ими многочисленных событий-предвестников этой аварии. Перечислены недостатки требований, методов и принципов существовавшей системы учета опыта эксплуатации, которые не позволили предупредить и минимизировать последствия аварии. Делается вывод, что невозможно достичь высокой культуры безопасности АЭС при низкой культуре регулирующих органов, проектирующих организаций и эксплуатирующих компаний в области учета опыта эксплуатации.

Ключевые слова: культура безопасности, опыт эксплуатации, регулирующий орган, проектирующая организация, эксплуатирующая компания, авария на АЭС Три-Майл-Айленд.

Важнейшим элементом интегрированной системы обеспечения безопасности АЭС является учет опыта эксплуатации (ОЭ) [1]. Данная система выполняет чрезвычайно важную функцию обратной связи в контуре управления организации. При этом особый акцент делается на сообщениях и отчетах о недостатках, несоответствиях, ошибках и нарушениях, которые могут или могли привести к значимым последствиям, но не привели благодаря наличию одного или нескольких барьеров глубокоэшелонированной защиты: так называемые латентные ошибки, события низкого уровня (СНУ) и события, которые удалось избежать [2, 3]. Данные сообщения и отчеты выполняют функцию предвестников значимых событий, которые требуют своевременного анализа и принятия корректирующих мер для предупреждения возникновения в будущем.

Современные требования, методы и принципы, обеспечивающие построение и поддержание процесса и культуры учета ОЭ, принятые в атомной энергетике, были выработаны, в первую очередь, на основе анализа ряда крупных аварий. Их расследование позволило установить наличие событий-предвестников, которым не было уделено должного внимания со стороны регулирующих органов, проектирующих организаций и эксплуатирующих компаний. Из этих событий не были извлечены ценные уроки,

позволившие бы предотвратить возникновение значимых аварий, если бы были внесены изменения в проект АЭС, в эксплуатационные процедуры, в подготовку и лицензирование оперативного персонала.

Ярким примером может служить авария, которая произошла 28 марта 1979 года на втором энергоблоке АЭС Три-Майл-Айленд (Three Mile Island, TMI-2), США. Расследования, выполненные Президентской Комиссией США [4-7], Комиссией по ядерному регулированию (NRC) США [8, 9], Национальным исследовательским центром по ядерной безопасности АЭС (NSAC) США [10], установили ряд событий-предвестников аварии на TMI-2, которые остались без должного внимания. Расследования высветили многочисленные проблемы в области анализа, принятия корректирующих мер и распространения ОЭ, на уровне как регулирующего органа, так и проектирующей организации и эксплуатирующей компании.

Мы полагаем, что уроки, которые можно извлечь из событий, связанных с аварией на TMI-2, будут полезны при создании и развитии на всех типах электростанций систем учета ОЭ, способных эффективно предупреждать возникновение значимых событий и минимизировать их последствия.

АЭС Три-Майл-Айленд (TMI)

АЭС TMI (штат Пенсильвания) имела два действующих энергоблока, на которых были установлены реакторы с водой под давлением - PWR (в отечественной терминологии, ВВЭР - водо-водяные энергетические реакторы). Первый энергоблок, введенный в эксплуатацию в сентябре 1974 года, имел мощность 802 МВт, второй - 30 декабря 1978 года, мощностью 906 МВт. Активная зона реактора TMI-2 включала 177 тепловыделяющих сборок (по 208 твэлов в каждой) и содержала 93.1 тонну ядерного топлива. Главный циркуляционный контур (или 1-й контур) состоял из двух петель с двумя вертикальными прямоточными парогенераторами (ПГ), четырьмя главными циркуляционными насосами (ГЦН) и одним компенсатором давления (КД) с импульсным предохранительным устройством (ИПУ) и двумя предохранительными клапанами (ПК).

Основные организации, принимавшие участие в проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС

К 28 марта 1979 года штат сотрудников АЭС TMI составлял 537 человек. Станция принадлежала крупной холдинговой компании, корпорации General Public Utilities (GPU), поставляющей электричество и газ населению в штатах Пенсильвания и Нью-Джерси. Эксплуатирующей организацией выступало ее дочернее предприятие Metropolitan Edison

(Met Ed). В рамках GPU была образована специальная корпорация (GPUSC) с целью оказания технической поддержки и экспертизы при проектировании, строительстве и эксплуатации ядерных объектов трем своим эксплуатирующим организациям (Met Ed, Penelec и JCP, которым принадлежало, соответственно, 50, 25 и 25% акций АЭС ТМ1). GPUSC несла ответственность за окончательную оценку проекта ТМ1-2, осуществляла контрольные функции со стороны заказчика (GPU) на стадиях проектирования, а потом и строительства. После окончания строительства энергоблок был передан для эксплуатации компании Met Ed.

Компания Babcock & Wilcox (B&W) отвечала за проектирование ядерного острова (технологии преобразования ядерной энергии в тепловую) и разработку ядерных паропроизводящих установок (ЯППУ, включающие ядерный реактор, ГЦН, ПГ, КД) для двух энергоблоков АЭС ТМ1. К 1979 году ЯППУ B&W были установлены на 9 энергоблоках 6 АЭС США, кроме этого компания имела контракты на поставку еще 19 ЯППУ, включая зарубежные АЭС. Согласно контракту по АЭС ТМ1, B&W обязывалась оказывать содействие GPU/Met Ed в комплектовании и подготовке персонала, в обеспечении программами обучения, процедурами, а также в предоставлении технических рекомендаций и консультаций относительно ЯППУ на площадке АЭС.

Комиссия по ядерному регулированию (NRC) осуществляла лицензирование и государственный надзор на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации АЭС ТМ1. В состав Комиссии входили 5 управлений, из которых выделим два. Функции лицензирования при строительстве и эксплуатации новых ядерных объектов были возложены на Управление по регулированию ядерных реакторов (NRR). Кроме этого NRR проводило оценку безопасности ядерных проектов и отвечало за лицензирование операторов АЭС. Управление инспекций и санкций (I&E) осуществляло надзор на всех стадиях жизнедеятельности ядерного объекта с помощью инспекторов-резидентов, специалистов региональных инспекций и центрального офиса NRC. В сферу его задач также входили подготовка рекомендаций и принятие соответствующих мер относительно инцидентов или аварий на ядерных объектах. 4 ноября 1969 года GPU/Met Ed получила разрешение NRC на строительство второго энергоблока ТМ1, а 8 февраля 1978 года - лицензию на его эксплуатацию.

Краткая хронология аварии

В среду 28 марта 1979 года на первом энергоблоке ТМ1 проводились предпусковые физические испытания на низкой мощности после плановой перегрузки ядерного топлива. Второй энергоблок работал на 97% мощности (88 сутки). Ночная смена заступила на

вахту в 23 часа 27 марта в составе начальника смены АЭС (НСАЭС), начальника смены блока (НСБ), двух операторов блочного щита управления (БЩУ) и 14 операторов вспомогательного оборудования. В 4 часа утра два оператора вспомогательного оборудования под контролем НСБ пытались выгрузить отработанную смолу одного из 8 фильтров конденсатоочистки для регенерации (эти работы продолжались уже 11 часов). Приблизительно в 4:00:36 закрылись задвижки трубопроводов (осталось не выясненным: на выходе и/или входе) всех работающих фильтров. (Аналогичные инциденты, но не на мощности, уже имели место на ТМІ-2 19 февраля 1977 года и 12 мая 1978 года, никаких мер принято не было; имелись хронические проблемы с регенерацией фильтров). Почти сразу же по низкому давлению на всасе остановились два конденсатных бустерных насоса (после фильтров) и по автоматике один конденсатный насос (перед фильтрами). В 4:00:37 автоматика остановила два главных питательных насоса по низкому давлению на всасе. С этого события принято отсчитывать время аварии (00:00:00):

[00:00:00] По потере обоих питательных насосов автоматика останавливает турбину и запускает все три аварийных питательных насоса (АПН).

[00:00:03] Из-за нарушения теплового баланса между первым и вторым контурами, давление в первом контуре возрастает и при заданном значении 15.7 МПа срабатывает ИПУ КД.

[00:00:08] Рост давления в первом контуре продолжается и при достижении заданного значения 16.3 МПа автоматика останавливает реактор.

[00:00:12] Давление первого контура снижается до значений закрытия ИПУ (15.2 МПа), но разгрузочный клапан ИПУ остается открытым (заклинило из-за механического повреждения [11]). Началась авария с потерей теплоносителя (АПТ) через паровое пространство КД, которая не была диагностирована операторами. (В ходе аварии операторы придут к ошибочному мнению, что имеется течь трубок ПГ В, который будет изолирован на 102 минуте до конца аварии.)

[00:00:41] Оператор запускает второй насос подпитки, чтобы компенсировать ожидаемое снижение уровня в КД после останова реактора (процедура требовала поддержание уровня в КД 254 см). Еще ранее с той же целью операторы останавливают продувку первого контура (отбор теплоносителя для очистки).

[00:01:45] Вертикальные прямоточные ПГ полностью осушены (выкипела вода), поскольку обе задвижки на напоре АПН, которые должны были быть в открытом положении при работе блока на мощности, оказались закрытыми.

[00:02:01] Давление первого контура снижается до значений 11.03 МПа, автоматика вводит в действие *систему аварийного впрыска высокого давления* (НРІ, аналог системы аварийного охлаждения активной зоны реактора высокого давления - САОЗ ВД).

[00:04:38] Операторы останавливают один насос НРІ и уменьшают до минимума расход второго работающего насоса из-за быстрого возрастания уровня в КД. Кроме этого, через 20 секунд они вновь иницируют продувку первого контура с максимальным расходом.

[00:05:51] Уровень в КД продолжает повышаться и превышает верхний предел шкалы приборов (1016 см). Паровое пространство КД полностью потеряно.

[00:08:18] Операторы обнаружили и открыли закрытые задвижки на напоре АПН. Питательная вода стала поступать в ПГ.

[00:14:50] Первые сигналы тревоги на БЩУ по работе ГЦН: недостаточное давление на всасе, нарастающая вибрация, низкий расход насосов, который неуклонно снижался с этого момента (60% перед остановом ГЦН).

Из-за нарушений пределов и условий безопасной эксплуатации ГЦН, на 74 минуте операторы останавливают ГЦН 2В и 1В, а на 101 минуте ГЦН 2А и 1А. Отвод остаточного тепловыделения активной зоны через принудительную циркуляцию и ПГ прекратился. Открытый разгрузочный клапан ИПУ КД в этот момент оставался единственным каналом отвода тепла от активной зоны.

На 142 минуте запорный клапан перед ИПУ КД был закрыт операторами (как одна из многих попыток повлиять на низкое давление в первом контуре и аномально высокий уровень в КД). Течь теплоносителя из парового пространства КД будет прекращена. Но к этому времени, согласно выполненным после аварии расчетам, активная зона будет покрыта теплоносителем лишь наполовину [12]. Ее оголение началось между 114 и 120 минутами, когда были остановлены все ГЦН, и прекратилась принудительная циркуляция теплоносителя, а с ней и теплопередача в ПГ. Температура в верхних областях активной зоны достигла $827\div 927^{\circ}\text{C}$, вызвав разрушение и разгерметизацию оболочек твэлов, что обусловило значимый рост уровней радиации в гермооболочке (ГО) реактора начиная с 135 минуты, а также высвобождение большого объема водорода в процессе парациркониевой реакции перегретого пара с горячей оболочкой твэлов. Но это было лишь начало. К 174 минуте средние температуры в центральной области активной зоны реактора достигли $2330\div 2530^{\circ}\text{C}$ (максимальная, 2830°C). В итоге, не менее 45% (62

тонны) материалов активной зоны реактора расплавилось, и около 19 тонн расплавленной массы стекло на днище корпуса реактора.

Лишь через 16 часов аварии (к 20:00 вечера), после запуска ГЦН 1А и возобновления принудительной циркуляции с отводом тепла через ПГ А, были достигнуты относительно стабильные условия на ТМІ-2. Несколько дней потребовалось для вывода образовавшегося водорода из первого контура (понимание наличия большого объема водорода, как и повреждения активной зоны, пришло только к вечеру следующего дня). Естественная циркуляция для охлаждения активной зоны реактора была установлена лишь 27 апреля, почти через месяц после начала аварии.

Впервые дни после аварии операторы были названы главными виновниками аварии на ТМІ-2. Действительно, действия операторов по вмешательству в работу системы безопасности и значительному сокращению расхода НРІ на 5 минуте оказали основное влияние на развитие аварии и повреждения активной зоны. Опираясь на мнение представителей разработчика ЯППУ (B&W) и регулирующего органа (NRC), СМИ в эти дни тиражировали точку зрения, что если бы операторы (GPU/Met Ed) не вмешались в работу автоматики, она смогла бы стабилизировать состояние станции, исключив серьезные последствия.

Расследования крупнейшей аварии на АЭС США [4-10] позволили установить, что действия операторов ТМІ-2 отвечали существовавшим на тот момент требованиям эксплуатационной документации (технологическому регламенту, процедурам, инструкциям), требованиям подготовки и лицензирования оперативного персонала. А попытки объяснить аварию на ТМІ-2 ошибками операторов лишь уводили от понимания основных, фундаментальных причин этой аварии [7]. И одна из них была связана с учетом опыта эксплуатации.

Расследования высветили многочисленные события-предвестники, которые могли бы предупредить аварию на ТМІ-2, если бы они были должным образом рассмотрены, проанализированы и учтены разработчиками ЯППУ (B&W), регулирующим органом (NRC), эксплуатирующей компанией (Met Ed). Существовавшие на тот момент процедуры учета ОЭ оказались крайне неэффективными и потребовали кардинальных изменений после аварии на ТМІ-2.

Далее мы остановимся на основных событиях-предвестниках аварии 28 марта 1979 года на ТМІ-2, представленных в материалах расследований.

Письмо Н. Дорchie (27 апреля 1971 года)

Н. Dorchie был директором независимой бельгийской организации Association Vincotte (AV), которая по контракту с правительством Бельгии проводила техническую оценку безопасности ядерных реакторов фирмы Westinghouse. В письме, направленном 27 апреля 1971 года в Комиссию по атомной энергии (АЕС) США (с 1974 года реорганизованную в NRC), были рассмотрены вопросы течи теплоносителя из парового пространства КД. Согласно анализу специалистов AV, эта течь будет сопровождаться ростом уровня в КД из-за кипения в активной зоне при достижении условий насыщения в первом контуре за счет быстрого падения давления теплоносителя. В этом письме было предсказано то, что произойдет через 8 лет на ТМІ-2. Очень важным для понимания аварии на ТМІ-2 является следующая проблема, на которую указывали эксперты AV. В атомной промышленности США проектировщики, эксплуатирующие компании и регулирующие органы исходили из принципа, что давление теплоносителя в первом контуре и уровень в КД положительно взаимосвязаны: рост давления сопровождается повышением уровня в КД, а снижение давления - уменьшением уровня в КД. Именно этот принцип был заложен в логику работы автоматики ввода в действие НРІ ядерных реакторов фирмы Westinghouse: по снижению давления первого контура и уровня в КД (на реакторах В&W для запуска НРІ использовались лишь показания давления первого контура). Эксперты AV указали, что при течи из парового пространства КД уровень в КД возрастет, а значит, НРІ не будет введена в действие автоматикой, что может повлечь оголение активной зоны. В октябре 1972 года АЕС получила отчет Westinghouse по безопасности АЭС, в котором была рассмотрена течь из парового пространства КД, и сделан вывод, что у операторов будет достаточно времени, 50 минут, для определения и отсечения этой течи, чтобы не допустить оголения активной зоны.

Сразу после аварии на ТМІ-2, в апреле 1979 года, NRC выпустила два бюллетеня, в которых предписала разработчикам устранить логику запуска НРІ по низкому давлению в первом контуре и уровню в КД. Но в 1972 году, ни Westinghouse, ни АЕС не привлекли внимания отрасли к особой динамике этих параметров первого контура во время течи из парового пространства КД. Данное явление не нашло отражения ни в эксплуатационных документах, ни в подготовке операторов АЭС.

Инцидент на АЭС Бецнау-1, Швейцария (20 августа 1974 года)

Первый энергоблок АЭС Бецнау (PWR фирмы Westinghouse, 380 МВт, ввод в эксплуатацию в декабре 1969 года), работал на 100% мощности, когда по автоматике был остановлен один турбогенератор. По росту давления в первом контуре открылись два ИПУ на КД, разгрузочный клапан одного из ИПУ не закрылся при снижении давления.

Последовал останов реактора по низкому давлению в первом контуре. После этого возник переходный процесс, описанный специалистами AV: давление стало снижаться, при этом уровень в КД ушел за верхний предел приборных шкал (пузырьковое кипение теплоносителя по всему объему при достижении условий насыщения), что не позволило автоматике запустить НРІ. Но операторам потребовалось 2-3 минуты, чтобы определить открытое ИПУ КД и отсечь его запорным клапаном. Сам инцидент был оценен как малозначимое событие.

Об этом инциденте на АЭС Бецнау-1 NRC узнала только после аварии на ТМІ-2 (в апреле 1979 года). Любопытно, что до аварии на ТМІ-2 Westinghouse так и не предоставила эксплуатирующим компаниям своих АЭС указаний о внесении в оперативные процедуры предупреждения о росте уровня в КД во время заклинивания ИПУ КД в открытом положении. Самое удивительное, что даже после инцидента на АЭС Бецнау-1 при моделировании подобных ситуаций на тренажерах Westinghouse уровень в КД не повышался, а только медленно снижался. Логика срабатывания автоматики НРІ по двум параметрам (давлению и уровню КД) не была изменена, просто операторов стали специально обучать определению открытого ИПУ в течение одной минуты. Самое главное, что событие, нарушающее одно из базовых представлений о связи между давлением и уровнем КД, которое широко использовалось как при проектировании, так и при эксплуатации АЭС, не было доведено до специалистов атомной отрасли США и проанализировано ими.

Отчет С. Michelson (1 сентября 1977 года)

С. Michelson, инженер-атомщик, работал в отделе обеспечения качества ядерных установок федеральной корпорации Управления ресурсами бассейна Теннесси (НА TVA). Он также был экспертом Консультативного комитета по безопасности и системам защиты ядерных реакторов (ACRS) NRC. Проанализировав поведение реакторов PWR фирмы В&W при очень малых течах теплоносителя (включая течи из парового пространства КД), С. Michelson подготовил письменный проект отчета, в котором обратил внимание на ряд проблем, непосредственно проявившихся в аварии на ТМІ-2. Он показал, что при очень малых течах ввод в действие системы безопасности НРІ, которая настроена на запуск и максимальный расход двух насосов (все задвижки на напоре полностью открывались), может привести к росту уровня в КД и действиям операторов по сокращению расхода насосов НРІ, если следовать требованиям эксплуатационной документации.

Технологический регламент, оперативные процедуры, включая аварийные, требовали, чтобы операторы не допускали полного заполнения КД с потерей парового пространства и

перехода в так называемое состояние "жесткого" контура. Это объяснялось в ходе обучения и отрабатывалось на тренажере. В условиях "жесткого" контура КД теряет возможность регулировать давление в первом контуре, а резкое повышение давления могло привести, например, к срабатыванию ПК, его неплотному закрытию и последующему дорогостоящему ремонту с простоем энергоблока [11, 13].

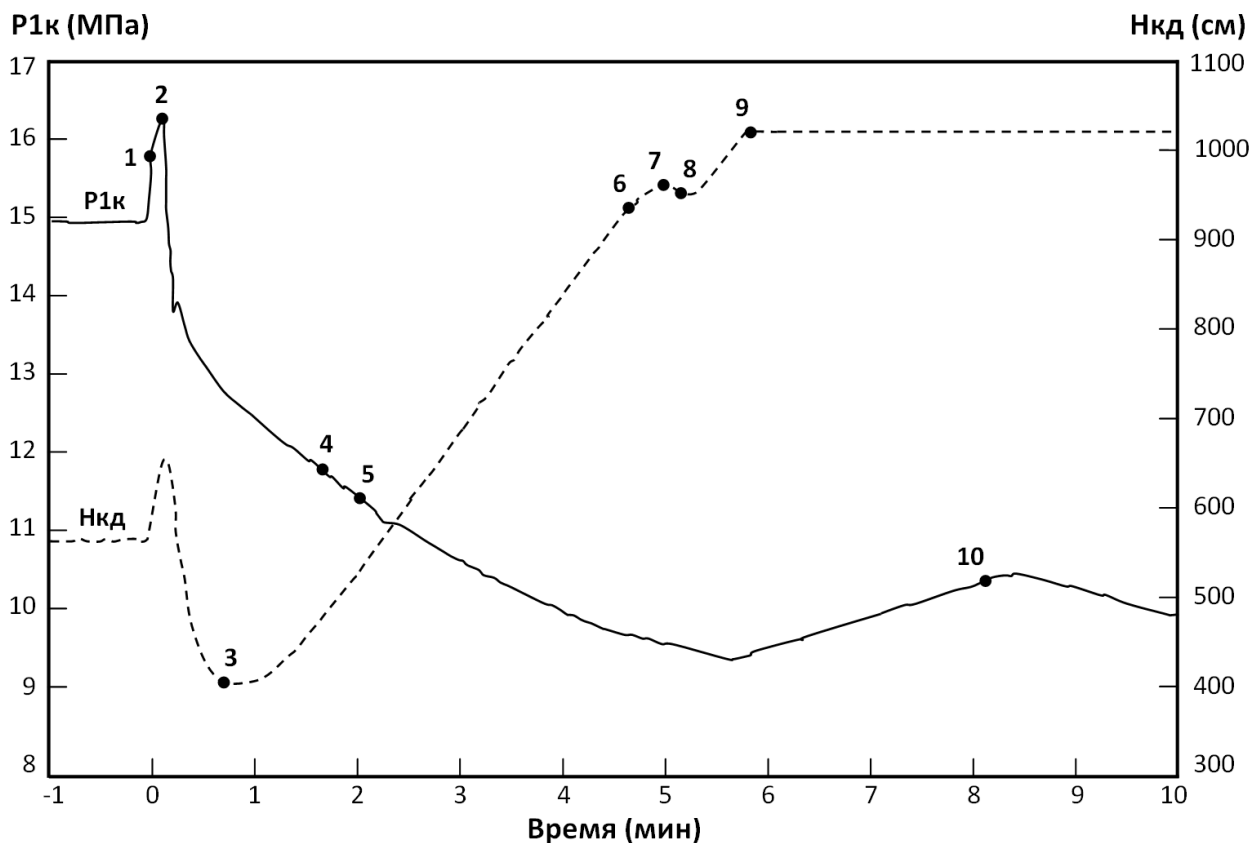


Рисунок 1. Графики изменения давления в первом контуре $P_{1к}$ и уровня в КД $H_{кд}$.

1 - открытие ИПУ КД; 2 - останов реактора; 3 - запуск насоса подпитки; 4 - осушение ПГ; 5 - запуск НРІ, достигнуты условия насыщения под крышкой реактора; 6 - резкое сокращение потока НРІ; 7 - инициация максимальной продувки; 8 - достижение условий насыщения в "горячих" нитках; 9 - зашкаливание уровня в КД; 10 - открытие задвижек на напоре АПН.

Именно с такой проблемой столкнулись операторы впервые минуты аварии на ТМІ-2 (см. рис. 1 [14]). Через открытый разгрузочный клапан ИПУ КД, теплоноситель сбрасывался в барботажный бак со средней скоростью потока около $0.8 \text{ м}^3/\text{мин}$. На 41 секунде оператор включил второй насос подпитки, а перед этим остановил продувку первого контура с целью компенсировать падение уровня в КД (ожидаемое уменьшение объема теплоносителя при понижении его температуры). В итоге, через подпитку в первый контур стал подаваться теплоноситель с расходом около $1.7 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Как и следовало ожидать, уровень в КД сразу начал возрастать. На 121 секунде, по снижению давления в первом контуре, включается НРІ и начинает подавать в "холодные" нитки от ПГ к реактору воду из аварийного бака запаса раствора борной кислоты со скоростью потока около 3.7 м³/мин. Уровень в КД продолжил расти, и когда на пятой минуте он достиг 922 см, операторы уменьшили до минимума расход НРІ (0.4 м³/мин) и вновь возобновили продувку с максимальным потоком (0.5 м³/мин), чтобы избежать заполнения КД и перехода к "жесткому" контуру (в этих условиях процедуры давали право операторам полностью остановить расход НРІ).

Но к этому времени в отдельных областях первого контура уже были достигнуты условия насыщения, и началось локальное кипение теплоносителя с образованием паровых пузырей. Уже ко второй минуте условия насыщения были достигнуты в верхних областях корпуса реактора, а на 6 минуте - в "горячих" нитках петель от реактора к ПГ [14]. Поэтому после резкого сокращения расхода НРІ и увеличения продувки (в таком режиме работа НРІ будет сохранена операторами до 200 минуты аварии) уровень в КД лишь немного снизился в течение 15 секунд, после чего продолжил свой рост за счет образования паровых пузырей в первом контуре и вытеснения ими теплоносителя в КД, который окажется полностью заполненным к концу 6 минуты.

В своем отчете С. Michelson обозначил еще одну проблему, важную для понимания логики действий операторов при аварии на ТМІ-2. Дело в том, что уровень теплоносителя в реакторе (это касалось всех типов PWR) определялся косвенно, через уровень в КД. КД располагался всегда выше активной зоны реактора. Поэтому наличие уровня в КД указывало операторам, что активная зона обязательно покрыта теплоносителем, и от них требовалось лишь поддерживать минимальный уровень в КД (254 см). Операторы ТМІ-2, сбитые с толку ростом уровня в КД при падении давления в первом контуре после останова реактора, до конца будут считать, что активная зона надежно охлаждается теплоносителем. Эту точку зрения с ними будут разделять и многочисленные инженерно-технические специалисты и руководители, которые в массовом порядке будут прибывать на БЩУ ТМІ-2 в течение первых суток аварии.

Еще в 1977 году, анализируя очень малые течи теплоносителя первого контура, С. Michelson пришел к выводу, что уровень в КД не обязательно является показателем надлежащего покрытия активной зоны теплоносителем, обеспечивающим необходимый теплоотвод. Что это требует внесения изменений в аварийные процедуры и подготовку операторов по действиям в подобных инцидентах. Но ничего не будет предпринято вплоть до 28 марта 1979 года.

В сентябре 1977 года письменный проект отчета С. Michelson был передан для ознакомления в NRR NRC. Попав на стол двум менеджерам отделения систем безопасности реакторных установок, он был классифицирован как не представляющий интереса. Никакой обратной связи для С. Michelson предоставлено не было. Сам он не проявлял беспокойства, полагая, что его материалы анализируются и используются NRC.

Письменный проект отчета С. Michelson был использован также J. Ebersole, сотрудником ACRS, для подготовки перечня вопросов по проекту новой АЭС Pebble Springs, направленных 7 ноября 1977 года в NRC, которые были переадресованы B&W как разработчику АЭС. В этом перечне были вопросы, которые касались малых течей первого контура: интерпретация операторами роста уровня в КД, а также оценка операторами уровня теплоносителя в реакторе по уровню в КД и возможность оголения активной зоны.

Уже 30 ноября 1977 года B&W направила NRC ответы на вопросы ACRS. При рассмотрении малых течей подробно анализировалось, как первый контур будет реагировать на эти процессы, и делался вывод, что оголения активной зоны не произойдет. При этом КД не упоминался.

В отношении оценки уровня теплоносителя в реакторе B&W заявила, что существующее оборудование и конструкция датчиков обеспечивают надлежащий уровень безопасности эксплуатации реакторов. Вопрос, касающийся возможных действий операторов при высоком уровне в КД, просто не был рассмотрен. Фактически, все озабоченности, касающиеся высокого уровня в КД при малых течах (останов операторами НПИ, оголение активной зоны) были проигнорированы. При этом, 12 января 1978 года, ACRS направила письмо в NRC, в котором указала, что у нее нет замечаний по представленным ответам на свои вопросы.

27 апреля 1978 года, С. Michelson направил печатный, дополненный вариант своего отчета непосредственно в B&W. В нем он детально рассмотрел рост уровня КД во время малых течей первого контура и возможные действия операторов по прекращению работы НПИ для его снижения. Сотрудник отдела по лицензированию B&W, Н. Bailey, изучил переданный ему руководителем отчет и в служебной записке от 25 мая 1978 года (в рассылке фигурировал начальник отдела по лицензированию J. Taylor) отметил актуальность проблемы, связанной с действиями операторов и возможной ошибочной интерпретацией ими уровня в КД при малых течах первого контура. Но никаких последствий эта записка не имела.

Отчет С. Michelson был передан также в отдел разработки ЯППУ, где пролежал до сентября 1978 года (!), когда с ним ознакомился, без особого энтузиазма, R. Jones,

старший инженер группы анализа САОЗ. Лишь 23 января 1979 года (после ряда напоминаний С. Michelson) он направил в TVA письмо, в котором коснулся правомерности использования операторами показаний уровня в КД для остановки работы НРІ. Выступая от лица В&W, он согласился с тем, что индикатор уровня в КД не является надежным показателем объема теплоносителя в первом контуре. Тем не менее, как он полагал, использование данных об уровне в КД наряду с температурой и давлением первого контура для оценки условий насыщения (запаса до кипения теплоносителя) обеспечивает достаточные указания для действий операторов.

Но, как показали расследования, в процедурах и программах подготовки операторов ТМІ-2 никогда не рассматривались вопросы достижения условий насыщения в первом контуре и опасности вскипания теплоносителя для ухудшения теплоотвода и оголения активной зоны, для затруднения циркуляции первого контура и повреждения ГЦН (при этом операторы были знакомы с условиями насыщения в паровой части КД и во втором контуре ПГ). Их не обучали, как пользоваться таблицами определения условий насыщения по существующим значениям температуры и давления первого контура. Такие таблицы отсутствовали не только на тренажере, но и на БЩУ ТМІ-2. Их не обучали мерам, которые должны быть немедленно предприняты при достижении условий насыщения (повышение давления и/или уменьшение температуры первого контура). Вся подготовка и процедуры операторов основывались на том, чтобы поддерживать уровень в КД в пределах безопасной эксплуатации. Считалось, если вы сохраняете этот уровень, то вы не должны достичь условий насыщения в первом контуре и, следовательно, обеспечиваете запас до кипения теплоносителя. Поэтому условия насыщения не обсуждались при подготовке операторов, акцент делался исключительно на контроле уровня в КД [4, 6]. Даже после инцидента 23 апреля 1978 года на АЭС ТМІ-2, когда, согласно анализу специалистов GPUSC и Met Ed, в первом контуре были достигнуты условия насыщения, что привело к образованию паровых пузырей в теплоносителе, в обучение операторов не были добавлены вопросы из этой области.

В итоге, во время аварии, в решениях и действиях операторов (а вместе с ними и всех присутствовавших в течение дня на БЩУ ТМІ-2 инженерно-технических специалистов и руководителей) не учитывались возникшие условия насыщения в первом контуре, угрозы кипения теплоносителя, объемного парообразования и постепенного оголения активной зоны. Заметим, что сам термин "запас до кипения теплоносителя" будет введен в эксплуатационные документы и в программы подготовки и лицензирования операторов только после аварии на ТМІ-2.

Очевидно, что заявленная R. Jones позиция V&W в отношении контроля уровня теплоносителя в реакторе и действий операторов по прекращению работы НРІ с учетом условий насыщения, не была подкреплена никакими указаниями, которые были бы предоставлены эксплуатирующим ее реакторы компаниям, включая GPU/Met Ed. Письмо R. Jones было единственной реакцией V&W до аварии на ТМІ-2 на вопросы, поставленные в отчете С. Michelson.

Инцидент на АЭС Дэвис Бесс, США (24 сентября 1977 года)

АЭС Дэвис Бесс эксплуатировалась компанией Toledo Edison. Энергетический пуск был выполнен 28 августа 1977 года, а ввод в эксплуатацию 31 июля 1978 года. Первые 20 минут события, которое произошло 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс, были почти точной копией того, что случится через 18 месяцев на ТМІ-2. Сами энергоблоки имели схожие ЯППУ, разработанные V&W, мощностью 906 МВт. В тот день, когда АЭС Дэвис Бесс вторые сутки работала на мощности 9%, из-за электронного сбоя в 21:34 была прекращена подача питательной вода на ПГ-2. Через 76 секунд произошло полное отключение питательной воды по низкому уровню в ПГ-2 и введены в действие два АПН (турбонасосы). В это время по росту давления в первом контуре открывается разгрузочный клапан ИПУ КД и заклинивает в открытом положении (ошибка при ремонте - электронный сбой). Из-за проблем с регулятором частоты вращения турбины насоса АПН-2 вода не подается в ПГ-2. Вместе с ростом температуры первого контура происходит резкое повышение уровня в КД. В 21:36:07 (Т = 00:00:00) оператор вручную останавливает реактор по высокому уровню в КД. Температура и давление теплоносителя начинают снижаться вместе с падением уровня в КД.

[00:02:20] Запуск автоматикой двух насосов НРІ по значениям низкого давления первого контура (ТМІ-2, 00:02:01). Снижение уровня в КД прекращается, а затем уровень начинает резко повышаться.

[00:04:30] Операторы останавливают работу 2 насосов НРІ (ТМІ-2, 00:04:38 - прекращение расхода НРІ). Уровень в КД начинает снижаться.

[00:05:35] В "горячих" нитках первого контура достигнуты условия насыщения (ТМІ-2, 00:05:18). Уровень в КД начинает возрастать.

[00:08:00] Показания уровня в КД превышают верхний предел шкалы приборов (ТМІ-2, 00:05:51).

Между 8 и 14 минутами параметры первого контура относительно стабилизировались. Операторы получили возможность сосредоточиться на необъяснимо низких значениях

давления первого контура при высоком уровне в КД. Динамика уровня в КД поставила операторов в тупик. И на 14 минуте, глядя на температуру и давление в первом контуре, НСАЭС (M.J. Derivan) осенило. Он схватил график кривой давления от температуры насыщения, который лежал на столе оператора реактора, и убедился: первый контур был в состоянии насыщения, парообразование выталкивало теплоноситель в КД. Об этом он объявил по громкой связи всем операторам на БЩУ.

Кроме штатной смены (НСАЭС, НСБ и два оператора), на БЩУ в этот момент находился также заместитель главного инженера станции (T.D. Murray, в следующем месяце он станет главным инженером), который наблюдал, как операторы остановили насосы НРІ. Никто из присутствующих на БЩУ, обученных не допускать перехода КД в режим "жесткого" контура, понимая, что объем теплоносителя серьезно сокращен, не предложил, не отдал команду включить насосы НРІ.

В это время внимание операторов привлекает отсутствие расхода питательной воды с АПН-2 (осушение ПГ-2), и они прилагают усилия по восстановлению нормальной работы АПН-2 и уровня в ПГ-2. На 22 минуте на БЩУ был получен сигнал тревоги: "Высокое давление в ГО". НСАЭС, убедившись, что прибор показывает давление около 0.01 МПа, немедленно распорядился закрыть запорный клапан ИПУ КД. В этот момент он вдруг понял, что станция переживает аварию с потерей теплоносителя через открытый ИПУ КД. После этого все, находящиеся на БЩУ, просто наблюдали за показаниями уровня в КД, ожидая, когда он "разрешит" им добавить через НРІ теплоноситель в первый контур, строго следуя требованиям процедур и обучения. Прошло целых 10 минут после изолирования ИПУ КД, прежде чем уровень в КД начал снижаться и параметры первого контура нормализовываться.

Отметим, что операторам АЭС Дэвис Бесс потребовалось 22 минуты (вместо 2-3 минут во время инцидента на АЭС Бецнау-1), чтобы определить открытый ИПУ КД и отсечь его запорным клапаном. Дело в том, что на БЩУ Бецнау-1 (Westinghouse) имелись прямые указания на положение разгрузочного клапана ИПУ [9], а на БЩУ Дэвис Бесс (B&W) только косвенные - наличие напряжения на импульсном клапане ИПУ КД. При подаче напряжения на соленоид управляющего (импульсного) клапана, красная лампочка светового индикатора состояния ИПУ загоралась, свидетельствуя, что разгрузочный клапан открыт. Отсутствие световой индикации указывало операторам, что разгрузочный клапан закрыт. Именно эту информацию имели операторы АЭС Дэвис Бесс, которые после инцидента сообщили о трудностях определения открытого положения разгрузочного клапана при его заклинивании. Но B&W не предприняла никаких мер в

отношении установки прямой индикации положения ИПУ КД на БЩУ, либо внесения изменений в документацию и обучение операторов определению открытого положения ИПУ при его заклинивании.

29 марта 1978 года схожий инцидент с заклиниванием ИПУ КД повторился на ТМІ-2. В этот день энергоблок находился на этапе физического пуска (28 марта произошел первый вывод реактора в критическое состояние). Самое удивительное, но на БЩУ ТМІ-2 просто отсутствовала какая-либо индикация положения ИПУ КД [6]. В&W, NRC не вынесли никаких уроков из инцидента 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс. В своем отчете о событии Met Ed отметила необходимость установить индикацию положения ИПУ КД на БЩУ. В итоге, В&W установила на БЩУ ТМІ-2 световой индикатор состояния положения ИПУ КД (как на АЭС Дэвис Бесс), с табличкой внизу, напоминающей операторам, что если лампочка горит, то разгрузочный клапан ИПУ КД открыт [6]. Операторам БЩУ ТМІ-2, дезориентированным потухшей лампочкой индикатора, 28 марта 1979 года потребуется 142 минуты, чтобы закрыть запорный клапан перед заклинившим в открытом положении ИПУ КД.

Уже после аварии на ТМІ-2 исследования показали, что изолирование ИПУ КД до 25 минуты (с последующим ростом давления в первом контуре и схлопыванием образовавшихся пузырьков пара) могло бы обеспечить условия для работы ГЦН и предотвратило бы повреждение активной зоны в результате потери теплоносителя [13]. К моменту, когда ИПУ КД на ТМІ-2 будет, наконец, изолировано, все основные повреждения активной зоны реактора уже произойдут. Меры, принятые В&W после инцидента 29 марта 1978 года на ТМІ-2 (установка на БЩУ косвенного индикатора положения разгрузочного клапана ИПУ КД), не способствовали своевременному определению операторами состояния ИПУ КД, на что указывали уже уроки инцидента 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс. Вновь В&W не дала указаний внести изменения в процедуры и обучение операторов (включая собственную программу подготовки) для определения заклинивания в открытом положении ИПУ КД и диагностики аварии с малой течью теплоносителя. Заметим, что расследования позволили установить 9 таких инцидентов на реакторах В&W до аварии на ТМІ-2 [7, 9].

По анализу инцидента на АЭС Дэвис Бесс G. Mazetis, менеджер в отделе систем безопасности (DSS) управления NRR NRC, подготовил письменный отчет, в котором упомянул отключение операторами НРІ при росте уровня в КД. 3 октября 1977 года он проинформировал сотрудников управлений NRR и I&E (включая K.V. Seyfrit, заместителя начальника отдела инспекций эксплуатации ядерных реакторов) относительно инцидента

на АЭС Дэвис Бесс. На этой встрече он использовал график основных параметров первого контура во время инцидента с хронологией основных событий и действий операторов, подготовленный L. Engle, руководителем проекта по лицензированию АЭС Davis Besse в NRR [9]. На этом графике (имеющем много общего с графиком на рис. 1) четко отображены рост уровня в КД при снижении давления теплоносителя после запуска насосов НПИ и продолжение этого роста после остановки операторами НПИ, когда в первом контуре были достигнуты условия насыщения и началось парообразование. Удивительно, но эта динамика и действия операторов не привлекли внимания во время обсуждения. Но все же 20 октября 1977 года, G. Mazetis подготовил служебную записку (от имени заместителя начальника DSS NRR D. Ross) для K.V. Seyfrit (отвечавшему за расследование инцидента на АЭС Дэвис Бесс в NRC) с просьбой, чтобы в официальном отчете по инциденту было представлено объяснение решения операторов остановить работу насосов НПИ, основываясь на показаниях уровня в КД. Эта просьба будет проигнорирована.

25 сентября 1977 года компания Toledo Edison послала сообщение в NRC по инциденту, в котором не упоминалось прекращение операторами работы НПИ. 14 ноября 1977 года Toledo Edison направила отчет в NRC, в котором отсутствовало обсуждение отключения НПИ по росту уровня в КД. Но в этом объемном отчете делался вывод: все действия операторов в процессе инцидента были своевременными и правильными.

7 октября 1977 года состоялось совещание, на котором I&E проинформировала ACRS по поводу инцидента на АЭС Дэвис Бесс. J. Ebersole (ACRS), который уже ознакомился с письменным проектом варианта отчета С. Michelson, спросил о работе НПИ и получил ответ K.V. Seyfrit (I&E), что операторы остановили эту систему безопасности. Тогда J. Ebersole поинтересовался, планируется ли экстраполяция данного инцидента к условиям, когда реактор работает на полной мощности (как это будет на TMI-2). На что K.V. Seyfrit заверил, что АЭС не может иметь данного переходного процесса при работе на полной мощности. В ноябре 1977 года состоялось еще одно совещание I&E и ACRS по поводу инцидента на АЭС Дэвис Бесс. На нем K.V. Seyfrit отметил, что определенная кавитация имела место для ГЦН из-за кипения (парообразования) в первом контуре. И вновь заявил, что такие процессы крайне маловероятны при работе энергоблока на мощности. Авария на TMI-2 доказала всю ошибочность данных предположений.

22 ноября 1977 года III региональным отделением I&E NRC был подготовлен отчет об инциденте на АЭС Дэвис Бесс, в котором содержался вывод: операторы правила не нарушали. В окончательном отчете, подготовленном управлением I&E, вопросы

остановки НРІ операторами не рассматривались. В ежемесячных выпусках отчетов NRC по событиям на АЭС в ноябре и декабре 1977 года, инцидент на АЭС Дэвис Бесс анализировался лишь с позиций потери питательной воды и причин отказа ИПУ.

На этом роль NRC в отношении инцидента на АЭС Дэвис Бесс можно было бы считать завершенной, если бы не инспектор из III регионального отделения I&E NRC, J.C. Creswell. Расследуя инцидент на АЭС Дэвис Бесс, который произошел 29 ноября 1977 года, он установил, что операторы на 5 минут потеряли уровень в КД (показатели ушли за нижний предел шкалы приборов). Это означало потерю контроля над уровнем теплоносителя в реакторе. После этого он решил рассмотреть другие инциденты, связанные с уровнем в КД, которые произошли ранее на станции, и натолкнулся на инцидент 24 сентября 1977 года, когда операторы отключили НРІ по высокому уровню в КД. Полагая, что действия операторов были ошибочными, он в сентябре 1978 года обсуждает эту проблему с представителем Toledo Edison (F. Miller) и своим руководителем (J. Streeter). 13 сентября 1978 года состоялась встреча J. Streeter и F. Miller с главным инженером АЭС Дэвис Бесс Т.Д. Murray. Первоначально Т.Д. Murray утверждал, что операторы действовали правильно, остановив НРІ, поскольку уровень в КД увеличивался. Но после обсуждения согласился, и было принято решение внести изменения в процедуры работы НРІ на АЭС Дэвис Бесс при АПТ. 14 ноября 1978 года они были приняты.

Проблема отключения НРІ по высокому уровню в КД, поднятая J.C. Creswell, была задокументирована в инспекционном отчете от 25 октября 1978 года. Никогда она не будет рассмотрена управлениями NRR или I&E до аварии на ТМІ-2. Все выполненные изменения процедур и подготовки операторов будут касаться исключительно АЭС Дэвис Бесс.

Еще более показательна роль В&W при анализе инцидента 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс. Уже 26 сентября на станцию был направлен инженер J. Kelly из группы интеграции оборудования ЯППУ. По возвращению, в начале октября он проводит брифинг для 30 сотрудников и руководителей В&W, включая вице-президента и своего руководителя В.А. Karris. На нем, в частности, он информирует о том, что операторы остановили НРІ при росте уровня в КД. После брифинга у J. Kelly состоялось детальное обсуждение этой проблемы с В.М. Dunn, руководителем группы разработки систем САОЗ, который настаивал, чтобы J. Kelly составил служебную записку по этому вопросу. 23 октября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс произошел очередной инцидент, в котором операторы вновь блокировали работу НРІ.

Пораженный этим фактом J. Kelly пишет служебную записку, в которой рассматривает эти два инцидента и высказывает свои предложения по запрету блокировки запуска автоматикой НРІ, а также по условиям, когда операторы могут остановить работу НРІ. Служебная записка была направлена на имя начальника J. Kelly, В.А. Karrisich, а также по рассылке 6 руководителям и одному инженеру в области проектирования ЯППУ и обслуживания клиентов В&W. В итоге, 10 ноября 1977 года, J. Kelly получил единственный ответ от менеджера департамента по обслуживанию клиентов (F. Walters), которому эту записку передал для рассмотрения его начальник (D.F. Hallman). Записка была написана от руки и составлена в менторском тоне. В ней было заявлено, что согласно мнению персонала отдела подготовки и самого F. Walters, операторы АЭС Дэвис Бесс действовали совершенно правильно, учитывая содержание их обучения. Автор отмечал, что в условиях АПТ давление первого контура и уровень в КД будут изменяться в одном направлении. Разбирая инцидент 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс, F. Walters заметил, что если бы НРІ не была остановлена, когда уровень в КД стал высоким, это могло бы привести к гидравлической опрессовке первого контура ("жесткому" контуру). В конце своей записки он язвительно написал, что операторов не учат гидравлической опрессовке каждый раз, когда насосы НРІ приводятся в действие, поскольку это чревато проблемами разгерметизации первого контура.

Ответ F. Walters фактически отражал существующий на тот момент в ядерной отрасли подход к работе НРІ и главенствующую роль показателя уровня в КД при управлении этой системой. Этот единственный ответ и отсутствие какой-либо реакции других специалистов на поднятые в записке J. Kelly проблемы (по сути, их полное игнорирование), крайне озадачили В.М. Dunn и подтолкнули его 9 февраля 1978 года составить собственную служебную записку "Прекращение операторами работы НРІ", в которой он критически рассмотрел действия операторов в инциденте на АЭС Дэвис Бесс 24 сентября 1977 года, остановивших подачу теплоносителя насосами НРІ при росте уровня в КД, вызванного кипением в первом контуре. В.М. Dunn прямо указал, если бы реактор работал на полной мощности и с более значительным уровнем выгорания ядерного топлива (так будет на ТМІ-2), очень вероятно, что данные действия могли бы привести к оголению активной зоны и повреждению топлива в реакторе. Он сделал вывод, что В&W не предоставила операторам достаточной информации для регулирования работы НРІ при течах теплоносителя первого контура, и рекомендовал внести в эксплуатационные процедуры действующих АЭС изменения, согласно которым операторы должны ориентироваться при отключении НРІ на давление и температуру первого контура (условия насыщения).

Свою служебную записку В.М. Dunn направил на имя J. Taylor, начальника отдела по лицензированию, а также по рассылке 10 инженерам и руководителям в области проектирования ЯППУ (включая В.А. Kartisch) и обслуживания клиентов в В&W. Отправка записки на имя J. Taylor объяснялась тем, что он отвечал в В&W за процедуру анализа поступающих от сотрудников сообщений по вопросам безопасности (PSC). В его обязанности входило устанавливать приоритетность их рассмотрения соответствующими инженерами и принимать решения о предоставлении отчетов о выявленных проблемах в NRC. Судьба записки В.М. Dunn очень показательна для понимания принципов, на которых мы формируем и развиваем культуру безопасности [1]. Они не должны носить чисто декларативный, показной характер.

На слушаниях Президентской комиссии по аварии на TMI-2 J. Taylor заявил, что смысл процедуры PSC состоит в том, чтобы ни один из вопросов, важных для безопасности, не был бы оставлен без должного внимания. Парадоксально, но J. Taylor не включил записку В.М. Dunn в эту процедуру, а перенаправил ее в департамент по обслуживанию клиентов, где она попала на стол тому же F. Walters (напомним, что записку своего подчиненного H. Bailey по отчету С. Michelson он просто проигнорировал). Оказалось, что проблема, поднятая В.М. Dunn, не была представлена в специальной форме, разработанной для процедуры PSC.

Когда член комиссии по расследованию спросил J. Taylor, соответствовала ли данная проблема условиям для внесения в форму PSC, он ответил утвердительно, поскольку это был "хороший вопрос для рассмотрения процедурой PSC, которая не допускала, чтобы такие проблемы ускользали от внимания". На уточняющий вопрос члена комиссии, следовало бы этот вопрос внести в форму PSC, J. Taylor снова ответил утвердительно [6]. Заметим, что "не по форме" представленная проблема касалась оголения активной зоны и повреждения топлива - страшный сон как для разработчиков, так и для операторов АЭС.

Когда служебная записка легла на стол F. Walters, он отреагировал на нее иначе, чем на записку рядового инженера J. Kelly. В.М. Dunn был руководителем группы разработки систем САОЗ, и от его предупреждений о возможности оголения активной зоны и повреждения топлива в реакторе нельзя было просто отмахнуться. F. Walters просит своего подчиненного встретиться и обсудить эту служебную записку с В.М. Dunn. Итогом этого стала вторая служебная записка В.М. Dunn для J. Taylor (с той же рассылкой) от 16 февраля 1978 года, в которой он излагает рекомендации операторам эксплуатируемых АЭС по действиям с НРІ, с учетом мнения представителя департамента по обслуживанию клиентов.

После этого В.М. Dunn и J. Kelly посчитали, что их миссия завершена, поскольку департамент по обслуживанию клиентов, как они полагали, должен подготовить и разослать на действующие АЭС указания, касающиеся прекращения работы НРІ согласно достигнутому в ходе обсуждения консенсусу. Вместо этого, вторая записка В.М. Dunn вновь ложится на стол F. Walters, который продолжает считать, что принятая в В&W политика останова насосов НРІ при высоком уровне в КД (как он ее понимает) является правильной, а перевод системы в условия "жесткого" контура чреват значительными проблемами для оборудования первого контура. Но вместо того, чтобы обсудить свои возражения непосредственно с В.М. Dunn, он через полгода (!) составляет служебную записку, и за подписью своего начальника, D.F. Hallman, передает ее 3 августа 1978 года В.А. Karrisich, руководителю J. Kelly. В ней он просит проанализировать и дать заключение в отношении вопросов использования НРІ и последствий "жесткого" контура для оборудования. В конце своей записки F. Walters отмечает, что на сегодняшний день департамент по обслуживанию клиентов не направил на станции указания по изменению политики в отношении НРІ, согласно прилагаемым служебным запискам В.М. Dunn, в связи с перечисленными вопросами. Тем не менее эти записки предполагают возможность оголения активной зоны реактора, если существующая политика в отношении НРІ продолжится.

В.А. Karrisich, руководитель группы интеграции оборудования ЯППУ в В&W, так и не ответил на эту служебную записку до аварии на ТМІ-2 (как и на записки J. Kelly и В.М. Dunn, отправленные ему лично). Но уже 4 апреля 1979 года, через неделю после аварии на ТМІ-2, В&W подготовит и разошлет на все свои действующие станции указания по отключению НРІ, основанные на служебных записках В.М. Dunn. Еще через день, 5 апреля 1979 года, I&E NRC выпустит бюллетень 79-05А с рекомендациями эксплуатирующим компаниям по прекращению работы НРІ, используя идеи служебных записок J.C. Creswell (NRC) и В.М. Dunn (В&W).

Приведенные примеры рассмотрения NRC, В&W и Met Ed событий-предвестников аварии на ТМІ-2 позволяют выделить следующие недостатки в требованиях, методах и принципах существовавшей культуры учета опыта эксплуатации.

Требования:

- отсутствие заявленной Политики руководства организаций в области учета опыта эксплуатации, с формулированием ясных принципов и четких целей;

- отсутствие организационной структуры и ответственных за обеспечение учета опыта эксплуатации, с выделением необходимых ресурсов и каналов обмена информацией;
- отсутствие разработанных видов деятельности, необходимых для обеспечения учета опыта эксплуатации (см. рис. 2), и соответствующих методов (процедур);

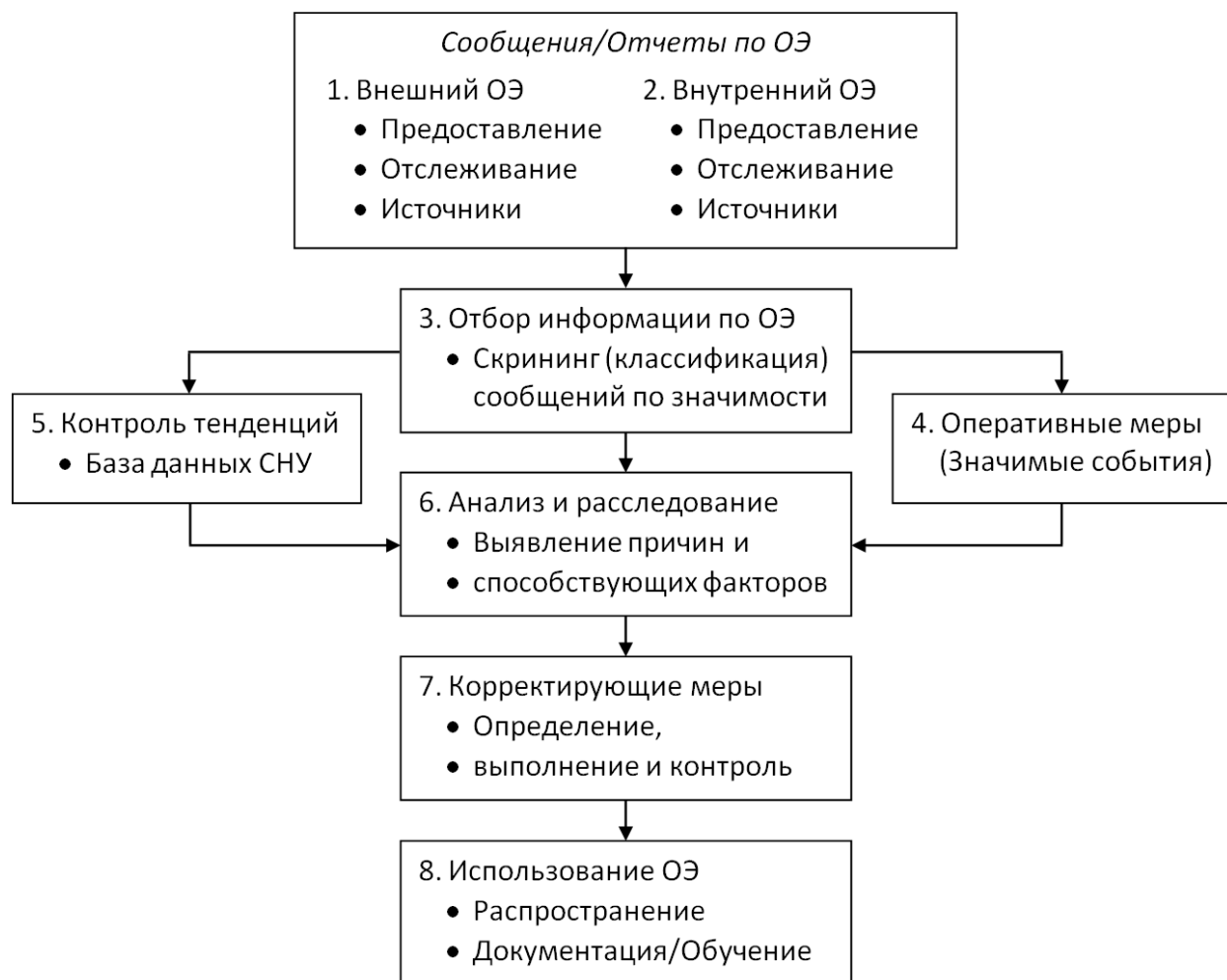


Рисунок 2. Процесс учета опыта эксплуатации: стадия реализации.

- отсутствие индикаторов и инструментов для оценки эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета опыта эксплуатации;
- отсутствие постоянной подготовки в области учета опыта эксплуатации руководства и персонала организаций;
- отсутствие постоянного мониторинга, самооценки организаций и независимых проверок эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета опыта эксплуатации;

- отсутствие определения и реализации мер, с целью постоянного улучшения и развития отдельных видов деятельности и всего процесса учета опыта эксплуатации в организациях.

Методы:

- отсутствие методов предоставления сообщений в области опыта эксплуатации, удобных и доступных для пользователей;
- отсутствие методов отслеживания предоставленных сообщений с ясными критериями завершения рассмотрения;
- отсутствие методов предварительной классификации (скрининга) сообщений по значимости;
- отсутствие методов предоставления обратной связи по рассмотрению сообщений и принятым решениям, а также реализованным мерам;
- отсутствие методов и базы данных для отслеживания и анализа тенденций по недостаткам и событиям низкого уровня (СНУ);
- отсутствие методов анализа причин и способствующих факторов событий, представленных в сообщениях, с учетом человеческого фактора;
- отсутствие методов определения приоритетности при реализации корректирующих мер, с учетом значимости рассматриваемых сообщений;
- отсутствие методов использования полученного опыта эксплуатации для распространения в другие организации, для внесения изменений в документацию и обучение персонала;
- отсутствие методов и показателей для определения эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета опыта эксплуатации.

Принципы:

- отсутствие системно-процессного подхода к построению и реализации учета опыта эксплуатации в организациях (и в отрасли в целом);
- отсутствие приверженности и лидерства руководства организаций в вопросах учета опыта эксплуатации;
- отсутствие активности и вовлеченности персонала в процесс учета опыта эксплуатации и в его виды деятельности;

- декларативный или показной характер принципа учета всех значимых для безопасности сообщений персонала;
- доминирование производственных или коммерческих целей над вопросами безопасности или надежности при учете опыта эксплуатации;
- игнорирование человеческого фактора при рассмотрении опыта эксплуатации, основной акцент на технических вопросах и отказах оборудования.

Выводы

1. Ликвидация последствий аварии на ТМІ-2 началась в августе 1979 года и официально была завершена в декабре 1993 года; общие затраты составили 973 млн. долларов. С 1985 по 1990 год около 100 тонн поврежденного топлива и 50 тонн поврежденных внутрикорпусных устройств реактора были извлечены и вывезены со станции. Примерно 1% радиоактивных обломков остался в корпусе реактора, сам энергоблок был переведен в режим "сохранения под наблюдением" [15].

2. Президентская комиссия по расследованию аварии на ТМІ-2 пришла к выводу, что если бы разработчик ЯППУ (B&W), регулирующий орган (NRC) и эксплуатирующая организация (GPU/Met Ed) уделили больше внимания перечисленным событиям-предвестникам, тщательно проанализировали их причины и вовремя приняли соответствующие меры, авария в ночь на 28 марта 1979 года имела бы мало шансов для возникновения (хронические проблемы с регенерацией фильтров конденсатоочистки), а последствия инцидента были бы незначительными. Комиссия рекомендовала атомной отрасли создать эффективную программу анализа и оценки эксплуатационных данных.

Согласно этим рекомендациям, в NRC было образовано новое управление для анализа и оценки эксплуатационных данных (AEOD) [16]. Кроме того, в каждом управлении NRC был организован отдел по реализации программы оценки эксплуатационных данных. Подобные программы были внедрены на уровне проектирующих организаций, поставщиков оборудования, эксплуатирующих компаний. Координирующую функцию взяло на себя NRC.

Современное понимание важности процесса учета ОЭ для безопасности АЭС включает в себя уроки аварии на ТМІ-2 и отражено в многочисленных публикациях МАГАТЭ и ВАО АЭС, в которых перечислены требования, методы и принципы к построению отдельных видов деятельности и всего процесса учета ОЭ. Анализ аварии на ТМІ-2 доказывает, что невозможно достичь высокой культуры безопасности АЭС при низкой

культуре учёта ОЭ регулирующих органов, проектирующих организаций и эксплуатирующих компаний.

Особое внимание к процессу учета ОЭ на АЭС отражено в многочисленных публикациях, подготовленных МАГАТЭ и ВАО АЭС [1]. В этих документах отражены требования, методы и принципы к построению отдельных видов деятельности и всего процесса учета ОЭ, с контролем эффективности и механизмами постоянного развития. Во многом источником этих требований, методов и принципов стали уроки, извлеченные атомной отраслью из аварии на ТМІ-2. И один из этих уроков состоит в том, что невозможно достичь высокой культуры безопасности АЭС при низкой культуре регулирующих органов, проектирующих организаций и эксплуатирующих компаний в области учета опыта эксплуатации.

Литература

1. Машин В. А. Формирование и развитие культуры безопасности на атомных станциях // Электрические станции. – 2016. – № 8. – С. 2 – 9.
2. Машин В. А. Культура безопасности и система сбора, учета, классификации и анализа событий низкого уровня // Электрические станции. – 2012. – № 8. – С. 20 – 28.
3. Low level events and near misses for nuclear power plants: Best practices. Safety Report Series, No 73. IAEA, Vienna. – 2012. – 104 p.
4. Staff Reports of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: Reports of the Technical Assessment Task Force. Washington, D.C.: Government Printing Office. – 1979. – Vols. I – IV. – 909 p.
5. Staff Reports to the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: The Nuclear Regulatory Commission. Washington, D.C.: Government Printing Office. – 1979. – 146 p.
6. Staff Reports to the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: The role of the managing utility and its suppliers. Washington, D.C.: Government Printing Office. – 1979. – 239 p.
7. The Need for Change: The Legacy of TMI. Report of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island. Washington, D.C.: Government Printing Office. – 1979. – 214 p.
8. Investigation into the March 28, 1979 Three Mile Island Accident by Office of Inspection and Enforcement. NUREG-0600. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1979. – 650 p.

9. Three Mile Island: A Report to the Commissioners and to the Public. NUREG/CR-1250. Special Inquiry Group. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1980. – Vols. I – II. – 1494 p.
10. Analysis of Three Mile Island – Unit 2 Accident. U.S. Nuclear Safety Analysis Center. NSAC-80-1. Palo Alto, Calif.: Electric Power Research Institute. – 1980. – 531 p.
11. Perspectives on Reactor Safety. NUREG/CR-6042, Rev. 2. SAND93-0971. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 2002. – 671 p.
12. TMI-2 Vessel Investigation Project Integration Report. NUREG/CR-6197. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1994. – 177 p.
13. Pressurized Water Reactor B&W Technology Crosstraining Course Manual. Chapter 18.0 Three Mile Island. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 2011. – 50 p.
14. Rempe J., Knudson D. TMI-2 - A Case Study for PWR Instrumentation Performance During a Severe Accident. INL/EXT-13-28043, Idaho National Engineering Laboratory, Idaho Falls, Idaho. – 2013. – 118 p.
15. Nuclear Energy Encyclopedia: Science, Technology, and Applications / Edited by S.B. Krivit, J.H. Lehr, T.B. Kingery. Wiley Series on Energy. A John Wiley & Sons, Inc., Publication. – 2011. – 595 p.
16. A Prioritization of Generic Safety Issues. Section 1. TMI Action Plan Items. NUREG-0933. Washington, D.C.: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 2011. – 243 p.