

Культура безопасности: Система учета человеческого фактора

Машин В.А.

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

E-mail: mashin-va@mail.ru

Ранее, на примере аварии на втором энергоблоке АЭС Три-Майл-Айленд (ТМІ-2), которая произошла 28 марта 1979 года, мы рассмотрели важность системы учета опыта эксплуатации для обеспечения безопасности АЭС [1]. Воспользовавшись уроками, извлеченными из аварии на ТМІ-2, ниже мы остановимся еще на одном, чрезвычайно важном элементе интегрированной системы обеспечения безопасности АЭС: учете человеческого фактора [2]. Данная система служит общей задачи повышения эффективности и надежности деятельности человека через оптимизацию его рабочего места, минимизацию ошибочных действий и снижения тяжести их последствий. В ее основе лежат принципы инженерии человеческих факторов (или прикладной эргономики), которые могут влиять на эффективность и надежность деятельности человека [3], включая антропометрические, физиологические, перцептивные, когнитивные и организационные факторы [4].

Именно авария на ТМІ-2 заставила регулирующие органы, проектно-конструкторские организации, эксплуатирующие компании и всю атомную промышленность США пересмотреть место и роль человека в обеспечении безопасности АЭС, и учитывать человеческий фактор на всех стадиях ее жизнедеятельности. Расследования установили [4-8], что главной причиной аварии на ТМІ-2 были не ошибочные действия или бездействия операторов, приведшие к разрушению активной зоны реактора, а не учет эргономических принципов и требований при разработке блочного щита управления (БЩУ) ТМІ-2, эксплуатационных и аварийных процедур, при проведении подготовки и лицензирования операторов БЩУ [7]. Уроки, которые можно извлечь из событий, связанных с аварией на ТМІ-2, безусловно, будут полезны при создании и развитии на всех типах электростанций системы учета человеческого фактора с целью повышения эффективности и надежности деятельности человека (краткая хронология событий на ТМІ-2 28 марта 1979 года представлена в статье [1]).

Блочный щит управления ТМІ-2

Первоначально, второй энергоблок ТМІ проектировался для строительства на АЭС Oyster Creek, где в 1969 году был запущен первый энергоблок с кипящим водяным реактором BWR фирмы General Electric мощностью 652 МВт. Заказчиком выступила

компания JCPL, дочернее предприятие корпорации GPU [1]. За общее проектирование и разработку традиционного острова (технологии преобразования тепловой энергии в электрическую, включая турбогенератор, конденсационную установку, системы основного конденсата и питательной воды) отвечала компания Burns & Roe. К этому времени, Burns & Roe уже выступила главным проектировщиком 7 АЭС, и приняла участие как инжиниринговая компания в проектировании еще 61 атомной станции. Согласно контракту, Burns & Roe отвечала, в частности, за разработку программы обеспечения качества, а также за проектирование БЩУ, которое началось в 1967 году. В проектировании БЩУ второго блока Oyster Creek (реактор PWR фирмы B&W [1]) принимали участие инженеры JCPL, поэтому его компоновка имела много общего с БЩУ первого блока АЭС Oyster Creek (реактор BWR). Но в 1968 году, из-за возникших проблем с профсоюзом подрядной строительной-монтажной компании, было принято решение перенести строительство на площадку TMI. Заказчиком стала выступать другая дочерняя компания GPU - Met Ed [1], которая хотела, чтобы БЩУ второго блока TMI был спроектирован аналогично БЩУ TMI-1 (реактор PWR фирмы B&W). Поскольку это было связано со значительным удорожанием проекта и увеличением сроков выполнения работ, было принято решение, руководствуясь вопросами стоимости строительства, отказаться от изменения проекта БЩУ для TMI-2.

Важно отметить, что на период проектирования БЩУ TMI-2 и вплоть до 1979 года, в атомной отрасли США отсутствовали нормативные документы и руководящие указания, которые бы содержали ясные и конкретные требования по учету человеческих факторов при разработке и экспертизе автоматизированных рабочих мест операторов, органов управления (ОУ) и систем отображения информации (СОИ). Расследования аварии на TMI-2 позволили установить, что ни NRC, ни атомная промышленность в целом, не осознавали, что человек, который управляет АЭС, представляет собой важный барьер безопасности [6, 7]. Основное внимание было направлено на вопросы повышения безопасности оборудования. Политика атомной отрасли и NRC базировалась на принципах глубокоэшелонированной защиты с акцентом на консервативное проектирование и пределы безопасной эксплуатации, а также на избыточность компонентов и технических систем, чтобы уменьшить неопределенности и свести риски до нуля [8]. Оператор рассматривался исключительно как положительный фактор, который вмешивается в работу систем только тогда, когда это требуется. Его исключение из процесса проектирования считалось проявлением консервативного подхода, поскольку наличие оператора могло только улучшить ситуацию, но никак не усугубить ее [6].

Данный подход доминировал как при проектировании БЩУ, так и при разработке процедур и проведении подготовки оперативного персонала ТМІ-2.

Все это подкреплялось многими годами безопасной эксплуатации атомных станций без серьезных инцидентов и резонансных происшествий, формируя уверенность атомной отрасли в безопасности и надежности АЭС и правильности существующих подходов к проектированию, эксплуатации и регулированию, с акцентом на оборудовании и системах. Так инженеры Burns & Roe никогда не консультировались с опытными операторами БЩУ о размещении пультов управления и приборных панелей, о группировке ОУ и СОИ. Мало этого, планируя размещение пультов и панелей, инженеры Burns & Roe даже не знали, сколько операторов потребуется для управления АЭС [7]. Недооценка активной роли оператора была общей тенденцией, и нашла отражение, например, в отчете по трехлетнему исследованию безопасности ядерных реакторов (WASH-1400), опубликованном в 1975 году. Этот отчет считают одним из предвестников аварии на ТМІ-2, поскольку в нем обоснована высокая вероятность инцидентов с малой течью теплоносителя, проанализированы сценарии заклинивания в открытом положении импульсного предохранительного устройства (ИПУ) компенсатора давления (КД) с потерей основной и аварийной питательной воды для парогенераторов (ПГ). Но при этом вероятностная оценка безопасности проводилась без учета возможных неверных действий или бездействий операторов [7].

Важно заметить, что к моменту проектирования БЩУ ТМІ-2, в авиационной, военной и аэрокосмической отраслях промышленности США был накоплен и доступен ценнейший опыт в области инженерии человеческих факторов [9], были выработаны эргономические принципы и требования для создания эффективных систем человек-машина, включая следующие основные стадии [4]:

- Выявление всех функций системы и распределение их между человеком и машиной;
- Определение задач оператора и анализ этих задач с точки зрения требований к информации (СОИ), принятию решений и выполнению действий (ОУ);
- Анализ требований к рабочим местам операторов и численности персонала;
- Предварительное проектирование и оценка проекта с использованием макетов рабочих мест операторов для анализа и пересмотра первоначальных решений;
- Окончательный проект, тестирование и оценка возможностей системы в отношении исходных функциональных требований.

Расследования показали, что при проектировании БЩУ ТМІ-2 анализ задач не проводился, а значит, отсутствовало обоснование требуемых ОУ и СОИ, которые требовались на БЩУ. Макет проекта БЩУ ТМІ-2 не был построен и не был проведен

пошаговый анализ действий операторов с целью оценки эффективности расположения и группировки ОУ и СОИ для выполнения ими требуемых задач надлежащим и безошибочным образом, с учетом перцептивных, когнитивных, антропометрических и других возможностей и ограничений человека. Не был проведен критический анализ проекта БЩУ ТМІ-2 с привлечением экспертов и опытных операторов АЭС. В итоге, БЩУ ТМІ-2 практически не учитывал факторы эргономики.

Организация рабочих мест операторов и компоновка около 2400 СОИ на БЩУ ТМІ-2 [4] предъявляли чрезмерные требования к контролю зрительной информации. Например, приборы контроля вибрации и отклонений от соосности (эксцентриситета) главных циркуляционных насосов (ГЦН) располагались на приборной панели, на высоте около 215 см, примерно в 6 метрах от пульта управления ГЦН. На таком расстоянии просто невозможно было считать показания приборов с рабочего места оператора (пульта управления ГЦН). Тревожная сигнализация для высокой вибрации ГЦН располагалась выше соответствующих приборов, приблизительно на высоте 225 см. Размер и яркость этих предупреждающих сигналов были недостаточными, затрудняя их восприятие с рабочего места оператора.

Приборы расхода насосов подпитки и впрыска высокого давления (НРІ) располагались на приборной панели, приблизительно в 3.7 метрах от пульта управления насосами. В результате оператор должен был оставлять свое рабочее место, чтобы проконтролировать текущий расход, либо просить помощи другого оператора.

Приборная панель инженерно-технических систем безопасности АЭС состояла из 16 рядов индикаторных лампочек. Из-за размещения и организации этой панели, операторы с ростом до 185 см (95 % мужского населения США) могли видеть со своего рабочего места только 8 рядов из 16. Чтобы гарантировать надлежащее действие систем безопасности, они должны были покидать свое рабочее место и запрашивать помощь другого оператора. Это приводило к потере времени и отвлечению операторов от выполнения других задач. В целом, на БЩУ ТМІ-2 имелось 1900 СОИ, расположенных на вертикальных приборных панелях. Из них 26% не могли быть увидены операторами с ростом до 185 см, стоящими за панелями управления. При этом СОИ имели также проблемы параллакса (зависимость наблюдаемых показаний от положения наблюдателя) и бликов на экранах приборов [4].

Информация, которая требовалась операторам, не только неудобно располагалась, была трудной для восприятия, очень часто она просто отсутствовала. Например, на БЩУ отсутствовала сигнализация останова реактора, и операторы должны были проконтролировать ряд параметров системы, чтобы идентифицировать это событие.

Следующие параметры имели важнейшее значение во время аварии, но не были представлены на БЩУ [4]:

- Общий запас теплоносителя в первом контуре (уровень в корпусе реактора);
- Давление и температура первого контура для оценки запаса до кипения (условий насыщения);
- Расход теплоносителя через ИПУ КД;
- Расход аварийной питательной воды для ПГ.

Панель сигнализации (около 750 отдельных табло [4]) была плохо организована, надписи трудно читаемы. Отсутствовали логическая группировка, расположение по приоритетности, цветовая кодировка. Например, табло останова турбины изначально не имело цветовой кодировки или другого приоритета. В результате операторы сами покрасили табло в красный цвет. Надписи на отдельных табло были либо чрезмерно многословные, либо содержали непоследовательные сокращения, увеличивая время, необходимое для определения их значения [4]. Во время аварии 28 марта 1979 года на ТМІ-2, через несколько секунд после ее начала, более сотни световых и звуковых сигналов обрушилось на операторов. Это был поток, в котором важная информация тонула в "шуме" второстепенных и малозначимых сигналов о многочисленных отклонениях от пределов и условий нормальной эксплуатации (до аварии не менее 52 табло постоянно горели на панели сигнализации [6]). Один из операторов БЩУ во время аварии, С. Faust, позже заметил на слушаниях президентской комиссии, что у него было острое желание выбросить эту панель сигнализации подальше, потому что она не давала никакой полезной информации [6]. Приблизительно за год до этого, 23 апреля 1978 года, на ТМІ-2 произошел инцидент с остановом реактора на 30% мощности и быстрым расхолаживанием первого контура с возникновением условий насыщения и уходом показаний уровня КД за нижний предел шкалы приборов. Оператор БЩУ Е. Frederick, участник инцидента (именно он 28 марта 1979 года сократил расход насосов НРІ во время аварии), написал служебную записку заместителю ГИ АЭС, в которой указал, что система тревожной сигнализации на БЩУ-2 настолько плохо спроектирована, что оказывает мало помощи операторам при анализе возникших инцидентов. Он предложил обсудить эту проблему и внести необходимые изменения до того, пока эта система не вызовет серьезные проблемы [10]. Никаких мер до аварии на БЩУ ТМІ-2 принято не было. Президентская комиссия по расследования аварии на ТМІ-2 установила, что компания Burns & Roe знала о проблеме избыточности и плохой организации тревожной сигнализации на БЩУ еще на стадии разработки, но не предприняла никаких мер [6].

Эффективным средством решения этой проблемы мог бы стать принтер тревожной сигнализации, который был установлен на БЩУ. Принтер автоматически распечатывал все сообщения о тревожных сигналах (с описанием отклонения и временем регистрации), когда какой-либо из 3000 контролируемых параметров АЭС выходил за пределы нормальной эксплуатации. Принтер также печатал сообщения, когда параметр возвращался в допустимые пределы. Кроме этого на печать выводилось состояние оборудования (включение, отключение). Компьютер принтера имел буфер для временного хранения 1365 сообщений. Матричный принтер печатал одно сообщение каждые 4.2 секунды. Когда сигналы тревоги поступали с более высокой скоростью, это приводило к отставанию принтера от реального времени поступления сообщений. Чтобы понять, с каким потоком информации имели дело операторы в ходе аварии, следует указать, что в какой-то момент времени период запаздывания печати принтера достигал 161 минуты [5]. В итоге, принтер тревожной сигнализации оказался практически бесполезным в ходе аварии на ТМІ-2.

Вопросы эргономики слабо были учтены и при проектировании приблизительно 1200 органов управления БЩУ [4]. Они располагались таким образом, что во время операций с ключами операторам необходимо было тянуться через весь пульт, заслоня важные СОИ и увеличивая риск непреднамеренного воздействия на ОУ своим телом. При этом важнейшие ОУ не были защищены от случайного воздействия (кнопка останова реактора, кнопка останова турбины) [4]. Отсутствовала согласованность в использовании цветовой кодировки для световой индикации положения задвижек: некоторые индикаторы имели красный цвет при нештатных условиях работы, другие - зеленый.

Приведем итоговые результаты анализа количества несоответствий эргономическим требованиям ОУ и СОИ для центрального пульта управления БЩУ ТМІ-2 [4]:

- 80% СОИ и 48% ОУ системы управления реактором;
- 96% СОИ и 81% ОУ системы КД;
- 95% СОИ и 76% ОУ система питательной воды для ПГ.

Маркировка ОУ и СОИ во многих случаях была неадекватной и двусмысленной, на что указывало 800 изменений, внесенных самими операторами в процессе работы на БЩУ (с помощью лент для маркировки, дополнительных надписей). Маркировку на приборных панелях было трудно или невозможно прочитать с рабочих мест операторов.

Для центрального пульта управления системами первого и второго контура, в общей сложности, 68% действующих эргономических требований для маркировки не были выполнены, включая [4]:

- 67% для системы управления реактором;

- 85% для системы КД;
- 93% для системы питательной воды ПГ.

Подводя итог анализу БЩУ ТМІ-2, исследователи сделали следующие выводы:

1. В период разработки БЩУ ТМІ-2 роль NRC была крайне низкой в отношении учета требований инженерии человеческих факторов в проекте для оптимизации деятельности и предотвращения ошибок операторов. При этом имелось большое количество доступной информации в области эргономики, предоставленной военной, аэрокосмической и авиационной отраслями промышленности.

2. Аналогичным образом, ядерная отрасль игнорировала человеческие ошибки в процессе разработки и эксплуатации АЭС. Требования эргономики не применялись системно при проектировании АЭС.

3. При разработке БЩУ ТМІ-2 не использовались принятые в эргономике методы, в результате уровень взаимодействия человека и машины был низким и предполагал нереалистичные возможности человека, увеличивая нагрузку на оператора.

4. БЩУ ТМІ-2 не прошел специальную проверку, с целью выявления человеческих ошибок и устранения их причин. Все это происходило уже в процессе эксплуатации и по результатам многочисленных инцидентов.

Процедуры ТМІ-2

Разработкой процедур для ТМІ-2 занимались специалисты GPU/Met Ed, консультативную помощь оказывали эксперты V&W [1]. В общей сложности было разработано и использовалось 30 процедур для управления технологическими системами и оборудованием при нормальных условиях эксплуатации, 15 при нарушениях нормальных условий и 25 при аварийных ситуациях. Во время аварии 28 марта 1979 года, как установила президентская комиссия [5], операторы использовали 9 процедур для управления при нормальных условиях, 2 при нарушениях и 4 аварийных процедуры. Именно эти 15 процедур были детально проанализированы при расследовании аварии, используя следующие основные критерии [4]:

- Ориентация на пользователя, на достаточный уровень детализации, чтобы обеспечить идентификацию неисправностей, принять решение и выполнить действия на восстановление нормального состояния станции;
- Полнота и правильность с точки зрения охвата все видов отказов, условий станции и действий операторов;
- Актуальность с точки зрения текущей конфигурации станции и распознавания изменений в оборудовании, маркировке;

- Согласованность с подготовкой оператора, другими процедурами, а также в пределах отдельных разделов процедуры;
- Логичность и последовательность с точки зрения точек ветвления и отходящих от них цепочек действий;
- Читабельность и понятность текста, ясные и лаконичные формулировки;
- Привлечение изображений или графики для облегчения понимания оператором;
- Указания на информацию, которую должен собрать оператор для понимания текущего состояния станции.

Расследование установило, что 7 из 15 процедур (все относились к управлению при нормальных условиях эксплуатации) имели незначительные недостатки, но, в целом, являлись адекватными по их прямому назначению. Четыре процедуры (одна для управления при нормальных условиях, одна при нарушениях и две аварийные) были признаны полезными, хотя и содержали существенные недостатки, которые могли сбить с толку оператора, привести к путанице или к неправильным действиям. Например, в процедуре по эксплуатации ГЦН в нормальных условиях содержалось положение о прекращении работы насоса при высоких значениях вибрации. При этом отсутствовали указания, должен ли насос быть остановлен в этом случае при низком давлении в первом контуре или течи теплоносителя. Процедура при нарушении нормальной эксплуатации, вызванном автоматическим остановом турбины, являлась недостаточной, поскольку ожидая открытие ИПУ КД из-за роста давления в первом контуре, в ней отсутствовали действия оператора для проверки, что разгрузочный клапан ИПУ закрылся. Кроме этого, от оператора требовалась организация продувки теплоносителя первого контура, чтобы предупредить превышение уровня в КД выше 6.1 метра. Это указание было выполнено операторами 28 марта 1979 года, когда ИПУ заклинило в открытом положении, вызвав аварию с потерей теплоносителя [1].

Четыре последние процедуры были оценены как неадекватные:

1. Процедура эксплуатации КД в нормальных условиях подчеркивала, что операторам не разрешается Технологическим регламентом ТМІ-2 превышать уровень КД 9.8 метра (перевод первого контура в "жесткий" режим [1]) после аварийного останова реактора, без каких-либо исключений. Действия операторов утром 28 марта 1979 года во многом определялись этими указаниями.

2. Процедура контроля водорода при нарушениях нормальных условий эксплуатации не учитывала скорость образования водорода в условиях, которые имели место при аварии на ТМІ-2 (оголение и разрушение активной зоны реактора).

3. Аварийная процедура при отказах в системе КД имела очень запутанную структуру документа; симптомы в значительной степени были неполными, вводящими в заблуждение или ошибочными.

4. Аварийная процедура при потере теплоносителя/давления в первом контуре, наиболее важная 28 марта 1979 года, не имела целей и была крайне трудная для использования, поскольку сбивала с толку операторов тем, какой ее раздел применим к текущей ситуации. Симптомы были неполными, вводящими в заблуждение или ошибочными. Раздел о действиях при малых течах теплоносителя был невыполним (отсутствовало одновременное снижение давления в первом контуре и уровня в КД). Процедура требовала, чтобы оператор перевел режим работы насосов НРІ из автоматического в ручной, и уменьшил расход насосов (независимо от размера течи) для предупреждения их повреждений. В процедуре отсутствовали указания или предостережения относительно адекватного обеспечения охлаждения активной зоны реактора.

Следует отметить, что аварийные процедуры на ТМІ-2 были событийно-ориентированными, применяемыми только после того, как исходное событие диагностировано, идентифицировано и причина аварии определена. Но перечисленные в аварийных процедурах ТМІ-2 симптомы не давали возможности операторам диагностировать исходное событие 28 марта 1979 года. Они были вынуждены рассматривать параллельно 5-6 аварийных процедур, чтобы найти объяснение наблюдаемым симптомам [4].

Анализ процедур также позволил установить, что основное внимание в них уделялось избежанию повреждения оборудования (насосов НРІ, ПК КД), компонентов или систем, что могло привести к длительному простоя, дорогостоящему ремонту и значительным финансовым потерям, и отсутствовали четкие указания на сохранение адекватного охлаждения активной зоны реактора [5].

В исследовании [4] дополнительно была выполнена эргономическая оценка процедур на основании ряда критериев, из которых выделим следующие:

Точность. Система обозначений в процедурах могла не совпадать с маркировкой оборудования на панелях БЩУ. В ряде процедур отсутствовали признаки правильных или неправильных откликов системы на управляющее воздействие оператора. Процедуры возлагали чрезмерную нагрузку на память операторов, что особенно критично в аварийных ситуациях, повышая вероятность ошибочных действий.

Доступность. Схемы и графики не были включены в тексты процедур и практика перелистывания страниц по перекрестным ссылкам способствовала ошибкам и

увеличивала время для принятия решений и выполнения нужного действия. Все процедуры использовали один и тот же межстрочный интервал для всего текста; такая однородность внешнего вида увеличивала вероятность пропуска шага процедуры во время ее выполнения. Отсутствовали специальные средства для помощи операторам в сохранении своего положения на странице процедуры.

Удобство использования. Процедуры могли содержать предложения из более чем 50 слов, что делало затруднительным их понимание и использование, перегружая кратковременную память. Процедуры были громоздкими, объемными, часто рвались страницы, их было трудно использовать при работе, особенно в аварийных ситуациях.

Резюмируя результаты анализа процедур, задействованных 28 марта 1979 года, исследователи пришли к следующим основным выводам [4]:

1. Процедуры оказали значительное влияние на аварию, которая произошла 28 марта 1979 года на ТМІ-2.
2. Процедуры имели существенные недостатки в оказании помощи операторам при диагностике состояния систем питательной воды, аварийной питательной воды для определения низкого уровня в ПГ.
3. Процедуры не оказали помощи операторам при диагностике отказа разгрузочного клапана ИПУ КД.
4. Процедуры не предусмотрели никаких указаний для ситуаций, когда уровень КД повышался, а давление первого контура при этом снижалось (требования к работе насосов НРІ, ГЦН).
5. В аварийных процедурах отсутствовали указания в отношении того, когда и как можно установить естественную циркуляцию теплоносителя в первом контуре.

Многие события, с которыми операторы столкнулись 28 марта 1979 года, просто не рассматривались в доступных операторам процедурах. В них отсутствовали указания, какие параметры, симптомы важны для понимания текущего состояния станции и происходящих на ней процессов [4].

Подготовка и лицензирование операторов ТМІ-2

Ночная смена ТМІ-2, заступившая на дежурство в 23 часа 27 марта 1979 года, состояла из НСАЭС и НСБ (оба с лицензией старшего оператора), двух операторов БЩУ (с лицензией оператора) и 14 операторов вспомогательного оборудования (лицензия не требовалась). Согласно Технологическому регламенту ТМІ-2, при работе реактора на мощности состав смены должен состоять из одного человека с лицензией старшего оператора, двух с лицензией оператора и двух операторов вспомогательного оборудования. Такой расширенный состав смены 27 марта 1979 года объяснялся

необходимостью устранения большого количества мелких недостатков и нарушений в работе оборудования и систем, которые преследовали энергоблок с момента ввода в эксплуатацию 30 декабря 1978 года. Также отметим, что нормальная эксплуатация оборудования и систем при работе реактора на мощности предполагала обязательное наличие на БЩУ только одного лицензированного оператора. Остальные могли выполнять свои задачи за пределами БЩУ, и при нарушении нормальных условий эксплуатации станции или при возникновении аварийных условий прибыть на БЩУ.

Все операторы отвечали требованиям, предъявляемым нормативными документами к базовому образованию и опыту для выдачи лицензии: наличие диплома средней школы (двое дополнительно прошли годичное обучение в колледже), два года работы на АЭС для операторов БЩУ и 4 года для старших операторов. Все 4 оператора имели более чем 5-летний опыт службы на ядерном ВМФ США (суммарно 26 лет). Каждый из них закончил 6-месячную ядерно-энергетическую школу для рядового и сержантского состава ВМФ и прошел 6-месячную ядерно-энергетическую программу в учебном центре на прототипе ядерно-энергетической установки (ЯЭУ) своего будущего корабля.

Программа подготовки операторов вспомогательного оборудования для получения лицензии оператора БЩУ ТМІ-2 осуществлялась отделом обучения персонала Met Ed и включала в себя теоретические занятия в классах, одну неделю обучения на исследовательском реакторе университета штата Пенсильвания, один месяц практического опыта наблюдений за работой смены БЩУ ТМІ-1, а также 8-недельный курс подготовки на тренажере V&W (170 часов обучения в классе, 100 часов работы на тренажере, 40 часов тренировочных экзаменов по лицензированию с разбором результатов). После физического пуска реактора ТМІ-2, подготовка на тренажере V&W была сокращена за счет использования действующего реактора. Для продления лицензии, каждые два года операторы проходили специальную подготовку (лекционное и самостоятельное изучение вопросов, обучение на рабочем месте), которая завершалась письменными экзаменами, проводимыми Met Ed.

Все 4 оператора удовлетворяли требованиям подготовки и успешно прошли экзамены на лицензирование, проводимые Комитетом по выдаче лицензий Управления по регулированию ядерных реакторов (NRR) NRC. При проходном балле 70%, их оценки колебались в диапазоне 79÷91%, средний балл составил 83.5% (при среднем значении для отрасли 80%). Экзамен на предоставление лицензии состоял из 8-часовой письменной части (кандидаты на лицензию старшего оператора дополнительно проходили 5-часовой письменный экзамен) и от 4 до 6 часов устной части. До аварии на ТМІ-2 NRC не проверяла программы подготовки операторов на адекватность и эффективность, а

эксплуатирующие компании, в первую очередь, ориентировались в этом вопросе на количество успешно сдавших экзамен по лицензированию [8].

Для оценки эффективности программы обучения операторов ТМІ-2, насколько хорошо она обеспечивала их знаниями и навыками, чтобы справиться с аварийными ситуациями, подобной аварии 28 марта 1979 года, были проанализированы 6 аварийных процедур, которые использовались операторами во время аварии [4]. Этот анализ определил задачи и 53 действия, которые должны были лечь в основу продуманной программы обучения. Эти действия включали в себя 23 диагностических умения, навыки работы с процедурами, ОУ и СОИ (моторные и перцептивные навыки).

Анализ действий операторов во время аварии выявил значительные трудности персонала по диагностике процессов и текущего состояния станции. Наиболее эффективным инструментом для формирования диагностических навыков служит тренажерная подготовка. Но расследование показало, что только 6% программы обучения операторов ТМІ-2 было посвящено обучению на тренажере В&W. И даже это время не было эффективно использовано для формирования диагностических навыков операторов. Большая часть времени посвящалась простой демонстрации работы ЯЭУ и динамики основных показателей при различных переходных процессах и отдельных отказах оборудования (например, снижение давления первого контура и уровня в КД после останова реактора, потеря питательной воды для ПГ). Практические тренажерные занятия не использовались для отработки навыков работы в команде, с процедурами, ОУ и СОИ, для формирования умений идентификации и локализации неисправностей. Программное обеспечение тренажера В&W не позволяло моделировать течи через ИПУ КД [4, 5, 7].

Другим способом приобретения диагностических навыков было обучение операторов на рабочем месте (БЩУ ТМІ-2), на которое приходилось лишь 10% общего времени подготовки. Кроме этого, поскольку блок находился в нормальных режимах эксплуатации, это обучение имело мало значения для действий в аварийных ситуациях (к слову, для продления лицензии от операторов лишь требовалось минимум 10 раз манипулировать изменениями реактивности реактора).

Смена операторов БЩУ ТМІ-2, дежурившая утром 28 марта 1979 года, когда началась авария, потратила около 85% времени своей подготовки на лекционные занятия. Из 53 задач, которые были определены при анализе аварийных процедур, использованных во время аварии, 12 было связано с системой питательной воды. Из них ни одна не была рассмотрена в конспектах лекций. Как и 20 задач, которые относились к проблемам первого контура и охлаждения реактора.

В экзаменах, которые проводила Met Ed, отсутствовали 53 задачи, выявленные в аварийных процедурах. Кроме этого, экзамены Met Ed не измеряли способности операторов диагностировать переходные процессы, умения управлять станцией, следовать процедурам и прогнозировать реакцию систем. По результатам экзаменов операторов не информировали по их сильным и слабым сторонам. Экзамены по лицензированию, проводимые NRC, как показал анализ, охватывали не более 2 задач из 53, связанных с аварийными процедурами 28 марта 1979 года. В целом эти экзамены обеспечивали плохую оценку умений операторов использовать аварийные процедуры, и были ориентированы на анализ аварий с отдельными отказами оборудования [4, 6].

На основе анализа учебной программы операторов TMI-2 исследователи пришли к следующим выводам [4]:

1. Обучение не было направлено на формирование знаний и умений, которые потребовались операторам во время аварии 28 марта 1979 года, оно не смогло создать у операторов готовности эффективно действовать в возникших обстоятельствах.

2. Тренажерная подготовка не обеспечила формирование у операторов умений и навыков, которые оказались необходимыми при аварии (например, анализ и формулирование гипотез, средства проверки этих гипотез).

3. Обучение не было обеспечено инструментами для измерения способностей операторов (например, для управления станцией, диагностики и локализации отказов).

4. Обучение не было тесно связано с процедурами, которые использовались операторами на БЦУ, отсутствовали какие-либо указания в отношении того, что делать, если процедура не применима.

Общая проблема с обучением операторов были та же, что и проблема с СОИ на БЦУ TMI-2: огромный поток различной, несгруппированной, несистематизированной информации (подробностей, мелких деталей при обучении), в которой тонул оператор, мучительно пытаясь определить, что из этого имеет смысл и значение для текущей ситуации [4].

Критические ошибки операторов 28 марта 1979 года

В завершении рассмотрим, каким образом проект БЦУ, процедуры и содержание подготовки операторов TMI-2 повлияли на две критически важные ошибки, допущенные операторами в ходе аварии 28 марта 1979 года: неспособность своевременно диагностировать заклинивший в открытом положении разгрузочный клапан ИПУ КД (течь теплоносителя) и резкое сокращение расхода системы НРІ при значительном снижении давления первого контура, вызванным аварией с потерей теплоносителя.

ИПУ КД было изолировано лишь на 142 минуте аварии. Как показали последующие расчеты, если бы это произошло до 25 минуты, в первом контуре были бы обеспечены условия для устойчивой работы ГЦН и необходимого охлаждения активной зоны реактора [1]. Симптомы открытого разгрузочного клапана ИПУ описаны в аварийной процедуре по отказам в системе КД, согласно которой, оператор должен убедиться, что:

1. разгрузочный клапан ИПУ не смог закрыться;
2. показатели давления и температуры теплоносителя в барботажном баке повысились;
3. рост температуры на линии сброса теплоносителя ИПУ превышает уставку тревожной сигнализации 93 °С.

Относительно первого симптома операторы во время аварии были введены в заблуждение световым индикатором, который указывал, что разгрузочный клапан ИПУ КД закрыт. Все дело в том, что световой индикатор не был напрямую связан с разгрузочным клапаном, а загорался, когда на соленоид управляющего (импульсного) клапана ИПУ подавалось напряжение. При выключении напряжения лампочка гасла. И в том и другом случае разгрузочный клапан мог не изменять своего положения, как это произошло 28 марта 1979 года. На 3 сек разгрузочный клапан полностью открылся, а на 12 сек автоматика отключила напряжение на электромагните управляющего клапана при достижении заданного значения давления в первом контуре. При этом красная лампочка индикатора положения ИПУ погасла, и согласно табличке, установленной под индикатором, это указывало операторам, что разгрузочный клапан закрыт. На самом деле, его заклинило в открытом положении.

Инцидент, который произошел 24 сентября 1977 года на АЭС Дэвис Бесс (яркий пример события-предвестника аварии на ТМІ-2) [1], доказывает, что проблемы с диагностикой состояния ИПУ КД обусловлены не индивидуальными особенностями операторов ТМІ-2, а косвенным индикатором его положения, вводящим операторов в заблуждение. Во многом, благодаря тому, что АЭС Дэвис Бесс работала на мощности 9%, и вся динамика переходного процесса после останова реактора и заклинивания ИПУ КД была более спокойной, операторы смогли на 22 минуте аварии диагностировать отказ разгрузочного клапана и отсечь его, закрыв запорную задвижку.

Неспособность операторов диагностировать второй симптом открытого ИПУ, связанного с повышением давления и температуры в барботажном баке (ББ), также определялась инженерией человеческих факторов: неудачной компоновкой БЩУ ТМІ-2 и многомесячными протечками ИПУ или ПК КД. Теплоноситель сбрасывается через ИПУ КД в ББ, и если клапан не закрылся, давление и температура в баке ожидаемо возрастут. Но дело в том, что на ТМІ-2 ИПУ (или один из ПК) имели постоянные протечки с осени

1978 года [7]. По этой причине повышенные значения давления и температуры в ББ не были чем-то необычным. Были запланированы соответствующие ремонтные работы при плановом останове блока. А пока операторы были вынуждены каждую смену перекачивать накопленную воду из ББ и постоянно корректировать рост концентрации борной кислоты в КД. В ходе расследований аварии 28 марта 1979 года стало известно, что руководство Met Ed в течение нескольких месяцев фальсифицировали отчеты по протечкам на TMI-2 для NRC. Следуя своему Технологическому регламенту, энергоблок должен был быть немедленно остановлен, а причина протечек устранена (перед аварией скорость протечек составляла $1.36 \text{ м}^3/\text{час}$ при максимально допустимой 0.23 м^3). Но в очередной раз вопросы экономики подчинили себе вопросы безопасности.

Другая проблема, связанная с симптомом ББ, была вызвана проектом БЩУ TMI-2. Приборная панель с тревожной сигнализацией для показателей ББ располагалась за основными приборными панелями БЩУ (чья высота превышала 2 м) на расстоянии около 15 м от рабочего места оператора. Приборы на панели ББ отображали только текущие показатели параметров, не регистрируя их динамику самописцами для оценки тенденций значений давления, температуры и уровня. Проверять состояние ББ оператору было трудно определить, являлось ли оно отражением единичного срабатывания ИПУ в начале аварии, или было результатом заклинивания в открытом положении. Когда на 15 минуте на ББ разорвало мембрану предохранительного устройства, операторы посчитали, что это было вызвано кратковременным открытием ИПУ и переполнением ББ, который был до этого почти заполнен протечками с КД. Расположение приборов параметров ББ в зрительном поле операторов или регистрация показателей облегчили бы операторам задачу идентификации симптомов открытого положения ИПУ. Заметим, что операторы АЭС Дэвис Бесс также не выявили этот симптом в ходе инцидента.

Третьим симптомом открытого положения ИПУ была повышенная температура сбросной линии разгрузочного клапана. Выше мы отметили, что в нарушение процедур, TMI-2 работала с протекающим клапаном в течение нескольких месяцев и постоянно высокими температурами на линии сброса ($82\text{-}93 \text{ }^\circ\text{C}$ при номинальной $54 \text{ }^\circ\text{C}$), о которых знали операторы. В связи с этим операторы были введены в заблуждение, полагая, что повышение температуры на линии сброса ($95\text{-}139 \text{ }^\circ\text{C}$) после останова реактора было комбинацией высоких температур до аварии и кратковременного открытия ИПУ. Лишь через два часа аварии, когда на БЩУ прибыла утренняя смена, ее НСАЭС распечатал графики температур на линиях сброса ИПУ и ПК КД, и обратил внимание, что температура на линии сброса ИПУ была на $13 \text{ }^\circ\text{C}$ выше, чем температура на линии сброса ПК КД. После этого он предложил закрыть запорный клапан перед ИПУ КД. Для

операторов ночной смены это было лишь одной из многих попыток повлиять на низкое давление в первом контуре и аномально высокий уровень в КД [1]. Очень важно, что ни у кого на БЩУ не возникло мысли, что они имели течь первого контура через ИПУ КД. Основная гипотеза (ошибочная), которой все на БЩУ будут придерживаться, это течь трубок ПГ В, который был изолирован на 102 минуте аварии.

Если вернуться к инциденту на АЭС Дэвис Бесс, то следует заметить, что все три симптома открытого положения ИПУ не были определены операторами, и не они стали причиной закрытия запорного клапана на 22 минуте. В этот момент был получен тревожный сигнал "Высокое давление в гермооболочке реактора". Стрелка прибора показывала 0.01 МПа и НСАЭС внезапно понял, что разгрузочный клапан ИПУ открыт. Это перевело событие в разряд инцидента и спасло активную зону от расплавления. Самое печальное, что после инцидента на АЭС Дэвис Бесс, ни В&W (проектировщик ЯЭУ), ни NRC (регулирующий орган) не предприняли никаких мер, которые облегчили бы операторам диагностику открытого положения ИПУ, включая требование прямой индикации положения клапана (будет подготовлено NRC уже после аварии на ТМІ-2), внесения изменений в процедуры по симптоматике отказа (с учетом косвенного индикатора положения) и, главное, в обучение операторов умениям его диагностировать с моделированием подобных инцидентов на тренажере (необходимые изменения для тренажера АЭС Дэвис Бесс будут выполнены В&W в течение 10 дней после аварии на ТМІ-2). Ни программы подготовки операторов, ни экзамены по лицензированию не затрагивали вопросов, связанных с отказом ИПУ КД.

Второе ошибочное действие операторов, наиболее значимое для последствий аварии, было связано с переводом системы НРІ в ручной режим и резкое сокращение ее потока в первый контур. Если бы операторы не вмешались в работу автоматики и не уменьшили расход системы НРІ, активная зона реактора оставалась бы покрытой теплоносителем, не допуская ее повреждений [6].

Два насоса НРІ были запущены автоматикой по снижению давления первого контура на 121 секунде аварии. На 5 минуте операторы переводят систему НРІ в ручной режим, останавливают один насос и уменьшают до минимума расход второго, с одновременным увеличением до максимума продувки теплоносителя первого контура [1]. Расчеты, выполненные после аварии, показывают, что если бы система НРІ работала в проектном режиме с полным расходом двух насосов, подававших теплоноситель в первый контур, активная зона реактора оставалась бы покрытой и охлаждалась теплоносителем, предупреждая повреждения топлива. Факторы, которые способствовали столь нелогичному, если смотреть задним числом, решению операторов, включали в себя, в

первую очередь, неадекватные процедуры, недостатки обучения и отсутствие надлежащих СОИ на БЩУ. Так, согласно аварийной процедуре, симптомы течей теплоносителя первого контура включали в себя [7]:

- снижение уровня КД,
- уменьшение давления в первом контуре,
- увеличение давления в здании реактора,
- повышение температуры в здании реактора,
- увеличение количества теплоносителя в приемке здания реактора.

Первый симптом отсутствовал при аварии на ТМІ-2. Суть в том, что при проектировании СОИ на БЩУ и разработке эксплуатационной документации, при организации подготовки операторов инженеры исходили из того, что давление первого контура и уровень в КД изменяются однонаправлено, а косвенным показателем уровня теплоносителя в корпусе реактора служит уровень в КД. Многочисленные события-предвестники указывали, что при малых течах теплоносителя из первого контура, включая паровое пространство КД (разгрузочный клапан ИПУ), создаются условия, когда при снижении давления в первом контуре (останов реактора) уровень в КД будет возрастать (вскипание теплоносителя из-за достижения условий насыщения, большой объем подпитки насосами НРІ) [1]. Все эти события были проигнорированы ядерной отраслью, включая В&W и NRC, в итоге 28 марта 1979 года операторы не диагностировали течь первого контура, а строго следуя действующей эксплуатационной документации (Технологический регламент, процедуры) и полученной подготовке, резко снизили расход насосов НРІ на пятой минуте (увеличив при этом максимально продувку), чтобы предупредить переполнение КД и переход в режим "жесткого" контура [1].

В ходе инцидента на АЭС Дэвис Бесс 24 сентября 1977 года, операторы в аналогичных условиях полностью остановили насосы НРІ. Это еще раз доказывает, что авария на ТМІ-2 была обусловлена не индивидуальными особенностями ее участников, а глубинными недостатками в области инженерии человеческих факторов. На БЩУ АЭС Дэвис Бесс во время инцидента находилось 5 лицензированных операторов, из которых 3 отслужили в ядерном ВМФ США, 2 имели дипломы высшего образования, один степень магистра. И никто не сомневался, что отключение насосов НРІ является верным решением в условиях роста уровня в КД. Отметим, что кроме штатной смены операторов, на БЩУ в ходе всего инцидента находился заместитель ГИ АЭС, который вскоре стал ГИ АЭС Дэвис Бесс.

Резкое снижение расхода системы НРІ в ответ на рост уровня в КД опиралось на уверенность операторов в том, что активная зона надежно покрыта водой. Операторы АЭС Дэвис Бесс, осознав на 22 минуте, что имеют течь теплоносителя через открытый

разгрузочный клапан ИПУ, после его изолирования не возобновили работу насосов НРІ, а молча наблюдали за уровнем КД, ожидая, когда он начнет снижаться и даст им возможность включить насосы НРІ (уровень КД стал уменьшаться через 10 минут).

Когда пишут об операторах ТМІ-2, об их ошибочных решениях и действиях, нужно помнить, что на БЩУ в ходе аварии находились не только 4 оператора ночной смены. На 8 минуте на БЩУ ТМІ-2 прибыл НСАЭС с ТМІ-1, которого НСАЭС ТМІ-2 попросил по телефону о помощи [7]. Дежурный инженер-физик АЭС прибывает на БЩУ ТМІ-2 с ТМІ-1 на 10 минуте. Через 50 минут на БЩУ ТМІ-2 прибывает заместитель ГИ по техническому обеспечению ТМІ-2, через 1 час 44 минуты - заместитель ГИ по ТМІ-2, через два часа - утренняя смена и начальник по эксплуатации ТМІ-1 (его коллега по второму блоку находился во время аварии в командировке). К этому часу на БЩУ ТМІ-2 находилось 15-20 человек [11]. Приблизительно в это время начинается 40 минутная телефонная конференция, в которой приняли участие ГИ АЭС, вице-президент компании Met Ed по производству и представитель V&W на площадке ТМІ L. Rogers (все из дома), а также заместитель ГИ по техническому обеспечению ТМІ-2 (с БЩУ ТМІ-2), который сообщает, что КД заполнен теплоносителем, давление в первом контуре снизилось до 4.8 МПа и все ГЦН остановлены (в эти минуты происходило оголение активной зоны реактора, разрушение оболочек твэлов и высвобождение большого объема водорода в процессе парциркуниевой реакции перегретого пара с горячей оболочкой твэлов [1]). По результатам этого обсуждения было принято одно решение - перезапустить ГЦН.

Через 3 часа 5 минут на БЩУ ТМІ-2 прибывает ГИ АЭС, через 3 часа 15 минут - представитель V&W L. Rogers. К этому времени на БЩУ толпится от 50 до 60 человек, которые пытаются справиться с аварией [11]. ГИ АЭС берет руководство на себя и формирует команду по ликвидации чрезвычайной ситуации на ТМІ-2, в которую входит начальника по эксплуатации ТМІ-1 (ответственный за производственные операции и действия оперативного персонала), заместитель ГИ по ТМІ-2 (ответственный за соблюдение процедур), заместитель ГИ по техническому обеспечению ТМІ-2 (ответственный за связь и техническое обеспечение), представитель V&W L. Rogers (ответственный за техническую поддержку и связь с офисами V&W), заместитель ГИ по техническому обслуживанию АЭС (ответственный за техническое обслуживание), инспектор по радиационной защите (ответственный за вопросы контроля радиации) и заместитель ГИ по ТМІ-1 (ответственный за создание центра аварийного управления на БЩУ ТМІ-1).

Через 3 часа 23 минуты высокие значения температур горячих ниток первого контура указывали, что в трубопроводах находится перегретый пар, а не вода. А это означало

объемное кипение теплоносителя и оголение активной зоны реактора. Никто из находившихся в этот момент на БЦУ ТМІ-2 не осознал этого [7]. Через 5 часов аварии состоялось совещание специальной рабочей группы в офисе B&W (18-20 менеджеров и инженеров), на котором по телефону заслушали информацию от L. Rogers с БЦУ ТМІ-2. В итоге все пришли к общему мнению: обычный переходный процесс с потерей питательной воды. При этом оголение и разрушение активной зоны не обсуждались. Через 12 часов аварии, вице-президент корпорации GPUSC, созданной GPU для надзора за строительством и эксплуатацией АЭС [1], позвонил на БЦУ ТМІ-2 L. Rogers, обеспокоенный информацией, которую его инженеры получили два часа назад о высоких температурах горячих ниток первого контура. Его интересовал один вопрос: покрыта ли активная зона теплоносителем, поскольку такие температуры указывают на перегретый пар и возможное оголение активной зоны. L. Rogers заверил, что активная зона не оголена и никогда не была оголена с начала аварии [7]. Эту точку зрения разделяли все, кто находился на БЦУ ТМІ-2, и которая основывалась на постоянно высоких уровнях КД.

Уже после аварии на ТМІ-2, NRC потребует установить на БЦУ прямые показатели уровня теплоносителя в корпусе реактора. Кроме этого на БЦУ разработчики выведут показатель запаса до кипения (достижения условий насыщения в первом контуре), с целью предупреждения возможного оголения активной зоны реактора. Будет пересмотрена эксплуатационная документация АЭС, включая аварийные процедуры для малых течей теплоносителя первого контура. Будут внесены изменения в подготовку операторов, включая тренажерные занятия. Будут внесены изменения в тренажеры БЦУ для адекватного моделирования малых течей, включая течь из парового пространства КД. Но все это будет уже после аварии.

Выводы

Проанализированные вопросы эргономики, связанные с событиями аварии на ТМІ-2, позволяют выделить следующие недостатки в требованиях, методах и принципах существовавшей культуры учета человеческого фактора.

Требования:

- отсутствие заявленной Политики руководства организаций в области учета человеческого фактора, с формулированием ясных принципов и четких целей;
- отсутствие организационной структуры и ответственных за обеспечение учета человеческого фактора, с выделением необходимых ресурсов и каналов обмена информацией;
- отсутствие разработанных видов деятельности, необходимых для обеспечения учета человеческого фактора (см. рис. 1), и соответствующих методов (процедур);

- отсутствие индикаторов и инструментов для оценки эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета человеческого фактора;
- отсутствие постоянной подготовки в области учета человеческого фактора руководства и персонала организаций;
- отсутствие постоянного мониторинга, самооценки организаций и независимых проверок эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета человеческого фактора;
- отсутствие определения и реализации мер, с целью постоянного улучшения и развития отдельных видов деятельности и всего процесса учета человеческого фактора в организациях.

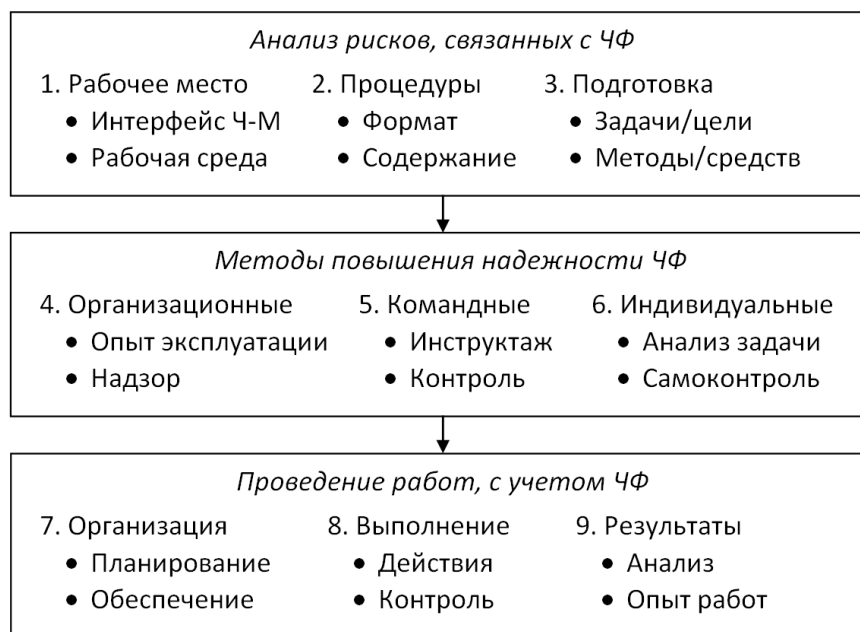


Рисунок 1. Процесс учета человеческого фактора (ЧФ): Стадия реализации.

Методы:

- отсутствие методов проектирования и оценки оборудования, ОУ и СОИ рабочих мест персонала с учетом требований к интерфейсу человек-система и соответствующей рабочей среде;
- отсутствие методов разработки и рассмотрения эксплуатационной документации АЭС с учетом эргономических требований;
- отсутствие методов разработки и рассмотрения программ подготовки, содержания экзаменов и лицензирования персонала АЭС с учетом человеческого фактора;
- отсутствие методов планирования и организации работ на оборудовании АЭС с учетом требований взаимодействия человек-машина, соответствующей рабочей среды и документации;

- отсутствие методов выполнения и контроля работ на оборудовании АЭС с учетом человеческого фактора;
- отсутствие методов анализа событий, инцидентов и аварий на АЭС с учетом человеческого фактора (роль интерфейса человек-система, рабочей среды, документации, подготовки, планирования, организация, выполнения и контроля);
- отсутствие методов и показателей для определения эффективности отдельных видов деятельности и всего процесса учета человеческого фактора.

Принципы:

- отсутствие системно-процессного подхода к построению и реализации учета человеческого фактора в организациях (и в отрасли в целом);
- отсутствие приверженности и лидерства руководства организаций в вопросах учета человеческого фактора;
- отсутствие активности и вовлеченности персонала в процесс учета человеческих факторов и в его виды деятельности;
- исключение активности человека при анализе безопасности АЭС, минимизация роли человека в эксплуатации АЭС при проектировании оборудования, разработки процедур и организации обучения;
- игнорирование возможностей и ограничений человека в процессе проектирования оборудования, разработки процедур и организации обучения;
- доминирование производственных или коммерческих целей над вопросами надежности или безопасности при учете человеческого фактора;
- игнорирование опыта эксплуатации, связанного с человеческим фактором, который должен быть использован повышению надежности и безопасности АЭС.

Заключение

Рассмотренные выше вопросы инженерии человеческих факторов, связанные с аварией на ТМІ-2, демонстрируют, насколько просто можно указать пальцем на ошибки операторов как главную причину инцидента, приписав им "низкую культуру безопасности" (примером может служить авария на Чернобыльской АЭС). Если говорить о низкой культуре в случае с ТМІ-2, то это, в первую очередь, низкая культура инженерии человеческих факторов при проектировании оборудования и разработки процедур, подготовки и лицензирования операторов, при надзоре и учете опыта эксплуатации [1] для обеспечения надежности и безопасности АЭС.

Одно из важных изменений, направленных на улучшение деятельности NRC и всей ядерной отрасли, было признание деятельности человека как критически важного фактора безопасности АЭС. После аварии на ТМІ-2 NRC создает в Управлении NRR Отдел по

безопасности человеческих факторов (в настоящее время Отдел оценки рисков). В этот отдел был включен Комитет по выдаче лицензий операторам (разработка эргономических критериев к подготовке и лицензированию персонала). В него вошли также Комитет по инженерии человеческих факторов (разработка эргономических критериев проектирования БЩУ), Комитет по процедурам и требованиям к испытаниям (разработка эргономических критериев к эксплуатационной документации) [8]. Кроме этого в Управлении исследований в области ядерного регулирования NRC был создан Комитет по человеческим факторам (в настоящее время Комитет человеческих факторов и надежности), который стал заниматься изучением деятельности человека, определением причин его ошибок и формулированием рекомендаций для повышения надежности эксплуатации. NRC спонсирует многочисленные исследования по инженерии человеческих факторов в таких областях как подбор, подготовка и лицензирование персонала, процедуры и человеко-машинный интерфейс, управление и организация, надежность человека. По результатам исследований разрабатываются планы реализации накопленных знаний и практик в области эргономики [12].

Согласно рекомендациям президентской комиссии по расследованиям аварии на ТМІ-2, уже в декабре 1979 года ядерная отрасль создала Институт по эксплуатации АЭС (INPO) с целью обеспечения высокой надежности и эффективности работы АЭС. В устав INPO были включены вопросы эргономического анализа опыта эксплуатации АЭС для предоставления обратной связи эксплуатирующим компаниям, включение извлеченных уроков в программы подготовки персонала, а также организация и анализ исследований в области человеческих факторов. Эти исследования, с привлечением ведущих специалистов в области человеческих факторов на АЭС, привели к разработке целостного подхода к повышению надежности деятельности человека [13].

Значительные усилия, которые после аварии на ТМІ-2 были направлены NRC, ядерной отраслью, отдельными эксплуатирующими компаниями на повышение надежности и безопасности эксплуатации АЭС США, привели к столь же значительным изменениям показателей работы АЭС. Так среднее количество вынужденных остановов энергоблоков в месяц сократилось с 7.0 в 1979 году до 0.2 в 1993 году, а продолжительность работы реакторов на мощности возросла в 3.6 раза [14].

Авария на ТМІ-2 заставила и мировую атомную отрасль переосмыслить роль человека как важного барьера в обеспечении надежности и безопасности эксплуатации АЭС. В публикациях МАГАТЭ, ВАО АЭС, INPO, DOE (Министерство энергетики США) [1, 13, 15, 16], в российских государственных стандартах по эргономическому проектированию центров управления (серия ГОСТ Р ИСО 11064), включая блочные пункты управления

атомных станций (ГОСТ Р МЭК 60964-2012 и др.), отражены требования, методы и принципы для построения процесса учета человеческого фактора. Авария на ТМІ-2 показала, насколько важна высокая культура регулирующих органов, проектирующих организаций и эксплуатирующих компаний в области учета человеческого фактора для достижения высокой культуры безопасности АЭС.

Литература

1. Машин В. А. Культура безопасности: Система учета опыта эксплуатации // Электрические станции. – В печати.
2. Машин В. А. Формирование и развитие культуры безопасности на атомных станциях // Электрические станции. – 2016. – № 8. – С. 2 – 9.
3. Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности. МАГАТЭ. – 2007. – 303 p.
4. Human Factors Evaluation of Control Room Design and Operator Performance at Three Mile Island - 2. NUREG/CR-1270. The Essex Corporation, U.S. NRC. – 1980. – Vols. I – III. – 860 p.
5. Staff Reports of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: Reports of the Technical Assessment Task Force. – 1979. – Vols. I – IV. – 909 p.
6. Report of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island. The Need for Change: The Legacy of TMI. – 1979. – 214 p.
7. Three Mile Island: A Report to the Commissioners and to the Public. NUREG/CR-1250. Special Inquiry Group, U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1980. – Vols. I – II. – 1494 p.
8. Nuclear Accident and Recovery at Three Mile Island: A Special Investigation. Staff Studies. U.S. Senate. Chapter 3. Human Factors in Nuclear Powerplant Operations. – 1980. – p. 49 – 106.
9. Human Engineering Design Criteria for Military Systems, Equipment and Facilities. Military Standard. MIL MIL-STD-1472. – 1968. – 186 p.
10. Staff Reports to the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: The role of the managing utility and its suppliers. – 1979. – 239 p.
11. Perspectives on Reactor Safety. NUREG/CR-6042, SAND93-0971. U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 2002. – 671 p.
12. Critical Human Factors Issues in Nuclear Power Regulation and a Recommended Comprehensive Human Factors Long-Range Plan. NUREG/CR-2833. Human Factors Society, U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1982. – Vols. 1 – 3. – 746 p.
13. Машин В.А. Повышение эффективности деятельности персонала АЭС // Электрические станции. – 2013. – № 5. – С. 2 – 10.
14. Rust J., Rothwell G. Optimal Response to a Shift in Regulatory Regime: The Case of the US Nuclear Power // Journal of Applied Econometrics. – Vol. 10. – 1995. p. S75 – S118.

15. МАГАТЭ. Безопасность атомных электростанций: Проектирование. Требования безопасности. Серия изданий по безопасности, № NS-R-1. – 2003. – 92 с.
16. МАГАТЭ. Системы контрольно-измерительных приборов и управления, важные для безопасности атомных электростанций. Руководство по безопасности. Серия норм по безопасности, № NS-G-1.3. – 2008. – 127 с.