

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов

Проект документа от 11 ноября 2014 г.

Авторы:

Фрэнк Кандрева (Det Norske Veritas Germanischer Lloyd, DNV GL, Oil and Gas, Бельгия)
Эдди де Радемекер (Европейская федерация по химическим технологиям, Бельгия)
Ричард Гоулэнд (Европейский центр технологий и безопасности, Великобритания)
Алексей Исаков (GCE Group, Российская Федерация)
Герхард Винкельман-Ои (Федеральное агентство по охране окружающей среды, Германия)
Энди Робертс (Ассоциация нефтяной промышленности Великобритании, UKPIA)

Под редакцией:

Секретариата Конвенции ЕЭК ООН о трансграничном воздействии промышленных аварий

Благодарности

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов подготовлено под эгидой Конвенции Европейской экономической комиссии ООН о трансграничном воздействии промышленных аварий.

Замечания и дополнительные материалы представили следующие эксперты/организации: Ионел Андееску (Danube Logistics), Герд Хофман (Региональный совет Дармштадта, Германия), Александр Москаленко (GCE Group, Российская Федерация), Джилл Михелссен (Европейский Союз), Марк Хейлвуд (Государственное бюро по охране окружающей среды, метрологии и охране природы Федеральной земли Баден-Вюртемберг - LUBW), Майкл Блум (Провинциальное бюро по делам сельского хозяйства, охраны окружающей среды и планирования землепользования, Итцехо, Германия), Эмилия Вахлстром (Объединенная группа по окружающей среде Управления ООН по координации гуманитарной деятельности/Программы ООН по окружающей среде), Петер Фрижнс (Министерство инфраструктуры и охраны окружающей среды, Нидерланды), Мартин Меркофер (Федеральное бюро по охране окружающей среды, Швейцария), Эрик Бергер (TOTAL, Франция), Жан де Десертс (Французский союз нефтяной промышленности - UFIP, Франция), Йоханна Суикканен (Программа ООН по окружающей среде).

Содержание

Благодарности.....	2
Содержание.....	3
Сокращения.....	6
Введение	7
Цели и охват	9
Определения	10
ЧАСТЬ 1: ПРИНЦИПЫ И ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.....	12
1. Принципы.....	12
1.1. Общие рекомендации	13
1.1.1. Рекомендации для стран-членов ЕЭК ООН.....	13
1.1.2. Рекомендации для компетентных органов	15
1.1.3. Рекомендации для операторов нефтяных терминалов.....	19
ЧАСТЬ 2 - ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ БЕЗОПАСНОСТИ.....	22
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ.....	22
1.1. Исходное состояние окружающей среды и оценка воздействия на нее.....	23
1.2. Расположение предприятия, планировка объекта и планирование землепользования.....	25
1.2.1. Расположение и планировка терминала.....	25
1.2.2. Планирование землепользования	27
1.3. Безопасное проектное решение.....	27
1.3.1. Соображения в связи с первым уровнем защиты	27
1.3.2. Соображения в связи со вторым уровнем защиты	28
1.3.3. Соображения в связи с третьим уровнем защиты	31
1.4. Управление опасностями.....	32
1.4.1. Управление опасностями на стадии получения разрешения	32
1.5. Планирование действий в чрезвычайных ситуациях	36
1.5.1. Планы действий в чрезвычайных ситуациях - общие положения	36
1.5.2. Внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях.....	37
1.5.3. Внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях	38
2. ЗАКУПКА, СТРОИТЕЛЬСТВО И УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ АКТИВОВ	40
2.1. Обеспечение качества в ходе строительства и ввода к эксплуатации	40
2.2. Целостность и надежность активов.....	40
2.3. Управление опасностью на этапе строительства и ввода в эксплуатацию ..	41
2.4. Управление сроком службы стареющих активов	41

2.4.1	Управление активами с предварительно установленным сроком службы	42
2.4.2	Управление активами с неустановленным сроком службы.....	44
3.	ЭКСПЛУАТАЦИЯ.....	46
3.1.	Технологическая безопасность эксплуатации.....	46
3.2.	Руководство безопасностью производства и культура безопасности	47
3.3.	Система руководства.....	48
3.3.1.	Роли и ответственность	48
3.3.2.	Комплектование персонала и организация работ	49
3.3.3.	Знание производственной безопасности и обеспечение компетентности... ..	50
3.3.4.	Образование и обучение	50
3.3.5.	Руководство по эксплуатации.....	51
3.4.	Порядок работы и правила безопасности	52
3.5.	Управление процессом изменений.....	54
3.6.	Общепринятая отраслевая практика (ООП) транспортировки и хранения опасных материалов	55
3.7.	Управление нештатными ситуациями	57
3.7.1.	Расследование несчастных случаев/аварий и отчетность.....	59
3.7.2.	Мониторинг деятельности и обеспечение соблюдения	59
3.8.	Оперативный учет	60
3.9.	Аудиторские проверки и анализ управления.....	60
3.9.1.	Аудит	61
3.9.2.	Анализ управления	61
3.10.	Учиться на собственном опыте	62
3.11.	Поддержание целостности и надежности активов.....	62
3.11.1.	Проверка, тестирование и профилактическое обслуживание (ПТПО) на этапе эксплуатации	62
3.12.	Управление опасными факторами на этапе эксплуатации	64
3.13.	Готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование на них.....	64
3.13.1.	Системы предупреждения и оповещения об авариях.....	64
3.13.2.	Оборудование/установки для реагирования на чрезвычайные ситуации	65
3.13.3.	Аварийные команды	65
4.	ЗАКРЫТИЕ И ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ	67
4.1.	Временное закрытие ("консервация").....	67
4.2.	Окончательный вывод из эксплуатации.....	68
4.2.1.	Обязанности оператора нефтяного терминала перед выводом из эксплуатации.....	68

4.2.2. Обязательства оператора нефтяного терминала в период выведения предприятия из эксплуатации	70
4.2.3. Обязательства оператора нефтяного терминала после вывода из эксплуатации.....	71
4.3. Управление опасными факторами в процессе вывода из эксплуатации	71
ЧАСТЬ 3 - ИСТОЧНИКИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	72

DRAFT

Сокращения

ADNR	Европейское соглашение о международных перевозках опасных грузов по внутренним водным путям
API	Американский институт нефти
ANSI/ASA	Американский национальный институт стандартов/ассоциация
ASME	Американское общество инженеров-механиков
ATEX	Директивы ЕС по средствам контроля для работы во взрывоопасных средах
НДТ	Наилучшая доступная технология
DIN	Deutsches Institut für Normung
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ООП	Общепринятая отраслевая практика.
ОО/ОР	Определение опасности и оценка риска
IEC	Международная электротехническая комиссия
ПТПО	Проверка, тестирование и профилактическое обслуживание
АОТ	Анализ опасных факторов технологии
СУНТ	Система управления нефтяным терминалом
ЕЭК ООН	Европейская экономическая комиссия ООН

Введение

Конвенция Европейской экономической комиссии ООН (ЕЭК ООН) 1992 г. о трансграничном воздействии промышленных аварий (Конвенция о промышленных авариях) направлена на обеспечение защиты человека и окружающей среды от промышленных аварий. Она предназначена для того, чтобы помочь предотвратить аварии, сократить частоту и остроту таких аварий, и ограничить их последствия, если аварии все же случаются. К настоящему времени имеется 41 Страна Конвенции о промышленных авариях, к которым, помимо Европейского Союза (ЕС) и 26 стран-членов ЕС (исключая Ирландию и Мальту), относятся также Албания, Армения, Азербайджан, Беларусь, Босния - Герцеговина, Казахстан, Монако, Черногория, Норвегия, Молдова, Российская Федерация, Сербия, Швейцария и РБЮ Македония. В 2004 г. Конференция Сторон Конвенции утвердила Программу помощи, чтобы поддерживать усилия указанных стран Восточной Европы, Кавказа, Центральной Азии и Юго-восточной Европы по реализации Конвенции.

В 2010 г., в рамках Программы помощи Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях, был запущен проект с участием Молдовы, Румынии и Украины, направленный на предотвращение и ограничение последствий промышленных аварий за счет улучшения управления опасными факторами и кризисного управления в дельте Дуная. В процессе анализа потенциального риска опасных установок в указанных странах проекта стало очевидно, что три нефтяных терминала - Гургулешты (Республика Молдова), Галати (Румыния) и Рени/Измаил (Украина) - представляют повышенную потенциальную опасность для экосистем и природного наследия в дельте Дуная. Чтобы улучшить управление риском в этих трех странах дельты Дуная и в отношениях между ними, особенно за счет усиления управления опасными факторами и кризисного управления, руководящая группа проекта решила разработать Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов в качестве одного из компонентов проекта.

Поскольку проблемы безопасности и связанные с нефтяными терминалами риски существуют не только в перечисленных выше странах, а могут также присутствовать на нефтяных терминалах во всем регионе ЕЭК ООН, то представлялось полезным создать международную экспертную группу для разработки Руководства по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов, которое могло бы стать основой для гармонизации стандартов безопасности во всем регионе ЕЭК ООН. С этой целью в марте 2012 г. секретариат Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях создал международную экспертную группу для разработки руководства по безопасности для нефтяных терминалов, чтобы помочь правительственным структурам и операторам в регионе ЕЭК ООН обеспечить адекватный уровень безопасности нефтяных терминалов.

На своем первом заседании рабочая группа проанализировала основания и потребность в разработке такого руководства. Принимая во внимание, что аварии и несчастные случаи на нефтяных терминалах могут иметь далеко идущие последствия для окружающей среды и здоровья людей, экспертная группа отметила, что с 1970-х годов имели место 40% малых и средних разливов нефти и 29% крупных, которые произошли во время погрузки или выгрузки -

такие операции типичны для портов и нефтяных терминалов¹ - эти разливы причинили серьезный ущерб рыболовству, социальной и экономической деятельности, а также морской среде.

Кроме того, во многих случаях любой инцидент на нефтяном терминале чреват значительно большим расходом для компании (на ремонт, обесценение акций, затраты на закрытие предприятий, восстановление и удовлетворение претензий), чем эта компания понесла бы, инвестировав средства в обеспечение соответствующего уровня безопасности и предотвратив такой инцидент. Надлежащее проектирование, строительство, эксплуатация и закрытие нефтяного терминала должны быть приоритетами в деятельности как его оператора, так и органов власти.

Хотя на международном уровне уже имеется ряд руководящих материалов в этой области, такие материалы обычно слишком сложны для того, чтобы ими могли эффективно пользоваться многие операторы и органы власти, или же они уделяют повышенное внимание отдельным техническим элементам. Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов, подготовленное ЕЭК ООН ставит своей целью преодолеть эти и прочие недостатки, предоставив вниманию заинтересованных организаций практический обзор мер безопасности, необходимых для управления такими объектами. Это, в частности, обеспечивается и структурой этого документа, который построен в соответствии с жизненным циклом объекта.

В таком контексте, международная экспертная группа, объединяющая квалифицированных экспертов по вопросам безопасности нефтяных терминалов и подготовила данные указания по мерам безопасности. Группа учитывала сведения, представленные национальными учреждениями, операторами нефтяных терминалов, финансовыми институтами и неправительственными организациями. Проект руководства по мерам безопасности также обсуждали с экспертами и представителями стран-членов ЕЭК ООН в ходе семинара по безопасности нефтяных терминалов, который проходил в сентябре 2013 г. в Одессе, Украина. В окончательную версию Руководства по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике будут также включены замечания, представленные международными организациями и странами-членами ЕЭК ООН. Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике будет представлено на восьмом заседании Конференции Сторон Конвенции о промышленных авариях (Женева, 3-5 декабря 2014 г.).

¹ Источник: Международная федерация по ограничению ответственности владельцев танкеров в случае загрязнения моря (2010), <http://www.itopf.com/information-services/data-and-statistics/statistics/index.html#no>.

Цели и охват

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике, которые рассматриваются далее в данном документе, разработано с целью предотвращения аварий на нефтяных терминалах и ограничения последствий аварий для здоровья человека и для окружающей среды. Руководство широко опирается на общепризнанные и опубликованные процедуры отраслевой практики обеспечения соответствия международным стандартам.

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике применимо к нефтяным терминалам, на которых присутствуют (или могут присутствовать) одно или более из опасных веществ в количествах, равных или превышающих пороговые значения, приведенные в Приложении I к Конвенции Европейской экономической комиссии ООН (ЕЭК ООН) о трансграничном воздействии промышленных аварий (Конвенция о промышленных авариях). Оно может также применяться и для нефтяных терминалов с меньшими количествами опасных веществ.

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике рассчитано на применение на береговых нефтяных терминалах. Хотя рейдовые терминалы не охватываются Конвенцией о промышленных авариях, но в и их случае подход к обеспечению безопасности и к охране окружающей среды отличаться не должен.

К нефтяным терминалам, как они понимаются в принципах и рекомендациях данного Руководства по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике, относятся объекты для хранения нефти и нефтепродуктов, включая операции по погрузке, разгрузке и перевалке, либо отдельно стоящие, или же расположенные в пределах более крупных промышленных объектов, таких как нефтеперерабатывающие заводы. К нефтепродуктам, в частности, относятся бензин, дизельное топливо, авиационный керосин, соляровое масло и мазут, лигроин, горючие жидкости и т.д.

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике разработано на основании опыта работы в отрасли. Это включает уроки и детали имевших место крупных аварий и мер предотвращения и ликвидации аварий, разработанных с целью предотвращения их повторения.

В данном Руководстве учитывается, что в мире уже могут существовать различные стандарты безопасности и что существуют различные подходы к безопасности для грузов, видов транспорта и перевалочных узлов. В то же время, следует добиваться сопоставимого уровня предотвращения крупных аварий как для уже существующих, так и для новых нефтяных терминалов. Руководство рассчитано на поддержку существующих требований и рекомендует меры для улучшения практики в целесообразных случаях.

Поскольку данный документ уделяет основное внимание указаниям по безопасности для нефтяных терминалов, проблемы физической охраны в нем не охватываются, но их следует учитывать на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала, поскольку недостаточный уровень охраны может привести к развитию крупной аварии.

Определения

Определение	Пояснения
Компетентный орган	Организация, имеющая законодательно установленные полномочия и возможности для выполнения функций надзора за эксплуатацией нефтяного терминала. Компетентный орган уполномочен применять и контролировать соблюдение правовых требований в пределах своей юрисдикции.
Эффект домино	Усиление негативных последствий аварии или провоцирование последующих аварий вследствие близости к другим частям установки или к другим установкам, или к находящимся в нем опасным веществам.
Воздействия	Любые прямые или косвенные, незамедлительные или появляющиеся через некоторое время негативные последствия, вызванные промышленными авариями, в частности, для: (i) Людей, флоры и фауны; (ii) Почвы, воды, воздуха и ландшафтов; (iii) Взаимодействий между элементами в пунктах (i) и (ii); (iv) Материальных ценностей и культурного наследия, включая памятники истории.
Общепринятая отраслевая практика	В связи с любой деятельностью и любыми обстоятельствами - обеспечение такого уровня квалификации, осмотрительности и предусмотрительности, которого обычно разумно можно ожидать от квалифицированного и опытного оператора, занимающегося таким же видом деятельности в таких же или аналогичных обстоятельствах.
Инцидент	Нежелательное событие, которое могло бы привести ("потенциально опасная ситуация") или реально привело ("авария") к нанесению непредумышленного вреда или ущерба.
Потенциально опасная ситуация	Любое незапланированное событие, которое могло бы привести к нанесению ущерба для здоровья человека, для окружающей среды или имущества, или же могло бы привести к утечке опасных веществ с последующими вредными воздействиями.
Нефтяной терминал	К нефтяным терминалам в значении данного Руководства относятся объекты для хранения нефти и нефтепродуктов (т.е. включая лигроин, горючие жидкости и т.д., но не ограничиваясь только ими), включая операции разгрузки, погрузки и перевалки.
Оператор нефтяного терминала	Любое физическое или юридическое лицо, включая государственные органы, отвечающее за эксплуатацию

	нефтяного терминала.
Общественность	Одно или более физических или юридических лиц.
Отчет о безопасности / декларация безопасности / отчет о предотвращении крупных аварий	Письменное изложение технической, управленческой и эксплуатационной информации относительно связанных с опасной установкой опасных факторов и относительно контроля этих факторов в подтверждение безопасности такой установки.
Заинтересованные стороны	Любое лицо, группа или организация, которые вовлечены в деятельность нефтяного терминала, заинтересованы в этой деятельности или подвержены воздействию этой деятельности.
Трансграничные воздействия	Серьезные воздействия в юрисдикции одной Стороны в результате промышленной аварии, произошедшей в юрисдикции другой Стороны.

ЧАСТЬ 1: ПРИНЦИПЫ И ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Принципы

1. Правительства должны обеспечить руководство и создавать целесообразную административную базу для содействия обеспечению безопасности нефтяных терминалов на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала.
2. Операторы нефтяных терминалов несут основную ответственность за обеспечение эксплуатационной и технологической безопасности нефтяных терминалов и за безопасность для здоровья эксплуатационного персонала.
3. Компетентные органы власти должны внедрить и осуществлять адекватные меры для того, чтобы операторы обеспечивали безопасность.
4. В случае аварий должны предприниматься адекватные меры. Планы действий в аварийных ситуациях разрабатываются операторами нефтяных терминалов (внутренние планы действий в аварийных ситуациях) и органами власти (внешние планы действий в аварийных ситуациях) - эти планы должны быть согласованными, должны испытываться и регулярно обновляться. Такие планы должны включать в себя описания мероприятий, необходимых для контроля аварий и ограничения их последствий для здоровья людей и для окружающей среды.
5. Для нефтяных терминалов, которые представляют потенциальный риск для соседних стран, заинтересованные страны-члены ЕЭК ООН должны информировать друг друга о своих планах действий в чрезвычайных ситуациях и стремиться делать такие планы совместимыми, а в целесообразных случаях должны разрабатывать совместные внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях. Это соответствует положениям Конвенции о промышленных авариях, которая требует, чтобы Стороны: (i) уведомляли потенциально подверженные воздействию Стороны об опасной деятельности (Ст. 4); (ii) информировали друг друга о своих планах действий на случай чрезвычайных ситуаций (Ст. 8); и разрабатывали в целесообразных случаях совместные планы действий на случай чрезвычайных ситуаций для облегчения совместных мер реагирования (Ст. 8).
6. Для нефтяных терминалов, представляющие потенциальный риск для близлежащих населенных пунктов и землепользователей вследствие их размера или наличия опасных веществ, следует обеспечить информирование и вовлечение жителей таких населенных пунктов и землепользователей с целью информирования общественности и разработки внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.
7. При определении площадок для размещения и при определении предполагаемого землепользования после вывода из эксплуатации крупных новых нефтяных терминалов и предлагаемых масштабных проектов развития вокруг существующих нефтяных терминалов, необходимо применять положения Ст. 7 Конвенции о промышленных авариях. Важно обеспечить, чтобы общественности на ранней стадии предоставлялась возможность для эффективного участия в принятии решений в связи с такими проектами развития, которые сопряжены с потенциально значительными негативными воздействиями. Следует также учитывать положения Конвенции ЕЭК ООН о доступе к

информации, участии общественности в принятии решений и о доступе к правосудию по вопросам, связанным с окружающей средой (Орхус, 1998 г.) и Конвенции ЕЭК ООН по оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Конвенция Эспо, 1992 г.).

8. Следует обеспечить регулярный обмен информацией между операторами нефтяных терминалов, органами власти и профильными заинтересованными сторонами (например, органами планирования землепользования, промышленными ассоциациями, отраслевыми торгово-промышленными палатами и т.д.) касательно образцов лучшей практики, повышения безопасности нефтяных терминалов, прошлых аварий и потенциально опасных ситуаций.

1.1. Общие рекомендации

9. Данное Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов включает рекомендации и ключевые элементы для мер, предпринимаемых компетентными органами стран-членов ЕЭК ООН и операторами нефтяных терминалов, чтобы обеспечить элементарный уровень безопасности на нефтяных терминалах.
10. В случае Сторон Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях, включая Европейский Союз, необходимость осуществления таких мер вытекает из их обязательств по Конвенции, а также из требований общего характера². Странам, которые не являются Сторонами Конвенции, также рекомендуется предпринимать необходимые меры.
11. При использовании данного Руководства, компетентные органы и операторы должны обеспечить выполнение своих национальных требований с учетом уже предпринятых на международном уровне мер, чтобы избежать ненужного дублирования усилий.
12. С данным Руководством также следует знакомиться в контексте существующих международных указаний, рекомендаций и стандартов, относящихся к нефтяным терминалам. Руководство включает минимальный набор образцов общепринятой отраслевой практики для обеспечения элементарного уровня безопасности нефтяных терминалов. Возможны и альтернативные подходы с применением другой политики, мер и методов, при условии, что они обеспечивают сопоставимый уровень безопасности.
13. Далее приводятся рекомендации для стран-членов ЕЭК ООН, компетентных органов и операторов нефтяных терминалов.

1.1.1. Рекомендации для стран-членов ЕЭК ООН

² Требования общего характера направлены на установления принципа (законодательно закрепленного в большинстве стран), что операторы опасных установок отвечают за их безопасную эксплуатацию. Более подробную информацию о требованиях общего характера можно найти в Указаниях по Гибким рамкам ЮНЕП - доступны на сайте: http://www.unep.org/resourceefficiency/Portals/24147/Safer%20Production%20%28Web%20uploads%29/UN_Flexible_Framework_WEB_FINAL.pdf.

14. Страны-члены ЕЭК ООН должны разработать и реализовать политику и стратегии для сокращения риска аварий, для улучшения мер предотвращения аварий, готовности к ним и реагирования на них на нефтяных терминалах.
15. Странам-членам ЕЭК ООН следует поощрять операторов нефтяных терминалов демонстрировать их безопасность в качестве составной части своих обращений о выдаче разрешений на эксплуатацию или в рамках аналогичных схем. Странам-членам ЕЭК ООН следует поощрять операторов нефтяных терминалов в дополнение к разрешениям на эксплуатацию терминалов предоставлять финансовые гарантии или любые аналогичные гарантии, в соответствии со схемами, которые определяют страны-члены, чтобы обеспечить, что все обязательства, вытекающие из того или иного выданного разрешения, включая требования к закрытию нефтяного терминала и к последующей процедуре, а также любые иные обязательства могли быть выполнены. Это должно включать, например, страхование для надлежащего покрытия всех затрат, связанных с аварией.
16. Страны-члены ЕЭК ООН должны принять политику обеспечения безопасности нефтяных терминалов, включая безопасную транспортировку, перевалку и хранение опасных веществ, направленную на ограничение последствий аварий для здоровья людей и состояния окружающей среды. Страны должны повышать уровень информированности общественности и обмениваться опытом и образцами лучшей хорошей практики в рамках образовательных программ и с использованием других средств.
17. Национальное законодательство должно быть четким, осуществимым и согласующимся с требованиями Конвенции о промышленных авариях, чтобы способствовать международному сотрудничеству, например, в сфере разработки и реализации внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.
18. Странам-членам ЕЭК ООН следует поощрять разработку политику в сфере страхования, гражданской ответственности и предоставления компенсаций за ущерб, нанесенный в связи с местным и/или трансграничными воздействиями промышленных аварий. За основу можно было бы взять Протокол ЕЭК ООН о гражданской ответственности и компенсации за ущерб, причиненный трансграничным воздействием промышленных аварий на трансграничные воды³.
19. Страны-члены ЕЭК ООН должны создать систему контроля и порядок планирования землепользования с участием общественности.
20. Национальное законодательство, правила, политика и практика должны учитывать все профильные заинтересованные стороны и соответствовать международным соглашениям и рекомендациям.

³ Протокол о гражданской ответственности и компенсации за ущерб, причиненный трансграничным воздействием промышленных аварий на трансграничные воды - это совместный протокол к Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях и к Водной конвенции ЕЭК ООН. Он был принят и подписан 22 странами на конференции на уровне министров "Окружающая среда для Европы" в Киеве, Украина, 21 мая 2003 г. (впоследствии еще 2 страны подписали Протокол в 2003 г.).

21. В соответствии со Ст. 17 Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях, должны назначаться компетентные органы на национальном, региональном или местном уровнях, которые, самостоятельно или совместно с другими органами власти, обладают необходимой компетентностью для обеспечения эффективного контроля и мониторинга нефтяных терминалов. Следует обеспечить независимость и объективность таких компетентных органов.
22. Страны-члены ЕЭК ООН должны обеспечить, чтобы такие компетентные органы обладали законодательно закрепленными полномочиями и имели адекватные ресурсы для проведения эффективных, пропорциональных и прозрачных мер правоприменения, включая - по мере целесообразности - приостановку эксплуатации в случае неудовлетворительного обеспечения безопасности и охраны окружающей среды операторами и владельцами нефтяных терминалов.
23. Страны-члены ЕЭК ООН должны создать систему для обеспечения того, что информация об инцидентах анализируется на национальном уровне для проведения последующих действий по полученным урокам.
24. Странам-членам ЕЭК ООН следует способствовать тому, что операторы и владельцы, следуя образцам лучшей практики, устанавливали отношения партнерства с компетентными органами, поддерживали проведение компетентными органами лучших практик регулирования и сами проактивно обеспечивали максимальные уровни безопасности, включая приостановку эксплуатации в требуемых случаях без необходимости вмешательства компетентных органов.

1.1.2. Рекомендации для компетентных органов

25. Компетентные органы должны иметь в своей структуре квалифицированный персонал в следующих областях:
- (a) Предотвращение аварий, готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование на них;
 - (b) Инспектирование и аудит;
 - (c) Требования к разрешениям на эксплуатацию нефтяных терминалов.
26. Компетентные органы должны обеспечить, чтобы в их политике в сфере землепользования учитывались цели предотвращения аварий и ограничения их воздействий, причем особое внимание необходимо уделять безопасным расстояниям между нефтяными терминалами и жилыми районами, зданиями, общественными местами, зонами отдыха, основными транспортными маршрутами, особо уязвимыми или ценными природными зонами. Для этих целей компетентные органы должны использовать моделирование потока при сбросе и/или иные соответствующие современные методологии.
27. Компетентные органы должны разработать целесообразные процедуры консультаций для облегчения реализации своей политики. Процедуры должны быть разработаны так, чтобы при принятии решений обеспечивалась доступность технической информации о здоровье людей и безопасности, и о защите окружающей среды в каждом отдельном

случае или в целом. Компетентные органы также должны предусмотреть возможность для общественности и для других заинтересованных сторон высказать свое мнение.

28. При выдаче разрешения или аналогичного документа на эксплуатацию нефтяного терминала компетентные органы должны учитывать риски технического характера. Необходимо обеспечить, чтобы при рассмотрении технических аспектов лицензии, орган лицензирования тщательно изучил способность оператора обеспечить постоянную безопасную и эффективную эксплуатацию терминала при всех возможных условиях.
29. Компетентные органы отвечают за определение условий разрешения на основе требований национального законодательства и стандартов законодательства.
30. Компетентные органы должны внедрить процесс выдачи разрешений, требующий от будущих операторов нефтяных терминалов готовить отчеты об оценке воздействия на окружающую среду, в том числе и в трансграничном контексте в применимых случаях.
31. Компетентные органы должны требовать от операторов нефтяных терминалов готовить отчеты об основных опасных факторах, который должен тщательно изучаться и утверждаться компетентными органами. Утверждение компетентным органом отчета об основных опасных факторах не должно означать передачи оператором или владельцем нефтяного терминала ответственности за контроль за основными опасными факторами компетентному органу.
32. Компетентные органы должны ввести систему инспекций или иных мер контроля с целью обеспечения выполнения оператором нефтяного терминала требований законодательства.
33. Компетентные органы должны получить полномочия на проведение инспектирования. Они могут ввести положения о создании системы сертифицированных независимых экспертов для проведения инспекций на объектах.
34. Если компетентные органы привлекают независимых экспертов для проведения инспекций, именно компетентные органы несут ответственность за оценку компетентности таких экспертов и их подотчетности, а также за эффективность процесса инспектирования.
35. Режим инспектирования для нефтяных терминалов, установленный компетентными органами, должен отражать:
 - (a) Возможную опасность, исходящую от нефтяного терминала;
 - (b) Близость к уязвимым компонентам окружающей среды или к населенным пунктам;
 - (c) Возраст сооружения;
 - (d) "Старение" оборудования.
 - (e) Аварии в прошлом и инциденты на терминале,
 - (f) Отчеты инспекций.
36. Компетентные органы должны ввести внутренние руководящие указания по ключевым сферам проверки для нефтяных терминалов и должны проводить постоянную подготовку своих собственных инспекторов.

37. Компетентные органы должны обеспечить, чтобы операторы нефтяных терминалов:
- (a) Готовили внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях и незамедлительно вводили их в действие в случае аварии; и
 - (b) Предоставляли уполномоченным органам властям необходимую информацию для составления внешних планов ликвидации чрезвычайных ситуаций.
38. Компетентные органы могут потребовать, чтобы оператор нефтяного терминала предоставил любую дополнительную информацию, необходимую им для того, чтобы в полной мере оценить потенциально возможные аварии.
39. Компетентные органы должны обеспечить разработку и реализацию внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях, включающие меры, которые должны предприниматься поблизости от нефтяных терминалов, где могут проявляться последствия аварии, выходящие за пределы объекта.
40. Компетентные органы должны обеспечить, чтобы внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях разрабатывались в процессе консультаций с персоналом, работающим на предприятии, в том числе с персоналом, работающим на основе долгосрочного подряда, и чтобы консультации по внешним планам действий проводились и с общественностью при разработке и обновлении таких планов.
41. Компетентные органы должны обеспечить, чтобы внешние и внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях пересматривались, тестировались и, в необходимых случаях, корректировались и обновлялись через приемлемые промежутки времени.
42. Компетентные органы должны обеспечить, чтобы надлежащее внимание было уделено предотвращению вмешательства третьих сторон. Они должны создать необходимую регуляторную систему, необходимую для контроля деятельности третьих сторон, включая четкое распределение ответственности.
43. Компетентные органы должны консультироваться с другими органами власти (например, с органами, отвечающими за здравоохранение и производственную безопасность, за обращение с химическими веществами, за обеспечение взрывобезопасности, за пожарную безопасность, за обеспечение готовности к чрезвычайным ситуациям и реагирования на них), а также с другими заинтересованными сторонами (местными общинами, неправительственными организациями, другими операторами), находящимися вблизи нефтяного терминала с целью выработки целей безопасности и системы контроля для всей территории.
44. Компетентные органы должны поощрять учебные заведения к разработке учебных программ и программ подготовки, которые могли бы обеспечить необходимую квалификацию промышленного персонала и сотрудников правительственных учреждений.
45. Компетентные органы должны проводить программу распространения информации, чтобы обеспечить, что данные об инцидентах и авариях на нефтяном терминале распространяются в отрасли (на национальном и международном уровнях), обеспечивая учет полученных уроков и предотвращение повторения таких инцидентов и аварий.

46. Компетентные органы должны утверждать планы мер на период после закрытия нефтяных терминалов.

DRAFT

1.1.3. Рекомендации для операторов нефтяных терминалов

47. Нефтяные терминалы должны проектироваться, строиться, эксплуатироваться и обслуживаться таким образом, чтобы был обеспечен высокий уровень защиты здоровья человека и окружающей среды. В связи с этим адекватное внимание необходимо уделить различным аспектам, которые могут повлиять на безопасность нефтяного терминала, таким как изначально более безопасные проектные решения и стресс-факторы, технологичность и качество материалов, старение оборудования, защита от внешних воздействий, коррозия и мониторинг. Для новых нефтяных терминалов уже на этапе проектирования и планирования должен применяться принцип проектирования с учетом вывода из эксплуатации.
48. Нефтяные терминалы должны проектироваться, строиться и эксплуатироваться в соответствии с общепризнанными международными кодексами, стандартами и рекомендациями и, в необходимых случаях, со стандартами и спецификациями, которые приняты в отрасли во всем мире.
49. При рассмотрении мер контроля опасных факторов или при внесении изменений в существующие меры контроля требуется учитывать снижению сопряженных рисков, соблюдая при этом следующую иерархию мер контроля:
- (a) Исключение опасного фактора;
 - (b) Замещение опасного фактора;
 - (c) Меры технического контроля;
 - (d) Меры административного контроля (например, процедуры / рабочие инструкции) и/или указатели / предупредительные надписи);
 - (e) Средства индивидуальной защиты.
50. Инвестор/оператор нефтяного терминала должен обеспечить на ранней стадии жизненного цикла терминала (стадия проектирования и планирование), чтобы все закупаемое оборудование обладало высоким уровнем защиты людей и окружающей среды. В ходе строительства инвестор/оператор нефтяного терминала несет ответственность за закупку всего оборудования и материалов согласно указаниям проекта, а также отвечает за то, чтобы построенный терминал полностью соответствовал проектным спецификациям. С этой целью инвестор/оператор нефтяного терминала должен вести контроль закупаемого оборудования и организовать последующие инспекции и подрядные работы.
51. Инвестор/оператор нефтяного терминала должен обеспечить наличие достаточного уровня компетентных кадров в течение всех стадий жизненного цикла нефтяного терминала и должен обеспечить, что только компетентному персоналу разрешается выполнять задания, сопряженные с высоким риском.
52. Оператор нефтяного терминала должен разработать и поддерживать в действии надежную и устойчивую систему управления нефтяным терминалом (СУНТ), которая была бы адекватна рискам и соответствовала бы законодательным и нормативным требованиям. СУНТ должна также учитывать любые другие добровольные обязательства, которые взял на себя оператор нефтяного терминала. С этой целью

рекомендуется, чтобы оператор нефтяного терминала руководствовался политикой предотвращения крупных аварий (МАРР), которая должна лежать в основе СУНТ.

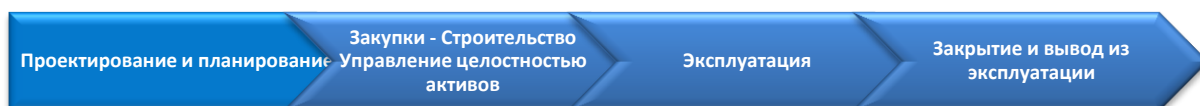
53. Определение опасных факторов и оценка риска должны выполняться на всех этапах жизненного цикла, по мере целесообразности, с тем, чтобы имела возможность выбора различных вариантов и оценки нештатных ситуаций. Оператор нефтяного терминала должен руководствоваться методологией непрерывного определения опасных факторов, оценивать риски и определять необходимые меры контроля как в стандартных, так и в нештатных ситуациях, и чтобы иметь возможность управлять изменениями.
54. Должен быть подготовлен документ (см. Главу 1.4.1), предусматривающий целесообразные меры для предотвращения крупных аварий. Операторы и владельцы нефтяных терминалов должны всесторонним и систематическим образом определить все основные сценарии крупных аварий, связанные со всеми видами опасной деятельности, которые могут выполняться, включая воздействия крупных аварий на окружающую среду. Определение опасных факторов, оценки риска и меры по предотвращению крупных аварий должны быть четко описаны и объединены в доклад об основных опасных факторах. На соответствующих стадиях подготовки доклада об основных опасных факторах следует проводить консультации с работниками.
55. Оператор нефтяного терминала должен информировать компетентные органы:
- (а) О планируемых мероприятиях по предотвращению крупных аварий (включая соответствующие индикаторы деятельности и меры безопасности) путем проведения оценки рисков и принятия соответствующих мер контроля для установленных рисков, и
 - (б) О планируемых мероприятиях по ограничению последствий в случае аварии, как они определяются в планах действий по обеспечению готовности к чрезвычайным ситуациям и реагированию на них.
56. Для обеспечения безопасной работы оператор нефтяного терминала должен разработать и довести до сведения руководителей всех уровней четкие стандарты деятельности, а также определить роли, ответственность и подотчетность всех работников. Отношения подконтрольности и подответственности должны быть четко определены и доведены до сведения всех сторон.
57. Оператор нефтяного терминала должен составить список основных заинтересованных сторон (все стороны, вовлеченные в безопасную эксплуатацию нефтяного терминала) и определить их требования.
58. Оператор нефтяного терминала должен обеспечить, чтобы любое подчиненное ему лицо (включая подрядчиков и третьи стороны), выполняющее задания, сопряженные с высоким риском, было компетентным и имело соответствующее образование, прошло обучение и имело опыт работы.
59. Оператор нефтяного терминала должен установить требования к компетентности своих работников и потребность в обучении, связанные с рисками нефтяного терминала и с управлением такими рисками, как это описано в СУНТ. Соответственно, операторы

нефтяных терминалов должны обучать свой персонал, совершенствовать его знания и, при необходимости, проверять знания персонала в сфере безопасности.

60. Оператор нефтяного терминала должен определить те операции и виды деятельности, которые связаны с установленными опасными факторами, и установить, какие меры контроля необходимы для управления рисками нефтяного терминала. Для таких операций или видов деятельности оператор нефтяного терминала должен будет внедрить и поддерживать определенные эксплуатационные процедуры и другие меры контроля.
61. На нефтяном терминале должно иметься руководство по эксплуатации, к которому должен иметь доступ весь персонал и государственные инспекторы. Все относящиеся к планированию, проектированию и строительству терминала документы должны быть доступны, и учет их должен быть налажен так, чтобы в будущем к ним было возможно обратиться.
62. Операторы нефтяных терминалов должны проводить аудит безопасности на своих предприятиях и способствовать применению аудита систем управления на основе международных стандартов.
63. Операторы нефтяных терминалов несут ответственность за своих подрядчиков в части обеспечения последними мер по предотвращению крупных аварий, готовности к мерам по их ликвидации, при этом необходимо, осуществить, по крайней мере, следующие меры контроля:
 - (а) Определить требования к компетентности для подрядчиков/субподрядчиков, чтобы обеспечить, что конкретные работы/задания, сопряженные с высоким риском, выполнялись компетентным персоналом.
 - (б) Проводить мониторинг работы подрядчиков на нефтяном терминале, в том числе информировать подрядчиков о рисках нефтяного терминала и об их возможном влиянии на безопасность терминала, информировать их и консультироваться с ними в необходимых случаях, когда имели место какие-либо изменения, и т.п.).
 - (с) Производить оценку общей деятельности подрядчиков.
64. Целостность и функциональность резервуаров, всего механического оборудования, приборов и средств защиты нефтяного терминала должны поддерживаться на уровне общепринятой отраслевой практики.
65. Нефтяные терминалы следует выводить из эксплуатации в соответствии с действующим национальным и международным законодательством, а в целесообразных случаях и в соответствии с общепринятой отраслевой практикой.
66. Операторы нефтяных терминалов должны делиться уроками, полученными в ходе инцидентов и аварий, чтобы помочь своей национальной отрасли избежать их повторения.

ЧАСТЬ 2 - ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ БЕЗОПАСНОСТИ

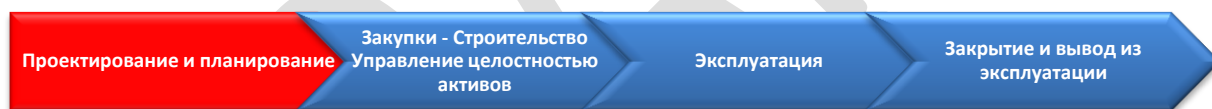
Технические и организационные аспекты безопасности необходимо учитывать в течение всего жизненного цикла нефтяных терминалов. В данном документе рассматриваются элементы и меры безопасности, охватывающие весь жизненный цикл нефтяного терминала.



Опыт промышленных аварий в прошлом интегрируется во все элементы при помощи эффективного механизма обратной связи.

Обязательства компетентных органов носят более общий характер и уже учтены в рекомендациях, приведенных ранее в Части 1. Основная ответственность за безопасную эксплуатацию нефтяного терминала лежит на его операторе. Ниже приведены рекомендации по безопасности, относящиеся к сфере обязанностей оператора.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ



Основы безопасности промышленных предприятий и лучшие практики эксплуатации формируются на стадии проектирования и планирования. Особенно важно рассмотреть весь круг аспектов безопасности для предприятий, занимающихся производством, хранением, транспортировкой опасных веществ и другими операциями с такими веществами. В большинстве случаев нефтяные терминалы относят к таким предприятиям.

На стадии проектирования и планирования можно предусмотреть размещение всех компонентов объекта, рассмотреть существенно важные положения по вопросам безопасности, опыт работы аналогичных предприятий (позитивный и негативный), можно предложить наилучшие и наиболее безопасные технологии и оборудование.

Процесс проектирования должен проводиться с учетом установленных опасных факторов и оценки риска. Принимаемые проектные решения должны стремиться к достижению минимального практически приемлемого уровня риска (МППУР).

Проект должен отвечать требованиям национальных стандартов, если таковые имеются. В любом случае, проектирование нефтяных терминалов должно проводиться на основе общепринятых отраслевых методов и практики.

Результаты стадии проектирования и планирования должны документироваться и проходить необходимые процедуры мониторинга под контролем оператора нефтяного терминала и инспектирующих учреждений, в соответствии с требованиями национальных стандартов.

На стадии проектирования и планирования должны учитываться все негативные воздействия на окружающую среду, факторы безопасности и оценки возможного риска, в соответствии с особенностями каждой стадии жизненного цикла, включая вывод из эксплуатации.

Операторы нефтяных терминалов и инспекционные учреждения должны поддерживать постоянный контроль за внедрением проектных решений и планов на других стадиях жизненного цикла, в соответствии с требованиями национальных стандартов.

Изменения, которые вносятся в проектные решения на других стадиях жизненного цикла, требуют обоснования и должны утверждаться операторами нефтяных терминалов и инспектирующими учреждениями, в соответствии с требованиями национальных стандартов.

Далее в этой главе приводятся предложения по мерам безопасности для рассмотрения на стадии проектирования и планирования нефтяных терминалов.

1.1. Исходное состояние окружающей среды и оценка воздействия на нее

Исходное состояние окружающей среды

В случае новых нефтяных терминалов оператор нефтяного терминала определяет исходное состояние окружающей среды и представляет соответствующий отчет компетентному органу в качестве одного из компонентов процедуры подачи заявки о выдаче разрешения на эксплуатацию. Отчет об исходном состоянии окружающей среды должен содержать информацию, необходимую для определения степени загрязнения грунта и грунтовых вод с тем, чтобы можно было произвести количественное сравнение исходного состояния с состоянием после завершения деятельности предприятия (вывода его из эксплуатации).

Отчет об исходном состоянии окружающей среды должен содержать, по крайней мере, следующую информацию:

- (a) Информацию о текущем использовании и, в случае доступности, информацию об использовании данной площадки в прошлом;
- (b) Если имеется, информацию об измерениях параметров грунта и грунтовых вод, которые отражают их состояние во время составления отчета;
- (c) Если требуется, имеющуюся информацию о близлежащих реках или водотоках, на которые эксплуатация нефтяного терминала может негативно повлиять.

Эти рекомендации относятся ко всем нефтяным терминалам, где применяются, производятся, хранятся или сбрасываются соответствующие опасные вещества и где может иметь место загрязнение грунта и грунтовых вод или где может иметь место неблагоприятное воздействие на другие уязвимые участки окружающей среды, такие как водотоки, в месте создания промышленного предприятия.

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)

ОВОС является необходимым предварительным условием для строительства и эксплуатации нефтяного терминала или для внесения существенных изменений в оборудование или технологию работы уже существующего нефтяного терминала, в случае наличия применимого международного или национального законодательства⁴. В отчете ОВОС должно рассматриваться потенциальное негативное воздействие на физическую и социальную среду, в частности на водную среду. Отчет ОВОС должен быть открыт для широкой общественности, заинтересованных или подверженных воздействию лиц, которые могут комментировать его или возражать против строительства и эксплуатации терминала.

Конвенция ЕЭК ООН по оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Конвенция Эспо) устанавливает обязательства Сторон по проведению оценки воздействия на окружающую среду определенных предлагаемых видов деятельности на ранней стадии рассмотрения инвестиционных предложений. В ней же указаны общие обязательства стран-участниц в части оповещения и взаимных консультаций по всем планируемым крупным проектам, которые могут оказывать существенное негативное трансграничное воздействие на окружающую среду. К таким предлагаемым видам деятельности, где проведение ОВОС является обязательным, относятся нефтеперегонные заводы и крупные склады для нефти, нефтепродуктов и химических веществ, превышающие определенные количественные пороговые показатели.

Имеется также дополнительный протокол к Конвенции Эспо - Протокол о стратегической экологической оценке (Протокол по СЭО, Киев, 2003 г.), который вступил в силу 11 июля 2010 г. Протокол по СЭО дополняет Конвенцию Эспо, обеспечивая, что индивидуальные Стороны интегрируют экологическую оценку в свои планы и программы на самых ранних стадиях - помогая, таким образом заложить основу для устойчивого развития. Он также предусматривает широкое участие общественности в принятии решений на правительственном уровне.

Оператор нефтяного терминала несет ответственность за подготовку отчета ОВОС, который должен соответствовать применимым законодательным и нормативным требованиям. В документацию по оценке воздействия на окружающую среду рекомендуется включать, как минимум, следующую информацию:

- (a) Описание предлагаемой деятельности и ее цель;
- (b) Описание, в необходимых случаях, разумных альтернатив (например, относительно расположения объекта или применяемой технологии) предлагаемому виду деятельности, а также и вариант, при котором новое предприятие вообще не создается;
- (c) Описание окружающей среды, которая, возможно, будет существенно затронута в результате предлагаемой деятельности и ее альтернатив;

⁴ В соответствии со Ст. 4 Конвенции ЕЭК ООН о промышленных авариях.

- (d) Описание потенциального воздействия предлагаемой деятельности и ее альтернатив на окружающую среду, и оценка степени такого воздействия (для нормальной эксплуатации и в случае аварийных выбросов);
- (e) Описание мер по предотвращению и ослаблению воздействия на окружающую среду для сведения такого неблагоприятного воздействия к минимуму;
- (f) Четкое указание методов прогнозирования и принятых предположений, а также характеристика соответствующих данных об окружающей среде, которые были при этом использованы;
- (g) Указание пробелов в знаниях и неопределенности, с которыми составители отчета столкнулись при сведении и обработке требуемой информации;
- (h) В необходимых случаях, описание программ мониторинга с управления, а также любые планы относительно проведения послепроектного анализа; и
- (i) Краткое нетехническое резюме отчета, включающее соответствующие иллюстративные материалы (карты, графики и т.п.).

1.2. Расположение предприятия, планировка объекта и планирование землепользования

Расположение предприятия и планирование использования земельных ресурсов могут оказать существенное влияние на связанные с нефтяным терминалом опасные факторы. Полное понимание рисков, связанных с нефтяным терминалом, позволит минимизировать такие опасные факторы без негативного воздействия для коммерческой целесообразности проекта. Новые сооружения предоставляют возможность предусмотреть зоны безопасности (для уязвимых территорий и населения), применить новые технологии, предусмотреть изначально более безопасные проектные решения и общепринятую отраслевую практику.

По сравнению с новыми предприятиями, уже существующие объекты могут создавать различного рода проблемы, требующие для своего решения инновационных подходов, более жестких мер эксплуатационного контроля, усиления инспекции основных фондов и более совершенных процедур на случай чрезвычайных ситуаций. В случае существующих сооружений новое строительство, например, замена существующих объектов или расширение предприятия, должны вестись с применением общепринятой отраслевой практики для планировки предприятия. Планировка - это расположение различных компонентов в пределах предприятия (таких как блоки резервуаров, насосные станции, загрузочные узлы, факельная установка, разгрузочные устройства, системы продувки, аварийные входы, пожарные насосы и т.п.).

1.2.1. Расположение и планировка терминала

На стадии проектирования и планирования нефтяного терминала, при принятии решения о выборе площадки, необходимо учитывать вероятность экспозиции населения и уязвимых мест обитания по токсичным и воспламеняющимся материалам. Необходимо рассмотреть последствия "наихудшего вероятного сценария" на стадии разработки концепции или на стадии разработки технического проекта, еще до того,

как будет принято обязывающее решение о выборе конкретной площадки. Инвестор/будущий оператор нефтяного терминала должен учитывать при этом следующие параметры:

- (a) Общая планировка предприятия: Имеется ли адекватная буферная зона (безопасное расстояние) между нефтяным терминалом и уязвимыми участками окружающей среды / населенными пунктами / общественными сооружениями;
- (b) Эффект "домино": Имеются ли в данном районе источники (оборудование / установки), которые могут представлять угрозу для всего объекта из-за потенциального эффекта "домино";
- (c) Соображения, связанные со вторичной или третичной защитой от распространения опасных веществ;
- (d) Аварийный доступ и доступ для экстренных служб (пожарные, полиция, скорая помощь);
- (e) Энергоснабжение: Необходимое для аварийного оборудования, такого как освещение, пожарные насосы, спринклерная система, которые должны функционировать при нарушении внешнего энергоснабжения;
- (f) "Безопасные убежища": Учтено ли наличие безопасных убежищ на случай пожара и выброса токсичных веществ;
- (g) Здания, где находятся люди (например, пункты управления, переговорные и офисы);
- (h) Рассмотрение расположения зданий, где находятся люди, с целью минимизации риска для них в случае возникновения чрезвычайной ситуации, такой как пожар или взрыв:
 - i. Расположение (например, удаление от источника опасности, учет направления преобладающих ветров);
 - ii. Конструкция (например, устойчивость к возгоранию (тепловое излучение) и/или взрыву (ударная волна);
 - iii. В случае пунктов управления - необходимо обеспечить систему бесперебойного электроснабжения систем управления на случай нарушения подачи питания.
- (i) Наличие воды для тушения пожара и противопожарных систем. Это можно обеспечить путем создания отдельных систем на самом терминале, можно пользоваться водой из городской сети водопровода, или же водой из гавани. Запас воды должен увязываться с потребностями в воде (расход и общий объем), необходимой для пожаротушения. Необходимо учесть уязвимость к повреждению в случае чрезвычайной ситуации, например, из-за пожара или взрыва, которые могут вывести систему пожаротушения из строя. Необходимо также рассмотреть вопрос об удержании (третичная защита от утечки) потенциально загрязненной пожарной воды, чтобы предотвратить загрязнение водотоков или грунтовых вод.
- (j) Системы безопасности и контроль доступа:
 - i. Устройство надежного ограждения по периметру (со стороны суши) и мероприятия по предотвращению несанкционированного доступа со стороны воды;
 - ii. Обеспечение контроля допуска на проходной и со стороны судов, находящихся в гавани;

- iii. Оборудование для круглосуточного видеонаблюдения за опасными участками и ограждением по периметру.

1.2.2. Планирование землепользования

В случае новых нефтяных терминалов компетентные органы должны учитывать наличие соответствующих безопасных расстояний (разрывов) до транспортных путей, мест общественного пользования, жилых районов и уязвимых с точки зрения природы и людей участков (уязвимые районы). Такие расстояния призваны ограничить последствия возможных аварий для здоровья людей и окружающей среды и снизить такие последствия до приемлемого уровня.

В случае существующих нефтяных терминалов компетентные органы должны учитывать соответствующие технические и/или управленческие мероприятия в связи с учреждениями, находящимися в уязвимых районах или поблизости от них или в связи с другой хозяйственной деятельностью с использованием опасных веществ.

Компетентные органы должны рассмотреть вопрос об установлении политики в связи со значительными новыми проектами развития, включая транспортные маршруты, общественные места и жилые районы, в тех местах, на которые могут повлиять последствия аварии на существующих нефтяных терминалах, чтобы свести к минимуму соответствующие риски.

1.3. Безопасное проектное решение

Национальные стандарты для проектирования оборудования и его эксплуатации, если таковые имеются, должны внедряться в практику и их применение должно проверяться оператором нефтяного терминала и компетентными органами. Во всех возможных случаях проектирование оборудования для нефтяного терминала должно вестись с соблюдением общепринятой отраслевой практики, с учетом уроков соответствующих инцидентов (например, пожар и взрыв на нефтяном терминале в Бунсфилде - см. Часть 3).

Дизайн и эргономика пунктов управления, а также эффективные системы сигнализации играют жизненно важную роль, позволяя персоналу первой линии, особенно операторам пунктов управления, надежно выявлять потенциальные инциденты, определять их характер и реагировать на них.

Ниже описаны основные вопросы проектирования и функционирования оборудования, применяющегося для обнаружения, контроля опасных факторов и реагирования на них, с учетом трех уровней защиты:

1.3.1. Соображения в связи с первым уровнем защиты

Инвестор/оператор нефтяного терминала должен учитывать следующие соображения для первого уровня защиты:

- (a) Проектирование резервуаров в соответствии с применимыми местными нормативными документами или отраслевыми стандартами (такими как ASME, DIN и т.д.);
- (b) Проектирование трубопроводов, клапанов, насосов и арматуры должно соответствовать требованиям к проектированию трубопроводов и соответствующим местным законодательным требованиям и промышленным стандартам (таким как DIN, ANSI и т.д.);
- (c) Выбор конструкционных материалов должен проводиться в соответствии с механическими, термическими, химическими и биологическими нагрузками в процессе эксплуатации;
- (d) Трубопроводы и клапаны (особенно отсечные клапаны) должны быть в "пожаробезопасном" исполнении согласно принятому в отрасли стандарту (например, API/ISO) или в соответствии с требованиями, установленными компетентными органами;
- (e) Находящиеся на открытом воздухе установки должны быть защищены от действия выталкивающей силы в случае затопления и от механических повреждений, которые могут причинить плавающие предметы или вещества;
- (f) Подземные контейнеры и трубопроводы должны быть надежно защищены от коррозии и закреплены так, чтобы противодействовать действию выталкивающей силы;
- (g) Должны устанавливаться приборы измерения уровня, в том числе сигнализаторы аварийно высокого и аварийно низкого уровней;
- (h) Устройства предотвращения перелива - датчики уровня подключаются через "логическое решающее устройство" (аппаратное или программное) для прерывания потока в случае достижения опасного уровня содержимого резервуара;
- (i) Защита от взрыва - обеспечение наличия оборудования, спроектированного и применяемого в соответствии с нормами взрывобезопасности Директивы АТЕХ 99/92/ЕС, Системы Международной электротехнической комиссии для сертификации стандартов оборудования для работы во взрывоопасных средах ([IECEx](#)), Общих рамок регулирования ЕЭК ООН для оборудования, применяемого во взрывоопасных средах и т.д.;
- (j) Учет стихийных бедствий, провоцирующих технологические аварии, таких наводнения, землетрясения, лесные пожары, грозовые разряды и т.д.

1.3.2. Соображения в связи со вторым уровнем защиты

Инвестор/оператор нефтяного терминала должен учитывать следующие соображения для второго уровня защиты:

- (a) Резервуары обычно располагаются за изолирующей стенкой на прочном фундаменте (т.е., под всем резервуаром, а не только по кольцу);

- (b) Обеспечивается обнаружение утечек (например, двойные стенки основания для резервуаров с плоским дном с контролируемым межстеночным пространством для обнаружения утечек из первичной оболочки);
- (c) Участки перевалки должны быть оборудованы сборниками, способными вмещать объемы жидкости, которые могут вылиться до момента, когда будут приняты соответствующие меры контроля, например, сработают автоматические системы безопасности (вторичная защитная оболочка);
- (d) В качестве образца лучшей практики подземные трубопроводы должны иметь двойные стенки или же следует устанавливать съемные соединения и клапаны в контролируемых герметичных смотровых колодцах;
- (e) Конструкция оболочки должна быть непроницаемой: герметизируемые системы должны соответствовать физико-химическим свойствам перегружаемых веществ, что должно подтверждаться с помощью общепринятого и признанного метода тестирования;
- (f) В качестве образца лучшей практики общий объем оболочки должен соответствовать 110% объема самого крупного резервуара или 25% общего объема всех резервуаров (в зависимости от того, какая из этих величин больше) плюс допуск на максимально возможный объем суточных атмосферных осадков;
- (g) Необходимо рассмотреть вопрос о дополнительной оболочке 3-го уровня защиты для удержания воды, используемой для пожаротушения, которая должна быть герметичной и устойчивой к воздействию воды и пены для пожаротушения. Объем удерживаемой воды для пожаротушения зависит от предполагаемого объема воды и пены для тушения наихудшего возможного пожара с учетом следующих параметров:
 - i. Степени опасности хранимых веществ;
 - ii. Готовности пожарной команды и предполагаемого времени тушения пожара;
 - iii. Ожидаемого расхода воды для тушения пожара.
 - iv. Инфраструктуры системы пожаротушения (систем пожарообнаружения, системы пожаротушения).
 - v. Общей площади и характеристик участка склада (например, высоты штабелей товаров на складе);
 - vi. и т.д.
- (h) При погрузке/разгрузке судов, плавающих на внутренних водных путях необходимо уделять особое внимание наблюдению за процессом (т.е. ADNR 151412) ;
- (i) Устройства контроля перелива: такие устройства должны быть расположены внутри вторичной оболочки или в переливном трубопроводе из резервуара;
- (j) Обнаружение газов и воспламеняющихся паров:

приборы обнаружения газов и воспламеняющихся паров должны срабатывать при обнаружении воспламеняющихся паров внутри (например) вторичной оболочки. Такие приборы обычно располагаются вблизи резервуаров и такого оборудования, как насосы и переливные трубопроводы. Эти приборы не предотвращают разгерметизацию оболочки, но снижают потенциальный масштаб аварии в том смысле, что они дают сигнал тревоги оператору или, в некоторых случаях, приводят в действие систему пожаротушения. Для обнаружения газов и паров имеются

несколько соответствующих технологий, в том числе инфракрасные/оптические приборы, приборы, основанные на каталитическом окислении и т.д.

(к) наблюдение с помощью системы промышленного телевидения;

Такая система часто используется по соображениям безопасности, но она пригодна и для визуального обнаружения накопления и присутствия воспламеняющихся паров.

DRAFT

1.3.3. Соображения в связи с третьим уровнем защиты

Оператор нефтяного терминала должен учитывать следующие соображения для третьего уровня защиты:

- (a) Соответствие классификации опасных зон и методов управления (например, классификация взрывоопасных зон и расположения оборудования, как это описано в требованиях Директивы АТЕХ 1999/92/ЕС);
- (b) Операторы должны пересматривать и, при необходимости, корректировать систему управления техническим обслуживанием оборудования с целью обеспечения его надежности в работе. Сюда относятся:
 - i. Периодическое тестирование оборудования для минимизации вероятности его отказа.
 - ii. Управление изменениями (аппаратное обеспечение, программное обеспечение, режим работы, персонал, хранение и перевалка материалов).
- (c) Все элементы системы предотвращения перелива должны тестироваться в соответствии с апробированными процедурами достаточно часто, чтобы обеспечить требуемую надежность (например, вероятность отказа); ООП предусматривает, что при наличии систем противоаварийной защиты уровни эксплуатационной пригодности и безопасности поддерживаются в соответствии с требованиями Части 1 IEC 61511.

Периодические испытания систем обеспечения безопасности должны проводить компетентные эксперты. Такая инспекционная деятельность должна проводиться независимо от эксплуатации. Такие испытания должны документироваться, а их результаты оператор нефтяного терминала должен сохранять в документации на оборудование. Системы предотвращения перелива (т.е. отсечные клапаны) должны быть электрически и физически отделены, и должны работать независимо от систем контроля и регулирования уровня в резервуарах. Они предупреждают о превышении (или о приближении к превышению) установленного объема резервуара и вызывают срабатывание защиты.

Системы предотвращения перелива, в том числе приборы, средства тревожной сигнализации и автоматизированные системы прекращения работы, должны проверяться на основе документа IEC 61511, включая:

- (a) Проектирование, монтаж, эксплуатацию, техническое обслуживание и испытания;
- (b) Системы управления;
- (c) Степень резервирования, различные методы измерений (позволяют избежать отказов по общим причинам);
- (d) Гарантированно надежные принципы работы, проведение контрольных испытаний и их периодичность;
- (e) Анализ отказов по общим причинам.
- (f) Независимость от систем контроля уровня.

1.4. Управление опасностями

Термин "управление опасностями" относится к процессу выявления опасных факторов и оценки рисков (ОО/ОР), ранжирования рисков и дальнейшего контроля / снижения уровня рисков до приемлемого или допустимого уровня. Вопросы управления опасностями должны учитываться на стадии проектирования и планирования, а также на всех остальных стадиях жизненного цикла нефтяного терминала его инвестором, оператором, и всеми другими ключевыми заинтересованными сторонами по мере необходимости.

В данном Руководстве исходят из того, что на большинстве нефтяных терминалов потенциально могут происходить серьезные аварии и они относятся к потенциально опасным видам деятельности в силу количества присутствующих опасных веществ (как это указано в Приложении I к Конвенции).

1.4.1. Управление опасностями на стадии получения разрешения

Компетентные органы требуют от будущего оператора представить управления опасностями в письменном документе (например в отчете по безопасности/декларации безопасности) с учетом проектирования вывода из эксплуатации в качестве составной части заявки на получение разрешения на эксплуатацию.

1.4.1.1 Представление управления опасностями в отчете о безопасности/декларации безопасности

После подготовки технико-экономического обоснования высокого уровня процесс подачи заявления о получении разрешения может быть начат, как только будет принято решение об инвестировании. Оператор нефтяного терминала может подготовить письменное изложение технических, управленческих и эксплуатационных данных, относящихся к опасным факторами опасных установок и мерам для их контроля в качестве обоснования их безопасности (отчет о безопасности/декларация безопасности). Отчет о безопасности/декларация безопасности должен содержать адекватное описание нефтяного терминала, чтобы позволить компетентным органам получить четкое представление о его целях, расположении, будущей деятельности и связанных с ним опасностях, о мерах и техническом оборудовании для обеспечения его безопасной эксплуатации. Уровень описания должен быть соразмерным опасным факторам нефтяного терминала. Кроме того, в описании следует стремиться указать на взаимосвязи между различными установками и системами нефтяного терминала, насколько это касается общих мер и общего управления.

Стандартный отчет о безопасности/декларация безопасности включает 3 компонента:

- (a) Представление политики предотвращения крупных аварий оператора (МАРР);
- (b) Представление будущей системы управления безопасностью оператора (СУБ);
- (c) Представление того, что будут введены в действие адекватные и достаточные меры для предотвращения серьезных аварий и для сокращения их опасных последствий для человека и для окружающей среды.

В отчете о безопасности/декларации безопасности должны быть выделены следующие основные части (главы):

- (a) Общая информация о нефтяном терминале;
- (b) Описание системы управления нефтяным терминалом (СУНТ);
- (c) Описание месторасположения нефтяного терминала с указанием наличия близлежащих уязвимых компонентов окружающей среды или населенных пунктов;
- (d) Описание природных опасных факторов в районе расположения, которые потенциально могут спровоцировать технологические аварии;
- (e) Описание установки и ее работы, включая количества и характеристики опасных веществ, их хранения и транспортировки (например, перевалка с судов, транспортировка по трубопроводам, перевозки по автомобильным дорогам и по железной дороге);
- (f) Определение опасностей, которые могут привести к крупным авариям, описание мер предотвращения таких сценариев и дополнительных мер по контролю рисков для людей и окружающей среды в случае реализации таких сценариев. Эта часть является основной для отчета о безопасности/декларации безопасности;

Дается ссылка на внутренний план действий в чрезвычайных ситуациях (см. далее в разделе 1.5). Оператор описывает здесь опасности и соответствующие сценарии, которые могут привести к крупной аварии. Такая оценка рисков позволяет получить представление о возможных крупных авариях, позволяя провести ранжирование наиболее вероятных сценариев крупных аварий и методов для их контроля на приемлемом уровне. Далее, оператор нефтяного терминала изучает критические элементы безопасности по каждому из сценариев крупной аварии (отчет о безопасности/декларация или обоснование безопасности). Критически важные элементы безопасности могут также именоваться "критическими барьерами" или "уровнями защиты", которые предотвращают возникновение крупной аварии.

Для обеспечения эффективности таких критических барьеров для них необходимо определить "технические стандарты". Следующие критерии считаются ООП для определения "технических стандартов" для критических барьеров:

- (a) Функциональность - то, что должны обеспечить барьеры;
- (b) Доступность - в какой степени система находится в требуемом рабочем состоянии;
- (c) Надежность - вероятность отказа или вероятность отказа за определенный период времени;
- (d) Живучесть - условия, при которых будет необходимо работать (в связи с последствиями крупных аварий);

(е) Взаимодействие / зависимость - как критические барьеры взаимодействуют с другими барьерами или зависят от них.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить (например, путем проведения испытаний), что у них имеются подходящие технологии для демонстрации и оценки эффективности своих барьеров.

Многие из пунктов, включенных в отчет о безопасности/декларацию безопасности, пригодятся для разработки инструкции по эксплуатации для нефтяного терминала.

1.4.1.2 Проектирование с учетом вывода из эксплуатации

Проактивный подход к проектированию с учетом вывода из эксплуатации рекомендуется в качестве ООП и предусматривает применение общих требований к проектированию, таких как:

- Использование материалов, которые можно легко регенерировать или повторно применить.
- Использование модульного проектирования для облегчения сборки, разборки и транспортировки компонентов промышленных предприятий.
- Минимизация применения опасных материалов.
- Минимизация количества загрязненных материалов или опасных отходов, которые будут образовываться при выводе предприятия из эксплуатации.
- Применение мер по предотвращению загрязнения, таких как бетонирование площадей, устройство коллекторов, оболочек и облицовок для предотвращения или снижения уровня загрязнения в ходе нормальной эксплуатации.
- Избегание, по возможности, устройства подземных резервуаров для хранения опасных веществ.
- Рассмотрение возможности устройства систем трубопроводов с двойными стенками для исключительно опасных и токсичных веществ, транспортируемых по трубопроводам.

Особого внимания требует защита почвы и грунтовых вод от загрязнения. Очистка загрязненных почв и грунтовых вод требует высоких затрат и сопряжена с серьезными трудностями.

Ниже приводятся четыре ключевых направления деятельности, отражающие проактивный подход к проектированию с учетом вывода из эксплуатации, рекомендуемые в качестве ООП, которые следует рассмотреть на стадии проектирования и планирования нефтяного терминала:

(а) Определение и выполнение действующего и будущего законодательства, требований регулирования и договорных обязательств. Это, например, включает:

- Определение конкретных условий на объекте и подготовку планов закрытия объекта с целью достижения его "удовлетворительного состояния" и предотвращения текущего загрязнения.

- Применение соответствующего законодательства для обращения с непригодным оборудованием (например, с электронными отходами).

(b) Установление договорных обязательств оператора нефтяного терминала, т.е. компания должна нести ответственность только за загрязнение, вызванное ее собственной деятельностью (для объектов собственности, которые приобретаются или арендуются). Это требует, чтобы оператор нефтяного терминала:

- Рассмотрел возможные требования к страхованию.
- Предусмотрел возможные будущие затраты.
- Установил условия и методы для субподрядчиков.

(c) Установление исходного состояния окружающей среды для почвы, воды и грунтовых вод с целью:

- Определения имеющегося загрязнения, источников и возможных маршрутов распространения за пределами объекта;
- Получения исходной точки для сравнения при оценке в будущем, чтобы было легче определить ответственность за имеющееся загрязнение в конце жизненного цикла предприятия;
- Рассмотрения влияния на соседние территории и на землепользование в окрестностях объекта;
- Рассмотрение возможных воздействий природных явлений, таких как наводнения, на возможное распространение загрязнения за пределами объекта;

(a) - Рассмотрение воздействия поверхностного стока. Определение требований к проектированию (см. подробнее в разделе 1.5.1)

Приведенную выше информацию можно использовать в процессе подготовки к получению разрешения и ее следует готовить на стадии проектирования и планирования новых промышленных предприятий.

1.4.1.3 Эффекты домино

Компетентные органы должны установить возможные эффекты домино, активно запрашивая у операторов нефтяных терминалов дополнительную информацию. Компетентные органы обеспечивают связь с другими странами-участницами в случае возможных трансграничных воздействий. Компетентные органы должны учитывать крупномасштабные эффекты домино во внешних планах действий в чрезвычайных ситуациях.

1.5. Планирование действий в чрезвычайных ситуациях

Возможность чрезвычайных ситуаций, включая аварии с широкомасштабными воздействиями, существует на всех стадиях жизненного цикла сложных промышленных предприятий. Отбор наилучших и наиболее безопасных технологий и оборудования на стадии проектирования и планирования, надежная культура безопасности и системный подход в управлении производственной безопасностью - вместе взятые - снижают вероятность крупной аварии, но не устраняют ее полностью.

Тем не менее, следует стремиться быть готовым к сценарию максимально возможной аварии. В последующих разделах приводится обзор ООП для планирования действий в чрезвычайных ситуациях.

1.5.1. Планы действий в чрезвычайных ситуациях - общие положения

Планы действий в чрезвычайных ситуациях для нефтяных терминалов необходимо подготовить до приемки построенного терминала, начала эксплуатации либо его закрытия органами власти. Следовательно, они должны составляться в сроки, установленные местными или международными правилами.

Планы действий в чрезвычайных ситуациях должны составляться и проверяться оператором нефтяного терминала (внутренние планы) либо органами власти (внешние планы). В конечном итоге, по запросу компетентных органов, они должны проверяться совместно, чтобы установить взаимосвязи и взаимозависимости.

Планы действий в чрезвычайных ситуациях должны пересматриваться и обновляться по мере необходимости/целесообразности, но не реже чем каждые 5 лет. Вопрос о пересмотре и обновлении следует рассматривать (как минимум) в следующих ситуациях:

- (a) После аварий или чрезвычайных ситуаций на объекте или для учета уроков, полученных после аварий на других аналогичных объектах;
- (b) При изменении организации службы реагирования на чрезвычайные ситуации;
- (c) При определении новых опасных факторов, связанных с нефтяным терминалом;
- (d) При появлении новых технических данных или новых технологий, которые имеют отношение к работе нефтяного терминала;
- (e) Когда проектные параметры (например, температура, давление) достигли/превысили предельные показатели в результате изменений, ошибок управления, структурных проблем, модификации оборудования или в результате природных явлений.

В применимых или целесообразных случаях, или же в соответствии с национальными требованиями, в планах действий в чрезвычайных ситуациях учитываются природные опасные факторы, такие как опасность наводнения, риск штормов, лесные пожары и аварии в непосредственной близости от нефтяного терминала. Соответствующую дополнительную информацию о природных опасных факторах желательно подавать в приложении (например, карты подтопления в случае опасности наводнения).

Планы действий в чрезвычайных ситуациях обоих типов должны включать/рассматривать (как минимум) следующие общие вопросы:

- (а) Объем и цель плана действий в чрезвычайных ситуациях;
- (б) Описание и оценка сценариев чрезвычайных ситуаций, опасных факторов (включая природные опасные факторы в соответствующих случаях), территорий, которые потенциально могут пострадать и т.д.;
- (с) Фамилии и/или должности и контактные данные лиц, уполномоченных вводить в действие аварийные процедуры и лиц, отвечающих за координацию действий по ликвидации последствий аварий на объекте;
- (d) Обязанности каждого члена организации, входящих в систему аварийного управления (подчиненность и полномочия на выполнение предпринимаемых мер);
- (е) Организация внутреннего и внешнего оповещения/связи (как это определяется законодательными требованиями и/или внутренними процедурами);
- (f) Необходимое оборудование для эффективных мер и необходимые кадровые ресурсы, в соответствии с результатами оценки потребности. Вовлечение судовых команд (обеспечение связи и проведение мероприятий);
- (g) Порядок действий для реагирования на чрезвычайные ситуации/при восстановлении для каждого установленного аварийного сценария, включая необходимое предупреждение местных экстренных служб и взаимодействие с ними;
- (h) Требования к аварийным учениям и практике привлечения к ликвидации аварии внешних учреждений (пожарных, полиции, скорой помощи, местных больниц);
- (i) Взаимодействие и контакты с другими планами действий, либо внешними (например, с планами соседних предприятий, национальным кризисным планом, планом на случай стихийных бедствий), или с внутренними (например, с кризисным планом компании, планом обеспечения непрерывной деятельности или планом компании по ликвидации последствий аварии).

1.5.2. Внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях

Внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях составляют неотъемлемую часть руководства по эксплуатации. Внутренний план действий в чрезвычайных ситуациях разрабатывается отдельно по каждому участку и ситуации и подлежит регулярному пересмотру.

Планы уведомления ключевых сотрудников и общественности должны быть неотъемлемыми компонентами планов действий в чрезвычайных ситуациях и должны готовиться для быстрого и медленного ухудшения ситуации и для ситуации мгновенной аварии.

Внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях должны включать/рассматривать (как минимум) следующие вопросы в дополнение к общей информации, рассмотренной выше в разделе 1.5.1:

- (a) Фамилии и/или должности и контактные данные лиц, отвечающих за контакты с компетентными органами, отвечающими за внешний план действий в чрезвычайных ситуациях;
- (b) Организационные меры и средства для поддержания постоянной связи (инициирование и активация процедур оповещения и сбора) и для приема сообщений (получение предупреждений об инцидентах);
- (c) В случаях возникновения предусмотренных условий или событий, которые могут привести к аварии, следует провести оценку критически необходимых ресурсов, а по ее результатам привести описание действий, которые следует предпринять для контроля над такими условиями или событиями и минимизации их последствий (например, противопожарная защита, удержание воды при пожаротушении, оборудование для обеспечения безопасности);
- (d) Мероприятия по ограничению рисков для лиц, находящихся на объекте, включая способы передачи предупреждений, которые должны передаваться и действия, которые соответствующие лица должны предпринять после получения предупреждения;
- (e) Мероприятия по обеспечению раннего оповещения об аварии компетентного органа, ответственного за приведение в действие внешнего аварийного плана; тип информации, которая должна содержаться в первоначальном предупреждении; а также меры для предоставления более подробной информации по мере ее появления;
- (f) Мероприятия по обучению всех сотрудников нефтяного терминала, вовлеченных в систему аварийного управления, действиям, которые они должны будут выполнять и, при необходимости, согласование таких мероприятий с аварийными службами.

1.5.3. Внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях

Внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях готовятся и осуществляются компетентным органом, однако операторы нефтяных терминалов обязаны предоставить местным органам власти всю необходимую информацию о потенциально подверженной воздействию территории для оценки воздействия на человека и на окружающую среду.

К подготовке и пересмотру внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях следует привлекать общественность.

Следует также обеспечить в приграничных районах совместимость таких планов с планами прилегающих регионов приграничных стран и включение в планы контактной информации с целью отправления надлежащего уведомления. Общественности соседних стран предоставляются те же права, что и населению своей страны, на участие в подготовке и пересмотре внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.

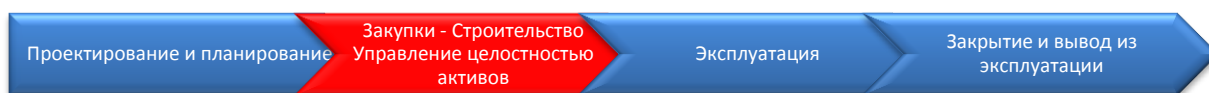
Внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях должны содержать всю относящуюся к делу информацию для обеспечения адекватного реагирования на

чрезвычайную ситуацию. Помимо общей информации, рассмотренной выше в разделе 1.5.2, они должны включать следующую информацию:

- (a) Фамилии и/или должности и контактные данные лиц, уполномоченных руководить действиями в чрезвычайной ситуации и координировать эти действия;
- (b) Мероприятия по координации ресурсов, необходимых для осуществления внешнего плана действий в чрезвычайной ситуации;
- (c) Списки/карты со спецификациями чувствительных районов и объектов;
- (d) Перечень учреждений и организаций, которые могут оказать помощь по управлению в чрезвычайной ситуации;
- (e) Мероприятия по предоставлению общественности конкретной информации об аварии и о действиях, которые следует предпринять.

Мероприятия по уведомлению аварийно-спасательных служб соседних стран в случае крупной аварии с возможными трансграничными последствиями, в соответствии с международно принятыми и установленными системами предупреждения и оповещения;

2. ЗАКУПКА, СТРОИТЕЛЬСТВО И УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ АКТИВОВ



2.1. Обеспечение качества в ходе строительства и ввода к эксплуатацию

Программа обеспечения качества/контроля качества обеспечивает, что закупка оборудования и производство строительных работ проводятся в соответствии с проектными требованиями и с соблюдением всех применимых юридических и технических стандартов и кодексов.

Оператору нефтяного терминала рекомендуется поддерживать в действии программу обеспечения качества/контроля качества для предотвращения отказов оборудования, которые могут иметь место в результате:

- (a) применения дефектных деталей / материалов вследствие несоответствующего контроля поставок;
- (b) несоответствующего изготовления, монтажа или методов ремонта.

СУНТ, применяемая оператором нефтяного терминала, должна использовать такие методы руководства и механизмы, которые обеспечивают привлечение достаточно квалифицированных и обученных рабочих (таких как лицензированные сварщики) для изготовления специальных емкостей и трубопроводов, и установки критически важных для безопасности оборудования и приборов.

Необходимо использовать программу отслеживания материалов, которая будет являться средством контроля того, что материалы и оборудование закупаются именно такие, которые указаны в базе данных требований к нефтяным терминалам. Сертификаты на материалы, представленные изготовителями резервуаров, должны храниться в документации на оборудование у оператора нефтяного терминала.

2.2. Целостность и надежность активов

Целостность активов является ключевым элементом процесса обеспечения безопасности, включая систематические действия, которые гарантируют, что оборудование проектируется, закупается, монтируется, устанавливается, тестируется и инспектируется в соответствии с согласованными спецификациям, и что оно остается пригодным к применению по назначению на протяжении всего своего срока службы до тех пор, пока не будет списано. Действия, направленные на сохранение целостности активов, самые разнообразные: от проектирования оборудования до совершения операторами постоянных обходов с целью обнаружения утечек, необычного шума и других отклонений.

Техника обеспечения надежности оборудования - это процесс определения длительности безопасной эксплуатации системы и ее компонентов до вывода их из эксплуатации для

технического обслуживания или замены. Техника обеспечения надежности оборудования позволяет планировать проведение инспекций и определять частоту технического обслуживания, и, поэтому, имеет первостепенное значение для обеспечения безопасности необходимого оборудования и приборов.

Стандарты безопасного проектирования, как указано в пункте 1.3, должны быть интегрированы в полную базу данных требований к нефтяному терминалу с целью дальнейшего использования на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала.

Должна быть введена в действие практика проверки, тестирования и профилактического обслуживания (ПТПО), чтобы помочь в обеспечении пригодности оборудования к эксплуатации в момент ввода его в эксплуатацию и поддержания его в этом состоянии на протяжении всего его жизненного цикла.

Оператор нефтяного терминала должен проводить первоначальные проверки и испытания оборудования во время его изготовления и установки в рамках ввода в эксплуатацию. В конечном итоге, эти мероприятия в отношении частей оборудования, изготовляемого по специальному заказу, можно осуществить частично в цехе изготовителя (когда считается очень важным строгое соблюдение проектных спецификаций).

2.3. Управление опасностью на этапе строительства и ввода в эксплуатацию

Оператор нефтяного терминала должен ввести в действие процедуру, указывающую, такого типа ОО/ОР будет применяться на стадии строительства и ввода нефтяного терминала в эксплуатацию.

Обычно, на стадии эксплуатации будет применяться та же оценка риска, что и описанная выше в разделе по отчету о безопасности/декларации безопасности.

В ходе ввода в эксплуатацию часто используются первоначальные обзоры по безопасности, хотя можно использовать и другие конкретные методы ОО/ОР, такие как исследования транспортных рисков, исследования пожароопасности и взрывоопасности для специальных задач.

2.4. Управление сроком службы стареющих активов

Все активы и инфраструктура (фонды) подвержены старению с течением времени. Термин "старение" не связан с собственно возрастом оборудования, он связан с его состоянием и с тем, как оно изменяется со временем. Соответственно, стареющие фонды не считаются (или могут не считаться) более полностью пригодными для эксплуатации из-за связанного со старением износа, снижения надежности или функциональных показателей.

Существует детально проработанный подход и методология для продления срока службы морских установок, электростанций и для ядерных объектов, для которых проектный срок службы определяется изначально, равно как и установленный срок вывода из эксплуатации. Для операторов, рассматривающих продление срока службы оборудования, существует комплексная схема регулирования. При этом рассматриваются следующие ключевые мероприятия для обоснования продления срока службы: тщательная оценка целостности активов, оценка риска / сокращение риска и анализ пробелов в соблюдении нормативных требований (см. Часть 3 - Источники и дополнительная литература).

Когда активы нефтяного терминала приближаются к своему проектному сроку службы или же когда весь нефтяной терминал приближается к завершению срока действия лицензии на эксплуатацию, то возникают важные вопросы, связанные с выводом из эксплуатации, продлением срока службы или с продлением срока лицензии на эксплуатацию. На этом этапе оператору нефтяного терминала необходим практичный подход и ООП для принятия взвешенных решений. С одной стороны, компетентные органы должны обеспечить адекватные указания и применять критерии для принятия решений о продлении срока эксплуатации нефтяного терминала (или об отказе в продлении). Учитывая различные режимы инспектирования и нормативные подходы к контролю активов в странах-членах ЕЭК ООН, далее в качестве ООН подробнее рассматриваются две ситуации для управления стареющими активами/инфраструктурой: (i) Управление активами с предварительно установленным сроком службы и (ii) Управление активами с неуставленным сроком службы.

2.4.1 Управление активами с предварительно установленным сроком службы

Конструкции, находящиеся в море, обычно спроектированы и построены с определенным установленным сроком службы, как правило, в 20-30 лет, после чего происходит запланированный вывод из эксплуатации - для них это нормальная практика. Хотя этот подход к сооружениям с установленным проектным сроком службы обычно не применяется для нефтяных терминалов, можно воспользоваться таким же подходом и методологией для оценки срока службы и продления срока службы и в случае нефтяных терминалов. Цель управления стареющими активами состоит в том, чтобы обеспечить, что все активы контролируются в течение срока службы и что предпринимаются целесообразные меры для поддержания их в исправном состоянии.

Цель проведения оценки продления срока службы для существующего предприятия состоит в том, чтобы задокументировать, что активы или инфраструктура пригодны для выполнения своих функций в течение продленного срока службы и что последствия этого с точки зрения риска являются приемлемыми с учетом соображений безопасности, охраны окружающей среды и финансовых соображений (окупаемость капиталовложений).

Общая методология оценки остающегося срока службы активов включает шесть последовательных действий: (a) оценка технических условий, (b) оценка продления срока службы, (c) проверка на соответствие нормативным документам, (d) техническая пригодность для продления срока службы, (e) подготовительные меры для устаревшего оборудования, и (f) расчет эксплуатационных расходов для продления срока службы.

a) Оценка технических условий

Оценка технических условий - это обзор высокого уровня для определения оборудования, связанного с высоким риском для безопасного надежного продолжения работы. Оценка условий может основываться на результатах наблюдений на объекте, анализа документации, систем управления и опроса персонала. Она должна охватывать следующие элементы: безопасность, история работы, технические решения, документация, инспекции и обслуживание. Используется основывающаяся на риске модель оценки технических условий, оборудование ранжируется по риску с учетом текущих условий работы, последствий отказа и вероятности отказа/недоступности. В результате такой оценки технических условий составляется реестр риска для активов.

b) Оценка продления срока службы

Целью этого шага является оценка будущих условий эксплуатации и производственных сценариев для определения проблем, связанных с продолжением работы оборудования, которое считается критически важным.

Остающийся срок службы критически важных активов с высоким риском определяют на основе следующих соображений (но не ограничиваются только ими):

- Первоначальный проектный срок службы (в годах или в рабочих циклах).
- Текущий возраст и состояние оборудования.
- Как давно установлен износ и как быстро он накапливается.
- Скорость износа (постоянная, переменная, экспоненциальная).
- Предполагаемые будущие условия эксплуатации и механизмы износа.
- План обслуживания
 - Поддержка производителя и доступность запасных частей.

c) Проверка на соответствие нормативным документам

Такая проверка проводится с целью определения нынешних отклонений от требований и для оценки риска, связанного с работой при таких отклонениях. Эта проверка может дать исходные данные для процесса определения практически целесообразного низкого уровня с целью минимизации риска серьезных аварий, а также дает представление о необходимых усилиях для достижения уровня соблюдения применимого законодательства в будущем.

d) Техническая пригодность для продления срока службы

Здесь требуется обеспечить, что оборудование работает безопасно и надежно после истечения проектного срока службы. Для этого оператору обычно требуется получить согласие и технические гарантии для продления срока службы. Если

техническая оценка не дает требуемых гарантий, то оператору нефтяного терминала следует рассмотреть вопрос о выводе из эксплуатации по истечении текущего срока службы.

е) Подготовительные меры для устаревшего оборудования

Устаревшие или вышедшие из употребления активы и оборудование, особенно электрические контрольно-измерительные приборы, могут создавать проблемы. Проводится оценка, чтобы получить список оборудования, к которому более не имеется запасных частей или для которого уже прекращена поддержка со стороны изготовителя. При этом предлагаются альтернативные решения на случай выхода из строя устаревшего оборудования.

ф) Расчет эксплуатационных расходов для продления срока службы

Для определения эксплуатационных расходов, включая потребности в будущей модификации, требуется прозрачная модель расчета затрат. Такая модель должна учитывать накладные расходы, расходы операторов аналогичных объектов на замену оборудования, и она должна основываться на расчетах минимального/максимального/среднего срока модификации и соответствующих минимальных/максимальных/средних затрат.

2.4.2 Управление активами с неустановленным сроком службы

Как уже отмечалось ранее, средний расчетный срок службы обычного перерабатывающего предприятия составляет около 25 лет. Расположенные на суше предприятия должны проводить постоянное техническое обслуживание и ремонт по мере выявления старения активов при помощи целевой инспекционной программы, которая разрабатывается и вводится в действие сразу же после введения в эксплуатацию. Профилактический ремонт (остановка для технического обслуживания) обычно используется для оценки целостности критических активов и оборудования с наиболее высокими темпами износа; такое периодическое “обновление” проводится в ходе так называемого “капитального ремонта”, обычно каждые 3-5 лет.

Для устранения недостатков в нормативных/регулятивных режимах инспектирования в странах-членах ЕЭК ООН, следует применять в качестве ООП для нефтяных терминалов следующий подход, направленный на обеспечение надлежащего управления стареющими активами для предотвращения и контроля риска крупных аварий:

Операторы нефтяных терминалов, которые используют подверженные старению активы, оборудования, приборы и инфраструктуру, должны применять двухстадийный подход для обеспечения их постоянной пригодности к эксплуатации: (1) Шаг 1: Установить режим инспектирования стареющего предприятия и (2) Шаг 2: Внедрить систему управления целостностью активов для разрешения проблем, связанных с их старением.

Шаг 1 - Установить режим инспектирования стареющего предприятия

Рекомендуется принять - в качестве "сквозного подхода" - основывающийся на риске подход к инспектированию для режима инспектирования всего стареющего предприятия в целом.

Такой режим инспектирования можно структурировать с разбивкой для четырех типов активов:

- (a) Системы первого уровня удержания (1-я герметичная оболочка)
- (b) Инфраструктура
- (c) Технические средства безопасности
- (d) Электрические контрольно-измерительные системы.

Шаг 2: Внедрить систему управления целостностью активов для разрешения проблем, связанных с их старением

Жизненно важно обеспечить координацию, руководство и вовлечение владельцев и старших менеджеров в рассмотренный выше режим инспектирования стареющего предприятия. Эффективное управление в процессе старения предприятия является основой для обеспечения технической безопасности на объекте высокого уровня опасности. Поэтому абсолютно необходимо, чтобы оператор нефтяного терминала имел четкое представление о происходящих процессах, чтобы иметь возможность контролировать процессы и эффективность предпринимаемых мер. Ключевыми элементами в этом будут наличие подходящих ключевых индикаторов деятельности и четко выраженная приверженность руководства предприятия делу обеспечения целостности активов нефтяного терминала. Одним из проявлений такой приверженности будет выделение достаточных ресурсов, включая квалифицированный персонал, на контроль за старением активов предприятия.

Ключевые элементы системы управления целостностью активов включают:

- (a) План управления техническим обслуживанием и стандарты деятельности
- (b) Реестр активов с указанными критически важными для безопасности активами
- (c) Процедуры управления риском для активов, учитывающие явление старения
- (d) Управление изменениями
- (e) Инспекции и технический аудит для предприятия
- (f) Порядок отчетности об отклонениях и инцидентах и порядок их расследования
- (g) Статистический анализ и отслеживание тенденций
- (h) Меры исправления и система их отслеживания
- (i) Извлечение уроков из происшествий
- (j) Обзорный анализ

Такую систему управления целостностью активов можно интегрировать в общую рассмотренную ранее СУНТ.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ



Нефтяные терминалы относятся к промышленным объектам в высокой опасности крупномасштабных аварий в связи с осуществляемой на них деятельностью, установленным оборудованием, обращением с опасными веществами или их переработкой и в силу других особенностей. Технологии и оборудование, отобранные на стадии проектирования и планирования, и внедренные на стадии закупок, строительства и управления целостностью активов, сами по себе не могут привести к чрезвычайным ситуациям. Различные сценарии чрезвычайных ситуаций, включая крупномасштабные аварии, возникают только в процессе производственной деятельности - т.е. на стадии эксплуатации.

Персонал (специалисты различной квалификации, специализации и т.д.) является одним из ключевых элементов производственной деятельности. Уровень безопасности действующего предприятия во многом зависит от действий персонала. Успешная работа персонала, которая не приводит к возникновению чрезвычайных ситуаций, зависит от систематического подхода к управлению технологической безопасностью на нефтяном терминале.

В последующих разделах этой главы рассматриваются элементы управления безопасностью на нефтяном терминале.

3.1. Технологическая безопасность эксплуатации

Для управления действующими системами и процессами работы с опасными веществами в добыче и переработке нефти и газа, равно как и в химической промышленности применяется жесткая система технологической безопасности.

Опасные факторы бытового и производственного характера могут повредить здоровью людей, как при краткосрочном, так и при длительном контакте с опасными материалами, или же могут наблюдаться случайные травмы отдельных рабочих в результате скольжения, падения или неудачного контакта с механизмами или движущимися предметами.

Производственные опасные факторы, с другой стороны, могут привести к более тяжелым последствиям или крупным авариям, сопряженным с выбросами потенциально опасных веществ, высвобождению энергии (пожары, взрывы) или комбинации этих факторов; такие опасные факторы могут иметь катастрофические последствия и могут привести к многочисленным жертвам, экономическому ущербу, существенным потерям имущества, или же к катастрофическим изменениям в окружающей среде.

Соответственно, оператор нефтяного терминала должен прежде всего отдать приоритет технологической безопасности и управлению безопасностью на производстве, что означает приоритетную ориентацию ресурсов скорее на такие вопросы как безопасный проект, использование наилучших инженерных решений и методов, оценку технологической безопасности, управление изменениями, инспектирование, испытания и поддержание технического состояния критически важного оборудования, наличие эффективных средств сигнализации, эффективных средств технологического контроля и обучение работников, чтобы они лучше понимали и были способны справляться с рисками, возникающими в связи с безопасностью на производстве.

Управление безопасностью производственного процесса связано с особыми видами управления опасностями, выявлением и контролем опасностей, возникающих в ходе эксплуатации, таких как предотвращение утечек, разливов, отказов оборудования, превышение установленного давления, чрезмерно высокие температуры, коррозия, усталость металла и подобные прогнозируемые явления. Можно взять за основу принципы, сформулированные Ведущей группой по технологической безопасности (PSLG), 2009⁵.)

Операторы нефтяных терминалов должны внедрить интегрированную и всеобъемлющую систему управления, которая систематически и непрерывно выявляет нарушения безопасности на производстве, снижает технологические риски и управляет ими, в том числе рисками ошибок персонала, что в результате приводит риски к приемлемому уровню.

В последующих разделах данной главы рассматривается ООП для реализации СУНТ, направленной на обеспечение технологической безопасности.

3.2. Руководство безопасностью производства и культура безопасности

Установлено, что низкая культура безопасности является существенным фактором, приводящим к крупным авариям. Ведущая роль старших руководителей в вопросе культуры безопасности и целенаправленная политика исполнительного директора жизненно важны для продвижения культуры безопасности.

Приведенные ниже шесть элементов считаются существенными характеристиками для создания и развития здорового процесса культуры безопасности:

(а) Установление технологической безопасности как основной ценности:

Оператор нефтяного терминала и персонал в высокой степени привержены безопасности на производстве и несут полную ответственность за нее. Поддерживается

⁵ Ведущая группа по технологической безопасности - это объединенная группа промышленности и органов регулирования, созданная в Великобритании в сентябре 2007 г. для продвижения управления технологической безопасностью и для окончательного внедрения рекомендаций Совета по расследованию крупной аварии в Бунсфилде.

строгая исполнительная дисциплина, в результате чего и отдельные люди, и группы работников не терпят нарушений в работе.

(b) Внедрение высоких стандартов работы:

Установленные администрацией стандарты производственной деятельностью и ожидания сотрудников полностью понимаются, при этом придерживаются политики полного неприятия злостных нарушений стандартов производственной безопасности, процедур и правил.

(c) Обеспечение сильного руководства:

Руководители нефтяного терминала демонстрируют в своей деятельности модель для подражания и подтверждают свои слова делами, явно и последовательно придерживаясь избранных ими программ безопасности на производстве и намеченных целей. На поддержание высокого уровня работы выделяются адекватные ресурсы, не оказывая при этом чрезмерно высокой нагрузки на руководителей и работников.

(d) Документирование культурных ценностей:

Основные принципы и методы, характеризующие ценности, лежащие в основе деятельности компании, четко отражены в документах и периодически обсуждаются.

(e) Наделение работников ответственностью на всех уровнях:

Позитивная и доверительная рабочая атмосфера имеет своей целью избежать практики обвинений и извлечь максимальную пользу из имеющихся мест инцидентов. Оператор нефтяного терминала должен поощрять эффективное общение и взаимопонимание между руководством и работниками.

(f) Учет безопасности на производстве при принятии решений старшими руководителями:

(g) Своевременное проведение оценки рисков:

Программы безопасности на производстве носят долгосрочный характер и могут потребовать больших инвестиций в ресурсы в сравнении с инициативами, направленными на обеспечение личной безопасности. Такой длительный срок их реализации, часто необходимый для достижения результатов в сфере безопасности на производстве, необходимо тщательно учитывать при распределении ответственности и реализации ожиданий оператора нефтяного терминала, руководителей направлений и руководителей низшего звена.

3.3. Система руководства

Рассматриваемая далее система руководства включает систему управления и структуру контроля с распределением ролей и обязанностей по управлению опасными факторами нефтяного терминала.

3.3.1. Роли и ответственность

Безопасная эксплуатация и техническое обслуживание нефтяного терминала требуют наличия системы контроля хозяйствующего субъекта для обеспечения выполнения требований безопасности и надежной работы персонала на всех уровнях, начиная от руководителей и инженеров и кончая операторами и рабочими.

Четкое понимание и определение ролей и ответственности, а также обеспечение компетентности при исполнении своей роли существенно важны для достижения высокой надежности при выполнении заданий по контролю опасности крупных аварий.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить, что они:

- (a) Четко определили роли и ответственность всех работников, занятых в сфере управления, производства или проверки выполненных работ по контролю серьезных опасностей, в том числе подрядчиков и операторов судов/экипажей;
- (b) В частности, определили роли и ответственность операторов поста управления (в том числе управления автоматизированными системами) с целью обеспечения безопасной перегрузки топлива;
- (c) Определили роли и ответственность руководителей и линейных руководителей при мониторинге критически важных для безопасности аспектов перегрузочных операций с топливом.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить внедрение компетентной системы управления, учитывающей оценку риска крупной аварии, с тем, чтобы любой работник, чья деятельность влияет на опасность возникновения крупной аварии, был компетентен и знал, как необходимо действовать.

3.3.2. Комплектование персонала и организация работ

Комплектование персонала, организация сменной работы и создание рабочих условий критически важны для предотвращения, управления и смягчения последствий крупных аварий.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить, что они могут показать, что используемые схемы расстановки кадров позволяют адекватно обеспечить своевременное обнаружение, диагностирование и ликвидацию любых разумно возможных опасных сценариев.

Операторы нефтяных терминалов разрабатывают план, обеспечивающий адекватное управление в условиях сменной работы предприятия с целью контроля рисков, возникающих в результате усталости людей.

Операторы нефтяных терминалов должны анализировать условия работы, особенно условия работы персонала поста управления и работающих на открытом воздухе сотрудников, и разработать соответствующий план.

Операторы нефтяных терминалов должны разработать рекомендации по обеспечению безопасной работы, приняв за основу критерий постоянного минимального количества работников на нефтяном терминале в любое время.

3.3.3. Знание производственной безопасности и обеспечение компетентности

Низкий уровень знаний в области безопасности производства и низкая компетентность часто приводят к крупным авариям из-за недостаточного понимания опасностей, неумения надлежащим образом их идентифицировать и анализировать опасные производственные факторы в процессе анализа опасных факторов технологии (АОТ), недостаточного обучения операторов, неверных рекомендаций по принятию решений при борьбе с авариями и, в конечном счете, низком уровне принимаемых управленческих решений.

Оператор нефтяного терминала обязан обеспечить, чтобы любое лицо, находящееся в его подчинении и выполняющее задания, которые могут повлиять на безопасность нефтяного терминала, было компетентно благодаря соответствующему образованию, обучению или опыту работы, и должен вести соответствующую документацию на этот счет.

Оператор нефтяного терминала должен установить требования к уровню знаний и компетентности всех лиц, работающих на нефтяном терминале; а впоследствии необходимо проводить анализ пробелов в производственных знаниях и навыках, беря за основу требуемую компетентность. Оценка рисков и расстановка приоритетов при оценке потребностей в обучении являются следующим шагом в осуществлении программы гарантированной компетентности в вопросах безопасности на производстве.

Оператор нефтяного терминала должен разработать программу аттестации на профпригодность на основе понимания критических функций безопасности, перечня критически важных задач в области безопасности и минимального объема знаний, навыков и способностей выполнять конкретные функции, такие как работа оператора поста управления, работа оператора на производстве, работа инженера-проектировщика и т.д.

Оператор нефтяного терминала должен организовать обучение по вопросам общей информированности о рисках и конкретного обеспечения безопасности производственных процессов согласно плана обучения для того, чтобы обеспечить достаточную компетенцию работников в сфере рисков, как это описано в анализе потребностей в обучении.

Оператор нефтяного терминала определяет периодичность повышения квалификации и пересматривает потребность в обучении, учитывая свой собственный опыт работы и изменения законодательства с тем, чтобы, в конечном счете, ликвидировать пробел между реальной ситуацией и поставленными целями.

3.3.4. Образование и обучение

Подход к эксплуатации нефтяного терминала на основе его жизненного цикла требует, чтобы работники самых разных профессий и подразделений имели общее понимание и общие знания технических и управленческих вопросов, и взаимно дополняли друг друга при работе. Это требует определенного уровня обучения (переподготовки) различных работников, связанных с нефтяным терминалом, включая подрядчиков.

Соответствующий персонал должен определяться для всех стадий жизненного цикла.

Персонал, работающий на нефтяном терминале и отвечающий за его безопасность, должен иметь образование и пройти обучение в области технологии производства, стандартов и правил, а также в области реагирования на чрезвычайные ситуации.

Присущие всем потенциально опасным нефтяным терминалам неопределенности требует специальных навыков для оценки рисков и принятия управленческих решений, а также для информирования о рисках и предоставления отчетности.

Обучение соответствующего персонала должно включать в себя, помимо технических аспектов эксплуатации нефтяного терминала, также и контекстуальные вопросы, касающиеся сопутствующих дисциплин, таких как экология, социальные и финансовые вопросы и риски, которые несет персонал нефтяного терминала.

3.3.5. Руководство по эксплуатации

Эксплуатация нефтяного терминала и управление им должны осуществляться на основе Руководства по эксплуатации (которое далее рассматривается подробнее) которое разрабатывается на стадии планирования и постоянно совершенствуется. Цель Руководства по эксплуатации - обеспечение эффективного управления опасностями и рисками на нефтяном терминале.

Руководство по эксплуатации должно содержать, как минимум:

- (a) Описание нефтяного терминала и окружающей среды в месте расположения;
- (b) Описание процесса нормальной работы терминала;
- (c) Методику определения опасностей и оценки рисков;
- (d) Описание всех процедур мониторинга (места отбора проб, частота отбора проб, контрольные листы и параметры соответствия);
- (e) Порядок отчетности о нарушениях и отказах;
- (f) Процедуры, описывающие, как применяются меры в случае обнаружения нарушений;
- (g) Готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование на них;
- (h) Оценку производственной деятельности, в том числе основные показатели деятельности (достигнутые и индикаторы, по которым имеется отставание);
- (i) Обзор применимых законодательных и прочих требований, которые должны соблюдаться на нефтяном терминале (требования основных заинтересованных лиц);
- (j) Внутренний аудит и последующие мероприятия по его результатам;
- (k) Анализ управления и непрерывное совершенствование.

Руководство по эксплуатации нефтяного терминала должно включать в себя или содержать ссылки на программы внутреннего инспектирования.

3.4. Порядок работы и правила безопасности

Порядок работы регулирует осуществление запланированных операций в ходе нормального процесса преобразования сырья в готовую продукцию. Разгрузка судна является типичной рутинной задачей, выполнение которой представляется как ряд процедур, часто в виде перечня необходимых действий, которому надлежит следовать.

Правила безопасности обычно контролируют нормальные рабочие операции, горячую обработку, работу с запасенной энергией (отключение/блокировка), с сосудами и линиями открытых процессов, вход в замкнутое пространство и аналогичных нестандартных операциях. При выполнении нерутинных работ, таких как простое удаление предохранительного клапана давления, значительно увеличивается уровень риска, что может непосредственно создать условия для более вероятного возникновения катастрофической аварии. Поэтому, правила безопасности чрезвычайно важны в управлении рисками крупных аварий.

а) Порядок работы

Оператор нефтяного терминала составляет список заданий, включающий все стандартные задачи, с тем, чтобы выделить задания с высокой вероятностью рисков. Затем каждое из заданий с высоким риском рекомендуется оценить с точки зрения вероятности риска. Для снижения риска до приемлемого уровня определяются меры контроля. Необходимость в порядке работы в качестве контрольной меры при выполнении указанных заданий повышенного риска определяется оценочной группой.

Оператор нефтяного терминала рассматривает все режимы работы в списке заданий, в том числе и нормальные и необычные рабочие условия, такие как временное прекращение работы, прекращение работы на период ежегодного технического обслуживания, аварийных отключений, ввода в эксплуатацию, подготовки оборудования к техническому обслуживанию, вывода из эксплуатации и т.п.

Оператор нефтяного терминала должен обращать большое внимание на предэксплуатационные обзоры по безопасности (ПОБ), поскольку эти обзоры могут обеспечить высокий уровень безопасности, если составляются подробно и профессионально.

Оператор нефтяного терминала должен обеспечить соответствующий уровень детализации Порядка работы, и, следовательно, в необходимых случаях предусмотреть лаконичные инструкции, включая Пределы безопасной эксплуатации и последствия

отклонения от таких пределов (которые также известны как "эксплуатационные окна"), что считается ООП.

Оператору нефтяного терминала следует рассмотреть возможность разработки письменных инструкций для управления временными либо внеплановыми операциями.

Оператору нефтяного терминала следует требовать отчета от своих работников о последовательном выполнении Инструкций по эксплуатации и обеспечивать регулярный пересмотр последних.

b) Безопасные методы работы при выполнении специальных заданий

Оператор нефтяного терминала определяет, когда и где применять приемы безопасной работы. Типовыми случаями их применения являются нестандартные задачи, в выполнении которых участвуют несколько сторон, как правило, это владелец оборудования и экипаж, назначенный для выполнения определенной работы, а также либо собственный технический персонал, либо субподрядчики. После назначения исполнителей составляется краткий примерный перечень, уточняющий вид работ, которые обычно требуют применения безопасных методов работы:

- (a) Отключение / блокировка оборудования для обеспечения безопасности;
- (b) Разрыв технологической цепочки / открытие технологического оборудования;
- (c) Вход в ограниченное пространство;
- (d) Подъем и перемещение технологического оборудования;
- (e) Выемка грунта в районе либо вокруг технологического оборудования;
- (f) Временный обход блокировок.

Оператор нефтяного терминала несет ответственность за обеспечение надлежащей профессиональной подготовки всего персонала терминала и привлеченных подрядчиков, равно как и сторона, выдающая разрешения на работу, и исполнители работ.

Оператор нефтяного терминала обеспечивает наличие в установленном месте контрольных устройств, необходимых для управления доступом к особо опасным участкам.

c) Передача смены

Перегрузка опасных материалов в хранилище часто продолжается на протяжении нескольких рабочих смен и, безусловно, неточные сообщения об установке либо этапе загрузки при передаче смены могут потенциально способствовать переполнению резервуара. Такая информация стала одной из причин нескольких крупных аварий, случившихся ранее.

Операторы нефтяных терминалов должны определить и осуществлять необходимые меры для обеспечения эффективного и безопасного (сопровождающегося аудиозаписью) обмена информацией во время передачи смены и замены групп персонала. В отчетах о безопасности/декларациях безопасности нефтяных терминалов должно приводиться краткое резюме мер для обеспечения эффективного и безопасного обмена информацией при сдаче смены и замене экипажей.

3.5. Управление процессом изменений

Эффективное управление изменениями, включая организационные изменения, а также изменения в оборудовании и технологических процессах (далее называемые "техническими изменениями"), имеет жизненно важное значение для управления рисками крупных аварий.

Операторам нефтяных терминалов следует создать систему управления изменениями, которая позволит надлежащим образом рассматривать и санкционировать предложения по изменениям, включая оценку и контроль рисков, соответствующие предлагаемым изменениям. Приведенные ниже образцы практики считаются ООП для управления техническими и организационными изменениями на промышленном предприятии:

a) Управление функциональными изменениями

Операторы нефтяных терминалов должны разработать и осуществлять процедуры управления планированием и контролем всех функциональных изменений на предприятии, в технологических процессах и переменных технологических процессах, материалах, оборудовании, процедурах, программном обеспечении, дизайне или внешних обстоятельствах, которые способны повлиять на контроль над рисками возникновения крупных аварий.

Операторам нефтяных терминалов следует иметь соответствующее руководство для своих сотрудников по вопросу о том, в чем заключаются изменения на предприятии либо в технологии, а также иметь под рукой список надлежащих мероприятий по управлению рядом постоянных, временных и срочных изменений в режимах эксплуатации.

b) Управление изменениями в организационной структуре

Операторам нефтяных терминалов следует обеспечить осуществление подходящей политики и процедур для управления организационными изменениями, включая оценку рисков для определения вероятных последствий таких изменений.

Операторы нефтяных терминалов должны принимать надлежащие меры для сохранения корпоративной памяти.

Операторы должны обеспечить сохранение адекватной технической компетентности для управления рисками возникновения крупных аварий. Оператор нефтяного терминала должен не утрачивать способности оценивать воздействие работ, которые передаются субподрядчикам или сторонним исполнителям.

3.6. Общепринятая отраслевая практика (ООП) транспортировки и хранения опасных материалов

В связи с особым характером деятельности на нефтяных терминалах был разработан ряд принципов и общепринятых отраслевых практик, путем компиляции которых затем были составлены инструкции для применения при транспортировке и хранении опасных материалов:

a) Принципы управления безопасной перевалкой

Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются перевалкой и хранением опасных материалов, следует усвоить принципы общепринятой практики при управлении безопасностью перевалки.

Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются перекачкой и хранением топлива, следует рассмотреть "рабочие факторы" с целью облегчения безопасной перекачки топлива и составить письменные инструкции по эксплуатации (знание которых периодически проверяется) для всех операций на нефтяном терминале.

b) Оперативное планирование

Человеческий фактор имеют важное значение на различных этапах осуществления безопасных перегрузочных операций, включая оперативное планирование. Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются получением либо отправкой опасных материалов, следует разработать процедуры для успешного планирования и пересматривать их совместно с отправителями/получателями опасных грузов, а также всеми промежуточными лицами в цепочке перегрузки.

c) Методы оперативного контроля

На площадках, где используются / хранятся опасные вещества применяются следующие методы оперативного контроля:

- (a) Операторам нефтяных терминалов следует обеспечить наличие списка всех опасных веществ с информацией по безопасному обращению с ними. Такая информация включает откорректированный инвентарный перечень опасных материалов, фактически находящихся на хранении в цистернах, с указанием количества каждого материала.
- (b) Участки, занятые такими материалами, четко обозначаются, должным образом контролируются и регулярно инспектируются.

- (с) Заинтересованные предприятия, расположенные вблизи от нефтяного терминала, должны получать указанную информацию и обладать опытом работы, связанной с безопасным обращением с воспламеняющимися и другими опасными химическими веществами. Операторам нефтяных терминалов следует согласовывать свои действия с капитанами судов и лицами, ответственными за другие средства транспортировки (например, трубопроводы), с целью обеспечения соблюдения всех соответствующих положений и правил правильной перегрузки и хранения опасных веществ.

Особое внимание операторам нефтяных терминалов следует уделять следующим фундаментальным требованиям безопасности:

- (а) Все функциональные узлы на нефтяном терминале должны быть закреплены, закрыты, стабильны и достаточно устойчивы к механическому, тепловому и химическому воздействию (первичная безопасность);
- (b) Должна обеспечиваться непроницаемая и прочная вторичная оболочка для всех резервуаров, станций загрузки и разгрузки, и трубопроводных линий;
- (с) С помощью надежных устройств необходимо вовремя обнаруживать утечки веществ, опасных для окружающей среды, устранять их, а вытекший материал правильно перерабатывать либо удалять. Такой порядок действий применяется ко всем образовавшимся отходам.

Операторам нефтяных терминалов следует регулярно контролировать нефтяной терминал (например, емкость, уровень грунтовых вод, функционирование дренажной системы, отвод поверхностного стока).

d) Принципы договоров о перекачке/перегрузке

Отправитель несет основную ответственность за безопасную перекачку согласованного количества груза в хранилище.

Следующие принципы применяются ко всем видам перекачки, когда разные стороны контролируют:

подачу материала в резервуар/резервуары; и резервуар или резервуары. При этом, например, возможна подача материала с площадки на площадку, принадлежащие одной фирме. Они не применяются к перегрузке в случае если одно лицо или команда контролирует оба "конца" перегрузки, хотя и здесь необходим контроль на соответствующем уровне.

Операторам нефтяных терминалов, осуществляющим перегрузку различных фирм, следует согласовать со сторонами сделки номенклатуру по типам их продукции.

e) Порядок контроля и наблюдения за перегрузкой опасных материалов

Процедурные проблемы часто указывают в качестве причины крупных аварий. В основных опасных отраслях промышленности уместно применение целевых процедур,

с помощью которых возможно свести к минимуму ошибки и предотвратить утрату профессиональных знаний (например, после ухода с работы опытного персонала).

Операторам нефтяных терминалов следует обеспечить наличие описания процедур, составленных в соответствии с текущей общепринятой практикой, для применения их в случаях осуществления особо опасной эксплуатационной деятельности в сфере перегрузки и хранения топлива.

f) Связь во время перегрузочных операций

При перегрузке материала, например, из трубопровода либо судна, оператор нефтяного терминала должен располагать механизмами для обеспечения того, что загрузочное оборудование (например, резервуар-хранилище) полностью контролирует перекачку и наполнение резервуара.

Средства контроля принимающего узла должны обеспечивать возможность без угрозы для безопасности процесса прекратить перегрузку либо отклонить перегружаемый материал в другом направлении (для предотвращения утечки и возникновения других опасных условий) независимо от действий удаленной третьей стороны и наличия связи с удаленным участком. При этом необходимо принимать во внимание последствия таких действий для расположенной вверх по потоку материала трубопроводной сети / судна.

О таких случаях, как срабатывание сигнализатора предельного уровня, следует немедленно сообщать на пункты управления принимающего и передающего устройств во избежание утечки и потенциальных проблем вверх по потоку.

3.7. Управление нештатными ситуациями

При возникновении сбоев в функционировании оборудования управление нештатными ситуациями часто зависит от эффективности работы с большим количеством тревожных сигнализаторов, сконцентрированных в помещении главного пульта управления. Другой тип нештатных ситуаций, непосредственно относящийся к операторам нефтяных терминалов, требует умения координировать большое число подрядчиков на территории во время длительных перерывов в работе оборудования (для проведения технического обслуживания, ремонта и проверок).

a) Управление ситуациями после срабатывания аварийной сигнализации

Все более расширяющаяся автоматизация обеспечивает относительно спокойной оперативный сценарий, когда установка находится в стабильном состоянии. Однако, учитывая важность автоматической сигнализации в периоды возникновения неполадок, основное внимание следует уделять визуальному представлению информации, которая передается аварийной сигнализацией. Даже если число неполадок, обнаруженных в системе, относительно невелико и система не является

системой распределенного управления (СРУ), следует применять те же механизмы для обеспечения надежного реагирования на сигналы тревоги.

- Операторы нефтяных терминалов должны проводить проактивный мониторинг систем управления, таких как система датчика резервуара, чтобы сигнализация определенного уровня его наполнения срабатывала только в ситуациях, требующих вмешательства сотрудников терминала.
- Операторы нефтяных терминалов обеспечивают проверку находящихся в диспетчерской информационных дисплеев, включая человеко-машинные интерфейсы и системы сигнализации, в соответствии с ООП.
- В целесообразных случаях операторы нефтяных терминалов вводят в действие планы обновления информационных дисплеев в диспетчерской, включая человеко-машинные интерфейсы (ЧМИ) и системы сигнализации до уровня соответствия ООП.
- Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить, что модификация диспетчерской или создание новой диспетчерской, или ЧМИ проводится в соответствии с ООП, в том, что касается дизайна, разработки и тестирования.

b) Управление подрядчиками / перерывами в работе

В период подготовки к значительному перерыву в работе (прекращению эксплуатации) оборудования, например в целях инспекции танка и ремонта, операторы нефтяных терминалов обеспечивают реализацию особых видов контроля, который обычно касается большого количества подрядчиков, работающих на территории объекта. Поэтому управление в период такого перерыва должно соответствовать стандартам и ООП, принятым в нефтеперерабатывающей промышленности.

Помимо основных требований к отбору и оценке эффективности работы подрядчика (см. пункт 54 Части 1), ООП считаются и следующие дополнительные требования к управлением подрядчиками:

- (a) Объединение отдельных подрядчиков в группы подрядчиков высокого / среднего / низкого уровней риска на основании четко определенных критериев и определение соответствующих методов контроля над ними;
- (b) Назначение координаторов подрядчиков на нефтяном терминале для подрядчиков высокого и среднего уровней риска;
- (c) Проведение собраний подрядчиков высокого и среднего уровней риска до начала работ;
- (d) Обеспечение неизменного соблюдения требований к компетенции подрядчиков высокого и среднего уровней риска; проведение периодических проверок такого

соблюдения и обеспечение возможно большего участия подрядчиков в учебных программах нефтяного терминала.

3.7.1. Расследование несчастных случаев/аварий и отчетность

Поскольку технические системы становятся более надежными, основное внимание теперь сосредоточено на роли человеческого фактора в качестве причины аварий. Причины сбоев по вине человека обычно находятся глубоко в организационной структуре, принятии решений и управленческих функциях организации.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить, что они располагают надлежащими процедурами для:

- (a) Уведомление компетентных органов и предоставления отчетности по несчастным случаям/авариям и ситуациям, когда несчастного случая едва удастся избежать;
- (b) Выявления возможности возникновения несчастного случая/аварии/потенциально опасной ситуации;
- (c) Проведения изучения ситуации в соответствии с установленными потенциальными возможностями;
- (d) Выявления и устранения как непосредственных, так и глубинных причин;
- (e) Установления полученных уроков;
- (f) Контроля за принятыми мерами исправления ситуации;
- (g) Оценки эффективности корректирующих / превентивных действий.

Операторам нефтяных терминалов следует периодически проводить статистические оценки тенденций глубинных причин аварий и других системных ошибок, и принимать адекватные меры во избежание повторения несчастных случаев/аварий.

3.7.2. Мониторинг деятельности и обеспечение соблюдения

Измерение эффективности работы с целью оценки того, насколько эффективно контролируются риск, является неотъемлемой частью СУНТ.

Проактивный мониторинг обеспечивает обратную связь с такой эффективностью до аварии либо несчастного случая (например, главные ключевые показатели эффективности), тогда как реактивный мониторинг предполагает выявление несчастных случаев и составление отчета по ним с целью проверки наличия мер контроля, выявления недостатков и учебы на ошибках (отставание по показателям эффективности).

Операторам нефтяных терминалов следует обеспечить введение в действие подходящей программы активного мониторинга ключевых систем и процедур для контроля над опасностью возникновения крупных аварий.

Операторам нефтяных терминалов следует разработать интегрированный набор достигнутых и недостигнутых показателей эффективности для осуществления действенного контроля над эффективностью безопасности производственного процесса (API 754 Определение эффективности безопасности производственного процесса в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.).

Операторам нефтяных терминалов следует ввести и соблюдать порядок тестирования и калибровки приборов и оборудования, которые считаются особенно важными в смысле обеспечения безопасности, а также вести учет проведенных калибровок и технического обслуживания этих приборов.

Операторам нефтяных терминалов следует установить и соблюдать порядок периодической оценки соблюдения применяемых нормативных требований и других обязательств, которые на них распространяются.

Операторы нефтяных терминалов должны вести учет результатов периодических оценок соблюдения требований.

3.8. Оперативный учет

Операторам нефтяных терминалов следует определить, какие документы необходимы для демонстрации соблюдения юридических норм и выполнения других обязательств, которые принял на себя нефтяной терминал, в дополнение к требованиям своих СУНТ.

Операторам нефтяных терминалов следует определить, какие документы необходимы для периодического анализа эффективности мер контроля, а также для анализа инцидентов и потенциально опасных ситуаций, которые потенциально могут привести к развитию серьезной аварии.

Оператор нефтяного терминала поддерживает вышеупомянутый учет, определив место и срок хранения документов с целью обеспечения возможности их отслеживания и доступности.

Хранение соответствующих документов также необходимо для проведения периодического анализа эффективности мер по контролю безопасности, а также для анализа основных причин случившихся инцидентов и обстоятельств, способствующих возникновению несчастных случаев, которые потенциально могут перерасти в крупную аварию.

3.9. Аудиторские проверки и анализ управления

Аудиторские проверки и анализ должны выполняться на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала, включая обычный мониторинг эффективности работы (т.е. как активный мониторинг).

3.9.1. Аудит

Оператор нефтяного терминала должен проводить периодические аудиторские проверки СУНТ, МАРР и отчета о безопасности/декларации безопасности в качестве составной части своей обычной деятельности.

Аудит - это структурированный процесс сбора независимой информации об эффективности, действенности и надежности всей СУНТ. По результатам аудиторской проверки составляется план действий по исправлению ситуации. Интервалы между аудиторскими проверками не должны превышать 3-х лет.

Операторы нефтяных терминалов разрабатывают и выполняют планы аудиторской проверки, в которых определяются:

- (a) Сферы деятельности и мероприятия, подлежащие аудиторской проверке, с особым упором на технологические процессы; безопасность/контроль риска крупных аварий;
- (b) Частота аудитов в каждой охваченной сфере;
- (c) Ответственность за проведение каждого аудита;
- (d) Ресурсы и персонал, необходимые для каждого аудита;
- (e) Протоколы аудита, которые будут использоваться;
- (f) Порядок представления результатов аудита; и
- (g) Порядок последующих действий, включая ответственных за их выполнение.

Операторы нефтяных терминалов должны обеспечивать выполнение соответствующих мероприятий для проведения официального анализа пригодности СУНТ и эффективности контроля риска крупных аварий, в том числе:

Отклики на результаты проведенного аудита должны появиться в течение, например, 1 месяца после аудиторской проверки от всех соответствующих сторон, включая руководство и персонал нефтяного терминала. Меры исправления ситуации необходимо представить в последующих запланированных обзорах, которые проводятся не позже, чем через 1 год после аудиторской проверки.

3.9.2. Анализ управления

Анализ управления является ответственностью руководства нефтяного терминала. В ходе такого анализа рассматривается информация, получаемая при проведении оценок (активный и реактивный мониторинг) и аудиторской деятельности, а также вопрос о том, как инициировать меры по исправлению ситуации.

Требования к аудиту и анализу хорошо известны. Главный вопрос заключается в том, чтобы обеспечить включение безопасности технологических процессов в программы аудита и анализа.

- (a) Сферы деятельности и действия, подлежащие анализу, с уделением особого внимания технологической безопасности/контролю риска крупных аварий;
- (b) Частота проведения анализа (на различных уровнях организации);
- (c) Ответственность за проведения анализа;
- (d) Ресурсы и персонал, необходимые для каждого анализа;
- (e) Порядок предоставления отчетности по результатам анализа; и
- (f) Меры для разработки и выполнения планов улучшения ситуации

3.10. Учиться на собственном опыте

Анализ качества управления должен стать основой для обеспечения механизма эффективной обратной связи.

Оператор нефтяного терминала изучает предыдущую деятельность, чтобы не повторить обнаруженных отклонений, избежать обстоятельств, способствующих возникновению несчастных случаев, и самих происшедших несчастных случаев, и такое изучение является свидетельством его приверженности к непрерывному совершенствованию.

Оператору нефтяного терминала следует составить программное заявление, в котором устанавливается концептуальная основа, на которой демонстрируется его стремление довести управление рисками крупных аварий до приемлемого уровня, а также улучшить эффективность деятельности и соблюдение правовых норм.

3.11. Поддержание целостности и надежности активов

Должна быть введена в действие практика ПТПО, чтобы помочь обеспечить, что оборудование пригодно для работы при вводе в эксплуатацию и остается пригодным для эксплуатации в течение всего своего жизненного цикла.

3.11.1. Проверка, тестирование и профилактическое обслуживание (ПТПО) на этапе эксплуатации

Для обеспечения пригодности активов нефтяного терминала для выполнения своих функций в течение всей фазы эксплуатации, оператор нефтяного терминала должен ввести план ПТПО и четко определить задачи ПТПО. В качестве ООП рассматриваются следующие меры ПТПО:

- (a) Резервуары-хранилища и соответствующее механическое оборудование следует содержать в состоянии, удовлетворяющем ООП (например, API 65328), отражающей

соответствующие минимальные базовые отраслевые стандарты, предусмотренные для сохранения целостности резервуара и его ремонта в целях предотвращения разгерметизации.

(b) Инспекция и тестирование:

- i. Операторы нефтяных терминалов должны располагать методикой для определения объема программы сохранения целостности актива, которая предусматривает периодичность проведения инспекции и тестирования. Такая методика связана с аппаратными средствами хранения и перегрузки, измерительными и контрольными системами, оборудованием для реагирования на чрезвычайные ситуации и коммуникации, а также средствами контроля безопасности.
- ii. Инспекция и тестирование должны включать учебные программы для операторов, процедуры экстренного реагирования и поддержание контактов с аварийно-спасательными службами и местной общественностью во время чрезвычайных ситуаций.
- iii. Инспекцию и тестирование оборудования следует проводить регулярно, обычно с применением неразрушающих методов, таких как ультразвуковой, рентгеновский, магнитопорошковый и т.п., и осуществлять согласно методике, а также с интервалами, определенными организацией, устанавливающей отраслевые стандарты или исходя из оценки риска.
- iv. Операторы нефтяных терминалов должны разработать и внедрить процедуры для инспекции и калибровки оборудования и инструментов, связанных с особо большими рисками для безопасности, и в письменной форме фиксировать их применение. Инспектируется и тестируется все оборудование, такое как трубопроводы, клапаны, насосы и аварийное оборудование, например пожарные насосы, а также стационарное и мобильное противопожарное оборудование.
- v. Контрольные показатели безопасности (уровень, давление, температура) должны быть тщательно протестированы (приборы по всему циклу - датчик, логическое решающее устройство и конечный элемент) в соответствии с обычной отраслевой практикой и стандартами (например, Стандарт 61511 Международной электротехнической комиссии). Там, где система защищена сигнализацией, тестирование также включает ответ оператора, из которого ясно, что оператор понимает сигнал тревоги, и время, необходимое для реакции на тревожный сигнал и устранение аварийного состояния.
- vi. Мониторинг условий осуществляется в соответствии с намеченным графиком и отклонения либо просроченные задания СУНТ контролируются и прослеживаются в дальнейшем.
- vii. Задания СУНТ выполняются подготовленными и квалифицированными лицами, которые обязаны применять утвержденные методы / порядок работы.
- viii. Ремонтные работы производятся в соответствии с кодексами проектирования, согласованными техническими стандартами и с учетом рекомендаций производителя, в зависимости от ситуации.
- ix. План управления запасными частями следует применять для обеспечения своевременного наличия важнейших запасных частей.

- х. Должен действовать механизм для исправления недостатков и для применения уроков, полученных при отклонениях или потенциально опасных ситуациях для другого оборудования/систем.

3.12. Управление опасными факторами на этапе эксплуатации

Обычно на стадии эксплуатации также применима оценка риска, рассмотренная в разделе по отчету о безопасности/декларации безопасности.

Для всех рутинных задач часто используются оценки риска заданий, тогда как анализ производственной безопасности и анализ предэксплуатационной безопасности применяются для более сложных и специальных задач, таких как безопасный пуск после остановки и отдельные задачи по обслуживанию.

Экспертный анализ безопасности, анализ опасных технологических факторов, проверки соблюдения нормативных требований и комплексные проверки используются в процессе рассмотрения вопросов продления срока службы, закрытия и вывода из эксплуатации.

3.13. Готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование на них

Операторы нефтяных терминалов должны помнить, что утечки в принимающие воды могут вызывать далеко идущие и часто трансграничные последствия. Соответственно, должны быть введены в действие меры обеспечения готовности к чрезвычайным ситуациям и необходимо установить соответствующее оборудование для действий в чрезвычайных ситуациях.

Для обеспечения готовности к чрезвычайным ситуациям существенно важно ввести в действие системы раннего предупреждения и аварийной сигнализации. Системы раннего оповещения подразумевают двойное требование:

3.13.1. Системы предупреждения и оповещения об авариях

- соответствующая *организация*: распределение измерительных приборов, включая сеть станций, соединенных друг с другом и т.д., и
- соответствующее техническое оснащение для *выявление происшествий* и *оценки целесообразности предупреждения и оповещения*.

Системы раннего предупреждения должны устанавливаться оператором нефтяного терминала и государственными органами для всего бассейна реки.

Такие системы раннего предупреждения часто интегрируются в международные планы предупреждения и оповещения, которые вводятся международными речными комиссиями.

На нефтяном терминале должен устанавливаться непрерывный мониторинг в режиме реального времени, настроенный на различные аварийные уровни. Эти уровни необходимо согласовать с компетентным органом и скоррелировать с соответствующими пороговыми уровнями международных планов предупреждения (например, для рек Рейн, Маас, Дунай).

Для осуществления расчетов сценариев сбросов должно использоваться моделирование потока во времени (например, модель Рейна, ALAMO).

3.13.2. Оборудование/установки для реагирования на чрезвычайные ситуации

Оператору нефтяного терминала на основании оценки рисков для сценариев крупных аварий следует установить, какое оборудование является необходимым в чрезвычайных ситуациях; в качестве руководящего документа следует использовать отчет по безопасности/декларацию безопасности.

Для обеспечения готовности к потенциальным авариям необходимо иметь под рукой следующее исправное оборудование для реагирования на чрезвычайные ситуации:

(a) Противопожарная защита:

Источник противопожарного водоснабжения (резервуары-хранилища, водоснабжения города, вода в гавани), пожарные насосы, системы пожаротушения, системы пенотушения, дренчерные системы, управляемые палубные сопла с мониторами (с впрыскиванием или без впрыскивания пены), а также передвижное оборудование, такое как пожарные машины/насосы, пожарные шланги, портативные мониторы, огнетушители.

(b) Средства индивидуальной защиты;

(c) Резервный источник питания;

(d) Системы обнаружения опасности: оборудование для обнаружения газа и огня;

(e) Аварийно-спасательное оборудование для помощи пострадавшим и/или ликвидации ущерба для окружающей среды.

(f) Бассейны для удержания воды, используемой для тушения пожара.

(g) Стационарные/пассивные системы защиты (сборник для ливневых стоков, брандмауэр, обваловка и т.д.)

3.13.3. Аварийные команды

Оператор нефтяного терминала должен обеспечить организацию аварийной команды, которая способна реагировать по сценариям определенных крупных аварий. Аварийная

команда должна соответствовать, как минимум, применимым нормативно-правовым требованиям.

Оператор нефтяного терминала должен обеспечить на основании результатов оценки необходимых потребностей и в соответствии с нормативно-правовыми требованиями организацию и выполнение программ подготовки.

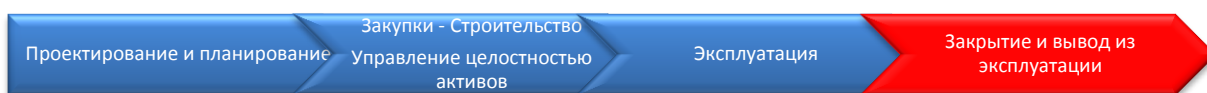
Каждый участник системы обеспечения безопасности должен получить подготовку и участвовать в учениях. Соответственно, по определению, это касается каждого сотрудника предприятия, а особенно выполняющих ключевые роли, от охранника и до директора.

Оператор нефтяного терминала должен обеспечить проведение адекватного числа аварийных учений, т.е. как минимум, в соответствии с применимыми нормативно-правовыми требованиями.

Компетентные органы могут требовать, чтобы отдельные сценарии отрабатывались вместе с другими аварийными командами, располагающимися в том же регионе. Следует предусмотреть ежегодные проверки.

Должна быть введена в действие система для оценки адекватности возможностей аварийной команды действовать в условиях сценариев крупных аварий.

4. ЗАКРЫТИЕ И ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ



Основным содержанием деятельности на стадии вывода из эксплуатации является предотвращение и контроль загрязнения. Для этого требуется ввести план вывода из эксплуатации для существующих и для новых промышленных предприятий, чтобы предотвратить загрязнение окружающей среды или свести его к минимуму. При этом разграничивают временное закрытие и окончательный вывод из эксплуатации.

4.1. Временное закрытие ("консервация")

Промышленное предприятие может быть временно закрыто, полностью либо частично, в случае падения спроса на поставки топлива / сырья, неблагоприятных рыночных условий либо по другим экономическим причинам. В период этапа деактивации (который также называют "консервацией" либо "фазой спячки") рекомендуется применение следующих ООП. Указанная фаза спячки длится, как правило, около одного года и не должна превышать трех лет, после чего производится реактивация либо вывод из эксплуатации.

Оператор нефтяного терминала должен разработать план временного закрытия предприятия, в котором учтены, как минимум, следующие положения:

- (a) Закрытие предприятия не должно привести к отрицательным последствиям для окружающей среды либо нанести неизбежный вред здоровью людей, работающих на территории предприятия;
- (b) Закрытие предприятия не нанесет существенного вреда или не станет тяжелой обузой для коммуникаций общественного пользования, а также для других предприятий либо земельных территорий, прилегающих к этому предприятию;
- (c) Имеющиеся компоненты сырье и отходы надлежащим образом вывозятся с территории предприятия и утилизируются или уничтожаются безвредным способом.

Очевидно, что при временном закрытии территория, не освобождается. Перед началом любых работ с целью временного закрытия, оператор нефтяного терминала согласовывает с компетентным органом, отвечающим за надзор, план временного закрытия, который предусматривает следующие рекомендации:

- (a) Участки нефтяного терминала, на которых находятся вещества, опасные с точки зрения загрязнения воды, должны быть осушены, дезактивированы и, при необходимости, инактивированы веществом, не опасным для воды (например, водой или азотом);
- (b) Все трубопроводы должны быть отсоединены от резервуаров и цистерн для хранения и плотно зафланцованы;

- (с) Все резервуары и трубопроводы, остающиеся на месте, очищаются и обрабатываются для консервации инертным газом либо гидрофобной пеной, по мере целесообразности;
- (d) Устройства контроля утечек должны оставаться под контролем / наблюдением;
- (е) Все временно закрытые участки промышленного объекта, должны быть защищены от незаконного использования;
- (f) Считается неприемлемым хранить бочки с веществами, опасными для воды. Если это невозможно / не является экономически эффективным по причине временного закрытия предприятия, необходимо выполнять соответствующие рекомендации международных речных комиссий. Склады с бочками не должны считаться закрытыми промышленными объектами;
- (g) Временно закрытые участки нефтяного терминала, которые расположены на территориях, подверженных наводнениям, должны быть защищены в соответствии с рекомендациями международных речных комиссий по защите от наводнений;
- (h) До ре-активации законсервированного предприятия или частей промышленного объекта их следует проинспектировать в соответствии с рекомендациями речных комиссий и другими применимыми рекомендациями. Условия повторной активации следует отразить в плане временного закрытия.

4.2. Окончательный вывод из эксплуатации

Вывод из эксплуатации означает окончательное закрытие установки или целого промышленного объекта. Вывод из эксплуатации предусматривает демонтаж, снос и утилизацию построек и инфраструктуры терминала, и, не в последнюю очередь, урегулирование потенциальных денежных обязательств, связанных с частичным или полным прекращением деятельности нефтяного терминала.

Нефтяные терминалы закрываются в следующих случаях:

- (a) Если соблюдены соответствующие условия, указанные в разрешении, а продолжение эксплуатации путем продления срока службы не оправдано с экономической точки зрения;
- (b) По обоснованной просьбе оператора и получения разрешения от компетентного органа; или
- (с) Если компетентный орган примет соответствующее решение по очевидным и обоснованным причинам (например, из-за установленного ущерба для окружающей среды или уведомления о нависшей угрозе такого ущерба).

При проектировании новых промышленных объектов важно предвидеть будущую деятельность по выведению его из эксплуатации и предусмотреть ее на стадии проектирования и планирования; принципы так называемого "проектирования с учетом вывода из эксплуатации" рекомендуются как ООП для новых предприятий / установок (см также Главу 1.5.1.).

4.2.1. Обязанности оператора нефтяного терминала перед выводом из эксплуатации

(a) Нормативно-правовая база:

Чрезвычайно важно установить все юридические требования на раннем этапе стадии планирования и проконсультироваться у соответствующих органов, чтобы понять их требования. Помимо профильного международного законодательства оператору нефтяного терминала следует определить применяемое региональное и национальное законодательство и скомпилировать общую нормативную базу по вопросам вывода из эксплуатации.

(b) Уведомления:

В ходе планирования действий в период вывода предприятия из эксплуатации возникает необходимость отправления соответствующих уведомлений различным местным и национальным органам. В зависимости от планируемого будущего использования земли, возможно, придется планировать дополнительные меры по предотвращению загрязнения либо устранению его последствий.

(c) Ответственность за охрану окружающей среды:

После окончательного прекращения деятельности оператор нефтяного терминала должен оценить состояние почвы и загрязнение грунтовых вод соответствующими использованными опасными веществами, образовавшимися либо высвобожденными в результате операций на терминале и сравнить полученные данные с "исходным состоянием".

При прекращении деятельности оператору нефтяного терминала следует применять процедуры оценки рисков для установления фактического состояния окружающей среды и уровня степени загрязнения почвы и грунтовых вод.

В случае нанесения окружающей среде значительного ущерба по причине операций нефтяного терминала или реальной угрозы нанесения такого ущерба, оператор нефтяного терминала определяет меры и разрабатывает методы устранения ущерба, нанесенного почве, и минимизации рисков причинения ущерба окружающей среде, направленные на достижение исходного состояния (возвращение территории в состояние, описанное в отчете об исходном состоянии окружающей среды).

Следует отметить, что международное законодательство не препятствует соответствующим странам-членам принимать или применять более строгие положения, касающиеся предотвращения загрязнения окружающей среды и устранения экологического ущерба.

Наилучшие доступные технологии (НДТ), когда это применимо, должны быть включены в разрешения компетентным органом. Разрешение также должно включать предельные значения выбросов загрязняющих веществ или эквивалентные параметры, или технические меры, соответствующие требованиям к защите почвы и грунтовых вод и к проведению мониторинга.

4.2.2. Обязательства оператора нефтяного терминала в период вывода предприятия из эксплуатации

Оператор нефтяного терминала обязан утвердить общие руководящие принципы безопасности и охраны труда для предотвращения и контроля воздействий работы терминала на здоровье и безопасность населения, которые могут возникнуть в конце жизненного цикла нефтяного терминала, включая вывод из эксплуатации.

Основные проблемы, для разрешения которых должны быть введены в действие процедуры и передовая практика, связаны с минимизацией неблагоприятных последствий и предотвращением несчастных случаев с нарушением безопасности:

- (a) Шум и вибрация (например, во время земляных работ, использование экскаваторной техники, подъемных кранов и транспортировка материалов и людей);
- (b) Эрозия почвы (например, поверхность почвы не защищена от дождя и ветра во время земляных и экскаваторных работ); во время указанных работ возможно образование пыли в виде осадков от перевозки грузов / частиц почвы, которые, в свою очередь, могут повлиять на качество природных водных систем;
- (c) Качество воздуха (деятельность по выведению объекта из эксплуатации может способствовать образованию неконтролируемых выбросов пыли, волокон асбеста и других опасных материалов);
- (d) Опасные материалы (выбросы нефтяных продуктов, таких как смазки, гидравлические жидкости, ПХБ, масел и т.п. во время хранения, транспортировки или использовании в оборудовании, для удаления пролитого материала и т.д.);
- (e) Твердые отходы (отходы неопасных материалов, например металлолом и строительные материалы на основе цемента),
- (f) Воздействие профессиональных рисков для здоровья и безопасности (например, эргономические травмы во время ручной обработки, скольжения и падения, работы на высоте; поражение предметами, движущейся техникой, во время работы в замкнутых пространствах и осуществления земляных работ, а также при движении транспорта).

Кроме того, оператор нефтяного терминала несет ответственность за обеспечение непрерывного осуществления трех ключевых видов деятельности:

- (a) Осуществление плана закрытия.
- (b) В зависимости от результатов оценки экологических рисков и степени причиненного экологического ущерба, нефтяной терминал обязан предпринять необходимые действия, направленные на удаление, контроль, герметизацию или сокращение количества соответствующих опасных веществ с целью приведения территории в приемлемое состояние, принимая во внимание его настоящее или утвержденное будущее использование.
- (c) В разрешение включается экологический мониторинг, отчетность и результаты оценки экологических рисков (например, выбросы в воздух и воду от резервуаров-хранилищ, сброс сточных вод, мониторинг подпочвенных вод и удаление отходов).

4.2.3. Обязательства оператора нефтяного терминала после вывода из эксплуатации

После закрытия объекта оператор нефтяного терминала остается ответственным за мониторинг, отчетность и выполнение мер исправления ситуации до тех пор, пока участок не возвращается в удовлетворительное состояние, как указано в отчете об исходном состоянии окружающей среды.

Оператор нефтяного терминала также отвечает за изоляцию промышленного объекта терминала и вывоз оборудования. Вышеуказанные обязательства должны выполняться на основании плана действий после закрытия предприятия, который составляется оператором нефтяного терминала в соответствии с ООП. Предварительный план действий после закрытия предприятия представляется в компетентный орган.

Перед окончательным закрытием объекта нефтяного терминала предварительный план действий после закрытия должен быть:

- (a) Обновлен, насколько это необходимо, принимая во внимание результаты анализа риска, ООП и технологические усовершенствования;
- (b) Представлен в компетентный орган на утверждение; и
- (c) Утвержден компетентным органом в качестве окончательного плана действий после закрытия предприятия (окончательного вывода из эксплуатации).

Считается, что в момент утверждения окончательного плана действий после закрытия ответственность оператора нефтяного терминала официально переходит к компетентному органу. Впоследствии, компетентный орган будет отвечать за дальнейший мониторинг и меры исправления ситуации с учетом назначения площадки нефтяного терминала в будущем.

4.3. Управление опасными факторами в процессе вывода из эксплуатации

В процессе рассмотрения вопросов продления срока службы, закрытия и вывода из эксплуатации используются экспертный анализ безопасности, анализ опасных технологических факторов, проверки соблюдения нормативных требований и комплексные проверки.

ЧАСТЬ 3 - ИСТОЧНИКИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

ADNR Regulation for the Carriage of Dangerous Substances on the Rhine (<http://www.ccr-zkr.org/12020400-en.html>).

American Petroleum Institute (API, May 2012): The complete guide to API 2350, 4th edition, in: http://www2.emersonprocess.com/en-US/brands/rosemounttankgauging/safety/Documents/CompleteGuideAPI2350_901030en_RevAB.pdf.

American Petroleum Institute (API, April 2010): RP 754. Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries.

American Petroleum Institute (API, April 2009): Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, API standard 653, 4th edition, in: <http://www.dacon-inspection.com/download/api/API-653%20-2009.pdf>.

Basle Chemical Industry (BCI, 2009): TRCI Tank Farm Guidelines for the Chemical Industry, in: <https://www.google.ch/search?q=TRCI&ie=utf-8&oe=utf-8&aq=t&rls=org.mozilla:en-GB:official&client=firefox-a>.

Central Commission for the Navigation of the Rhine (June 2010): International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals (ISGINTT), in: http://www.isgintt.org/files/isgintt062010_en.pdf.

Central Commission for the Navigation of the Rhine (June 2010): International Safety Guide for oil tankers and terminals (ISGOTT), 5th edition, in: <http://www.isgott.co.uk>

COMAH Competent Authority (June 2010): Ageing Plant Delivery Guide, Publication of new guidance for industry.

Det Norske Veritas (DNV) (December 2010): Lifetime Extension Assessment.Method Statement, developed by Øyvind Amundsgård, section Operational and Asset Excellence. DNV Norway.

Engineering Equipment and Materials Users' Association (EEMUA, 2011): Prevention Of Tank Bottom Leakage - A Guide For The Design And Repair Of Foundations And Bottoms Of Vertical, Cylindrical, Steel Storage Tanks, EEMUA 183:2011, ISBN 978 0 85931 183 0.

European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways (ADN) (<http://www.unece.org/trans/main/dgdb/ac2/ac2age.html>).

European Commission (May 2011): Guidelines on the Application of Directive 94/9/EC (ATEX Guidelines), 3rd edition, updated, in: http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/mechanical/files/atex/guide/atexguidelines-may2011_en.pdf.

European Parliament (December 1996): Directive 96/82/EC of 9 December 1996 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0082:EN:HTML>

European Parliament (July 2012): Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC, in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:197:0001:0037:EN:PDF>.

European Parliament (September 2008): Directive 2008/68/EC of the European Parliament and of the Council of 24 September 2008 on the inland transport of dangerous goods, in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:260:0013:0059:en:PDF>.

European Parliament (November 2010): Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control), in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:en:PDF>.

Health and Safety Executive (HSE, 2009): HSE report on Safety and Environmental Standards for Fuel Storage Sites (Buncefield report), in: www.hse.gov.uk/comah/buncefield/fuel-storage-sites.pdf.

Health and Safety Executive (HSE, 2010): Plant ageing study, Phase 1 Report, Report RR823, HSE Books.

Health and Safety Executive (HSE, 2006): Plant ageing: Management of equipment containing hazardous fluids or pressure (www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr509.pdf).

Health and Safety Executive (HSE, 2006): Ageing Plant Operational Delivery Guide (<http://www.hse.gov.uk/comah/guidance/ageing-plant-core.pdf>)

International Chamber of Shipping / Oil Companies International Marine Forum / International Association of Ports and Harbors (2006): International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT), Fifth Edition, ISBN 1 85609 291 7.

International Electrotechnical Commission System for Certification to Standards relating to Equipment for Use in Explosive Atmospheres (IECex System), in: <http://www.iecex.com/>

International Society of Automation (September 2004): Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 1. Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements, in: http://www.isa.org/Content/Microsites267/SP79,_Cryogenic_Valves/Home265/S_840001_Pt1.pdf.

Ministère de l'écologie, de l'énergie du développement durable et de la mer (January 2010): Plan de modernisation des installations industrielles. Prévenir les risques liés au vieillissement, in: www.developpement-durable.gouv.fr.

Occupational Safety and Health Administration (OSHA, February 1992): Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals standard, 29 CFR 1910.119, in: http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9760.

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 1996): OECD Guidance Concerning Chemical Safety in Port Areas (OCDE/GD(96)39), in: [http://search.oecd.org/officialdocuments/displaydocumentpdf/?cote=ocde/gd\(96\)39&doclanguage=en](http://search.oecd.org/officialdocuments/displaydocumentpdf/?cote=ocde/gd(96)39&doclanguage=en).

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2012): Corporate Governance for Process Safety: Guidance for Senior Leaders in High Hazard Industries, in: <http://www.oecd.org/env/ehs/chemical-accidents/corporate%20governance%20for%20process%20safety-colour%20cover.pdf>

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2003): Guidance on Safety Performance Indicators, in: <http://www.oecd.org/env/ehs/chemical-accidents/48356891.pdf>

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2003): OECD Guiding Principles for Chemical Accident Prevention, Preparedness and Response, in: <http://www.oecd.org/env/ehs/chemical-accidents/Guiding-principles-chemical-accident.pdf>

United Nations Economic Commission for Europe (2011): A Common Regulatory Framework for Equipment Used in Environments with an Explosive Atmosphere: ECE/TRADE/391, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/trade/Publications/WP6ece_trade_391E_SIEEE-CRO.pdf

United Nations Economic Commission for Europe (June 1998): Convention on Access to Information, Public Participation in Decision-making and Access to Justice in Environmental Matters, in: <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/pp/documents/cep43e.pdf>.

United Nations Economic Commission for Europe (1991): Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/legaltexts/Espoo_Convention_authentic_ENG.pdf.

United Nations Economic Commission for Europe (January 2014): Convention on the Protection and Use of Transboundary Watercourses and International Lakes, as amended on 30 November 2012 in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2013/wat/ECE_MP.WAT_41.pdf

United Nations Economic Commission for Europe (May 2013): Convention on the Transboundary Effects of Industrial Accidents, as amended on 19 March 2008, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2013/TEIA/1321013_ENG_Web.pdf.

United Nations Economic Commission for Europe (August 2004): Protocol on Civil Liability and Compensation for Damage caused by the Transboundary Effects of Industrial Accidents on Transboundary Waters, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/civil-liability/documents/protocol_e.pdf.

United Nations Economic Commission for Europe (May 2003): Protocol on Strategic Environmental Assessment to the Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context; in: <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/legaltexts/protocolenglish.pdf>.

United Nations Economic Commission for Europe (December 2008): Safety Guidelines and Good Practices for Pipelines, ECE/CP.TEIA/2006/11, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2008/TEIA/ece.cp.teia.16_-_Guidelines_for_Pipelines_E.pdf.

United Nations Economic Commission for Europe (October 2008): Safety Guidelines and Good Practices for Tailing Management Facilities, ECE/CP.TEIA/2008/9, in: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2008/TEIA/ECE_CP_TEIA_2008_9E.pdf.

United Nations Environment Programme (2010): A Flexible Framework for Addressing Chemical Accident Prevention and Preparedness. A Guidance Document, in: <http://capp.eecentre.org/Flexible-Framework-Guidance.aspx>

World Bank Group (April 2007): Environmental, Health, and Safety Guidelines for Crude Oil and Petroleum Product Terminals, in: <http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/81def8804885543ab1fcf36a6515bb18/Final%2B-%2BCrude%2BOil%2Band%2BPetroleum%2BProduct%2BTerminals.pdf?MOD=AJPERES&id=1323162170625>.

Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) - <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:en:PDF>