

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ ООН

# Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для **нефтяных терминалов**



ОРГАНИЗАЦИЯ  
ОБЪЕДИНЕННЫХ  
НАЦИЙ



РУКОВОДСТВО ПО МЕРАМ  
БЕЗОПАСНОСТИ И ОБЩЕПРИНЯТОЙ  
ОТРАСЛЕВОЙ ПРАКТИКЕ  
ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ТЕРМИНАЛОВ



**ОРГАНИЗАЦИЯ ОБЪЕДИНЕННЫХ НАЦИЙ**

НЬЮ ЙОРК И ЖЕНЕВА, 2015

Примечание:

Условные обозначения документов Организации Объединенных Наций состоят из прописных букв и цифр. Когда такое обозначение встречается в тексте, оно служит указанием на соответствующий документ Организации Объединенных Наций.

Употребляемые обозначения и изложение материала в настоящем издании не означает выражения со стороны Секретариата Организации Объединенных Наций какого бы то ни было мнения относительно правового статуса любой страны, территории, города или региона, или их властей, или относительно делимитации их границ.

Настоящее издание публикуется только на английском и русском языках.

ECE/CP.TEIA/28

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, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии)

Алексей Исаков (GCE Group, Российская Федерация)

Энди Робертс (Ассоциация нефтяной промышленности Соединенного Королевства)

Герхард Винкельман-Ои (Федеральное агентство по охране окружающей среды Германии)

Под редакцией:

Секретариата Конвенции Европейской экономической комиссии ООН о трансграничном воздействии промышленных аварий

Авторское право © Организация Объединенных Наций, 2015 год.

Все права охраняются. Никакие материалы настоящего издания не могут использоваться, воспроизводиться или передаваться целиком или частично в любой форме или любыми электронными или механическими средствами, включая использование средств фотокопирования, регистрации или системы хранения и извлечения информации, без указания ссылки на публикацию и владельцев авторского права. При составлении настоящей публикации авторы воспользовались рядом источников, и поэтому заинтересованные лица, на которых эта публикация ориентирована, могут использовать и цитировать ее при условии надлежащего указания ссылки на источник.

Фотографии: © Shutterstock

Макет и дизайн : © Zoï Environment Network



# ПРЕДИСЛОВИЕ

На нефтяных терминалах хранят огромные количества опасных веществ, из-за чего они могут представлять серьезную опасность для человека и для окружающей среды, особенно в случае ненадлежащего проектирования, строительства, управления, эксплуатации или обслуживания. Авария на нефтяном терминале может привести к неконтролируемым разливам, пожарам и взрывам, потенциально приводя к гибели людей или к масштабной экологической катастрофе. Разрушительное воздействие таких аварий на человека и на окружающую среду, а также их далеко идущие и серьезные последствия продемонстрировали несколько масштабных аварий, произошедших в последние годы в регионе Европейской экономической комиссии ООН (ЕЭК).

С начала 1990-х годов, ЕЭК занялась предотвращением промышленных аварий, готовностью к ним и реагированию на них, особенно аварий с трансграничными воздействиями. Конвенция ЕЭК о трансграничном воздействии промышленных аварий 1992 г. (Конвенция о промышленных авариях) помогает защитить людей и окружающую среду за счет предотвращения таких аварий, насколько это возможно, сокращения их частоты и серьезности, и за счет ограничения их последствий.

Эффективное и безопасное хранение и распределение нефтепродуктов связано с техническими и экологическими проблемами, но при этом оно остается существенно важным для экономической деятельности.

Поскольку каждое предприятие является уникальным, то требуется индивидуальный и всесторонний подход, чтобы обеспечить эксплуатацию нефтяных терминалов безопасным, экологичным и экономичным образом. Это также следует рассматривать и с учетом изменения климата, которое может повышать вероятность промышленных аварий, вызываемых стихийными бедствиями. Наводнения могут создавать серьезный риск для нефтяных терминалов, особенно для тех из них, которые размещаются в поймах крупных международных рек.

В ответ на необходимость повышения безопасности нефтяных терминалов, страны-члены ЕЭК решили разработать руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов в рамках проекта по улучшению управления опасными факторами и кризисного управления в дельте Дуная, который выполняется под эгидой Программы помощи Конвенции. Руководство по мерам безопасности разрабатывалось международной экспертной группой в процессе консультаций с международными организациями, странами-членами

ЕЭК, операторами нефтяных терминалов, финансовыми институтами и неправительственными организациями. На своем последнем заседании в Женеве, в декабре 2014 г., Конференция Сторон Конвенции о промышленных авариях рекомендовала это руководство к применению странами-членами ЕЭК.

Я надеюсь, что это руководство будет полезным для поддержки политических руководителей, операторов нефтяных терминалов и общественности в повышении уровня информированности и в реализации образцов лучшей практики, процедур, стандартов безопасности и подходов к технической и организационной безопасности в течение всего жизненного цикла нефтяных терминалов.

Я ожидаю успешной реализации руководства во всем регионе ЕЭК, в частности Сторонами Конвенции о промышленных авариях и другим странами региона, чтобы ограничить количество аварий на нефтяных терминалах и серьезность их возможных последствий для здоровья человека и для окружающей среды.

**Кристиан Фриис Бах**



Исполнительный секретарь  
Европейской экономической комиссии ООН

# 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.

Эта публикация была бы невозможной без огромного вклада указанных ниже авторов и экспертов. Председателем международной экспертной группы, созданной для подготовки этого руководства по мерам безопасности, был Герхард Винкельман-Ои (Федеральное агентство по охране окружающей среды Германии). Мы выражаем особую благодарность Германскому федеральному агентству по охране окружающей среды за предоставленное финансирование.

Замечания и дополнительные материалы представили следующие эксперты/организации: Ионел Андееску (Danube Logistics), Герд Хофман (Региональный совет Дармштадта, Германия), Александр Москаленко (GCE Group, Российская Федерация), Энди Робертс (Ассоциация нефтяной промышленности Великобритании, UKPIA), Джилл Михелссен (Европейский Союз), Марк Хейлвуд (Государственное бюро по охране окружающей среды, метрологии и охране природы Федеральной земли Баден-Вюртемберг), Майкл Блум (Провинциальное бюро по делам сельского хозяйства, охраны окружающей среды и планирования землепользования, Итцехо, Германия), Эмилия Вахлстром (Объединенная группа по окружающей среде Программы ООН по окружающей среде/Управления ООН по координации гуманитарной деятельности), 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

ПРЕДИСЛОВИЕ	III
БЛАГОДАРНОСТИ	V
СОКРАЩЕНИЯ	VIII
ВВЕДЕНИЕ	1
ЦЕЛИ И ОХВАТ	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
<b>ЧАСТЬ 1 - ПРИНЦИПЫ И ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ</b>	<b>6</b>
1. ПРИНЦИПЫ	6
1.1. Общие рекомендации	7
1.1.1. Рекомендации для стран-членов ЕЭК	8
1.1.2. Рекомендации для компетентных органов	9
1.1.3. Рекомендации для операторов нефтяных терминалов	12
<b>ЧАСТЬ 2 - ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ БЕЗОПАСНОСТИ</b>	<b>16</b>
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ	16
1.1. Исходное состояние окружающей среды и оценка воздействия на нее	17
1.1.1. Исходное состояние окружающей среды	17
1.1.2. Оценка воздействия на окружающую среду	18
1.2. Расположение предприятия, планировка объекта и планирование землепользования	19
1.2.1. Расположение и планировка терминала	19
1.2.2. Планирование землепользования	20
1.3. Безопасное проектное решение	21
1.3.1. Соображения в связи с первым уровнем защиты	21
1.3.2. Соображения в связи со вторым уровнем защиты	22
1.3.3. Соображения в связи с третьим уровнем защиты	23
1.4. Управление опасностями	24
1.4.1. Управление опасностями на стадии получения разрешения	25
1.5. Планирование действий в чрезвычайных ситуациях	28
1.5.1. Планы действий в чрезвычайных ситуациях - общие положения	28
1.5.2. Внутренние планы действий в чрезвычайных ситуациях	29
1.5.3. Внешние планы действий в чрезвычайных ситуациях	30
2. ЗАКУПКА, СТРОИТЕЛЬСТВО И УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ АКТИВОВ	31
2.1. Обеспечение качества в ходе строительства и ввода в эксплуатацию	31
2.2. Целостность и надежность активов	32
2.3. Управление опасностью на этапе строительства и ввода в эксплуатацию	32
2.4. Управление сроком службы стареющих активов	33
2.4.1. Управление активами с предварительно установленным сроком службы	33
2.4.2. Управление активами с неустановленным сроком службы	35



<b>3.</b>	<b>ЭКСПЛУАТАЦИЯ</b>	<b>37</b>
3.1.	Технологическая безопасность эксплуатации	37
3.2.	Руководство безопасностью производства и культура безопасности	38
3.3.	Система руководства	39
3.3.1.	Роли и ответственность	39
3.3.2.	Комплектование персонала и организация работ	40
3.3.3.	Знание производственной безопасности и обеспечение компетентности	40
3.3.4.	Образование и обучение	41
3.3.5.	Руководство по эксплуатации	42
3.4.	Порядок работы и правила безопасности	42
3.4.1.	Порядок работы	43
3.4.2.	Безопасные методы работы при выполнении специальных заданий	43
3.4.3.	Передача смены	44
3.5.	Управление процессом изменений	44
3.5.1.	Управление техническими изменениями	45
3.5.2.	Управление изменениями в организационной структуре	45
3.6.	Общепринятая отраслевая практика транспортировки и хранения опасных материалов	45
3.7.	Управление нестандартными ситуациями	47
3.7.1.	Управление ситуациями после срабатывания аварийной сигнализации	48
3.7.2.	Управление подрядчиками/перерывами в работе	48
3.7.3.	Расследование несчастных случаев/аварий и отчетность	49
3.7.4.	Мониторинг деятельности и обеспечение соблюдения	49
3.8.	Оперативный учет	50
3.9.	Аудит и анализ управления	50
3.9.1.	Аудит	50
3.9.2.	Анализ управления	51
3.10.	Учеба на собственном опыте	51
3.11.	Поддержание целостности и надежности активов	52
3.11.1.	Проверка, тестирование и профилактическое обслуживание на этапе эксплуатации	52
3.12.	Управление опасностью на этапе эксплуатации	53
3.13.	Готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование на них	53
3.13.1.	Системы предупреждения и оповещения об авариях	54
3.13.2.	Оборудование/установки для реагирования на чрезвычайные ситуации	54
3.13.3.	Аварийные команды	55
<b>4.</b>	<b>ЗАКРЫТИЕ И ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	<b>55</b>
4.1.	Временное закрытие («консервация»)	55
4.2.	Окончательный вывод из эксплуатации	57
4.2.1.	Обязанности оператора нефтяного терминала перед выводом из эксплуатации	57
4.2.2.	Обязательства оператора нефтяного терминала в период выведения предприятия из эксплуатации	58
4.2.3.	Обязательства оператора нефтяного терминала после вывода из эксплуатации	59
4.3.	Управление опасностью в процессе вывода из эксплуатации	60
<b>ЧАСТЬ 3 - ИСТОЧНИКИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА</b>		<b>61</b>

## СОКРАЩЕНИЯ

<b>ADN</b>	Европейское соглашение о международных перевозках опасных грузов по внутренним водным путям
<b>ADNR</b>	Правила перевозки опасных грузов по Рейну
<b>МППУР</b>	Минимальный практически приемлемый уровень риска
<b>API</b>	Американский институт нефти (American Petroleum Institute)
<b>ANSI</b>	Американский национальный институт стандартов
<b>ASME</b>	Американское общество инженеров-механиков
<b>НДТ</b>	Наилучшая доступная технология/метод
<b>DIN</b>	Германский институт стандартизации (Deutsches Institut für Normung)
<b>ЕЭК</b>	Европейская экономическая комиссия ООН
<b>ОВОС</b>	Оценка воздействия на окружающую среду
<b>ЕС</b>	Европейский Союз
<b>ООП</b>	Общепринятая отраслевая практика
<b>ОО/ОР</b>	Определение опасности и оценка риска
<b>IEC</b>	Международная электротехническая комиссия
<b>ПТПО</b>	Проверка, тестирование и профилактическое обслуживание
<b>ППКУ</b>	Политика предотвращения крупных аварий
<b>СУНТ</b>	Система управления нефтяным терминалом
<b>РП</b>	Рекомендуемая практика (API)

## ВВЕДЕНИЕ

Конвенция Европейской экономической комиссии ООН (ЕЭК) 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 его стран-членов (исключая Ирландию и Мальту), относятся также Албания, Армения, Азербайджан, Беларусь, Босния - Герцеговина, Казахстан, Монако, Черногория, Норвегия, Молдова, Российская Федерация, Сербия, Швейцария и БюР Македония. В 2004 г. Конференция Сторон Конвенции утвердила Программу помощи, чтобы поддержать Стороны из Восточной и Юго-Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии в реализации Конвенции.

В 2010 г., в рамках Программы помощи, был инициирован проект в Республике Молдова, Румынии и Украине по улучшению управления опасными факторами и кризисного управления в дельте Дуная. В процессе анализа потенциального риска опасных установок в дельте Дуная 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. Чтобы улучшить управление рисками в этих трех странах дельты Дуная, а также отношения между ними, 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 могут также присутствовать на нефтяных терминалах во всем регионе ЕЭК, то в марте 2012 г. в рамках Конвенции была создана международная экспертная группа для разработки руководства по безопасности, чтобы помочь правительственным структурам и операторам обеспечить адекватный уровень безопасности на таких объектах и гармонизовать стандарты безопасности для нефтяных терминалов во всем регионе.

На своем первом заседании рабочая группа проанализировала основания и потребность в разработке данного руководства. Принимая во внимание, что аварии и инциденты 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 терминалов<sup>1</sup> - и эти разливы причинили серьезный ущерб рыболовству, социальной и экономической деятельности, а также водной среде.

1 См. Статистику по разливам нефти с танкеров - документ размещен на сайте Международной федерации по ограничению ответственности владельцев танкеров в случае загрязнения моря ([http://www.itopf.com/information-services/data-and-statistics/statistics/index.html#no\\_](http://www.itopf.com/information-services/data-and-statistics/statistics/index.html#no_)).



Кроме того, во многих случаях любой инцидент на нефтяном терминале чреват значительно большими расходами 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 ЕЭК ставит своей целью преодолеть эти и прочие недостатки, предоставив практический обзор мер безопасности, необходимых для управления подобными объектами, структурированный в соответствии с жизненным циклом нефтяного терминала.

В подобном контексте, международная экспертная группа, объединяющая квалифицированных экспертов по вопросам безопасности нефтяных терминалов, 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 был обсужден с экспертами и представителями стран-членов ЕЭК в ходе семинара по безопасности нефтяных терминалов, который проходил в сентябре 2013 г. в Одессе, Украина. В данной версии Руководства по мерам безопасности были учтены результаты этого обсуждения, а также замечания, представленные международными организациями и странами-членами ЕЭК. Руководство по мерам безопасности было принято к сведению на восьмом заседании Конференции Сторон Конвенции о промышленных авариях (Женева, 3-5 декабря 2014 г.) и рекомендовано для применения странам-членам ЕЭК.

## ЦЕЛИ И ОХВАТ

Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике разработано с целью предотвращения аварий на нефтяных терминалах и ограничения последствий аварий для здоровья человека и для окружающей среды, если они все же случаются. Руководство широко опирается на общепризнанные и опубликованные процедуры отраслевой практики для обеспечения соответствия международным стандартам.

Эти руководящие указания и общепринятая отраслевая практика применимы 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 Конвенции ЕЭК о промышленных авариях. Они могут также применяться и для нефтяных терминалов с меньшим количеством опасных веществ.

Руководство рассчитано на применение на береговых нефтяных терминалах. И хотя оффшорные терминалы не охватываются Конвенцией о промышленных авариях, тем не менее на таких объектах подходы к обеспечению безопасности и к охране окружающей среды не должны отличаться от тех, которые применяются на береговых нефтяных терминалах.

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, функционирующие либо отдельно, или же в пределах более крупных промышленных объектов, таких как нефтеперерабатывающие заводы. К нефтепродуктам, в частности, относятся бензин, дизельное топливо, авиационный керосин, соляровое масло, мазут, лигроин и горючие жидкости.

Рассматриваемые в Руководстве меры безопасности и общепринятая практика основываются на опыте работы в отрасли. Данный опыт включает уроки и детали имевших место в прошлом крупных аварий, а также мер предотвращения и ликвидации аварий, разработанных с целью предотвращения их повторения.

В данном Руководстве учитывается тот факт, что в мире могут действовать различные стандарты безопасности, а также различные подходы к безопасности в отношении 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 в данном документе основное внимание уделяется указаниям по безопасности для нефтяных терминалов, то проблемы физической охраны в нем не охватываются, но их также следует учитывать на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала, так как 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 них опасным веществам.

**Воздействия** Любые прямые или косвенные, незамедлительные или появляющиеся через некоторое время негативные последствия, вызванные промышленными авариями, в частности, для:

- (a) Людей, флоры и фауны;
- (b) Почвы, воды, воздуха и ландшафтов;
- (c) Взаимодействий между элементами в пунктах (a) и (b);
- (d) 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, которые обычно 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 (например, таких как: лигроин, горючие жидкости и т.д.), 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** Письменный документ, указывающий на установленные для нефтяного терминала опасные факторы, а также на предпринятые для их контроля меры, подтверждающие безопасность оборудования, эксплуатации и управления терминалом.

**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 Конвенции о промышленных авариях в результате промышленной аварии, произошедшей в юрисдикции другой Стороны.

# ЧАСТЬ 1

## ПРИНЦИПЫ И ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

### 1. ПРИНЦИПЫ

1. Правительства должны обеспечить руководство и создать целесообразную административную базу для содействия обеспечению безопасности нефтяных терминалов на всех стадиях их жизненного цикла.
2. Операторы нефтяных терминалов несут основную ответственность за обеспечение эксплуатационной и технологической безопасности нефтяных терминалов и за безопасность 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 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: (a) уведомляли потенциально подверженные воздействию Стороны об опасной деятельности; (b) информировали друг друга о своих планах действий на случай чрезвычайных ситуаций; и (c) разрабатывали в целесообразных случаях совместные планы действий на случай чрезвычайных ситуаций для облегчения совместных мер реагирования.
6. Для нефтяных терминалов, представляющих потенциальный риск для близлежащих населенных пунктов и землепользователей вследствие их размера или наличия



опасных веществ, следует обеспечить предоставление информации и вовлечение жителей таких населенных пунктов и землепользователей с целью 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, а также предлагаемых масштабных проектов развития вокруг существующих нефтяных терминалов, необходимо применять положения Статьи 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 1998 г. о доступе к информации, участии общественности в принятии решений и о доступе к правосудию по вопросам, связанным с окружающей средой и Конвенции ЕЭК 1992 г. по оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Конвенция Эспо).
8. Следует обеспечить регулярный обмен информацией между операторами нефтяных терминалов, органами власти и профильными заинтересованными сторонами (например, органами планирования землепользования, промышленными ассоциациями, торгово-промышленными палатами) 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 для компетентных органов и операторов нефтяных терминалов в странах-членах ЕЭК, а также ключевые элементы для мер, предпринимаемых, чтобы обеспечить элементарный уровень безопасности на нефтяных терминалах.
10. В случае Сторон Конвенции ЕЭК о промышленных авариях, включая ЕС, необходимость осуществления таких мер вытекает из их обязательств по Конвенции, а также национального законодательства, которое обычно включает «требования общего характера», обеспечивающие, что владельцы/операторы опасных установок несут ответственность за их безопасную эксплуатацию.<sup>2</sup> Странам, которые не являются Сторонами Конвенции, также рекомендуется предпринимать необходимые меры.

---

2 См. более подробную информацию о требованиях общего характера в Указаниях по Гибким рамкам ЮНЕП для предотвращения химических аварий и обеспечения готовности к ним (Париж: Программа ООН по окружающей среде, 2010 г.) - доступны на сайте ЮНЕП: [http://www.unep.org/resourceefficiency/Portals/24147/Safer%20Production%20%28Web%20uploads%29/UN\\_Flexible\\_Framework\\_WEB\\_FINAL.pdf](http://www.unep.org/resourceefficiency/Portals/24147/Safer%20Production%20%28Web%20uploads%29/UN_Flexible_Framework_WEB_FINAL.pdf).

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. Данное Руководство также необходимо рассматривать 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 методологий, при условии, что они обеспечивают сопоставимый уровень безопасности.
13. Рекомендации для стран-членов ЕЭК, компетентных органов и операторов нефтяных терминалов представлены в следующих параграфах.

### 1.1.1. РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТРАН-ЧЛЕНОВ ЕЭК

14. Страны-члены ЕЭК 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 следует поощрять операторов нефтяных терминалов демонстрировать их безопасность в качестве составной части своих обращений о выдаче разрешений на эксплуатацию или в рамках аналогичных схем. Им следует поощрять операторов нефтяных терминалов и, 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 должны утвердить и проводить 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. Они должны повышать уровень информированности общественности, обмениваться опытом и образцами лучшей 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 по промышленной безопасности, например, в

разработке и реализации внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.

18. Странам-членам ЕЭК следует поощрять разработку политики в сфере страхования, гражданской ответственности и предоставления компенсаций за ущерб, нанесенный в связи с местными и/или трансграничными воздействиями промышленных аварий. За основу можно взять Протокол ЕЭК о гражданской ответственности и компенсации за ущерб, причиненный трансграничным воздействием промышленных аварий на трансграничные воды (Протокол о гражданской ответственности.)<sup>3</sup>.
19. Страны-члены ЕЭК 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.
21. В соответствии со Статьей 17 Конвенции 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 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 - остановку эксплуатации в случае неудовлетворительного обеспечения безопасности и охраны окружающей среды операторами и владельцами нефтяных терминалов.
23. Страны-члены ЕЭК 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 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.

<sup>3</sup> Протокол о гражданской ответственности был принят 22 странами к Конвенции о промышленных авариях и к Конвенции ЕЭК об охране и использовании трансграничных водотоков и международных озер в Киеве, 21 мая 2003 г. (впоследствии еще 2 страны подписали Протокол в 2003 г.). Протокол все еще не вступил в силу.

## 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 был обеспечен доступ к технической информации о здоровье людей, 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 безопасности.
30. Компетентные органы должны внедрить процесс выдачи разрешений, требующий, в частности, 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, которые должны 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 обладать полномочиями на проведение инспектирования. Они могут также ввести положения о создании системы сертифицированных независимых экспертов для проведения инспекций на объектах.
34. Если компетентные органы привлекают независимых экспертов для проведения инспекций, то ответственность за оценку компетентности этих экспертов и их подотчетности, а также за эффективность процесса инспектирования сохраняется за компетентными органами.
35. Режим инспектирования для нефтяных терминалов, установленный компетентными органами, должен учитывать:
  - (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 подготовку своих собственных инспекторов на постоянной основе.
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;
  - (b) Предоставляли уполномоченным органам властям необходимую информацию для составления внешних планов действий по 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 потенциальные риски, связанные с любыми возможными авариями.
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 территории нефтяного терминала.
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 субподряда, 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, используемую для контроля деятельности третьих сторон, включая четко установленное распределение обязанностей.
43. Компетентные органы должны консультироваться с другими органами власти (например, с органами в сфере здравоохранения и производственной безопасности, обращения с химическими веществами, обеспечения взрывобезопасности, пожарной безопасности, обеспечения готовности к чрезвычайным ситуациям и реагирования на них), а также с другими заинтересованными сторонами (например, с местными сообществами, неправительственными организациями и другими операторами), находящимися вблизи нефтяного терминала, с целью выработки целей безопасности и системы контроля над всей территорией.
44. Компетентные органы должны поощрять учебные заведения в их 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 рамках 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.

### 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 следует учитывать снижение 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, указатели и/или предупредительные надписи);
  - (e) Средства индивидуальной защиты.
50. Инвестор/оператор нефтяного терминала должен обеспечить на ранней стадии жизненного цикла терминала (стадия проектирования и планирования), чтобы все закупаемое оборудование обеспечивало высокий уровень защиты здоровья человека 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 (ППКУ), 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 имелась 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, предусматривающий целесообразные меры для предотвращения крупных аварий (см. раздел 1.4.1 по отчетам о безопасности/ декларациям безопасности). В нем 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 отчет о безопасности/ декларацию безопасности. На соответствующих стадиях подготовки такого документа следует проводить консультации с работниками.
55. Оператор нефтяного терминала должен информировать компетентные органы о каких-либо планируемых мероприятиях с целью:
- (a) Предотвращения крупных аварий (включая соответствующие индикаторы деятельности и меры безопасности) путем проведения оценки рисков и принятия соответствующих мер контроля для установленных рисков;
  - (b) Ограничения последствий в случае аварии, как они определяются в разделе о планировании действий в чрезвычайных ситуациях (см. раздел 1.5).
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 подотчетности 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 также установить требования к компетентности своих работников и определить потребности в обучении, связанные с рисками нефтяно-



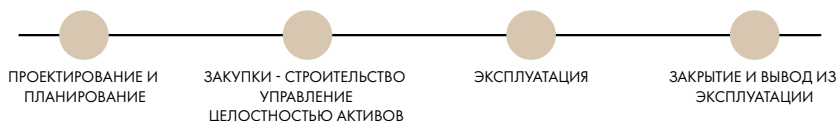
го терминала и с управлением такими рисками, как это описано в СУНТ. Соответственно, операторы нефтяных терминалов должны обучать свой персонал, повышать и при необходимости проверять уровень знаний персонала в сфере безопасности.

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 нефтяных терминалах должны иметься руководства по эксплуатации, к которым должны 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 можно было 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 управление своими подрядчиками в части выполнения ими ППКУ; это включает, по крайней мере, следующие меры контроля:
  - (a) Определение требований к компетентности для подрядчиков/субподрядчиков, чтобы обеспечить выполнение конкретных работ/заданий высокого риска компетентным персоналом.
  - (b) Проведение мониторинга работы подрядчиков на нефтяном терминале, включая информирование их о рисках нефтяного терминала и об их возможном влиянии на безопасность терминала, а также информирование о происходящих изменениях и проведение консультаций с подрядчиками в необходимых случаях;
  - (c) Проведение общей оценки деятельности подрядчиков/субподрядчиков.
64. Целостность и функциональность резервуаров, всего механического оборудования, приборов и средств защиты нефтяного терминала следует поддерживать на уровне общепринятой отраслевой практики (ООП).
65. Нефтяные терминалы следует выводить из эксплуатации в соответствии с действующим национальным и международным законодательством, а в целесообразных случаях в соответствии с ООП.
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

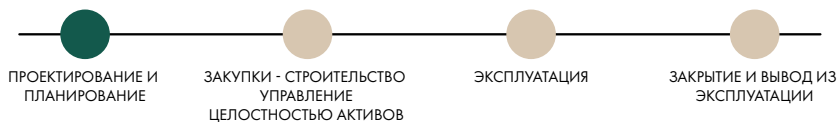
Технические и организационные аспекты безопасности необходимо учитывать в течение всего жизненного цикла нефтяных терминалов. В данном документе рассматриваются элементы и меры безопасности, охватывающие весь жизненный цикл нефтяного терминала: проектирование и планирование; закупки, строительство и поддержание целостности активов; эксплуатация; закрытие и вывод из эксплуатации.



Опыт промышленных аварий в прошлом должен интегрироваться во все стадии жизненного цикла 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 техническим и организационным аспектам безопасности нефтяных терминалов, относящимся к сфере ответственности оператора.

### 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ



Основы безопасности промышленных предприятий и лучшие практики эксплуатации формируются на стадии проектирования и планирования. Для предприятий, занимающихся производством, хранением или транспортировкой опасных веществ, все вопросы безопасности являются самыми важными. В большинстве случаев нефтяные терминалы относятся к таким предприятиям.

На стадии проектирования и планирования можно предусмотреть размещение всех компонентов объекта, учитывая существенно важные положения по вопросам безопасности и опыт работы аналогичных предприятий (позитивный и негативный), чтобы 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 с применением 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 национальными стандартами.

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 также поддерживать постоянный контроль за аспектами проектирования и планирования на всех других стадиях жизненного цикла предприятия, в соответствии с национальными стандартами.

Изменения, которые вносятся в проект на других стадиях жизненного цикла, требуют обоснования и должны утверждаться операторами нефтяных терминалов и инспектирующими учреждениями, в соответствии с национальными стандартами.

## **1.1. ИСХОДНОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕЕ**

### **1.1.1. ИСХОДНОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

В случае новых нефтяных терминалов оператор нефтяного терминала должен определить исходное состояние окружающей среды и представить 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 меньшей мере, следующую информацию:

- (а) 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) В соответствующих случаях, имеющуюся информацию о близлежащих реках или водотоках, на которые эксплуатация нефтяного терминала может негативно повлиять.

### 1.1.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) должна быть необходимым предварительным условием для строительства и эксплуатации нефтяного терминала или для внесения существенных изменений в оборудование или эксплуатацию уже существующего терминала, в случае наличия применимого международного или национального законодательства<sup>4</sup>. В рамках ОВОС должно рассматриваться потенциальное негативное воздействие на физическую и социальную среду, в частности на водную среду. Широкая общественность, заинтересованные или подверженные воздействию лица должны иметь возможность подавать свои замечания и предоставлять сведения для ОВОС, а также свои замечания и возражения в связи со строительством и эксплуатацией терминала.

Конвенция Эспо ЕЭК 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 воздействие на окружающую среду за пределами национальных границ. 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.

Протокол о стратегической экологической оценке (Протокол по СЭО), который вступил в силу 11 июля 2010 г., 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 ОВОС в соответствии с применимыми законодательными и нормативными требованиями. В документацию ОВОС 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) по предлагаемому виду деятельности, а также вариант, при котором новое предприятие вообще не создается;

<sup>4</sup> В соответствии со Статьей 4 Конвенции о промышленных авариях.

- (c) Описание окружающей среды, которая, возможно, будет существенно затронута в результате предлагаемой деятельности и ее альтернатив;
- (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 неопределенностей, с которыми составители отчета столкнулись при сведении и обработке требуемой информации;
- (h) В необходимых случаях, описание программ мониторинга и управления, а также любые планы относительно проведения послепроектного анализа;
- (i) Краткое нетехническое резюме отчета, включающее соответствующие иллюстративные материалы (карты, графики и т.д.).

## **1.2. РАСПОЛОЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, ПЛАНИРОВКА ОБЪЕКТА И ПЛАНИРОВАНИЕ ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ**

Расположение предприятия, его планировка и планирование землепользования могут оказать существенное влияние на связанную с нефтяным терминалом опасность. Полное понимание рисков, связанных с нефтяным терминалом, позволит минимизировать такую опасность без негативных последствий для коммерческой целесообразности проекта. В случае новых предприятий имеется возможность предусмотреть соответствующие зоны безопасности (для уязвимых территорий и населения), применить новые технологии, предусмотреть изначально более безопасные проектные решения и ООП.

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.д.).

### **1.2.1. РАСПОЛОЖЕНИЕ И ПЛАНИРОВКА ТЕРМИНАЛА**

На стадии проектирования и планирования нефтяного терминала, при принятии решения о выборе площадки, необходимо учитывать риск опасного воздействия токсичных и воспламеняющихся материалов на население и уязвимые места

обитания. Необходимо рассмотреть последствия «наихудшего вероятного сценария» на стадии разработки концепции или 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 местами обитания, населенными пунктами или общественными сооружениями?;
- (b) **Эффект «домино»:** Имеются ли поблизости источники (оборудование или установки), которые могут представлять угрозу для всего объекта из-за потенциального эффекта «домино»?
- (c) **Соображения защиты от распространения:** Имеется ли вторичная и третичная защита?
- (d) **Аварийный доступ и поддержка:** Имеется ли доступ для экстренных служб (пожарные, полиция, скорая помощь)?
- (e) **Энергоснабжение:** Имеется ли необходимое аварийное оборудование, такое как освещение, пожарные насосы и спринклерная система, которое должно функционировать при нарушении основного энергоснабжения?
- (f) **«Безопасные убежища»:** Имеются ли безопасные убежища на случай пожара и выброса токсичных веществ?
- (g) **Здания, где находятся люди (например, пункты управления, переговорные и офисы):** чтобы минимизировать риск для находящихся в помещениях людей в случае возникновения чрезвычайной ситуации, такой как пожар или взрыв, необходимо рассмотреть следующие вопросы в связи со зданиями, в которых находятся люди:
  - Расположение: например, удалены ли они от источника опасности? Каково преобладающее направление ветра?
  - Конструкция: например, устойчивы ли они к воздействию огня (тепловое излучение) и/или взрыва (ударная волна)?
  - Пункты управления: обеспечены ли они источниками бесперебойного электроснабжения для систем управления на случай нарушения подачи питания?
- (h) **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;
- (i) **Системы безопасности и контроль доступа:**
  - Устройство надежного ограждения по периметру (со стороны суши) и мероприятия по предотвращению несанкционированного доступа со стороны воды;
  - Обеспечение контроля допуска на проходной и со стороны судов, находящихся в гавани;

- 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 до транспортных путей, мест общественного пользования, жилых районов и естественно уязвимых или ценных участков (уязвимые районы). В случае аварии, такие расстояния должны ограничить ее последствия для здоровья людей и окружающей среды до приемлемого уровня.

В случае существующих нефтяных терминалов компетентные органы должны рассмотреть 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 с новыми крупными проектами развития, включая транспортные маршруты, общественные места и жилые районы, в тех зонах, на которые могут повлиять последствия аварии на существующем нефтяном терминале - с целью сведения к минимуму соответствующих рисков.

### 1.3. БЕЗОПАСНОЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

Если имеются национальные стандарты для проектирования оборудования и его эксплуатации, они 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 в соответствии с ООП и с учетом вынесенных уроков из соответствующих инцидентов (например, пожара и взрыва 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.

В следующих далее подразделах рассматриваются ключевые аспекты проектирования и функционирования оборудования, применяющегося для обнаружения, контроля опасных факторов и реагирования на них, которые необходимо учитывать на трех уровнях защиты (первичный, вторичный и третичный).

#### 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 стандарты Американского общества инженеров-механиков, Германского института стандартизации (DIN) и т.д.);
- (b) Проектирование трубопроводов, клапанов, насосов и арматуры должно отвечать соответствующим местным законодательным требованиям или промышленным стандартам (таким как DIN, стандарты Американского национального института стандартов 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, стандартам Американского института нефти или Международной организации стандартизации) или в соответствии с требованиями, установленными компетентными органами;
- (e) Находящиеся на открытом воздухе надземные узлы 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, включающие сигнализаторы аварийно высокого и аварийно низкого уровней;
- (h) Должны устанавливаться устройства предотвращения перелива, включающие датчики уровня, которые подключаются через «логическое решающее устройство» (аппаратное или программное) для прерывания потока в случае достижения опасного уровня содержимого резервуара;
- (i) Для обеспечения защиты от взрыва, оборудование должно проектироваться и обслуживаться в соответствии с профильными международными стандартами, такими как Директива ЕС о взрывоопасной атмосфере на производстве <sup>5</sup>, Система Международной электротехнической комиссии для сертификации стандартов оборудования для работы во взрывоопасных средах (система IECEx)<sup>6</sup>, или же в соответствии с Общими рамками регулирования ЕЭК для оборудования, применяемого во взрывоопасных средах;
- (j) Следует учитывать возможность стихийных бедствий, провоцирующих технологические аварии, таких как наводнения, землетрясения, лесные пожары и грозовые разряды.

### 1.3.2. СООБРАЖЕНИЯ В СВЯЗИ СО ВТОРЫМ УРОВНЕМ ЗАЩИТЫ

<sup>5</sup> Директива 1999/92/ЕС Европейского Парламента и Совета ЕС от 16 декабря 1999 г. о минимальных требованиях для улучшения безопасности, охраны труда и здоровья работников, подвергаемых потенциальному риску от воздействия взрывоопасной атмосферы.

<sup>6</sup> См. <http://www.iecex.com/?ref=menu>.



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) Следует обеспечить 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 ООП подземные трубопроводы должны иметь двойные стенки или же следует устанавливать съемные соединения и клапаны в контролируемых герметичных смотровых колодцах;
- (e) Структура оболочки должна быть непроницаемой. Герметизируемые системы должны соответствовать физико-химическим свойствам перегружаемых веществ. Целостность оболочки должна подтверждаться с помощью общепринятого и признанного метода тестирования;
- (f) В качестве ООП общий объем конструкции 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:
  - Класса опасности хранимых веществ;
  - Готовности пожарной команды и расчетного времени, необходимого ей, чтобы погасить отдельный пожар;
  - Ожидаемого расхода воды для тушения такого пожара;
  - Инфраструктуры системы пожаротушения (например, систем пожарной сигнализации и пожаротушения);
  - Общей площади и характеристик участка склада (например, высоты штабелей товаров на складе);
- (h) При погрузке/разгрузке судов, плавающих на внутренних водных путях, необходимо уделять особое внимание соблюдению технологии (т.е. части 7 приложения к ADN);<sup>7</sup>
- (i) Устройства контроля перелива: такие устройства могут размещаться внутри вторичной оболочки или в переливном трубопроводе из резервуара;

<sup>7</sup> В предшествующих указаниях и рекомендациях по этому вопросу ссылались на соответствующую часть Правил перевозки опасных грузов по Рейну (ADNR) (т.е. ADNR 151412). Однако, с 1 января 2011 г. вместо ADNR стало действовать соглашение ADN.

- (j) Обнаружение газов и воспламеняющихся паров: такое оборудование используется для обнаружении воспламеняющихся паров, например, внутри вторичной оболочки. Эти датчики обычно располагаются вблизи резервуаров и такого оборудования как насосы и переливные трубопроводы. Они 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. Имеются несколько применимых технологий для обнаружения, в том числе инфракрасные и оптические приборы, основанные на каталитическом окислении и т.д.
- (k) Наблюдение с помощью системы промышленного телевидения: этим часто пользуются для целей безопасности, но она также может быть пригодна и для визуального обнаружения накопления и присутствия воспламеняющихся паров.

### 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 требованиям к управлению (например, Директива о взрывоопасной атмосфере на производстве предусматривает положения по классификации взрывоопасных зон и зонированию);
- (b) Операторы должны пересматривать и, при необходимости, корректировать систему управления техническим обслуживанием оборудования с целью обеспечения его надежности в работе. Это включает:
  - Периодическое тестирование оборудования для минимизации вероятности его отказа;
  - Управление изменениями (аппаратное обеспечение, программное обеспечение, режим работы, персонал, хранение и перевалка материалов и т.д.);
- (c) Все элементы системы предотвращения перелива должны тестироваться в соответствии с апробированными процедурами достаточно часто, чтобы обеспечить требуемую надежность (например, для вероятности отказа); ООП предусматривает, что уровни эксплуатационной пригодности и безопасности для систем противоаварийной защиты поддерживаются в соответствии с требованиями стандарта 61511 1 Международной электротехнической комиссии (IEC).

Периодические испытания систем обеспечения безопасности, указанных выше в пунктах (b) и (c), 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 61511-1, 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 определения опасных факторов и оценки рисков (OO/OR), ранжирования рисков и дальнейшего контроля или 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 большинство нефтяных терминалов относятся к опасным видам деятельности, которые потенциально могут приводить к серьезным авариям из-за количества опасных веществ (как это указано в Приложении I к Конвенции), присутствующих на объекте.

### 1.4.1. УПРАВЛЕНИЕ ОПАСНОСТЯМИ НА СТАДИИ ПОЛУЧЕНИЯ РАЗРЕШЕНИЯ

Компетентные органы должны требовать от будущего оператора представить письменный документ по управлению опасностями (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 и принятия инвестиционного решения можно начинать процесс получения разрешения. Оператор нефтяного терминала должен подготовить письменный документ, в котором указываются установленные опасные факторы предприятия, а также меры для их контроля в качестве обоснования безопасности оборудования, эксплуатации и

управления на нефтяном терминале (отчет о безопасности/декларация безопасности). Отчет о безопасности/декларация безопасности должен содержать адекватное описание нефтяного терминала, которое позволит компетентным органам получить четкое представление о его целях, расположении, будущей деятельности и связанных с ним опасностях, а также о службах и техническом оборудовании, необходимом для его безопасной эксплуатации. Уровень описания должен быть соразмерным опасности нефтяного терминала. Кроме того, в описании следует стремиться указать взаимосвязи между различными установками и системами нефтяного терминала, насколько это касается общих служб и общего управления.

Стандартный отчет о безопасности/декларация безопасности включает три компонента:

- (a) ППКУ оператора;
- (b) Системы управления безопасностью оператора (СУБ);
- (c) Описание адекватных и достаточных мер, которые будут введены в действие для предотвращения серьезных аварий и для сокращения их опасных последствий для человека и для окружающей среды.

Отчет о безопасности/декларация безопасности должен включать следующую существенную информацию (обычно в отдельных главах):

- (a) **Общая информация о нефтяном терминале;**
- (b) **Описание СУНТ;**
- (c) **Описание месторасположения нефтяного терминала** с указанием наличия каких-либо расположенных неподалеку возможных экологически уязвимых территорий или населенных пунктов;
- (d) **Описание опасных природных факторов в районе расположения,** которые потенциально могут спровоцировать технологические аварии;
- (e) **Описание предприятия и его работы,** включая количества и характеристики опасных веществ, их хранения и транспортировки (например, перевалка с судов, из трубопроводов, с автомобильного и железнодорожного транспорта);
- (f) **Определение опасности крупных аварий и информация по управлению опасностью,** включая описание сценариев возможных крупных аварий и мер для их предотвращения, а также мер по контролю рисков, чтобы ограничить последствия для здоровья человека и окружающей среды в случае таких аварий. Следует дать ссылку на внутренний план действий в чрезвычайных ситуациях (см. далее в разделе 1.5). Такая оценка рисков должна позволить 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 классифицированных сценариев крупных аварий. 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 следует

определить «технические стандарты». Следующие критерии считаются ООП для определения таких стандартов:

- Функциональность - что должны обеспечить барьеры;
- Доступность - в какой степени система находится в требуемом рабочем состоянии;
- Надежность - вероятность отказа или вероятность отказа за определенный период времени;
- Живучесть - условия, при которых будет необходимо работать (т.е. в связи с последствиями крупных аварий);
- Взаимодействие/зависимость - как критический барьер взаимодействует с другими барьерами или зависит 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, предложенных для отчета о безопасности/декларации 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. Подход к проектированию с учетом вывода из эксплуатации предусматривает применение общих требований к проектированию, таких как:

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

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

На стадии планирования и проектирования нефтяного терминала необходимо рассмотреть четыре ключевые направления деятельности в связи с выводом из эксплуатации, в соответствии с подходом к проектированию с учетом вывода из эксплуатации:

- (a) Определение и выполнение действующего и будущего законодательства, требований регулирования и договорных обязательств. Это, например, подразумевает:
  - Определение конкретных условий на объекте и подготовку планов закрытия объекта с целью достижение 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 каких-либо имеющихся источников загрязнения и возможных маршрутов распространения за пределами объекта;
  - Получения отправной 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;
  - Рассмотрение воздействия поверхностного ливневого стока;
- (d) Определение требований к проектированию (см. подробнее в разделе 1.5.1 ниже).

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 должны обеспечивать информирование других стран-членов

о любых возможных трансграничных воздействиях. 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. Поэтому необходимо быть готовым к наихудшему сценарию максимально возможной аварии.

### 1.5.1. ПЛАНЫ ДЕЙСТВИЙ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ - ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Планы действий в чрезвычайных ситуациях для нефтяных терминалов необходимо подготовить до того, как компетентные органы дадут разрешение на их строительство, эксплуатацию или закрытие. Такие планы должны составляться в сроки, установленные местными или международными правилами. Планы действий в чрезвычайных ситуациях должны составляться и проверяться оператором нефтяного терминала (внутренние планы) и компетентными органами (внешние планы). В конечном итоге, по запросу компетентных органов, они должны проверяться совместно, чтобы проверить их взаимосвязи и взаимозависимости.

Планы действий в чрезвычайных ситуациях должны пересматриваться и обновляться по мере необходимости или целесообразности, но не реже чем каждые пять лет. Вопрос о пересмотре и обновлении следует также 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 структуры какой-либо службы реагирования на чрезвычайные ситуации;
- (c) При установлении новых опасных факторов, связанных с нефтяным терминалом;
- (d) При появлении новых технических знаний или новых технологий, которые имеют отношение к работе нефтяного терминала;
- (e) Когда проектные параметры (например, температура или 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).

Оба типа планов действий в чрезвычайных ситуациях (внутренний и внешний) должны включать или рассматривать (как минимум) следующие общие вопросы:

- (a) Объем и цель плана действий в чрезвычайных ситуациях;
- (b) Описание и оценка сценариев чрезвычайных ситуаций, опасных факторов (включая природные опасные факторы в соответствующих случаях), территорий, которые потенциально могут пострадать и т.д.;
- (c) 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 персонала, службы или организации, вовлеченных в систему аварийного управления в соответствии с планами (подчиненность и полномочия на выполнение предпринимаемых мер);
- (e) Организация внутреннего и внешнего оповещения и/или 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 потребностей (для связи и проведения действий);
- (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 и т.д.);
- (i) Взаимодействие и контакты с другими планами действий, либо внешними (например, с планами соседних предприятий, национальным кризисным планом, планом на случай стихийных бедствий), или 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 должны быть частью руководства по эксплуатации. Внутренний план действий в чрезвычайных ситуациях должен разрабатываться отдельно по каждому объекту 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, а также для ситуации мгновенной аварии.



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

- (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 произошедших 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 для минимизации их последствий (например, противопожарная защита, удержание использованной при пожаротушении воды, 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. Операторы нефтяных терминалов обязаны предоставить таким органам всю необходимую информацию о потенциально подверженной воздействию территории и о потенциальном воздействии какой-либо аварии на здоровье человека и на окружающую среду для подготовки компетентными органами внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.

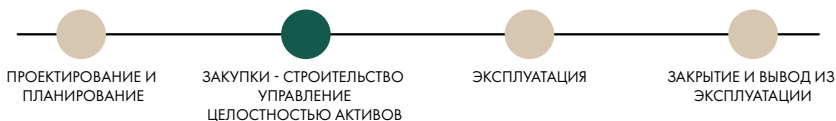
Общественность должна получить возможности для участия в подготовке и пересмотре внешних планов действий в чрезвычайных ситуациях.

Следует также обеспечить в приграничных районах совместимость таких планов с планами прилегающих регионов приграничных стран и включение в планы контактной информации с целью обеспечения надлежащего уведомления. Общественности соседних стран должны предоставляться 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 в разделе 1.5.1, 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 уязвимых 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 ей следует предпринимать.
- (f) 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, должна использовать такие указания и механизмы, которые обеспечивают привлечение достаточно квалифицированных и обученных

рабочих (таких как лицензированные сварщики) для изготовления специальных емкостей и трубопроводов, и для 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 (см. раздел 2.2 ниже). 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 критически необходимого оборудования и приборов безопасности.

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

Должна быть введена в действие практика проверки, тестирования и профилактического обслуживания (ПТПО), чтобы помочь в обеспечении эксплуатационной пригодности оборудования 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, изготавливаемого 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 какой подход к 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 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» в этом контексте не связан с собственно возрастом отдельного 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.

Существуют хорошо отработанные подходы и методологии для продления срока службы морских установок, электростанций и ядерных объектов, для которых проектный срок службы определяется изначально, включая установленный срок вывода из эксплуатации. Когда оператор рассматривает продление срока службы оборудования, должна применяться 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 подходы в нормативной базе различных стран-членов ЕЭК, далее в качестве ООП подробнее рассматриваются две ситуации для управления стареющими активами/инфраструктурой: для активов с предварительно установленным сроком службы и с неустановленным 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. Этот подход обычно не применяется к нефтяным терминалам, хотя им можно воспользоваться как для оценки срока службы, так и для его продления и в случае нефтяных терминалов.

Цель управления стареющими активами состоит в том, чтобы обеспечить, что все активы контролируются в течение всего жизненного цикла нефтяного терминала 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 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, (f) расчет эксплуатационных расходов для продления срока службы.

#### 2.4.1.1. Оценка технических условий

Оценка технических условий - это обзор высокого уровня для определения оборудования, связанного с высоким риском, чтобы обеспечить безопасное надежное продолжение работы. Такая оценка условий может основываться на результатах наблюдений на объекте, анализе документации и систем управления, и опросе 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.

### 2.4.1.2. Оценка продления срока службы

В ходе оценки продления срока службы рассматривают будущие условия эксплуатации и производственные сценарии для определения проблем, связанных с критически важным для безопасности оборудованием, в случае продолжения работы предприятия.

Остающийся срок службы критически важных активов с высоким риском определяют исходя из таких соображений как:

- (a) Первоначальный проектный срок службы (в годах или в рабочих циклах);
- (b) Текущий возраст и состояние оборудования;
- (c) Как давно начался какой-либо износ и как быстро он накапливается;
- (d) Скорость износа (постоянная, переменная или экспоненциальная);
- (e) Предполагаемые будущие условия эксплуатации и механизмы износа;
- (f) План обслуживания;
- (g) Поддержка производителя и доступность запасных частей.

### 2.4.1.3. Проверка на соответствие нормативным документам

Проверка соответствия нормативным документам необходима для определения текущих отклонений от требований и для оценки риска, связанного с работой при таких отклонениях. Эта проверка может дать исходные данные для процесса МППУР с целью минимизации риска серьезных аварий, а также дает представление о необходимых усилиях для достижения уровня соблюдения применимого законодательства в будущем.

### 2.4.1.4. Техническая пригодность для продления срока службы

Определение технической пригодности подтверждает, что оборудование будет работать безопасно и надежно после истечения его проектного срока службы. Такое определение технической пригодности обычно используется оператором, чтобы получить согласие и технические гарантии для продления срока службы нефтяного терминала. Если техническая оценка не дает требуемых гарантий, то оператору нефтяного терминала следует рассмотреть вопрос о выводе из эксплуатации по истечении текущего срока службы.

### 2.4.1.5. Подготовительные меры для устаревшего оборудования

Устаревшие или вышедшие из употребления активы и оборудование, особенно электрические контрольно-измерительные приборы, могут создавать проблемы. Соответственно, необходимо провести анализ такого оборудования, чтобы определить, для какого оборудования более не имеется запасных частей или уже прекращена поддержка со стороны изготовителя. При этом будут предлагаться альтернативные решения на случай выхода из строя устаревшего оборудования.

#### 2.4.1.6. Расчет эксплуатационных расходов для продления срока службы

Чтобы определить эксплуатационные расходы для продления срока службы, включая потребности в будущей модификации, требуется прозрачная модель расчета затрат. Такая модель должна учитывать накладные расходы, и расходы на замену оборудования (на основе опыта аналогичных предприятий), и она должна основываться на расчетах минимальных, средних и максимальных сроков, которые потребуются для модификации, а также на соответствующих минимальных, средних и максимальных затратах.

#### 2.4.2 УПРАВЛЕНИЕ АКТИВАМИ С НЕУСТАНОВЛЕННЫМ СРОКОМ СЛУЖБЫ

Подобно морским объектам, 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 ввода 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 три - пять лет.

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

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

##### 2.4.2.1. Шаг 1: Установить режим инспектирования стареющего предприятия

Рекомендуется принять основывающийся на риске подход к инспектированию для режима инспектирования всего стареющего предприятия в целом.

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

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

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

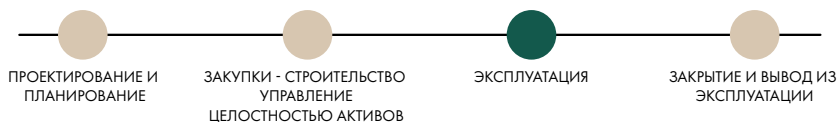
Жизненно важно обеспечить координацию, руководство и вовлечение владельцев и старших менеджеров в рассмотренный выше режим инспектирования стареющего предприятия. Эффективное управление в процессе старения предприятия является основой для обеспечения технической безопасности на объекте высокого уровня 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 всего 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:

- (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 - это промышленные предприятия с высоким потенциалом возникновения крупномасштабных аварий в связи с осуществляемой на них деятельностью, установленным оборудованием, обращением с опасными веществами или их переработкой. Этот потенциал отсутствует на стадии проектирования и планирования, или даже на стадиях закупок, строительства и управления целостностью активов. 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.) - это один из ключевых компонентов любой производственной деятельности. Уровень безопасности предприятия во многом зависит от ее персонала. Для успешного выполнения персоналом своих задач и избегания чрезвычайных ситуаций необходим систематический подход к управлению технологической безопасностью.

### **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 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, высвобождением энергии (пожары, взрывы) или комбинацией этих факторов; такие опасные факторы могут иметь катастрофические последствия и могут привести к многочисленным жертвам, экономическому ущербу, существенным потерям имущества, или же к тяжелому поражению окружающей среды.

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 для безопасности оборудования, наличие эффективных средств сигнализации и средств технологического контроля, а также подготовка работников, чтобы они лучше понимали риски в связи с безопасностью на производстве и были способны справляться с ними.

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) в ее окончательном докладе 2009 г. - Стандарты безопасности и охраны

окружающей среды для топливохранилищ.<sup>8</sup>

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, чтобы привести риски к приемлемому уровню.

В последующих разделах данной части 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 семь элементов считаются существенными характеристиками для создания и поддержания здоровой культуры технологической безопасности:

- (a) **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 строгая производственная дисциплина. Имеется крайне нетерпимое индивидуальное и коллективное отношение к нарушениям в работе;
- (b) **Внедрение высоких стандартов работы:** Установленные администрацией стандарты производственной деятельности и ожидания сотрудников полностью понимаются, при этом придерживаются политики полного неприятия злостных нарушений стандартов производственной безопасности, процедур и правил;
- (c) **Обеспечение сильного лидерства:** 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,

<sup>8</sup> Исполнительный комитет по вопросам охраны труда и безопасности Соединенного Королевства Великобритании и Северной Ирландии (Садбери, Соединенное Королевство, 2009), документ доступен на сайте <http://www.hse.gov.uk/comah/buncefield/response.htm>. PSLG - 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.

характеризующие ценности, лежащие в основе деятельности компании, четко отражены в документах и периодически пересматриваются;

- (e) **Наделение работников ответственностью на всех уровнях:** Позитивная и доверительная рабочая атмосфера имеет своей целью избежать практики обвинений и извлекать максимальные уроки из инцидентов. Оператор нефтяного терминала должен поощрять эффективное общение и взаимопонимание между руководством и работниками;
- (f) **Учет безопасности на производстве при принятии решений старшими руководителями:** Старшие руководители должны разработать и применять разумный набор ключевых индикаторов технологической безопасности, чтобы иметь возможность отслеживать работу терминала; предпочтительно, чтобы они включали индикаторы для достижений и отставания.
- (g) **Своевременное проведение оценки рисков:** Программы безопасности на производстве носят долгосрочный характер и могут потребовать больших инвестиционных ресурсов по сравнению с инициативами, направленными на обеспечение индивидуальной безопасности. Такой длительный срок их реализации, часто необходимый для достижения результатов в сфере безопасности на производстве, следует 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, которые, вместе взятые, определяют распределение ролей и обязанностей по управлению опасными факторами нефтяного терминала.

#### 3.3.1. РОЛИ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Для безопасной эксплуатации и технического обслуживания нефтяного терминала, его оператор должен ввести в действие систему контроля для обеспечения выполнения требований безопасности и, в частности, для обеспечения 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 персонала для исполнения своих ролей, 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;
- (d) Внедрили систему управления компетентностью, 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

Должная укомплектованность персоналом, организация сменной работы и условия труда критически важны для предотвращения, контроля 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 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, а так же 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, недостаточного обучения операторов, неадекватных рекомендаций по принятию решений при борьбе с авариями и, в конечном счете, из-за низкого уровня принимаемых управленческих решений.

Оператор нефтяного терминала должен 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.

Оператор нефтяного терминала должен установить требования к уровню знаний и компетентности всех лиц, работающих на нефтяном терминале; а впоследствии следует проводить анализ пробелов в компетентности, основываясь на фактически доступном уровне компетентности. 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 плану обучения - для того, чтобы обеспечить достаточную компетентность работников в сфере рисков, как это было установлено в ходе анализа потребностей в обучении.

Оператор нефтяного терминала должен также определить периодичность повышения квалификации и пересматривать потребности в обучении, учитывая свой собственный опыт и обратную связь, а также изменения в законодательстве с тем, чтобы, в конечном счете, ликвидировать разрыв между реальной ситуацией и поставленными целями.

### 3.3.4. ОБРАЗОВАНИЕ И ОБУЧЕНИЕ

Подход к управлению нефтяным терминалом 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 (и 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 соответствующей технологии, стандартов и законодательства, а также в области реагирования на чрезвычайные ситуации.

Присущие всем потенциально опасным нефтяным терминалам неопределенности требуют специальной квалификации в области оценки рисков и управления, 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 для персонала нефтяного терминала.

### 3.3.5. РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

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

Руководство по эксплуатации должно содержать, как минимум:

- (a) Описание нефтяного терминала и его окружения;
- (b) Описание процесса нормальной работы терминала;
- (c) Методологию ОО/ОР;
- (d) Описание всех процедур мониторинга (места отбора проб, частота отбора проб, контрольные перечни и параметры соответствия);
- (e) Порядок отчетности о нарушениях и отказах;
- (f) Процедуры, описывающие, как применяются меры в случае обнаружения нарушений;
- (g) Процедуры готовности к чрезвычайным ситуациям и реагирования 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 сторон);
- (j) Процедуры внутреннего аудита и последующих мероприятий по его результатам;
- (k) Процедуры для анализа управления и непрерывного совершенствования.

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 в порядке работы, часто в виде перечня необходимых действий, которому надлежит следовать.

Правила безопасности обычно контролируют нормальные рабочие операции, а также горячую обработку, работу с запасенной энергией (отключение/блокировка), открытие технологических емкостей или линий, вход в замкнутое пространство и аналогичные нестандартные операции. 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. Правила безопасности чрезвычайно важны для управления рисками крупных аварий.

### 3.4.1. ПОРЯДОК РАБОТЫ

Оператор нефтяного терминала должен составить 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 следует определить меры контроля. Необходимость наличия порядка работы в качестве контрольной меры при выполнении указанных заданий повышенного риска определяется оценочной группой.

Оператор нефтяного терминала должен рассмотреть 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, первоначальный запуск, подготовка оборудования к техническому обслуживанию, вывод узла из эксплуатации и т.д.

Оператор нефтяного терминала должен обращать особое внимание на предэксплуатационные обзоры по безопасности, поскольку они 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 подробные и четкие инструкции. Включение в них пределов для безопасной эксплуатации и последствий отклонения от них (которые также известны как «эксплуатационные окна») рассматривается как ООП.

Оператору нефтяного терминала следует рассмотреть возможность разработки письменных инструкций для контроля временных или специальных операций.

Оператору нефтяного терминала следует требовать отчета от своих работников о последовательном выполнении порядка работы и обеспечивать его регулярный пересмотр.

### 3.4.2. БЕЗОПАСНЫЕ МЕТОДЫ РАБОТЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ

Оператор нефтяного терминала должен определять, 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. Некоторые примеры заданий, которые обычно требуют применения безопасных методов работы, включают:

- (a) Отключение/блокировку оборудования для обеспечения безопасности;
- (b) Разрыв технологической цепочки/открытие технологического оборудования;
- (c) Вход в ограниченное пространство;
- (d) Операции подъема и перемещения технологического оборудования;
- (e) Выемку грунта в районе либо вокруг технологического оборудования;
- (f) Временный обход блокировок.

Оператор нефтяного терминала несет ответственность за обеспечение надлежащей подготовки всего персонала терминала и привлеченных подрядчиков, включая сотрудников, отвечающих за выдачу разрешений на работу и исполнителей работ.

Оператор нефтяного терминала обеспечивает введение в действие мер для контроля доступа к особо опасным участкам.

### 3.4.3. 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. Это было одной из причин нескольких крупных аварий, случившихся ранее.

Операторы нефтяных терминалов должны ввести и осуществлять необходимые меры для обеспечения эффективного и безопасного (сопровождающегося аудиозаписью) обмена информацией во время передачи смены и замены экипажей. 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 контроля рисков 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 из-



менения. Приведенные ниже образцы практики считаются ООП для управления техническими и организационными изменениями на промышленном предприятии.

### 3.5.1. УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМИ ИЗМЕНЕНИЯМИ

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

Операторам нефтяных терминалов следует обеспечить наличие соответствующих руководств 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 постоянными, временными и срочными эксплуатационными изменениями.

### 3.5.2. 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 также 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 ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ ОПАСНЫХ МАТЕРИАЛОВ

В этом разделе устанавливаются принципы и ООП для транспортировки и хранения опасных материалов на нефтяных терминалах.

### 3.6.1. ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ПЕРЕВАЛКОЙ

Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются перевалкой и хранением опасных материалов, следует принять принципы общепринятой практики для управления безопасностью перевалки.

Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются перекачкой и хранением

топлива, следует рассмотреть «рабочие факторы» с целью облегчения безопасной перевалки топлива. Обычно это делается при помощи письменных рабочих инструкций для всех операций на нефтяном терминале, а также при помощи проведения периодической подготовки по их исполнению.

### 3.6.2. ОПЕРАТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Человеческий фактор имеет существенное значение на различных критических этапах осуществления перегрузочных операций, включая оперативное планирование. Операторам нефтяных терминалов, которые занимаются получением, либо отправкой опасных материалов, следует разработать соответствующие процедуры отгрузки и пересматривать их совместно с отправителями/получателями опасных грузов, а также со всеми соответствующими посредниками.

### 3.6.3. МЕТОДЫ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ

На площадках, где используются или 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. Это включает обновленный инвентарный перечень опасных материалов, находящихся на хранении в цистернах, с указанием их фактического количества;
- (b) Такие участки четко обозначаются, должным образом контролируются и регулярно инспектируются;
- (c) Заинтересованные стороны, расположенные вблизи от нефтяного терминала, должны делиться информацией и опытом работы в связи с безопасным обращением с воспламеняющимися и другими опасными химическими материалами. 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:

- (a) 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;
- (c) С помощью надежных устройств необходимо вовремя обнаруживать утечки веществ, опасных для окружающей среды, устранять их, а вытекший материал

должным образом 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 и отвод поверхностного стока).

### 3.6.4. ПРИНЦИПЫ ДОГОВОРОВ О ПЕРЕКАЧКЕ ИЛИ ПЕРЕГРУЗКЕ

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

Следующие принципы применяются ко всем видам перекачки, когда разные стороны контролируют: подачу материала в резервуар/резервуары; и, собственно, резервуар или резервуары. При этом, например, возможна подача материала с площадки на площадку, принадлежащие одной фирме. Они не применяются к перегрузке в том случае, если одно лицо или команда контролирует оба «конца» перегрузки, хотя и здесь необходим контроль на соответствующем уровне.

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

### 3.6.5. ПОРЯДОК ПЕРЕГРУЗКИ 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 письменного 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.

### 3.6.6. СВЯЗЬ ВО ВРЕМЯ ПЕРЕГРУЗОЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ

При перегрузке опасных материалов, например, из трубопровода либо с 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 или 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 того, насколько эффективно можно работать с большим количеством приборов контроля из помещения главного пульта управления в случае отказа оборудования. Другой тип нештатных ситуаций, непосредственно относящийся к операторам нефтяных терминалов - это работа с большим числом подрядчиков на территории во время длительных перерывов в работе (например, длительный перерыв для проведения технического обслуживания, ремонта и проверок).

#### 3.7.1. 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 датчиков в системе относительно невелико и система не является системой распределенного управления, то следует применять те же механизмы для обеспечения надежного реагирования на сигналы тревоги:

- (a) 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;
- (b) Операторы нефтяных терминалов должны обеспечивать проверку находящихся в диспетчерской информационных дисплеев, включая человеко-машинные интерфейсы и системы сигнализации, в соответствии с ООП;
- (c) В целесообразных случаях операторы нефтяных терминалов должны вводить в действие планы обновления информационных дисплеев в диспетчерской, включая человеко-машинные интерфейсы и системы сигнализации до уровня соответствия ООП;
- (d) Операторы нефтяных терминалов должны обеспечить, что модификация диспетчерской или создание новой диспетчерской, или человеко-машинных интерфейсов проводится в соответствии с ООП, в том, что касается проектирования, разработки и тестирования.

### 3.7.2. УПРАВЛЕНИЕ ПОДРЯДЧИКАМИ/ТЕКУЧЕСТЬ КАДРОВ

В период подготовки к значительному перерыву в работе (например, для технического обслуживания), операторы нефтяных терминалов должны обеспечить реализацию особых видов контроля, который обычно касается большого количества подрядчиков, работающих на территории объекта. Поэтому управление в период такого перерыва должно соответствовать стандартам ООП, принятым в нефтеперерабатывающей промышленности.

Помимо основных требований к отбору и оценке эффективности работы подрядчиков (см. пункт 58 Части 1), в качестве ООП рассматриваются и следующие дополнительные требования к управлению подрядчиками:

- (a) Объединение отдельных подрядчиков в группы подрядчиков высокого, среднего или низкого 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; включая проведение периодических проверок такого соблюдения и обеспечение возможно большего участия подрядчиков в учебных программах нефтяного терминала.

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

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

### 3.7.4 МОНИТОРИНГ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ

Определение эффективности работы с целью оценки того, насколько эффективно контролируются риск, является существенно важной частью СУНТ.

Проактивный мониторинг обеспечивает обратную связь по деятельности до аварии либо несчастного случая (например, достигнутые ключевые индикаторы деятельности), 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 (достижение и отставание по индикаторам деятельности).

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

Операторам нефтяных терминалов следует разработать интегрированный набор достигнутых и недостигнутых показателей индикаторов деятельности для осуществления эффективного контроля над деятельностью по обеспечению технологической безопасности. ООП в этой области устанавливается Рекомендованной практикой (РП) 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 критически важными для обеспечения безопасности, а также вести учет деятельности по проведению калибровки и технического обслуживания.

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 по соблюдению 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 также определить, какие документы необходимы для периодического анализа эффективности мер контроля, для анализа глубинных причин инцидентов и потенциально опасных ситуаций, которые потенциально могут привести к развитию серьезной аварии.

Оператор должен поддерживать вышеупомянутую учетную документацию, 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 контроля, а также для анализа глубинных причин инцидентов и потенциально опасных ситуаций, которые, возможно, могли бы перерасти в крупную аварию.

### 3.9. АУДИТ И АНАЛИЗ УПРАВЛЕНИЯ

Аудит и анализ должны выполняться на всех стадиях жизненного цикла нефтяного терминала, включая обычный мониторинг деятельности (т.е. как активный мониторинг).

#### 3.9.1. АУДИТ

Оператор нефтяного терминала должен проводить периодические аудиторские проверки СУНТ, ППКУ и отчет 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 должен составляться план действий по исправлению ситуации. Интервалы между аудиторскими проверками не должны превышать трех лет.

Операторы нефтяных терминалов должны разрабатывать и выполнять планы аудита, в которых определяются:

- (a) Сферы деятельности и мероприятия, подлежащие аудиторской проверке, с особым упором на технологическую безопасность и 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;
- (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. Обратная связь по результатам проведенного аудита должна предоставляться в течение одного месяца после аудиторской проверки для всех сторон, включая руководство и персонал нефтяного терминала. Меры исправления ситуации необходимо представить в последующих обзорах, которые проводятся не позже, чем через один год после аудита.

### 3.9.2. АНАЛИЗ УПРАВЛЕНИЯ

Анализ системы управления является обязанностью руководства нефтяного терминала. В ходе такого анализа они должны изучить информацию, полученную при проведении оценок (активный и реактивный мониторинг) и аудита, а также указать, как следует инициировать меры по исправлению ситуации.

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

При проведении анализа управления должны учитываться/охватываться следующие элементы:

- (a) Сферы деятельности и действия, подлежащие анализу, с уделением особого внимания технологической безопасности и 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;
- (f) Меры для разработки и выполнения планов улучшения ситуации.

### 3.10. УЧЕБА НА СОБСТВЕННОМ ОПЫТЕ

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

Оператор нефтяного терминала должен изучить предыдущую деятельность, чтобы извлечь уроки из обнаруженных отклонений, инцидентов, потенциально опасных случаев и аварий в качестве составной части своего стремления к непрерывному улучшению.

Оператору нефтяного терминала следует издать заявление о политике в области безопасности, демонстрирующее 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 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, РП API 65328), отражающей соответствующие минимальные базовые отраслевые стандарты, предусмотренные для сохранения целостности резервуара и его ремонта в целях предотвращения разгерметизации;
- (b) Инспекция и тестирование:
  - Операторы нефтяных терминалов должны располагать методикой для определения объема программы управления целостностью активов, которая предусматривает периодичность проведения инспекции и тестирования. Это включает хранение и передачу аппаратных средств, измерительных и контрольных систем, оборудования для реагирования на чрезвычайные ситуации, средств связи и контроля безопасности;
  - Инспекция и тестирование должны включать учебные программы для операторов, процедуры экстренного реагирования и поддержание контактов с аварийно-спасательными службами и местным населением во время чрезвычайных ситуаций;
  - Инспекцию и тестирование оборудования следует проводить регулярно. Это обычно делают с применением неразрушающих методов, таких как ультразвуковой, рентгеновский, магнитопорошковый и т.д., и должны проводить по методам и с периодичностью, установленными в соответствующих отраслевых стандартах или исходя из оценки риска;
  - Операторы нефтяных терминалов должны разработать и внедрить процедуры для инспекции и калибровки критически важных для безопасности оборудования и приборов, и в письменной форме фиксировать их применение. Должно инспектироваться и тестироваться все оборудование, такое как трубопроводы, клапаны и насосы, и аварийное оборудование, например пожарные насосы, а также стационарное и мобильное противопожарное оборудование;
  - Контрольные приборы и приборы обеспечения безопасности (уровень, давление, температура) должны быть тщательно протестированы (по всему циклу - датчик, логическое решающее устройство и конечный элемент) в соответствии с обычной

отраслевой практикой и стандартами (например, Стандарт 61511 IEC). 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 устранения аварийного состояния;

- Мониторинг условий должен осуществляться в соответствии с намеченным графиком и отклонения либо просроченные задания СУНТ должны контролироваться и прослеживаться в дальнейшем;
- Задания СУНТ должны выполняться подготовленными и квалифицированными лицами, которые обязаны применять утвержденные методы / порядок работы;
- Ремонтные работы должны производиться в соответствии с кодексами проектирования, согласованными техническими стандартами и с учетом рекомендаций производителя, в зависимости от ситуации;
- План управления запасными частями следует применять для обеспечения своевременного наличия важнейших запасных частей;
- Должен действовать механизм для исправления недостатков и для применения уроков, полученных при отклонениях или потенциально опасных ситуациях для другого оборудования или систем.

### **3.12. УПРАВЛЕНИЕ ОПАСНОСТЬЮ 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 водоприемники 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.

### 3.13.1. СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ОПОВЕЩЕНИЯ ОБ АВАРИЯХ

Системы раннего предупреждения подразумевают двойное требование:

- (a) **соответствующая организация** - т.е. распределение измерительных приборов, включая сеть станций, соединенных друг с другом и т.д.;
- (b) **соответствующее техническое оснащение** для выявления 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 коррелировать 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 для Рейна или модель ALAMO для р. Эльба).

### 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 следующее исправное оборудование для реагирования на чрезвычайные ситуации:

- (a) Противопожарная защита: источник противопожарного водоснабжения (резервуары-хранилища, система водоснабжения города, вода в гавани), пожарные насосы, системы пожаротушения, системы пенотушения, дренажные 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 и огнетушители;
- (b) Средства индивидуальной защиты;
- (c) Резервный источник питания;
- (d) Системы обнаружения опасности: оборудование для обнаружения газа и огня;

- (е) Аварийно-спасательное оборудование для помощи пострадавшим и/или ликвидации ущерба для окружающей среды;
- (ф) Бассейны для удержания воды, используемой для тушения пожара;
- (г) 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 действовать по установленным 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.

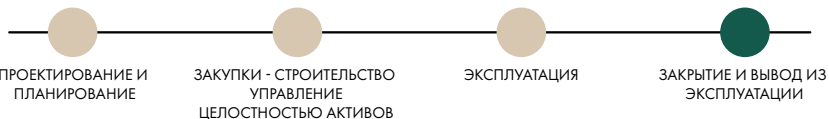
Каждый участник системы обеспечения безопасности должен пройти подготовку и участвовать в учениях. Эти учения должны охватывать каждого сотрудника предприятия, а особенно тех, кто выполняет ключевые роли на всех уровнях - от охранников и до исполнительных директоров.

В соответствии с применимыми нормативно-правовыми требованиями, оператор нефтяного терминала должен, как минимум, обеспечить проведение адекватного числа аварийных учений.

Компетентные органы могут требовать, чтобы отдельные сценарии отработывались 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 необходимо 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 или сырья, неблагоприятных рыночных условий либо по другим экономическим причинам. Рекомендуется применение следующей ООП в период этапа деактивации (который также называют «консервацией» либо «фазой спячки»). Фаза спячки длится, как правило, около одного года и не должна превышать трех лет, после чего должна производиться реактивация либо вывод из эксплуатации.

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

- (a) Закрытие не должно привести к отрицательным последствиям для окружающей среды либо нанести неизбежный вред здоровью людей, работающих на территории предприятия;
- (b) Закрытие предприятия не должно нанести существенного вреда или стать тяжелой обузой для коммуникаций общественного пользования, а также для других близлежащих предприятий или земельных участков;
- (c) Имеющиеся компоненты и отходы должны надлежащим образом утилизироваться или перерабатываться.

Очевидно, что при временном закрытии территория не освобождается. Перед началом любых работ с целью временного закрытия, оператор нефтяного терминала должен согласовать с компетентным органом, отвечающим за мониторинг, план временного закрытия. Такой мониторинг должен охватывать следующие рекомендуемые меры:

- (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;
- (c) 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;
- (e) 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 или не является экономически эффективным по причине временного закрытия предприятия, необходимо выполнять соответствующие рекомендации международных речных комиссий. Склады с бочками, в которых хранятся такие вещества, не должны считаться закрытыми промышленными объектами;

- (г) Временно закрытые участки нефтяного терминала, которые расположены на территориях, подверженных наводнениям, должны быть защищены в соответствии с применимыми рекомендациями международных речных комиссий по защите от наводнений;
- (h) До реактивации законсервированного предприятия или частей промышленного объекта их следует проинспектировать в соответствии с рекомендациями профильных 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 должны закрываться:

- (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 после получения разрешения от компетентного органа;
- (c) 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 или установок (см также раздел 1.4.1.2.).

### 4.2.1. ОБЯЗАННОСТИ ОПЕРАТОРА НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА ПЕРЕД ВЫВОДОМ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

#### 4.2.1.1. 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 применимое региональное и национальное законодательство и скомпилировать общую нормативную базу по вопросам вывода из эксплуатации.

#### 4.2.1.2. 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.

#### 4.2.1.3. Ответственность за охрану окружающей среды

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

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

В случае нанесения окружающей среде значительного ущерба по причине деятельности нефтяного терминала или реальной угрозы нанесения такого ущерба, оператор нефтяного терминала должен определить меры и разработать 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.

### 4.2.2. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ОПЕРАТОРА НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА В ПЕРИОД ВЫВЕДЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Оператор нефтяного терминала обязан утвердить общие руководящие принципы экологической и санитарной 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 инцидентов, включая:

- (a) Шум и вибрация (например, во время земляных работ, использование экскаваторной техники, подъемных кранов и транспортировка материалов и людей);
- (b) Эрозия почвы (например, когда поверхность почвы не защищена от дождя и ветра во время земляных и экскаваторных работ); при этом возможно образование и перемещение отложений или 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 нефтепродуктов, таких как смазки, гидравлические жидкости, полихлорированные бифенилы (ПХБ), масла и т.д. 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 производственных рисков для здоровья и безопасности (например, эргономические травмы во время ручной обработки, скольжения и падения, работы на высоте; во время работы в замкнутых пространствах и осуществления земляных работ).

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, оператор нефтяного терминала должен предпринять необходимые действия для удаления, контроля, изоляции или сокращения количества соответствующих опасных веществ, принимая во внимание настоящее или утвержденное будущее использование участка;
- (c) Экологический мониторинг и отчетность, как они определены в разрешении и результаты оценки экологических рисков (например, выбросы в воздух и воду от резервуаров-хранилищ, сброс сточных вод, мониторинг грунтовых 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 должен отвечать 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 должен представляться 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;
- (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 должен отвечать за дальнейший мониторинг и меры исправления ситуации с учетом планов землепользования для промплощадки в будущем.

#### **4.3. УПРАВЛЕНИЕ ОПАСНОСТЬЮ 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

American Petroleum Institute, *ANSI/API Recommended Practice 754, Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries*. Washington, D.C., 2010. Available from <http://www.cpcsustainability.com/files/pdf/Process-Safety-Performance.pdf>.

American Petroleum Institute, *API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*, 4th ed. Washington, D.C., 2009.

Basle Chemical Industry, *TRCI Tank Farm Guidelines for the Chemical Industry*. Basel, Switzerland: 2009. Available from <http://www.bafu.admin.ch/tankanlagen/04758/index.html?lang=de>.

Central Commission for the Navigation of the Rhine (CCNR) and Oil Companies International Marine Forum, *International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals (ISGINTT)*. Strasbourg, France: CCNR, 2010. Available from <http://www.isgintt.org/300-en.html>.

Det Norske Veritas Germanischer Lloyd (DNVGL), *Lifetime Extension Assessment — Method Statement* (December 2010). Publication available from <http://www.dnvgl.com>,

Emerson Process Management-Rosemont Tank Gauging (February 2013), *The Complete Guide to API 2350 (4th edition)*. Online publication available from <http://www2.emersonprocess.com/en-us/documentation/pages/docsearch.aspx?lcid=1033>.

Engineering Equipment and Materials Users' Association (EEMUA), *Prevention of Tank Bottom Leakage — A Guide for the Design and Repair of Foundations and Bottoms of Vertical, Cylindrical, Steel Storage Tanks*, EEMUA publication No. 183, 2nd ed. London, 2011.

European Commission, "ATEX Guidelines", Guidelines on the application of 94/9/EC of 23 March 1994 on the approximation of the laws of the Member States concerning equipment and protective systems intended for use in potentially Explosive Atmospheres, 4th ed. September 2012, update December

2013. Online document available from <http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/mechanical/documents/guidance/atex/application/>.

European Union, Council Directive 96/82/EC of 9 December 1996 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, 1997 O.J. (L 10), pp. 13–33. Available from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:31996L0082>.

European Union, Directive 2008/68/EC of the European Parliament and of the Council of 24 September 2008 on the inland transport of dangerous goods, 2008 O.J. (L 260), pp. 13–59. Available from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32008L0068>

European Union, Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control), 2010 O.J. (L 334), pp. 17–119. Available from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32010L0075>.

European Union, 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, 2012 O.J. (L 197), pp. 1–37. Available from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1422454263948&uri=CELEX:32012L0018>.

International Chamber of Shipping, International Marine Forum and International Association of Ports and Harbours, *International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT)*, 5th ed. London: 2006.

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

Instrumentation, Systems, and Automation Society (ISA), *Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector — Part 1: Framework, definitions, system, hardware and software requirements*. Research Triangle Park, North Carolina, United States of America: 2004. Available from: [http://www.isa.org/Content/Microsites267/SP79,\\_Cryogenic\\_Valves/Home265/S\\_840001\\_Pt1.pdf](http://www.isa.org/Content/Microsites267/SP79,_Cryogenic_Valves/Home265/S_840001_Pt1.pdf).

France, Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy, *Plan de modernisation des installations industrielles — Prévenir les risques liés au vieillissement*. Paris: January 2010. Available from <http://www.developpement-du->

table.gouv.fr/IMG/pdf/PlanModernisation\_vdef.pdf.

Organization for Economic Cooperation and Development, *Corporate Governance for Process Safety: Guidance for Senior Leaders in High Hazard Industries*, Paris: OECD Environment, Health and Safety Publications, June 2012. Available from <http://www.oecd.org/chemicalsafety/corporategovernanceforprocesssafety.htm>.

Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), *Guidance Concerning Chemical Safety in Port Areas — Guidance for the Establishment of Programmes and Policies Related to Prevention of Preparedness for, and Response to Accidents Involving Hazardous Substances*, OECD Environment Monograph No. 118 (OCDE/GD(96)39). Paris: 1996. Available from [http://search.oecd.org/officialdocuments/displaydocumentpdf/?cote=ocde/gd\(96\)39&do-language=en](http://search.oecd.org/officialdocuments/displaydocumentpdf/?cote=ocde/gd(96)39&do-language=en).

Organization for Economic Cooperation and Development, *OECD Guidance on Safety Performance Indicators — Guidance for Industry, Public Authorities and Communities for developing SPI Programmes related to Chemical Accident Prevention, Preparedness and Response, Series on Chemical Accidents*, No. 11. Paris: OECD Environment, Health and Safety Publications, 2003. Available from <http://www.oecd.org/env/ehs/chemical-accidents/48356891.pdf>.

Organization for Economic Cooperation and Development, *OECD Guiding Principles for Chemical Accident Prevention, Preparedness and Response: Guidance for Industry (including Management and Labour), Public Authorities, Communities, and other Stakeholders, Series on Chemical Accidents*, No. 10. Paris: OECD Environment, Health and Safety Publications, 2003. Available from <http://www.oecd.org/env/ehs/chemical-accidents/Guiding-principles-chemical-accident.pdf>.

United Kingdom, Health and Safety Executive, *Control of Major Accident Hazards (COMAH) Competent Authority Ageing Plant Delivery Guide*, Version 1. Online publication, June 2010. Available from <http://www.hse.gov.uk/comah/ca-guides.htm>.

United Nations, Convention on Access to Information, Public Participation in Decision-making and Access to Justice in Environmental Matters, *Treaty Series*, vol. 2161, p. 447. Available from <http://www.unece.org/env/pp/treatytext.html>.

United Nations, Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context, *Treaty Series*, vol. 1989, p. 309; C.N.443, 2014; and C.N.737, 2014. Available from [http://www.unece.org/env/eia/about/eia\\_text.html](http://www.unece.org/env/eia/about/eia_text.html).

United Nations, Convention on the Protection and Use of Transboundary Watercourses and International Lakes, *Treaty Series*, vol. 1936, p. 269. Available from <http://www.unece.org/env/water/text/text.html>.

United Nations, Convention on the Transboundary Effects of Industrial Accidents, *Treaty Series*, vol. 2105, p. 457; and document ECE/CP.TEIA/15/Add.1 (Amendments to annex I to the Convention). Available from <http://www.unece.org/environmental-policy/conventions/industrial-accidents/about-us/en-teiaabout.html>.

United Nations, *European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways* — ADN 2015, vols. 1 and 2. Sales No. E.14.VIII.3. Online version available from [http://www.unece.org/trans/danger/publi/adn/adn2015/15files\\_e.html](http://www.unece.org/trans/danger/publi/adn/adn2015/15files_e.html).

United Nations, Protocol on Civil Liability and Compensation for Damage Caused by the Transboundary Effects of Industrial Accidents on Transboundary Waters to the 1992 Convention on the Protection and Use of Transboundary Watercourses and International Lakes and to the 1992 Convention on the Transboundary Effects of Industrial Accidents (not yet in force), ECE/MP.WAT/11–ECE/CP.TEIA/9. Available from <http://www.unece.org/env/civil-liability/welcome.html>.

United Nations, Protocol on Strategic Environmental Assessment to the Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context, ECE/MP.EIA/2003/2. Available from [http://www.unece.org/env/eia/sea\\_protocol.html](http://www.unece.org/env/eia/sea_protocol.html).

United Nations Economic Commission for Europe, *A Common Regulatory Framework for Equipment Used in Environments with an Explosive Atmosphere*, ECE/TRADE/391. Geneva: 2011. Available from <http://www.unece.org/index.php?id=29469>.

United Nations Economic Commission for Europe, *Safety Guidelines and Good Practices for Pipelines*, ECE/CP.TEIA/16–ECE/MP.WAT/27. Geneva: 2008. Available from <http://www.unece.org/env/teia/pubs/pipelines.html>.

United Nations Economic Commission for Europe, *Safety Guidelines and Good Practices for Tailing Management Facilities*. Geneva: 2014. Available from <http://www.unece.org/index.php?id=36132>.

United Nations Environment Programme, Division of Technology, Industry and Economics, *A Flexible Framework for Addressing Chemical Accident Preven-*

*tion and Preparedness: A Guidance Document*. Paris: 2010. Available from <http://capp.eecentre.org/Flexible-Framework-Guidance.aspx>.

United States of America, 29 C.F.R. 1910.119, Process safety management of highly hazardous chemicals standard (February 1992). Available from <https://www.osha.gov/SLTC/processsafetymanagement/>.

World Bank Group, *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Crude Oil and Petroleum Product Terminals*. Online document, 30 April 2007. Available from [http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/ifc+sustainability/our+approach/risk+management/ehsguidelines](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/ifc+sustainability/our+approach/risk+management/ehsguidelines).



Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов было разработано в рамках проекта по улучшению управления опасными факторами и кризисного управления в дельте Дуная, с участием Республики Молдова, Румынии и Украины, под эгидой Программы помощи Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий (Конвенция о промышленных авариях).

Конференция Сторон Конвенции о промышленных авариях на своей восьмой сессии (Женева, 3-5 декабря 2014 г.) приняла Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов к сведению и рекомендовала его к применению странами-членами Европейской экономической комиссии ООН. Органам власти, операторам нефтяных терминалов и общественности предлагается применять это Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике, что должно способствовать сокращению количества аварий на нефтяных терминалах и ограничению серьезности их последствий для здоровья человека и для окружающей среды.

## **Руководство по мерам безопасности и общепринятой отраслевой практике для нефтяных терминалов**

