



Руководство по защите окружающей среды, здоровья и труда для нефтепереработки

Введение

Руководства по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ) представляют собой технические справочники, содержащие примеры надлежащей международной отраслевой практики (НМОП)¹ как общего характера, так и относящиеся к конкретным отраслям. Если в реализации проекта участвует один член Группы Всемирного банка или более, применение настоящего Руководства осуществляется в соответствии с принятыми в этих странах стандартами и политикой. Такие Руководства по ОСЗТ для различных отраслей промышленности следует применять в сочетании с **Общим руководством по ОСЗТ** – документом, в котором пользователи могут найти указания по общим вопросам ОСЗТ, потенциально применимым ко всем отраслям промышленности. При осуществлении комплексных проектов может возникнуть необходимость в использовании нескольких Руководств, касающихся различных отраслей промышленности. С полным перечнем Руководств для отраслей промышленности можно ознакомиться по адресу:

<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

¹ Определяется как применение профессиональных навыков и проявление старательности, благоразумия и предусмотрительности, чего следует с достаточным на то основанием ожидать от квалифицированного и опытного специалиста, занятого аналогичным видом деятельности в таких же или сходных условиях в любом регионе мира. При оценке применяемых в ходе реализации проекта способов предупреждения и предотвращения загрязнения окружающей среды квалифицированный и опытный специалист может выявить обстоятельства, такие, например, как различные уровни экологической деградации и ассимилирующей способности окружающей среды, а также различные уровни финансовой и технической осуществимости.

В Руководствах по ОСЗТ приводятся такие уровни и параметры эффективности, которые, как правило, считаются достижимыми на вновь введенных в эксплуатацию объектах при современном уровне технологии и приемлемых затратах. Применение положений Руководств по ОСЗТ к уже существующим объектам может потребовать разработки особых целевых показателей для каждого объекта и соответствующего графика их достижения.

Применение Руководства по ОСЗТ следует увязывать с факторами опасности и риска, определенными для каждого проекта на основе результатов экологической оценки, в ходе которой принимаются во внимание конкретные для каждого объекта переменные, такие как особенности страны реализации проекта, ассимилирующая способность окружающей среды и прочие факторы, связанные с намечаемой деятельностью. Порядок применения конкретных технических рекомендаций следует разрабатывать на основе экспертного мнения квалифицированных и опытных специалистов.

Если нормативные акты в стране реализации проекта предусматривают уровни и параметры, отличные от содержащихся в Руководствах по ОСЗТ, то при реализации проекта надлежит в каждом случае руководствоваться более жестким из имеющихся вариантов. Если в силу особых условий реализации конкретного проекта целесообразно применение менее жестких уровней или параметров, нежели те, что представлены в настоящем Руководстве по ОСЗТ, в рамках экологической оценки по конкретному объекту надлежит представить подробное и

исчерпывающее обоснование любых предлагаемых альтернатив. Такое обоснование должно продемонстрировать, что выбор любого из альтернативных уровней результативности обеспечит охрану здоровья населения и окружающей среды.

Применение

Руководство по ОСЗТ для нефтепереработки охватывает операции переработки от сырой нефти до готовых жидких продуктов, включая сжиженный нефтяной газ (СНГ), моторный бензин, керосин, дизельное топливо, печное топливо, котельное топливо, битум, асфальт, серу и промежуточные продукты (например, пропан-пропиленовые смеси, лигроин прямой перегонки, газойль и вакуумный дистиллят) для нефтехимической промышленности. В Приложении А приведено описание деятельности в этой отрасли промышленности. Дополнительная информация по вопросам ОСЗТ для резервуарного хозяйства нефтебаз и нефтехранилищ приведена в Руководстве по ОСЗТ для терминалов сырой нефти и нефтепродуктов. Настоящий документ состоит из следующих разделов:

Раздел 1.0	–	Характерные для отрасли виды неблагоприятного воздействия и борьба с ними
Раздел 2.0	–	Показатели эффективности и мониторинг
Раздел 3.0	–	Справочная литература и дополнительные источники информации
Приложение А	–	Общее описание видов деятельности, относящихся к данной отрасли

1.0 Воздействие отраслевой деятельности и управление им

В этом разделе приведена сводка вопросов ОСЗТ, связанных с нефтепереработкой, вместе с рекомендациями по решению этих проблем. Эти проблемы могут относиться к любому из типов перечисленной деятельности, на которую распространяется данное руководство. Дополнительные указания для решения проблем ОСЗТ, общих для большинства крупных промышленных сооружений на стадии их строительства, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

1.1 Охрана окружающей среды

Возможные экологические проблемы в связи с нефтепереработкой включают:

- Выбросы в атмосферу
- Сточные воды
- Опасные материалы
- Отходы
- Шум

Выбросы в атмосферу

Выхлопные газы

Выброс в атмосферу выхлопных и отходящих газов (диоксида углерода (CO₂), оксидов азота (NO_x) и монооксида углерода (CO)) в отрасли нефтепереработки возникает при сжигании газового и жидкого котельного или дизельного топлива в турбинах, котлах, компрессорах и других двигателях для производства электроэнергии и тепла. Отходящие газы также образуются в котлах для сжигания отходов, приданных некоторым технологическим узлам для непрерывной регенерации катализатора или сжигания жидкого нефтяного кокса. Дымовой газ

выбрасывается из дымовой трубы в атмосферу в узле продувки битума, из устройства регенерации катализатора узла каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем (FCCU) и узла остаточного каталитического крекинга (RCCU), а также с установки производства серы, где может содержаться небольшое количество оксидов серы. Необходимо использовать горелки с низким образованием NO_x, чтобы снизить выброс в атмосферу оксидов азота.

Необходимо оценивать воздействие на качество воздуха с помощью проведения исследования фонового состояния качества окружающего воздуха и моделей рассеивания в атмосфере для определения потенциально возможных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в процессе проектирования и планирования работы сооружений, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Указания по борьбе с выбросами из малых источников горения тепловой мощностью до 50 МВт, включая стандарты для выбросов в атмосферу выхлопных газов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Для выбросов в атмосферу из источников горения тепловой мощностью более 50 МВт указания приведены в **Руководстве по ОСЗТ для тепловых электростанций**.

Сброс и сжигание в факеле

Сброс и сжигание в факеле относятся к важным эксплуатационным и предохранительным мерам, используемым на нефтеперерабатывающих сооружениях для обеспечения безопасного удаления паров и газов. Нефтяные углеводороды сбрасываются из аварийных технологических вентиляционных устройств и предохранительных клапанов. Их собирают в сети продувки для сжигания в факеле.

Избыток газа не следует сбрасывать, вместо этого его следует направлять для термического обезвреживания в эффективную систему сжигания в факеле. Аварийный сброс приемлем только при особых условиях, когда сжигание потока газа в факеле оказывается невозможным на основе тщательного анализа рисков; при этом необходимо принимать меры по поддержанию эксплуатационной пригодности системы. Обоснование того, почему не используется система сжигания газа в факеле, должно быть полностью задокументировано до того, как будет рассматриваться вопрос о сооружении для аварийного сброса газа в атмосферу.

Перед утверждением сжигания в факеле необходимо оценить экономически осуществимые варианты использования газа в максимально возможной степени и включить их в проектирование производства. Объемы сжигания в факеле для новых сооружений должны быть оценены в начале периода ввода в эксплуатацию, чтобы можно было задать определенные плановые значения сжигания в факеле. Необходимо регистрировать и включать в отчеты объемы сожженного в факеле газа для всех событий, сопровождающихся сжиганием в факеле. Необходимо стремиться к постоянному совершенствованию процесса сжигания в факеле с помощью использования передовых практических приемов и новых технологий.

При сжигании газа в факеле необходимо принимать следующие меры для предотвращения загрязнения и борьбы с ним:

- реализация в максимально возможной степени мер по уменьшению источников газа;
- использование эффективных оголовков факела и оптимизация размера и числа форсунок сжигания;
- максимальное повышение эффективности сжигания в факеле с помощью регулирования и оптимизации

отношения величины расхода топлива к величине расхода воздуха в потоке факела, чтобы обеспечить правильное соотношение вспомогательного потока и потока факела;

- сведение к минимуму сжигания в факеле при продувках и сжигания газа в запальниках без ущерба для безопасности с помощью мер, включающих: установку редукторных устройств для газа продувки и узлов утилизации факельных газов; применение инертного газа для продувки и технологии клапанов с мягким седлом, где это возможно; и установку энергосберегающих запальников;
- сведение к минимуму риска выброса газа из запальника с помощью обеспечения достаточной скорости истечения и установки ограждения от ветра;
- использование надежной системы поджига запальника;
- установка в высокой степени интегрированных инструментальных систем защиты от давления, где это возможно, для сокращения числа случаев превышения давления и устранения или уменьшения частоты возникновения ситуаций, требующих сжигания в факеле;
- установка газожидкостных сепараторов для предотвращения, по возможности, выброса конденсата;
- сведение к минимуму уноса жидкости и ее захвата газовым потоком в факел с помощью соответствующей системы отделения жидкости;
- сведение к минимуму подъема пламени и языков пламени;
- работа факела в режиме контроля запаха и видимого выделения дыма (отсутствие видимого черного дыма);
- установка факела на безопасном расстоянии от домов местных жителей и мест работы персонала, включая места проживания персонала;

- введение программы технического обслуживания и замены горелок для максимального обеспечения непрерывной эффективной работы факела;
- учет факельного газа.

Чтобы свести к минимуму случаи сжигания в факеле при поломке оборудования и нештатных условиях на установке, необходимо обеспечить высокую надежность установки (>95%), наличие резервного оборудования и ведение протоколов отказа оборудования.

Неорганизованные выбросы в атмосферу

Неорганизованные выбросы в атмосферу на сооружениях нефтепереработки могут быть связаны с вентиляционными проемами, протекающими трубами, клапанами, соединениями, фланцами, сальниками, разомкнутыми на концах линиями, резервуарами-хранилищами с плавающей крышей, уплотнениями насосов и компрессоров, газоперекачивающими системами, клапанами сброса давления, открытыми амбарами / хранилищами, а также с операциями погрузки и разгрузки углеводородов. В зависимости от процесса нефтепереработки неорганизованные выбросы в атмосферу могут включать:

- водород;
- метан;
- летучие органические вещества (ЛОС) (например, этан, этилен, пропан, пропилен, бутаны, бутилены, пентаны, пентены, алкилаты C₆-C₉, бензол, толуол, ксилолы, фенол и ароматические соединения C₉);
- полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) и другие полунлетучие органические соединения;
- неорганические газы, включая фтористоводородную кислоту с установки фтористоводородного алкилирования, сероводород, аммиак, диоксид углерода, монооксид углерода, диоксид серы и

триоксид серы с установки регенерации серной кислоты, используемой в процессе серноокислотного алкилирования, NO_x, метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), этил-трет-бутиловый эфир (ЭТБЭ), трет-амилметилловый эфир (ТАМЭ), метанол и этанол.

Основными вызывающими озабоченность источниками выброса в атмосферу ЛОС являются резервуары-хранилища с конической крышей при их загрузке и за счет дыхания; неорганизованные выбросы в атмосферу углеводородов через уплотнения плавающей крыши резервуаров-хранилищ с плавающей крышей; неорганизованные выбросы в атмосферу из фланцев и/или клапанов и механических уплотнений; выбросы в атмосферу ЛОС из резервуаров для смешивания нефтепродуктов, клапанов, насосов и при операциях смешивания; а также выбросы в атмосферу ЛОС из канализации для загрязненных нефтью стоков и систем очистки сточных вод. Возможно также выделение азота из резервуаров-хранилищ для битума; он может содержать углеводороды и соединения серы в виде аэрозоля. К другим неорганизованным источникам выбросов в атмосферу относится вентиляция узла улавливания паров и выбросы газа с окисления каустика.

Рекомендации для предотвращения и контроля неорганизованных выбросов в атмосферу включают следующее:

- на основе анализа схем трубной обвязки и КИП установить потоки и определить оборудование (например, трубы, клапаны, уплотнения, резервуары и другие узлы инфраструктуры), неисправности которого могут привести к неорганизованным выбросам ЛОС в атмосферу, и установить приоритетный контроль над ним с помощью устройств обнаружения паров с

последующим техническим обслуживанием или заменой узлов, если это необходимо;

- выбор подходящих клапанов, фланцев, арматуры, уплотнений и сальников должен основываться на их способности уменьшать утечку и неорганизованные выбросы газа в атмосферу;
- углеводородные пары необходимо собирать или направлять обратно в технологическую систему, если это допускает уровень давления;
- необходимо учесть возможность использования скрубберов для отходящих газов для удаления нефти и других продуктов окисления из верхнего погона паров в определенных установках (например, используемых для производства битума);
- сжигание газа необходимо проводить при высокой температуре (около 800 °С) для обеспечения разрушения содержащихся в малых количествах компонентов (например, H₂S, альдегидов, органических кислот и фенольных соединений) и сведения к минимуму выбросов в атмосферу и запаха;
- выбросы в атмосферу из устройств вентиляции установки фтористоводородного алкилирования необходимо собирать и нейтрализовать в скруббере для удаления HF до направления в факел;
- погрузочно-разгрузочные станции нефти, бензина, метанола и этанола, а также МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ должны иметь блоки улавливания паров.

Дополнительные инструкции по предотвращению и контролю неорганизованных выбросов в атмосферу из резервуаров-хранилищ приведены в **Руководстве по ОСЗТ для терминалов сырой нефти и нефтепродуктов**.

Оксиды серы

Оксиды серы (SO_x) и сероводород могут выбрасываться из котлов, нагревателей и другого технологического

оборудования из-за наличия серы в перерабатываемой сырой нефти. Диоксид и триоксид серы могут выбрасываться из установки регенерации серной кислоты, используемой в процессе сернокислотного алкилирования. Диоксид серы в отходящих газах нефтепереработки до его удаления может иметь концентрацию в 1500–7500 мг/м³ ².

Рекомендации по мерам предотвращения и сведения к минимуму загрязнения включают:

- сведение к минимуму выбросов SO_x с помощью удаления серы, в максимально возможной степени, из различных видов топлива или с помощью использования топлива с высоким содержанием серы в установках, оборудованных устройствами очистки выброса от SO_x;
- выделение серы из отходящих газов с помощью высокоэффективных установок удаления серы (например, установок Клауса)³;
- установка устройств осаждения тумана (например, электростатических осадителей или туманоуловителей) для удаления тумана серной кислоты;
- установка скрубберов с раствором каустической соды для обработки отходящих газов из поглотительных колонн блока алкилирования.

Твёрдые частицы

Выброс твердых частиц в атмосферу с установок нефтепереработки связан с отходящими газами печей, тонкой фракцией катализатора, выбрасываемой из установок регенерации катализатора крекинга в псевдоожиженном слое, и другими каталитическими процессами, с перегрузкой кокса, а также выбросами тонких

фракций и золы при сжигании шлама. Частицы могут содержать металлы (например, ванадий, никель). Меры по очистке выбросов от твердых частиц могут также содействовать снижению выбросов металлов от нефтепереработки⁴.

Рекомендуемые меры по предотвращению и сведению к минимуму загрязнения состоят в следующем:

- установка циклонов, электростатических осадителей, рукавных фильтров и/или мокрых скрубберов, чтобы снизить выброс твердых частиц из точечных источников. Сочетание этих методик может обеспечить устранение более 99% твердых частиц;
- использование методик уменьшения выброса твердых частиц при перегрузке кокса, включая:
 - хранение кокса насыпью в закрытых укрытиях;
 - поддержание кокса в постоянно влажном состоянии;
 - дробление кокса в дробилке и подача в силос для временного хранения (гидробункеры);
 - разбрызгивание на кокс тонкого слоя масла, чтобы тонкие частицы пыли прилипли к коксу;
 - использование закрытых ленточных конвейеров с системами вытяжки, поддерживающими отрицательное давление;
 - использование систем вытяжки для удаления и сбора коксовой пыли;
 - передача твердых пылевидных частиц пневматическим конвейером из циклонов в силос, снабженный выходными воздушными фильтрами, и возвращение собранной тонкой фракции на склад.

² EIPPCB BREF (2003).

³ Необходимо использовать систему выделения серы с извлечением не менее 97%, а лучше свыше 99% серы, когда концентрация сероводорода в отходящих газах оказывается значительной.

⁴ EIPPCB BREF (2003).

Парниковые газы (ПГ)

Диоксид углерода (CO₂) может образовываться в существенных количествах во время нефтепереработки в процессах сжигания (например, для производства электроэнергии), сжигания в факеле и на установках получения водорода. Диоксид углерода и другие газы (например, оксиды азота и монооксид углерода) могут сбрасываться в атмосферу в процессе регенерации катализаторов из благородных металлов, проводимой непосредственно на месте производства.

Эксплуатирующие нефтеперерабатывающие предприятия организации должны стремиться к получению максимальной энергетической эффективности и проектировать сооружения таким образом (например, используя возможности для повышения эффективности инженерных сетей, пламенных нагревателей, оптимизации технологического процесса, теплообменников, электродвигателей и устройств с электродвигателями), чтобы свести к минимуму расход энергии. Общая задача должна состоять в снижении выбросов в атмосферу и оценке экономичных вариантов снижения выбросов, которые осуществимы с технической точки зрения⁵. Дополнительные рекомендации по борьбе с ПГ, кроме повышения энергетической эффективности и экономии энергии, рассмотрены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Сточные воды

Технологические сточные воды

Самые большие объемы стоков в нефтепереработке состоят из воды "сернистого" процесса, а также из технологической воды, не содержащей нефть или серу, но

⁵ Подробные данные о возможностях повышения энергетической эффективности для нефтепереработки приведены в Возможностях повышения энергетической эффективности и экономии энергии при нефтепереработке, Национальная лаборатория Ernest Orlando Lawrence Berkeley, Калифорнийский университет, 2005 год, см. по адресу <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbln1>.

обладающей высокой щелочностью. Сернистая вода образуется при обессоливании, отборе легких фракций, вакуумной перегонке, предварительной обработке, гидрообессеривании легкого и среднего дистиллята, гидрокрекинге, каталитическом крекинге, коксовании, легком и термическом крекинге. Сернистая вода может быть загрязнена углеводородами, сероводородом, аммиаком, органическими соединениями серы, органическими кислотами и фенолом. Перед переработкой для внутренних производственных нужд либо окончательной очисткой и удалением через находящийся на площадке модуль очистки стоков, технологическую воду обрабатывают в отдувочной колонне кислой воды для удаления углеводородов, сероводорода, аммиака и других веществ. Незагрязненная нефтью и некислотная, но сильно щелочная технологическая вода может вызывать сбои в работе установки очистки сточных вод. В частности, потоки, сбрасываемые с установок обработки продувочной воды котлов и деминерализации, при их неправильной нейтрализации, обладают способностью экстрагировать фенолы из масляной фазы в водную фазу, а также создавать эмульсии на установке очистки сточных вод. Жидкие стоки могут также образовываться при случайных выпусках или утечках небольших количеств продукта из технологического оборудования, машин и участков хранения, а также из складов или резервуаров.

Рекомендуемые способы борьбы с технологическими сточными водами включают:

- предотвращение и контроль случайных сбросов жидкости с помощью регулярных проверок и технического обслуживания систем хранения и транспортировки, включая сальники насосов и другие точки возможной утечки, а также введение планов ликвидации аварийных разливов

- обеспечение достаточной мощности по восстановлению технологических жидкостей с целью максимального возврата в технологический процесс и исключения массового сброса технологических жидкостей в дренажные системы загрязненных нефтью жидкостей;
- проектирование и строительство огражденных бассейнов с непроницаемыми поверхностями для хранения сточных вод и вредных материалов с целью предупреждения проникновения загрязненной воды в почву и подземные воды;
- отделение технологической воды от ливневых стоков и отдельный сбор сточных вод и вредных материалов в различные накопительные ёмкости;
- внедрение рациональных методов деятельности, включая транспортировку продукции по дорогам и проездам, имеющим покрытия, а также немедленный сбор небольших разливов.

Необходимо предусмотреть специальные положения для отведения и обезвреживания конкретных потоков сточных вод, включая следующее:

- отработанную каустическую соду с установок демеркаптанзации и химической обработки направлять непосредственно в систему очистки сточных вод после окисления каустика;
- раствор каустической соды со стадии окисления каустика (содержащий растворимые тиосульфаты, сульфиты и сульфаты) направлять в систему очистки сточных вод;
- установить замкнутую технологическую дренажную систему для сбора и регенерации утечек и разливов МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ. Эти вещества непригодны для биологической переработки, и их нельзя подавать в

систему очистки сточных вод, на которую они оказывают вредное влияние;

- если на предприятии имеются кислые и щелочные стоки, образующиеся при подготовке деминерализованной воды, их необходимо нейтрализовать перед сбросом в систему очистки сточных вод;
- проводить холодную продувку систем производства пара перед сбросом. Эти стоки, как и стоки от продувки градирен, могут содержать присадки (например, биоциды), в результате чего может потребоваться их очистка перед сбросом (в общей системе очистки сточных вод);
- загрязненную углеводородами воду с процессов регламентной промывки при плановом профилактическом ремонте (промывка обычно проводится ежегодно и продолжается несколько недель) и содержащие углеводороды стоки от технологических утечек следует обрабатывать на установке очистки сточных вод.

Очистка производственных сточных вод

Методы очистки производственных сточных вод в этой отрасли включают разделение стоков, образующихся от различных источников, и предварительную обработку концентрированных потоков сточных вод. Типовые стадии очистки сточных вод включают нефтеловушки для сбора поверхностной пленки нефтепродуктов, флотацию растворенным воздухом или нефтеотделители для разделения нефтепродуктов и пригодных для флотации твердых веществ; фильтрацию для отделения фильтруемых твердых веществ; управление объемами загрязнённых стоков путём регулирования расхода и нагрузок; отстаивание в осветлителях с целью уменьшения содержания взвешенных веществ; биологическую очистку, типовую аэробную обработку для снижения уровня

растворимых органических веществ (БПК); химическое или биологическое удаление питательных веществ для снижения содержания азота и фосфора; хлорирование стоков, если требуется дезинфекция; обезвоживание и удаление остатков на специальные полигоны для вредных отходов. Может потребоваться дополнительный технический контроль для i) сбора и очистки летучих органических соединений, отогнанных при работе различных установок в системе очистки сточных вод; ii) дополнительного удаления металлов с помощью мембранной фильтрации или других физико-химических методов очистки; iii) удаления стойких органических веществ и не подверженных биологическому разложению ингредиентов, повышающих ХПК, с помощью активированного угля или дополнительного химического окисления; iv) снижения токсичности стоков специальными методами (типа обратного осмоса, ионного обмена, активированного угля и т. п.); и v) удерживания и нейтрализации неприятных запахов.

Способы отведения и снижения токсичности промышленных сточных вод, а также примеры подхода к их очистке приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. За счет использования этих методов и полезных практических приемов для борьбы со сточными водами предприятия должны обеспечивать величины сброса сточных вод, приведенные в соответствующих таблицах раздела 2 документа для данной отрасли.

Другие потоки сточных вод и потребление воды

Инструкции по борьбе с незагрязненными сточными водами от работы инженерных сетей, незагрязненными ливневыми стоками и бытовой канализацией приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Загрязненные потоки следует направлять в систему очистки для промышленных технологических сточных вод. Рекомендации по снижению

потребления воды, особенно когда она оказывается ограниченным природным ресурсом, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Вода для гидростатических испытаний: гидростатические испытания оборудования и трубопроводов включают испытания под давлением с помощью воды (обычно отфильтрованной неочищенной воды) для проверки целостности системы и определения возможной утечки. Часто к воде добавляют химические присадки (например, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода и краситель) для предотвращения внутренней коррозии. Рациональное использование воды для гидростатических испытаний требует принятия приведенных ниже мер предотвращения и контроля за ее загрязнением:

- Повторное использование воды в нескольких гидростатических испытаниях;
- Снижение потребности в химикатах путём сведения к минимуму времени нахождения воды для испытаний в оборудовании и трубопроводе;
- Если необходимо использовать химикаты, следует тщательно отбирать химические присадки с учётом вводимой концентрации, токсичности, биологического разложения, биологической доступности и возможности биологического накопления.

Если единственный возможный вариант отведения воды после гидростатических испытаний состоит в её сбросе в море или поверхностные воды, то необходимо подготовить план отведения этой воды с учетом точки сброса, скорости сброса, использования и диспергирования химикатов, риска для окружающей среды и требуемого контроля. Следует избегать сброса воды после гидростатических испытаний в мелкие прибрежные воды.

Опасные материалы

На предприятиях нефтепереработки производят, используют и хранят значительные количества опасных материалов, включая сырье, промежуточные и конечные продукты, а также побочные продукты. Практические рекомендации по обращению с опасными материалами, включая погрузку/разгрузку, хранение и транспортировку, приведены в **Руководстве по ОСЗТ для терминалов сырой нефти и нефтепродуктов** и в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Отходы

Опасные отходы: отработанные катализаторы

Отработанные катализаторы образуются в ряде производственных модулей при нефтепереработке, включая предварительную обработку и каталитический риформинг; гидрообессеривание легкого и среднего дистиллята; гидрокрекинг; каталитический крекинг в псевдоожиженном слое (FCCU); остаточный каталитический крекинг (RCCU); производство МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ; изомеризацию бутанов; гидрогенизацию диенов и гидроизомеризацию бутиленов, регенерацию серной кислоты, селективное каталитическое гидрообессеривание и установки получения серы и водорода. Отработанный катализатор может содержать молибден, никель, кобальт, платину, палладий, ванадий, железо, медь и оксид кремния и/или оксид алюминия в качестве носителя.

Рекомендуемые стратегии рационального использования катализаторов включают:

- использование катализаторов с длительным сроком службы и регенерация катализаторов для продления срока их службы;
- использование надлежащего хранилища на площадке и методов погрузки/разгрузки (например, погружение

отработанного пирофорного катализатора в воду при временном хранении и транспортировке, пока он не попадет в конечную точку переработки, чтобы избежать неконтролируемых экзотермических реакций);

- возврат отработанных катализаторов изготовителю для их регенерации или восстановления, или транспортировка с площадки на другую перерабатывающую компанию для переработки, выделения и вторичного использования тяжелых и драгоценных металлов и утилизации в соответствии с рекомендациями для промышленных отходов, приведенными в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Другие опасные отходы

В дополнение к отработанному катализатору опасные промышленные отходы могут включать растворители, фильтры, уайт-спирит, отработанные нейтрализующие агенты, отработанные амины для удаления CO₂, сероводорода (H₂S) и карбонилсульфида (COS), фильтры с активированным углем и загрязненные нефтью шламы с сепаратора масла и воды, донные осадки резервуаров и отработанные или использованные жидкости для эксплуатации и технического обслуживания (например, масла и жидкости для испытаний). Другие опасные отходы, включая загрязненные шламы, шламы промывки контуров струйных водяных помп, отработанные молекулярные сита и отработанный глинозем с установки фтористоводородного алкилирования, могут образовываться в резервуарах-хранилищах сырой нефти, при обессоливании и отгонке легких фракций, получении кокса, в потоках сушки пропана, пропилена, бутанов и при изомеризации бутанов.

Технологические отходы необходимо подвергать проверке и делить на опасные и безопасные на основании местных нормативных требований или признанных в мире подходов. Подробные инструкции для хранения, перегрузки, очистки и

утилизации опасных и безопасных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Рекомендованные для данной отрасли методики обращения с опасными отходами включают:

- Направление нефтезагрязненного шлама из резервуаров-хранилищ сырой нефти и установок обессоливания, если возможно, на установки замедленного коксования для выделения углеводородов;
- Предотвращение избыточного крекинга в установках вторичной перегонки, чтобы исключить образование нестабильного дизельного топлива, что приводит к увеличению шлама и образования осадка при хранении;
- Максимальное выделение нефтепродуктов из загрязненных сточных вод и шламов. Сведение к минимуму попадания нефтепродуктов в систему стоков. Нефтепродукты можно выделять из кубового остатка с помощью методики разделения (например, с помощью отстойников и центрифуг);
- Обработка шлама может включать внесение в грунт (биологическая очистка) или селективную экстракцию с последующим сжиганием остатка и/или использование для производства асфальта, если это осуществимо. В некоторых случаях может потребоваться стабилизация остатка перед его утилизацией, чтобы снизить выщелачивание тяжелых металлов.

Безопасные отходы

Фтористоводородное алкилирование дает нейтрализационный шлам, который может содержать фторид кальция, гидроксид кальция, карбонат кальция, фторид магния, гидроксид магния и карбонат магния. После сушки и прессования его можно реализовать на

сталелитейные заводы или направлять на полигон твердых отходов. Подробные инструкции для хранения, перегрузки, очистки и утилизации безвредных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Шум

К основным источникам шума на предприятиях нефтепереработки относятся крупные ротационные машины типа компрессоров и турбин, насосы, электродвигатели, воздушные холодильники (если имеются) и нагреватели. При аварийном сбросе давления может создаваться высокий уровень шума за счет подачи в факел газов под высоким давлением и/или выпуска пара в атмосферу. Общие рекомендации для борьбы с шумом приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

1.2. Охрана труда и техника безопасности

Вопросы охраны труда и безопасности, возникающие при строительстве и выводе из эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий, и их решение описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Конкретные проблемы охраны труда и техники безопасности для предприятия должны определяться в процессе анализа безопасности на рабочем месте или комплексной оценки вредности либо риска с помощью принятых методик, таких как исследование с целью определения опасности [HAZID], изучение факторов опасности и работоспособности [HAZOP] либо количественная оценка рисков [QRA]. В качестве общего подхода, планирование организационной деятельности по вопросам охраны труда и техники безопасности должно включать принятие систематического и структурного подхода для предотвращения и контроля физических, химических, биологических и радиологических опасных

факторов, представляющих угрозу для здоровья и безопасности, описанного в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Возникающие в процессе эксплуатации нефтеперерабатывающего предприятия вредные и опасные производственные факторы, наиболее сильно влияющие на развитие профессиональной заболеваемости, в первую очередь включают:

- Безопасность производственного процесса
- Атмосферу с недостатком кислорода
- Химические вредности
- Пожар и взрыв

Безопасность производственного процесса

Должна быть внедрена программа обеспечения безопасности технологического процесса в соответствии с конкретными характеристиками для отрасли, включая сложные химические реакции, использование опасных материалов (например, токсичных, химически активных, горючих и взрывоопасных веществ) и многоступенчатые реакции.

Обеспечение безопасности технологического процесса учитывает следующие факторы:

- анализ физической опасности материалов и реакций;
- исследования по анализу опасности для рассмотрения химических основ технологического процесса и технической практики, включая термодинамику и кинетику;
- проверка профилактического технического обслуживания и поддержания механической целостности технологического оборудования и инженерных сетей;
- обучение работников;

- разработка рабочих инструкций и порядка аварийного реагирования.

Атмосфера с недостатком кислорода

Возможность выделения и накопления газообразного азота на рабочих местах может привести к возникновению удушливой атмосферы за счет вытеснения кислорода. Меры предотвращения и контроля для снижения риска выделения удушливого газа включают:

- проектирование и установку системы вентиляции азота в соответствии с отраслевыми стандартами;
- установку автоматизированной системы отключения, которая может обнаруживать неконтролируемое выделение азота и предупреждать о нём (включая наличие атмосферы с недостатком кислорода на рабочих местах⁶), включать принудительную вентиляцию и сводить к минимуму продолжительность выделения;
- внедрение порядка входа в ограниченное пространство, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**, с учетом конкретных опасных факторов на предприятии.

Химические опасные факторы

Выделение фтористоводородной кислоты, монооксида углерода, метанола и сероводорода может оказывать вредное воздействие на производстве. Утечка сероводорода может возникать с регенерации амина в установках обработки амином и на установках выделения серы. Утечка монооксида углерода может возникать в блоках каталитического крекинга в псевдоожиженном слое и крекинга остатка, а также в секции получения синтез-газа

⁶ Рабочие места, на которых может возникать атмосфера с недостатком кислорода, должны иметь свою систему контроля, способную определять такие условия. Индивидуальные системы контроля должны быть предоставлены рабочим. Оба типа систем контроля должны подавать предупредительный сигнал тревоги при концентрации O₂ в воздухе 19,5%.

установки для производства водорода. Смесь монооксида углерода с воздухом взрывоопасна, и в ней может возникнуть спонтанное и взрывное возгорание. Сероводород представляет непосредственную опасность возгорания при его смешивании с воздухом.

На работников может воздействовать вредность при вдыхании (например, сероводорода, монооксида углерода, летучих органических соединений (ЛОС), полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) при обычной работе установки. Опасность для кожи может включать контакт с кислотами, паром и горячими поверхностями. Факторами риска химического воздействия следует управлять на основе результатов анализа безопасности на рабочих местах и исследований по промышленной гигиене в соответствии с инструкциями по охране труда и техники безопасности, приведенными в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Меры защиты включают обучение работников, систему разрешения на проведение работ, использование индивидуальных средств защиты (ИСЗ) и систем обнаружения токсичных газов с тревожной сигнализацией⁷.

Фтористоводородная кислота

Фтористоводородная кислота (HF) может воздействовать на работников в блоке алкилирования. Меры по охране труда включают⁸:

- снижение летучести HF с помощью добавления соответствующих присадок для понижения давления паров;

⁷ Подробное описание вопросов охраны труда и техники безопасности и методик профилактики и контроля для нефтепереработки, включая химическую вредность и опасность пожара и взрыва, приведено в Техническом руководстве Ассоциации профессиональной заболеваемости, техники безопасности и охраны труда (OSHA), раздел IV, Угрозы безопасности, глава 2 (1999 год), Процесс нефтепереработки, см. по адресу http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

⁸ Рекомендации по правилам обращения с фтористоводородной кислотой приведены в Практических рекомендациях API RP 751. Безопасная эксплуатация блоков фтористоводородного алкилирования (1999 год).

- сведение к минимуму удерживания HF;
- проведение планировки предприятия таким образом, чтобы ограничить площадь, подверженную риску воздействия HF, и облегчить пути эвакуации для работников;
- четкая идентификация участков с риском воздействия HF и указание зон применения ИСЗ;
- проведение процедур обеззараживания для работников на отведенных для этого участках;
- введение буфера с безопасным расстоянием между блоком HF алкилирования, другими технологическими блоками и границей нефтеперерабатывающего предприятия;
- использование системы мокрой газоочистки для нейтрализации и удаления HF перед сжиганием в факеле;
- использование бассейна для нейтрализации HF в стоках до их сброса в канализационную систему для загрязненных нефтепродуктами стоков нефтеперерабатывающего предприятия;
- использование специального резервуара для сбора продуктов алкилирования и проведения регламентных измерений pH перед направлением на производство бензина;
- обработка продуктов, содержащих бутан и пропан, в установках удаления фтора с глиноземом, чтобы разрушать органические фториды с последующей обработкой щелочью для удаления всей оставшейся HF;
- транспортировка HF на установку и с нее должна осуществляться в соответствии с инструкциями для транспортировки опасных материалов, описанными в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Пожары и взрывы

Риски возникновения пожара и взрыва, создаваемые технологическим процессом, включают случайный выпуск синтез-газа (содержащего монооксид углерода и водород), кислорода, метанола и газов нефтепереработки. Выпуск газа нефтепереработки может привести к струйному горению, если он возгорается в секции выпуска, или вызвать взрыв облака топливо-воздушной смеси, огненный шар или вспышки в зависимости от количества участвующего горючего материала и степени ограничения облака. Метан, водород, монооксид углерода и сероводород могут возгораться даже в отсутствие источника возгорания, если их температура становится выше температуры самовозгорания, составляющей соответственно 580°C, 500°C, 609°C и 260°C. Разлив горючей жидкости на нефтеперерабатывающем предприятии может вызвать возгорание разлитой жидкости. Опасность взрыва может быть также связана с накоплением паров в резервуаре-хранилище (например, серной кислоты и битума).

Рекомендуемые меры для предотвращения и контроля рисков пожара и взрыва за счет технологического процесса включают⁹:

- Проектирование, строительство и эксплуатацию нефтеперерабатывающего предприятия в соответствии с международными стандартами¹⁰ для предотвращения и контроля пожаро- и взрывоопасности, включая обеспечение изоляции производственных помещений, хранилищ, инженерных

⁹ Дополнительные рекомендации для пожаро- и взрывоопасности приведены в Практических рекомендациях API RP 2001. Пожарная защита на нефтеперерабатывающих предприятиях (2005 год).

¹⁰ Примером практического осуществления может служить Кодекс 30 Национальной пожарной ассоциации США (NFPA): Горючие и воспламеняемые жидкости. Дополнительные инструкции для сведения к минимуму воздействия электростатического заряда и молний приведены в Практических рекомендациях API: Защита от возгорания в результате статического разряда, молнии и тока утечки (2003 год).

сетей и безопасных участков. Безопасное расстояние можно определить на основе конкретного анализа безопасности для предприятия и с помощью использования международно признанных стандартов пожарной безопасности¹¹;

- Обеспечение раннего обнаружения выпуска, например контроль давления газа и жидкости в системе подачи в дополнение к обнаружению пожара по дыму и нагреву;
- Оценку возможности скопления паров в резервуарах-хранилищах и введение методик профилактики и контроля (например, азотная подушка для хранения серной кислоты и битума);
- Исключение возможных источников возгорания (например, путем такой конфигурации прокладки трубопроводов, чтобы разлив не мог произойти на горячую трубу, оборудование и/или ротационные машины);
- Обеспечение пассивных мер пожарной защиты в пределах моделируемой зоны пожара, которые способны выдерживать температуру в течение времени, достаточного для того, чтобы оператор смог принять меры пожаротушения;
- Ограничение участков, на которых может происходить разлив, следующими способами:
 - определение зон пожара и оборудование их дренажной системой для сбора и подачи случайных разливов горючих жидкостей на безопасный огражденный участок, включая вторичное ограждение резервуаров-хранилищ;
 - установка пожарных и взрывных перегородок на участках, где невозможно соблюсти соответствующее расстояние разделения;

¹¹ Пример дополнительной информации по безопасному расстоянию приведен в Кодексе 30 Национальной пожарной ассоциации США (NFPA).

- проектирование системы канализации для загрязненных нефтью стоков так, чтобы избежать распространения пламени.

Дополнительные рекомендации в отношении пожаро- и взрывоопасности в связи с хранением сырой нефти рассмотрены в **Руководстве по ОСЗТ для терминалов сырой нефти и нефтепродуктов**.

1.3. Охрана здоровья и обеспечение безопасности местного населения

Последствия для здоровья и безопасности местного населения в период строительства и вывода из эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий типичны для большинства других промышленных сооружений и рассматриваются в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Самая большая опасность для здоровья и безопасности местного населения в связи с нефтеперерабатывающими предприятиями возникает на стадии эксплуатации, включая угрозу крупных аварий в связи с пожарами и взрывами на сооружениях, а также возможным случайным сбросом сырья или готовой продукции во время транспортировки за пределами перерабатывающего предприятия. Инструкции для борьбы с этими проблемами приведены ниже и в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Дополнительные инструкции по этому вопросу, применимые для транспортировки по морю и железной дороге, а также для береговых сооружений, приведены в **Руководстве по ОСЗТ** для транспортировки судами, по железной дороге, для портов и гаваней и для терминалов сырой нефти и нефтепродуктов.

Основные опасные факторы¹²

Наибольшую опасность представляет перегрузка и хранение жидких и газообразных веществ. Воздействие может включать значительное влияние на работников и, возможно, на окружающее местное население, что зависит от количества и типа случайно разлитых химикатов и от условий для катализа или химических реакций, включая пожар и взрыв¹³.

Серьезные опасности необходимо предотвращать с помощью введения программы управления безопасностью технологического процесса, которая включает все необходимые элементы, указанные в соответствующих разделах **Общего руководства по ОСЗТ**, включая следующее:

- анализ рисков для всего предприятия, включая подробный анализ последствий для событий с вероятностью выше 10^{-6} /год (например, HAZOP, HAZID или QRA);
- подготовка персонала по вопросам эксплуатационной опасности;
- порядок введения изменений в работу, анализ опасностей технологического процесса, поддержание механической целостности, проверка перед пуском, разрешения на проведение огневых работ и другие существенные моменты для обеспечения безопасности производственного процесса, включенные в **Общее руководство по ОСЗТ**;
- система управления безопасностью при транспортировке, как указано в **Общем руководстве**

¹² Подробное описание вопросов охраны труда и техники безопасности и методик профилактики и контроля для нефтепереработки, включая химическую вредность и опасность пожара и взрыва, приведено в Техническом руководстве Ассоциации профессиональной заболеваемости, техники безопасности и охраны труда (OSHA), раздел IV, Угрозы безопасности, глава 2 (1999 год), Процесс нефтепереработки, см. по адресу http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

¹³ Дополнительные рекомендации для опасности пожара и взрыва приведены в Практических рекомендациях API RP 2001. Пожарная защита на нефтеперерабатывающих предприятиях (2005 год).

по **ОСЗТ**, если проект включает транспортировку компонентов сырья или переработанных материалов;

- правила обращения с вредными материалами и их хранения;
- планирование действий в случае аварийных ситуаций, которые, как минимум, должны включать подготовку и внедрение плана ликвидации аварийной ситуации, подготовленного с участием местной администрации и населения, для которого такая ситуация представляет потенциальную опасность.

2.0. Показатели эффективности и мониторинг

2.1. Охрана окружающей среды

Нормативы выбросов и сбросов

В таблицах 1 и 2 приведены нормативы выбросов и сбросов в этой отрасли. Значения нормативов соответствуют установившейся международной практике в отрасли, которая отражена в соответствующих стандартах стран признанной нормативной системой. Эти нормативы выполнимы при обычных условиях эксплуатации на должным образом спроектированных и эксплуатируемых сооружениях с помощью применения методик предотвращения и контроля загрязнения, описанных в предыдущих разделах этого документа.

Нормативы выбросов от источников горения, связанных с производством электроэнергии и пара, с тепловой мощностью 50 МВт и ниже рассмотрены в **Общем руководстве по ОСЗТ**, а от источников выбросов большей мощности – в **Руководстве по ОСЗТ для тепловых электростанций**. Указания для учета внешних условий на основе общей нагрузки выбросов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Нормативы сбросов относятся к прямому сбросу очищенных стоков непосредственно в поверхностные воды общего пользования. Можно устанавливать конкретные уровни для сброса с площадки в зависимости от доступности и состояния систем сбора и очистки канализации общего пользования или, если сброс происходит непосредственно в поверхностные воды, от вида водопользования, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Таблица 1. Уровни выбросов в атмосферу с сооружений нефтепереработки ^а

Загрязнитель	Единицы	Значение норматива
NO _x	мг/Нм ³	450
SO _x	мг/Нм ³	150 для установок извлечения серы; 500 для других установок
Твердые частицы	мг/Нм ³	50
Ванадий	мг/Нм ³	5
Никель	мг/Нм ³	1
H ₂ S	мг/Нм ³	10

а. Сухой газ с 3% O₂.

Использование ресурсов, потребление энергии, выбросы в атмосферу и образование отходов

В таблицах 3 и 4 приведены примеры потребления ресурсов, выбросов и количества отходов, образующихся на миллион тонн переработанной сырой нефти. Контрольные показатели для отрасли приведены только для сравнения, и каждый отдельный проект должен стремиться к постоянному совершенствованию в этой области.

Мониторинг состояния окружающей среды

Программы мониторинга состояния окружающей среды для данной отрасли следует выстраивать с учетом необходимости охвата всех видов деятельности, у которых выявлен потенциал существенного воздействия на состояние окружающей среды как в нормальном, так и во внештатном режиме. Мониторинг состояния окружающей среды следует вести по прямым или косвенным показателям, применимым к данному проекту, а именно выбросов в атмосферу, сбросов и используемых ресурсов. Частота проведения мониторинга должна быть достаточной для получения репрезентативных данных по тому параметру, мониторинг которого проводится. Мониторинг должны осуществлять специально подготовленные лица в соответствии с процедурами мониторинга и учета данных и с использованием должным образом поверенного и содержащегося в исправности оборудования. Данные мониторинга необходимо регулярно анализировать и изучать, сравнивая их с действующими стандартами в целях принятия любых необходимых мер по исправлению недостатков. Дополнительные указания по применимым методам забора проб и анализа выбросов и стоков содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Таблица 2. Уровни загрязнения при сбросе стоков с нефтеперерабатывающих сооружений^а

Загрязнитель	Единицы	Значение норматива
рН	отн. ед.	6–9
БПК ₅	мг/л	30
ХПК	мг/л	150
Общая минерализация воды	мг/л	30
Нефтепродукты	мг/л	10
Хром (общий)	мг/л	0,5
Хром (шестивалентный)	мг/л	0,05
Медь	мг/л	0,5
Железо	мг/л	3
Цианид Общий Свободный	мг/л	1 0,1
Свинец	мг/л	0,1
Никель	мг/л	0,5
Ртуть	мг/л	0,02
Ванадий	мг/л	1
Фенол	мг/л	0,2
Бензол	мг/л	0,05
Бенз/а/пирен	мг/л	0,05
Сульфиды	мг/л	1
Общий азот	мг/л	10 ^б
Общий фосфор	мг/л	2
Повышение температуры	°С	не более, чем на 3 ^с
Примечания		
а. В предположении комплексного нефтеперерабатывающего предприятия.		
б. Концентрация азота в стоках (общая) может быть до 40 мг/л в процессе, в котором используется гидрогенизация.		
с. На краю научно установленной зоны смешивания, которая учитывает качество окружающей воды, вид водопользования, возможных потребителей воды и ассимилирующую способность водного объекта, использование получаемой воды, возможных получателей и способность к ассимиляции.		

Таблица 3. Ресурсы и потребление энергии¹

Параметр	Единицы	Контрольный показатель для отрасли
Землепользование ¹⁾	га	200–500
Общая энергия ¹⁾	МДж/т переработанной сырой нефти	2 100–2 900
Электроэнергия ^{1), 2)}	кВт-час/т переработанной сырой нефти	25–48
Добавки свежей воды	м ³ /т переработанной сырой нефти	0,07–0,14
Примечания		
1. Частично основано на EC BREF для нефтеперерабатывающих предприятий.		
2. Новые сооружения.		

Таблица 4. Выбросы в атмосферу и образование отходов¹

Параметр	Единицы	Контрольный показатель для отрасли
Сточные воды		0,1–5
Выбросы в атмосферу		25 000–40 000
Диоксид углерода	т/млн. переработанной сырой нефти	90–450
Оксиды азота		60–150
Твердые частицы		60–300
Оксиды серы		120–300
Летучие органические соединения		
Твердые отходы		20–100
Примечания		
1. Частично основано на EC BREF для нефтеперерабатывающих предприятий.		

2.2. Охрана труда и техника безопасности

Указания по охране труда и технике безопасности

Результаты деятельности по охране труда и технике безопасности следует оценивать на основании опубликованных международных рекомендаций по

показателям воздействия вредных факторов, примерами которых являются, в частности, указания по Предельным пороговым значениям (TLV®) воздействия на рабочем месте и Показателям биологического воздействия (BEIs®), публикуемые Американской конференцией государственных специалистов по гигиене труда (ACGIH)¹⁴, Карманный справочник по источникам химической опасности, публикуемый Национальным институтом гигиены и охраны труда США (NIOSH)¹⁵, показатели Допустимых уровней воздействия (PELs), публикуемые Управлением охраны труда США (OSHA)¹⁶, Индикативные показатели пределов воздействия на производстве, опубликованные странами – участницами Европейского союза¹⁷, и другие подобные источники.

Показатели травматизма и смертности на производстве

При реализации проектов следует стремиться к снижению числа несчастных случаев среди работников проекта (как штатных, так и работающих по субподряду) до нулевого уровня, особенно несчастных случаев, которые могут привести к потере рабочего времени, инвалидности различной степени тяжести или даже к смертельному исходу. Показатели частоты несчастных случаев на предприятии можно сопоставлять с контрольными значениями показателей деятельности предприятий данной отрасли в развитых странах, опираясь на данные опубликованных источников (например, Бюро статистики

труда США и Управление гигиены и охраны труда Соединенного Королевства)¹⁸.

Мониторинг соблюдения норм охраны труда и техники безопасности

Следует вести мониторинг рабочей среды на наличие вредных производственных факторов, характерных для данного проекта. Процесс мониторинга должны разрабатывать и осуществлять уполномоченные специалисты¹⁹ в рамках программы мониторинга соблюдения норм охраны труда и техники безопасности. Предприятия обязаны также вести журналы учета случаев производственного травматизма профессиональных заболеваний, а также опасных ситуаций и несчастных случаев. Дополнительные указания по программам мониторинга соблюдения норм охраны труда и техники безопасности содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

¹⁴ См. <http://www.acgih.org/TLV/> и <http://www.acgih.org/store/>

¹⁵ См. <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

¹⁶ См. http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992

¹⁷ См. http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/

¹⁸ См. <http://www.bls.gov/iif/> и <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

¹⁹ К таким уполномоченным специалистам могут относиться сертифицированные специалисты по промышленной гигиене, дипломированные специалисты по охране труда, сертифицированные специалисты по охране труда или специалисты аналогичной квалификации.

3.0 Справочная литература и дополнительные источники информации

American Petroleum Institute (API). 2003. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents. Washington, DC: API.

API. 1999. API Publication 2218. Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. Second Edition, August 1999. Washington, DC: API.

API. 1998. API Standard 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage. Third Edition, November 1998. Washington, DC: API.

API. 1997. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19 – Evaporative Loss Measurement, Section 2 - Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks. Second Edition. Formerly API Publications 2517 and 2519. Washington, DC: API.

API. 1993. Publication 311. Environmental Design Considerations for Petroleum Refining Crude Processing Units. Washington, DC: API.

API. 1992. Recommended Practice 751. Safe Operation of Hydrochloric Acid Alkylation Units. First Edition, June 1992. Washington, DC: API.

Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries. Brussels: CONCAWE.

European Commission. 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). Best Available Techniques Reference (BREF) Document for Refineries. Seville: EIPPCB. Доступно по адресу: <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>

German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2004. Waste Water Ordinance – AbwV. (Ordinance on Requirements for the Discharge of Waste Water into Waters). Promulgation of the New Version of the Waste Water Ordinance of 17 June 2004. Berlin: BMU. Доступно по адресу: http://www.bmu.de/english/water_management/downloads/doc/3381.php

German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2002. First General Administrative Regulation Pertaining to the Federal Emission Control Act (Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft). Berlin: BMU. Доступно по адресу: http://www.bmu.de/english/air_pollution_control/ta_luft/doc/36958.php

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006. Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage. Geneva: IPCC. Доступно по адресу: <http://www.ipcc.ch/>

Irish Environmental Protection Agency (EPA). 1992. BATNEEC Guidance Note. Class 9.2. Crude Petroleum Handling and Storage. Dublin: Irish EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.ie/Licensing/BATGuidanceNotes/>

Meyers, Robert. A. 1997. Handbook of Petroleum Refining Processes. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.

Italian Ministry of the Environment (Ministero dell'Ambiente). 1999. Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico e le Industrie a Rischio. Italian Refining Industry. Rome: Ministero dell'Ambiente.

University of California, 2005. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Доступно по адресу: available at: <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbln>

United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart Kb—Standards of Performance for Volatile Organic Liquid Storage Vessels (Including Petroleum Liquid Storage Vessels) for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After July 23, 1984. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA, 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart J—Standards of Performance for Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart QQ—Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart VV—National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA, 40 CFR Part 419. Petroleum Refining Point Source Category. Washington, DC: US EPA. Доступно по адресу: <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: Flammable and Combustible Liquids. Quincy, MA: NFPA. Доступно по адресу: <http://www.nfpa.org/>

World Refining Association. 1999. Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production. Vienna: Honeywell.

Приложение А. Общее описание видов деятельности, относящихся к данной отрасли

Руководство по ОСЗТ для нефтепереработки охватывает операции переработки от сырой нефти до готовых жидких продуктов, включая сжиженный нефтяной газ (СНГ), моторный бензин, керосин, дизельное топливо, печное топливо, котельное топливо, битум, асфальт, серу и промежуточные продукты для нефтехимической отрасли (например, пропан-пропиленовые смеси, лигроин прямой перегонки, средний дистиллят и вакуумный дистиллят). Готовые продукты получают с помощью смешивания различных промежуточных продуктов. Эти смеси обычно называют, среди прочего, бензиновым резервом, резервом дизельного топлива, резервом СНГ, и они имеют разный состав в зависимости от конфигурации процесса нефтепереработки.

Нефтеперерабатывающие предприятия представляют собой сложные системы, специально проектируемые для конкретных продуктов и в зависимости от свойств сырья – сырой нефти. Нефтеперерабатывающие предприятия могут быть как средне-, так и полностью интегрированными заводами (или нефтеперерабатывающими предприятиями полной конверсии) в зависимости от применения разных технологических блоков.

Сырьем для переработки служит сырая нефть, которая представляет собой смесь углеводородных соединений²⁰. Углеводороды в сырой нефти являются смесью трех групп химических соединений, включая парафины (нормальные и изопарафины), нафтены и ароматические соединения.

²⁰ Смесь углеводородов может иметь разный химический состав и молекулярную структуру с некоторыми примесями. Большинство этих примесей, например сера (в основном, в виде органических соединений типа меркаптанов и сульфидов), азот, ванадий и никель химически связаны со структурой углеводородов. Другие, такие как песок и глина, вода и водорастворимые соли цинка, хрома и натрия присутствуют в виде неорганических веществ.

Самое общее различие между типами сырой нефти связано с тем, является ли нефть малосернистой или сернистой. Малосернистая сырая нефть обычно содержит мало серы и слегка парафиновая. Сернистая сырая нефть обычно содержит много серы (более 0,5 масс. %) и в сильной степени нафтеновая. Сырую нефть делят также на легкую, среднюю и тяжелую в зависимости от содержания в ней парафинов, нафтенов и ароматики.

Технологические блоки

Обессоливание

Обессоливание представляет собой процесс промывки сырой нефти пресной водой при высокой температуре и давлении для растворения, отделения и удаления солей и твердых веществ. На вход блока обессоливания подают сырую нефть и/или отбензиненную нефть (которую обычно называют нефтяным сырьем) и пресную воду, а на выходе получают промытую сырую нефть и загрязненную воду.

Блоки первичной перегонки

Эти блоки включают блок перегонки при атмосферном давлении (атмосферная трубчатка) со следующим за ним блоком вакуумной перегонки. Обессоленная сырая нефть подается в колонну перегонки, работающую при атмосферном давлении, в которой различные фракции из состава сырой нефти разделяются в зависимости от разницы их температур кипения. Самые тяжелые фракции, выделяющиеся на дне атмосферной колонны (атмосферный остаток), не испаряются при атмосферном давлении в колонне и требуют дальнейшего фракционирования в условиях вакуума в колонне вакуумной перегонки.

Блок получения битума

В блок получения битума подают вакуумный остаток. В блоке продувки битума через горячий битум продувается воздух, что приводит к реакциям дегидрогенизации и полимеризации и дает более твердый продукт повышенной вязкости, с более высокой точкой размягчения и сниженной пенетрацией. Продутый битум отбирают со дна емкости для окисления и охлаждают, а затем направляют на хранение. Битум обычно хранят в обогреваемых, теплоизолированных резервуарах с конической крышей под подушкой азота, снабженных предохранительными клапанами. Выбрасываемый в атмосферу азот может содержать углеводороды и серные соединения в виде капель аэрозоля.

Процессы с потреблением водорода

Процессы гидроочистки²¹ и гидрообработки используют для удаления таких примесей, как сера, азот, кислород, галогениды и следы металлов, которые могут дезактивировать катализатор из благородных металлов. Гидроочистка также повышает качество обработанных фракций за счет перевода олефинов и диолефинов в парафины с целью снижения образования смолы в топливах. В процессе гидрообработки происходит крекинг тяжелых молекул, в результате которого образуются более легкие и более ходовые нефтепродукты. Оба процесса обычно проводят до подачи на перерабатывающие блоки, такие как блок каталитического риформинга и блок гидрокрекинга²², где сера и азот могут оказывать вредное

²¹ Процесс гидроочистки можно разделить на ряд реакций по категориям: гидроочистка нефти (или предварительная обработка до риформинга), гидрообессеривание (HDS, включая блок гидрообессеривания среднего дистиллята, селективное каталитическое гидрообессеривание и глубокое гидрообессеривание дизельного топлива), селективный гидрокрекинг (или обеспарафинивание), гидроденитрификация, насыщение олефинов и насыщение ароматики, гидроочистка остатка.

²² Блок гидрокрекинга относится к наиболее универсальным из всех процессов нефтепереработки, он способен конвертировать любую фракцию от атмосферного газойля до нефтяного (деасфальтированного) остатка в продукты с молекулярным весом ниже сырья. Реакции

влияние на работу катализатора. Потребляется много водорода, и это требует наличия на нефтеперерабатывающем заводе установки для его производства.

В блоках изомеризации C₅–C₆ используется процесс скелетной изомеризации (например, однопроводной и с рециркуляцией) для перевода линейной молекулы в разветвленную с той же исходной формулой. Обычно нормальные парафины с низким молекулярным весом (C₄–C₆) превращаются в изопарафины, имеющие намного более высокий октановый показатель. Сегодня используют три существенно различающихся типа катализаторов, которые включают активируемые хлоридом катализаторы, цеолиты и катализаторы из сульфатированного циркония.

Блок гидрогенирования диенов и гидроизомеризации бутиленов находится перед блоком алкилирования. Его работа основана на использовании каталитического процесса с высокой избирательностью. При этом происходит гидрогенирование ацетиленов и диенов в соответствующие моноолефины без воздействия на содержание ценных олефинов в сырье при одновременном превращении линейных бутенов-1 в линейные бутены-2, которые при алкилировании превращаются в компоненты бензина с более высоким октановым числом, чем получающиеся из бутена-1.

Блок предварительной обработки и каталитического риформинга

Типичным сырьем служит тяжелая нефтяная фракция прямой перегонки с блока перегонки сырой нефти и, когда это возможно,

гидрокрекинга происходят под высоким парциальным давлением водорода в каталитическом реакторе при довольно большом давлении (35–200 бар) и при температуре между 280 и 475°C. Катализатор (на основе Co/Ni/Mo) выполняет две функции: гидрогенизации и крекинга. Чаще всего для реактора используют технологию с фиксированным слоем и с кипящим слоем. Выбор типа технологии в основном определяется содержанием металлов в сырье.

тяжелая нефтя гидроочистки с блока гидрокрекинга. Подаваемая нефтя в смеси с обогащенным водородом потоком газа нагревается и испаряется, а затем подается в реактор гидроочистки (предварительная обработка), в котором находится фиксированный слой катализатора на основе кобальта, никеля и молибдена. Углеводороды не выше C₅, содержащиеся в продукте, после отделения водорода передаются в колонну отгонки. Тяжелая нефтя, не содержащая соединений азота и серы, покидает секцию гидроочистки и поступает в секцию каталитического риформинга с целью повышения качества, после чего она может быть использована в качестве сырьевой смеси для высокооктанового бензина.

В процессе риформинга происходят четыре основных типа реакций: 1) дегидрогенизация нафтендов до ароматики; 2) дегидроциклизация парафинов до ароматики; 3) изомеризация и 4) гидрокрекинг. Используется ряд процессов каталитического риформинга, и их можно разделить на три категории: непрерывный процесс, в котором используются реакторы с подвижным слоем катализатора, а также циклический и полурегенеративный процессы, в которых используются реакторы с фиксированным слоем катализатора.

Блоки каталитического крекинга

Каталитический крекинг пока относится к наиболее типичным процессам конверсии, используемым для перевода тяжелых углеводородов в более ценные углеводороды с низкой точкой кипения. При каталитическом крекинге применяются и нагрев, и катализатор для расщепления больших углеводородных молекул на меньшие и более легкие молекулы. В отличие от установки гидрокрекинга водород не используется, и поэтому в этом процессе происходит ограниченное обессеривание. Для процесса каталитического крекинга используют реакторы с

подвижным слоем, реакторы с псевдооживленным слоем (например, установку каталитического крекинга в псевдооживленном слое [FCCU], установку каталитического крекинга остатка [RCCU]) и однопроходные установки. Подаваемый в FCCU поток представляет собой обессеренный тяжелый вакуумный газойль, поступающий с гидрокрекинга. RCCU перерабатывает более тяжелое сырье (например, остатки атмосферной перегонки).

В обоих процессах нефтя и пары контактируют с горячим катализатором в лифт-реакторе. Процесс крекинга происходит в присутствии катализатора цеолитового типа. Оживленный катализатор и прореагировавшие пары углеводородов разделяются механически в системе циклонов, и все оставшиеся на катализаторе нефтепродукты удаляются с помощью подачи пара в отгонную секцию реактора. Процесс каталитического крекинга дает кокс. Он осаждается на поверхности катализатора, снижая его активность и избирательность. Катализатор необходимо постоянно регенерировать, главным образом с помощью выжигания кокса из катализатора при высокой температуре в устройстве регенерации. Продукты разделяются в линии фракционирования.

Блоки производства газа

Углеводороды с низкой температурой кипения обычно обрабатывают в общей разделительной установке, работающей при повышенном давлении. Газовые установки позволяют выделять и разделять с помощью перегонки углеводороды C₁–C₅ и более тяжелые соединения от различных отходящих газов перегонки. Газовая установка состоит из линии фракционирования, в которой разделяются следующие потоки: фракция C₁–C₂; фракция C₃ (пропан); фракция C₄ (бутан); а также дебутанизированный бензин. Блоки обработки амином

удаляют сероводород и карбонилсульфид из потока продуктов. Перед отправкой на соответствующий склад жидкие продукты проходят через блоки вторичной очистки, выполняющие селективную адсорбцию на молекулярных ситах.

Блоки этерификации

Сырьем для блоков МТБЭ и ЭТБЭ служат углеводороды C₄, поток которых поступает с FCCU, а также метанол и этанол. Изобутилен вступает в реакцию с метанолом и этанолом непосредственно с образованием МТБЭ (метил-трет-бутилового эфира) или соответственно ЭТБЭ (этил-трет-бутилового эфира). Реакторы могут быть адиабатического или трубного типа либо использоваться в сочетании с колонной фракционирования (этот тип реактора обычно называют реактором каталитической перегонки или реакторной колонной). Катализатором служит сульфоновая смола. Сырьем для блоков ТАМЭ служит легкая крекинг-нафта (состоящая как из олефиновых, так и из парафиновых углеводородов C₅). Однако только химически активные изоамилены (2-метилбутен-1 и 2-метилбутен-2) непосредственно реагируют с метанолом с образованием ТАМЭ (трет-амилметилового эфира). Используются реакторы адиабатического типа, а катализатор тот же, что и для блоков МТБЭ и ЭТБЭ.

Блоки алкилирования

Блок алкилирования предназначен для производства компонента смеси высококачественного бензина, называемого алкилатом. Алкилирование представляет собой реакцию олефинов C₃ и C₄ с изобутаном с образованием высокомолекулярных изопарафинов с высоким октановым числом (предпочтительно изооктана). Процесс включает реакцию при низкой температуре, происходящую в присутствии очень сильных кислот (фтористоводородной кислоты или недымящей серной

кислоты). Реакция алкилирования фтористоводородной кислоты дает кислоторастворимое масло (обычно называемое ASO), которое после нейтрализации сжигают в печи с помощью специальных горелок. Реакция алкилирования при использовании серной кислоты дает кислотный шлам (отработанную кислоту), который сжигают для выделения серной кислоты (регенерация серной кислоты).

Кислотный шлам подают в печь разложения вместе с топливным газом, где при 1050°C происходит разложение серной кислоты до диоксида серы. Покидающий печь газ охлаждают до 350°C в котле-рекуператоре отходящего тепла, а затем дополнительно охлаждают и фильтруют. Газ и конденсированную воду подают в систему очистки газа.

Блок полимеризации

В блоке процесса полимеризации олефины C₃ и C₄ димеризуются и олигомеризуются с образованием так называемого полимерного бензина в качестве высокооктанового компонента для смешивания. По сырью и продуктам процесс подобен алкилированию, но его часто используют в качестве менее дорогой альтернативы алкилированию. Обычно реакции происходят под высоким давлением в присутствии катализатора из фосфорной кислоты, адсорбированной на родном кремнеземе.

Блоки коксования

Коксование представляет собой жесткий процесс термического крекинга, используемый в первую очередь для сокращения производства дешевых остаточных видов котельного топлива и преобразования их в транспортное топливо типа бензина и легкого и тяжелого газойля. В рамках этого процесса коксование дает также нефтяной кокс, который представляет собой, по существу, твердый углерод с разным содержанием примесей и включением 5–6% углеводородов. Существуют два типа процесса

коксования: замедленное коксование и процесс жидкого коксования. Гибкий процесс коксования подобен жидкому коксованию, но в него включена газификация, которая пригодна для газификации оживленного кокса с целью получения коксового газа.

Горячие пары из барабанов коксования содержат более легкие продукты крекинга углеводородов, сероводород и аммиак, и их направляют обратно на фракционирование, где легкие углеводородные продукты можно обрабатывать в системе очистки сернистого газа. Конденсированные углеводороды вторично перерабатываются, а вода снова используется для гашения или резки барабанов коксования.

Содержащаяся в коксе сера преобразуется в газификаторах гибкого кокса в первую очередь в сероводород и в следовые количества карбонилсульфида. Содержащийся в коксе азот превращается в аммиак.

Блок легкого крекинга

Блок легкого крекинга осуществляет хорошо разработанный процесс некаталитического термического крекинга, который преобразует атмосферные или вакуумные остатки в газ, нефть, дистилляты и деготь. В нем используют тепло и давление для разложения больших молекул углеводородов на меньшие и более легкие молекулы.

Наиболее важным фактором регулирования глубины крекинга всегда служит стабильность и вязкость так называемого остатка легкого крекинга, который подается в резерв котельного топлива. Вообще говоря, увеличение температуры или времени удерживания приводит к росту глубины крекинга. Увеличение глубины увеличивает выход бензина и одновременно дает остаток крекинга (котельное топливо) меньшей вязкости. Однако избыточный крекинг дает нестабильное котельное топливо с образованием шлама и осадка в процессе хранения.

Существуют два типа легкого крекинга: крекинг в змеевике или печи и томильный крекинг. Получаемый газ подают на блок аминной обработки для удаления сероводорода.

Блоки производства смазочного масла

Базовый масляный комплекс обычно состоит из колонны вакуумной перегонки, блока деасфальтирования, блока экстракции ароматики, блока депарафинизации, дополнительного блока гидрогенизации высокого давления и блока финишной гидроочистки для улучшения цвета и стабильности, чтобы привести масло в соответствие с техническими требованиями к продукту и удалить примеси. Базовый масляный комплекс требует очень больших затрат труда, в основном в связи с его периодическим режимом работы, большим количеством сортов обычно производимого базового масла и связанными с этим интенсивными операциями перегрузки продукта.

Блоки газоочистки и выделения серы

Серу удаляют из отходящих газов ряда процессов нефтепереработки (кислого газа), чтобы выполнить требования к ограничению выброса в атмосферу SO_x и выделить ценную элементарную серу. Потоки отходящих технологических газов, или кислый газ, с блока коксования, FCCU, блоков гидроочистки и блоков гидропереработки содержат высокие концентрации сероводорода и карбонилсульфида, смешанных с легким отходящим газом нефтепереработки. Перед выделением элементарной серы отходящие газы (в основном метан и этан) необходимо отделить от сероводорода и карбонилсульфида. Это обычно осуществляется с помощью растворения сероводорода и карбонилсульфида в растворителе. К наиболее часто используемым растворителям относятся амины типа диэтанолamina (ДЭА). Используется также сухой адсорбент (молекулярное сито, активированный уголь и железная губка).

Если процесс с аминным растворителем проводится в блоках очистки аминного газа, то раствор ДЭА или раствор другого амина накачивается в колонну поглощения, в которой газы вступают в контакт с раствором, и сероводород и карбонилсульфид растворяются в нем. Отходящие газы, не содержащие сероводород и карбонилсульфид, удаляются и направляются в сеть отходящих газов нефтепереработки. Аминный раствор сероводорода и карбонилсульфида регенерируют с помощью нагревания и отгонки паром для удаления газообразного сероводорода перед подачей обратно в абсорбер. Сероводород и карбонилсульфид направляют в установку Клауса для выделения серы. Выбросы в атмосферу с установок выделения серы состоят из сероводорода, SO_x и NO_x в отходящих технологических газах, а также выбросов вне системы дымовых труб.

Процесс Клауса заключается в частичном сжигании потока газа, обогащенного сероводородом и карбонилсульфидом, и последующей реакции получающегося диоксида серы и не сгоревшего сероводорода в присутствии алюмосиликатного катализатора с образованием элементарной серы. Установки Клауса удаляют только 90% сероводорода и карбонилсульфида, и за этим процессом следует другой процесс для завершения удаления серы (до 99,5%).

Блок отгонки сернистой воды

Многие технологические блоки дают загрязненную сульфидами и аммиаком воду, которую обычно называют кислой водой. Блок отгонки сернистой воды позволяет после удаления сульфидов и аммиака вторично использовать кислую воду. Процесс осложняется присутствием других химикатов, например фенола и цианидов.

Установка производства водорода

Обычно сырьем для установки производства водорода служит метан, полученный на блоках нефтепереработки, СНГ или подаваемый на нефтеперерабатывающее предприятие природный газ, если он имеется. Этот блок обычно включает риформер и производит смесь водорода с монооксидом углерода, называемую синтез-газом. После прохождения через секцию рекуперации тепла холодный синтез-газ поступает в реактор конверсии с изменением его состава, где в присутствии катализатора на основе железа или меди монооксид углерода вступает в реакцию с водой с образованием дополнительного водорода и диоксида углерода. Последний отделяется в аминном блоке поглощения и регенерации. Закрытая дренажная система собирает и устраняет все сливы и разливы амина, чтобы не допустить их прокачки на установки очистки сточных вод.

Блоки химической очистки

Химическая очистка используется для получения определенных технических характеристик продукта. Блоки экстракции и нейтрализации предназначены для снижения содержания меркаптанов в потоке углеводородов, чтобы снизить неприятный запах и уменьшить коррозионную активность. Эта очистка выполняется с помощью экстракции, окисления или обоих процессов в зависимости от обрабатываемого технологического потока. Процесс экстракции удаляет меркаптаны с помощью каустика, что снижает содержание серы. Процесс нейтрализации приводит к превращению меркаптанов в дисульфиды, которые остаются в продукте и обладают более слабым запахом и коррозионным действием. В результате не происходит уменьшения общего содержания серы при нейтрализации, и поэтому ее используют только для потоков, где присутствие серы не создает проблем.

Жидкость очистки в скруббере отработанного каустика (отработанный каустик), поступающая из блока экстракции, является одним из самых проблемных потоков отходов, создаваемых на нефтеперерабатывающих предприятиях.

Это обусловлено, главным образом, чрезвычайно высокой концентрацией сульфидов, не позволяющей осуществить сброс жидкости непосредственно в систему очистки сточных вод. Из-за высокого уровня содержания сульфидов вышедшее в виде газа вещество может создать проблемы, связанные с неприятным запахом и угрозой для безопасности.

В блоке окисления каустика активные сульфиды, содержащиеся в отработанной каустической жидкости, окисляются в растворимые тиосульфаты, сульфиты и сульфаты. После этого очищенный поток пригоден для биологической обработки на установке очистки сточных вод.

Блоки газификации

Блоки газификации включают газификацию кокса, газификацию углеводородов (частичное окисление) и очистку водорода (то есть мокрую газоочистку, мембранные системы, низкотемпературное разделение и адсорбцию с колебанием давления). Синтез-газ, получаемый при газификации кокса, содержит сероводород и карбонилсульфид, и его очищают в блоке обработки амином.

Сооружения для смешивания

Смешивание представляет собой последнюю операцию нефтепереработки. Оно состоит в перемешивании продуктов в разных пропорциях для выполнения технических требований к товару. Смешивание может проводиться в линии или в периодическом режиме в резервуарах для смешивания. Выбросы в атмосферу при

смешивании включают неорганизованные выбросы ЛОС из резервуаров смешивания, клапанов, насосов.

Вспомогательные сооружения

Вспомогательные сооружения на предприятиях нефтепереработки обычно состоят из устройств очистки сточных вод, систем продувки и факела, блоков выделения паров (например, термического окисления, поглощения, поверхностного поглощения, мембранного разделения и низкотемпературной конденсации) и систем питания и электрических систем (например, котлов, печей, газовых турбин).