

РУКОВОДСТВО ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЗДОРОВЬЯ И ТРУДА

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

ВВЕДЕНИЕ

1. Руководства по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ) представляют собой технические справочники, содержащие примеры надлежащей международной отраслевой практики (НМОП) как общего характера, так и относящиеся к конкретным отраслям¹. Если в реализации проекта участвуют члены Группы Всемирного банка, Руководства применяются в соответствии со стандартами и политикой этих стран. Руководства по ОСЗТ для различных отраслей промышленности следует применять в сочетании с **Общим руководством по ОСЗТ** – документом, в котором пользователи могут найти указания по вопросам ОСЗТ, относящимся ко всем отраслям. При осуществлении комплексных проектов может возникнуть необходимость в использовании нескольких отраслевых Руководств. С полным перечнем отраслевых Руководств можно ознакомиться, пройдя по ссылке: www.ifc.org/ehsguidelines.
2. В настоящем Руководстве по ОСЗТ представлены производственные показатели и параметры, которые, как правило, считаются достижимыми на новых производственных объектах при современном уровне технологий и приемлемых затратах. Применение положений Руководства по ОСЗТ к уже существующим производственным объектам может потребовать разработки особых целевых показателей для каждого объекта и соответствующего графика их достижения.
3. Применение Руководства по ОСЗТ следует увязывать с факторами опасности и риска, определенными для каждого проекта по итогам экологической оценки с учетом таких характеристик условий осуществления данного проекта, как особенности страны его реализации, ассимилирующая способность окружающей среды и прочие проектные факторы. Порядок применения конкретных технических рекомендаций следует разрабатывать на основе экспертного мнения квалифицированных и опытных специалистов.
4. Если нормативные требования страны реализации проектов предусматривают показатели и параметры, отличные от содержащихся в Руководствах по ОСЗТ, то при реализации проектов надлежит руководствоваться наиболее жесткими требованиями. Если в силу особых условий реализации конкретного проекта целесообразно применение менее жестких требований, чем те, что представлены в настоящем Руководстве по ОСЗТ, то надлежит подготовить детальное и исчерпывающее обоснование любых предлагаемых альтернатив по конкретному объекту с полной экологической оценкой. Такое обоснование должно продемонстрировать, что выбранный уровень показателей ОСЗТ обеспечит должную охрану здоровья людей и окружающей среды.

¹ Определяется как выполнение работы, характеризующееся высоким уровнем профессионализма, 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. Обстоятельства, которые может выявить квалифицированный и опытный специалист при оценке применяемых в ходе реализации проекта способов предотвращения и контроля загрязнения окружающей среды, могут включать, помимо прочего, различные уровни деградации и ассимилирующей способности окружающей среды, а также различные уровни финансовой и технической осуществимости.

Применение

5. **Руководство по ОСЗТ «Нефтепереработка»** распространяется на операции по переработке сырой нефти в готовые продукты, такие как производимый на НПЗ топливный газ, сжиженный углеводородный газ (СУГ), моторный бензин, керосин, дизельное топливо, печное топливо, котельное топливо, битум, асфальт, смазочные масла, воск, сера, нефтяной кокс и промежуточные продукты (например, пропан-пропиленовые смеси, лигроин прямой перегонки, газойль, вакуумный дистиллят и ароматические соединения) для нефтехимической промышленности. В приложении А приведено описание видов деятельности, относящихся к данной отрасли. Дополнительная информация по вопросам ОСЗТ для резервуарных парков приведена в **Руководстве по ОСЗТ «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»**.

Настоящий документ состоит из следующих разделов:

1. Управление воздействиями отраслевой деятельности	2
1.1 Окружающая среда	2
1.2 Охрана труда и техника безопасности	15
1.3 Охрана здоровья и обеспечение безопасности населения	19
2. Мониторинг показателей ОСЗТ	20
2.1 Окружающая среда	20
2.2 Охрана труда и техника безопасности	25
3. Список литературы	26
Приложение А. Общее описание видов деятельности, относящихся к нефтепереработке	29

1. УПРАВЛЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ ОТРАСЛЕВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6. В настоящем разделе представлен обзор проблем ОСЗТ, связанных с процессом нефтепереработки, наряду с рекомендациями по их решению. Рекомендации по решению вопросов ОСЗТ, характерных для большинства крупных промышленных предприятий на стадии строительства и вывода из эксплуатации, содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

1.1 Окружающая среда

7. Возможные экологические факторы, связанные с нефтепереработкой, включают:

- выбросы в атмосферу;
- обращение с производственными сточными водами (хранение, транспортировка, очистка и утилизация);
- обращение с опасными материалами и отходами;
- шум, создаваемый при работе оборудования.

Выбросы в атмосферу

Отходящие газы

8. В нефтеперерабатывающей промышленности выбросы в атмосферу отходящих газов (диоксида углерода (CO₂), оксидов азота (NO_x), оксидов серы (SO_x), монооксида углерода (CO)) и твердых частиц являются результатом сжигания газа и нефти в газовых турбинах, котлах, двигателях и технологических печах для производства электроэнергии, пара и теплая. Кроме того, источниками выбросов отходящих газов могут быть котлы-утилизаторы избыточного тепла, используемые в некоторых технологических установках в процессе непрерывной регенерации катализатора или сжигания жидкого нефтяного кокса. В частности, отходящие газы выбрасываются в атмосферу из дымовой трубы в установке окисления битума, в процессе регенерации катализатора в установках каталитического крекинга в псевдоожиженном слое или каталитического крекинга остаточного сырья, а также в установке регенерации серы, где может содержаться небольшое количество оксидов серы SO_x и сероводорода (H₂S).

9. Указания по ограничению выбросов от малых источников горения тепловой мощностью до 50 МВт, включая нормативы выбросов в атмосферу отходящих газов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Указания для выбросов в атмосферу от источников горения тепловой мощностью более 50 МВт приведены в **Руководстве по ОСЗТ «Тепловые электростанции»**.

10. Для технологических печей следует предусматривать следующие основные меры по предотвращению и контролю загрязнения окружающей среды:

- установка подогревателей воздуха горения, повышающих эффективность работы печей;
- оптимизация работы печей и, следовательно, эффективности горения путем постоянного мониторинга и расширенного контроля рабочих параметров (температуры и концентрации кислорода в отходящих газах для оптимизации сгорания топливной смеси путем достижения оптимального соотношения воздуха и топлива; оптимизацию подачи избыточного воздуха для сокращения потерь тепла в результате неполного сгорания газов или нефтяных остатков);
- использование высокоэффективных нагревателей с надлежащей системой управления (например, с коррекцией содержания кислорода);
- предотвращение конденсации отходящих газов на поверхностях;
- минимизация энергопотребления путем использования высокопроизводительных насосов, вентиляторов и другого оборудования;
- использование методов контроля выбросов углекислого газа, таких как соблюдение надлежащих режимов эксплуатации и контроля, постоянную подачу жидкого топлива во вспомогательные установки нагрева, хорошее смешивание отходящих газов и каталитическое дожигание;
- регулярная очистка поверхностей нагрева (сажеобдувка) при сжигании жидкого топлива или смешанного топлива;
- использование огнеупорных материалов с высокой излучательной способностью для улучшения теплопередачи, например, путем нанесения керамических покрытий в качестве отражающих поверхностей.

Выпуск в атмосферу и факельное сжигание

11. Факельное сжигание и выпуск газа в атмосферу относятся к важным эксплуатационным мерам безопасности, применяемым на нефтеперерабатывающих предприятиях при возникновении нештатных ситуаций на производстве, таких как поломка или сбой, 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.

12. При выполнении планового запуска и останова следует использовать систему утилизации факельного газа. При выполнении плановых выбросов избыточный газ из технологических газоотводов должен рекуперироваться или контролироваться, а объем газа, сжигаемого на факеле, должен быть сведен к минимуму.

13. Сжигание на факеле изменяет химический характер выбрасываемых веществ (например, при сгорании H_2S образуется диоксид серы (SO_2), а при сгорании углеводородов – CO_2 и водяной пар). Мониторинг атмосферных выбросов газов должен включать как приземные концентрации загрязняющих веществ, так и общий годовой объем загрязняющих веществ. Прежде чем применять факельное сжигание, необходимо оценить осуществимые варианты использования газа и – если это практично, обоснованно и безопасно – в максимально возможной степени интегрировать их в технологический дизайн. Объемы факельного сжигания на новых сооружениях должны быть оценены в начале периода ввода в эксплуатацию в целях разработки целевых показателей. Следует регистрировать объемы сжигаемого газа для всех видов операций, предусматривающих факельное сжигание. Необходимо подготовить и реализовать планы управления сжиганием газа в факелах².

14. Для предотвращения и контроля загрязнений при факельном сжигании газа следует рассмотреть возможность применения следующих мер:

- максимальная реализация мер по сокращению объемов исходного газа;
- использование эффективных оголовков факела (характеризующихся оптимальной звуковой скоростью подачи газа для предотвращения сбоев в работе факела, вызванных затуханием пламени) и оптимизация размера и числа форсунок сжигания (не менее трех форсунок, используемых в качестве запальников, установленных под углом 120° друг к другу, чтобы обеспечить непрерывное сжигание);
- максимальное повышение эффективности сжигания в факеле путем регулирования и оптимизации скорости потока топлива/воздуха/пара, чтобы обеспечить правильное соотношение вспомогательного потока и потока факела;
- сведение к минимуму сжигания в факеле при продувках и в пилотных горелках без ущерба для безопасности за счет реализации различных мер, включая установку устройств для редуцирования продувочного газа и узлов утилизации факельных газов (преимущественно для непрерывных и плановых сбросов), установку факельного сепаратора (парожидкостного сепаратора, используемого для предотвращения скопления жидкости в факельной трубе), применение технологии клапанов с мягким седлом (где это возможно), установку энергосберегающих пилотных горелок, использование инертного газа для

² Например, U.S. EPA, 40 CFR 60 Standard of Performance for New Stationary Sources- Subpart Ja (2015).

продувки, а также отвод потоков в распределительную сеть топливного газа на нефтеперерабатывающем предприятии;

- минимизация риска выброса газа из пилотной горелки факела путем регулирования скорости поступления газа и установки ограждения от ветра;
- использование надежной системы автоматического поджигания пилотной горелки факела;
- установка высокоинтегрированных систем контроля давления, где это возможно, для сокращения числа случаев превышения давления и устранения или уменьшения частоты возникновения ситуаций, требующих сжигания газа в факеле;
- использование систем отделения жидкости для сведения к минимуму уноса жидкости и ее попадания с газовым потоком в факел;
- сведение к минимуму отрыва пламени и проскока пламени;
- эксплуатация факела в режиме контроля запаха и видимого дыма с использованием подходящих оптических приборов – например, детекторов пламени, останавливающих впрыск струи при обнаружении черного дыма на оголовке;
- установка факела на безопасном расстоянии от жилых помещений и мест работы персонала, включая места проживания персонала;
- введение программы технического обслуживания и замены горелок для обеспечения постоянной максимальной эффективности работы факела;
- ежемесячный учет сжигаемого газа для оценки уровня загрязнения, в первую очередь, по содержанию CO₂ и SO₂, а также учет выделяющегося тепла (в качестве косвенной меры оценки выбросов парниковых газов);
- недопущение избыточного парообразования, так как избыток пара в факеле снижает эффективность работы факела;
- недопущение образования сносимого ветром пламени. Сильные порывы поперечного ветра могут существенно влиять на размеры и форму факела, создавая вихревой поток пламени (то есть пламя отбрасывается вниз на подветренной стороне факела, и газы сгорают на корпусе оголовка), ухудшая производительность факела и приводя к возможным повреждениям оголовка факела;
- недопущение отрыва пламени, то есть условий, при которых пламя отделяется от оголовка факела, и возникает разрыв между оголовком факела и нижней частью пламени в результате чрезмерного впуска воздуха, обусловленного скоростью подачи сжигаемого газа и центральной паровой струи. Такое пламя может снизить эффективность факела и привести к полному гашению пламени.

15. Для сведения к минимуму случаев факельного сжигания в связи с поломкой оборудования и нестандартными условиями на установке необходимо обеспечить высокую надежность установки (>95%). Следует предусмотреть возможность остановки оборудования в соответствии с планами технического обслуживания и протоколами капитального ремонта таким образом, чтобы продолжительность работы НПЗ не превышала 8000 часов в год (что соответствует запланированной остановке НПЗ на один месяц в год для проведения общего технического обслуживания). Это означает, что коэффициент загрузки производственных мощностей НПЗ составляет 91% (или 8000 часов работы/24 часа в сутках x 365 дней = 0,91).

Фугитивные выбросы

16. Фугитивные выбросы в атмосферу на объектах нефтепереработки могут быть связаны с утечками из труб, клапанов, соединителей, фланцев, сальников, конденсатоотводчиков, уплотнительных прокладок, разомкнутых линий, резервуаров-хранилищ с плавающей крышей, насосов и компрессоров, газоперекачивающих систем, клапанов сброса давления, дыхательных клапанов, резервуаров или открытых амбаров, водомасляные сепараторы, а также с операциями хранения, погрузки и разгрузки углеводородов. В зависимости от процесса нефтепереработки фугитивные выбросы в атмосферу могут содержать:

- водород;
- метан;
- летучие органические соединения (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 полуметучие органические соединения;
- неорганические газы, включая аммиак (NH₃), CO, CO₂, SO₂ и триоксид серы (SO₃) с установки регенерации серной кислоты, используемой в процессе сернокислотного алкилирования, NO_x, метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), этил-трет-бутиловый эфир (ЭТБЭ), третамилметилловый эфир (ТАМЭ), метанол и этанол;
- фтористоводородную кислоту (ФВ) в случае выполнения фтористоводородного алкилирования сероводорода.

17. При наполнении резервуаров-хранилищ с конической крышей существует большая вероятность выбросов ЛОС, что связано с фугитивной эмиссией из дыхательных клапанов, фугитивными выбросами углеводородов через уплотнения плавающей крыши резервуаров-хранилищ, фугитивными выбросами из фланцев и/или клапанов и механических уплотнений, выбросами ЛОС из резервуаров для смешивания нефтепродуктов, клапанов, насосов и при операциях смешивания, а также выбросами ЛОС из нефтесодержащих стоков и систем очистки сточных вод. Кроме того, возможно из резервуаров-хранилищ для битума может выделяться азот в виде аэрозоля, насыщенного углеводородами и соединениями серы при температуре хранения (150–180°C). К другим возможным источникам фугитивных выбросов в атмосферу относятся вентиляционные клапаны установок для улавливания паров, а также выбросы газов от процессов окисления каустика.

18. Рекомендации относительно предотвращения и контроля фугитивных выбросов в атмосферу заключаются в следующем:

- необходимо внедрить системную программу выявления и устранения утечек (LDAR); с помощью этой программы и анализа монтажно-технологических схем представляется возможным установить процессы и определить оборудование (например, трубы, клапаны, уплотнения, резервуары и другие узлы инфраструктуры), которые могут служить источниками фугитивных выбросов ЛОС в атмосферу (например, в результате деградации компонентов), и установить приоритетный мониторинг этих выбросов с помощью устройств обнаружения и последующие ремонтные работы или замену узлов, если это необходимо;

- при выборе клапанов, фланцев, арматуры, уплотнений и сальников необходимо учитывать их эффективность в предотвращении утечек и фугитивных выбросов в атмосферу³;
- для сведения к минимуму выбросов углеводородных паров в атмосферу их необходимо собирать (например, используя азотную подушку, внутреннюю плавающую крышу в резервуарах или систему перегородок сепаратора) или направлять обратно в технологический процесс;
- вместо выпуска в атмосферу или сжигания на факеле следует использовать установку улавливания паров. Необходимо учесть возможность использования скрубберов для отходящих газов для удаления нефти и других продуктов окисления из верхнего слоя паров в определенных установках (например, на линии производства битума, в наливных эстакадах);
- сжигание газа необходимо проводить при высокой температуре (около 800°C), чтобы обеспечить полное разрушение компонентов, содержащихся в небольших количествах (например, H₂S, альдегидов, органических кислот и фенольных соединений) и минимизировать их воздействия и запаха;
- выбросы в атмосферу из вентиляционных клапанов установки фтористоводородного алкилирования необходимо собирать и нейтрализовать в скруббере для удаления ФВ до направления в факел;
- погрузочно-разгрузочные станции нефти, бензина, метанола/этанола и эфиров, включая МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ, должны иметь системы контроля паров, например установки улавливания паров;
- дополнительные указания по предотвращению и контролю фугитивных выбросов в атмосферу из резервуаров-хранилищ приведены в **Руководстве по ОСЗТ «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»**.

Оксиды азота

19. NO_x может выделяться из котлов, технологических печей, топок, комбинированных теплоэлектростанций (ТЭЦ), газовых турбин, регенераторов установок каталитического крекинга в псевдоожиженном слое, а также из факелов и других технологических установок и печей сгорания. Есть три механизма образования NO_x: топливные NO_x (из-за содержания азота в топливе), тепловые NO_x (из-за содержания азота в воздухе при высоких температурах и избыточных параметрах воздуха в процессе сгорания), и быстрые NO_x (образующихся в результате реакции атмосферного азота (N₂) с фрагментами свободных радикалов типа С, СН и СН₂, выделяющимися из топлива на самой ранней стадии горения). Для сокращения выбросов NO_x в камерах сгорания чаще всего устанавливаются горелки с низким выходом NO_x, а для контроля выбросов NO_x, связанных с установками каталитического крекинга в псевдоожиженном слое, обычно применяются технологии селективного каталитического восстановления или высокотемпературной денитрификации.

20. Аммиак (NH₃), образующийся в процессе гидрообессеривания нефти и газойля, подается в качестве компонента кислого исходного газа в тепловой реактор установки регенерации серы и преобразуется в топливо NO_x. Кроме того, в установке регенерации серы образуются тепловые NO_x

³ European Commission (EC) Joint Research Center (JRC), Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas (2015).

в результате высокотемпературного (приблизительно 1400°C) окисления азота, содержащегося в технологическом воздухе.

21. В дополнение к указаниям по решению этих вопросов, приведенным в **Общем руководстве по ОСЗТ**, к числу рекомендуемых мер по предотвращению и минимизации загрязнений относится высокотемпературное сжигание в воздухе (HiTAC), также известное как беспламенное (или бесцветное) сжигание. Эту технологию можно использовать в установках регенерации серы, особенно в установках, куда поступают потоки обедненного кислого газа, который не может сгореть без использования вспомогательного топлива или обогащения кислородом в стандартных условиях. Применение технологии HiTAC позволяет сжигать потоки обедненного кислого газа в однородном температурном поле без обогащения топлива или добавления кислорода. Однородное распределение температуры обеспечивает чистое и эффективное сгорание, а дополнительным преимуществом является существенное сокращение выбросов оксидов азота, монооксида углерода и углеводородов.

Оксиды серы

22. Оксиды серы (SO_x) и сероводород (H₂S) могут выбрасываться от котлов, печей и другого технологического оборудования (например, от установок регенерации серы, регенераторов каталитического крекинга в псевдоожиженном слое, факельных установок, установок очистки сточных вод, установок для сжигания неконденсирующихся отходящих газов, систем коксоудаления и печей для прокалки кокса). Объем выбросов меняется в зависимости от содержания серы в перерабатываемой сырой нефти, содержания серы в сжигаемом топливе, степени извлечения серы и контроля выбросов SO_x. Диоксид (SO₂) и триоксид серы (SO₃) могут выделяться при регенерации серной кислоты в процессе сернокислотного алкилирования. Концентрация диоксида серы (SO₂) в отходящих газах нефтепереработки до их очистки может составлять 1500–7500 миллиграммов на кубический метр (мг/м³)⁴.

23. Для сокращения выбросов SO_x и повышения качества продукции серосодержащие потоки на НПЗ обычно направляются на установки гидроочистки, где водород соединяется с серой, образуя сероводород, который далее направляется в установку аминной очистки, откуда поток высококонцентрированного сероводорода направляется в установку регенерации серы (преимущественно, с использованием процесса Клауса)⁵.

24. Рекомендуемые меры предотвращения и минимизации загрязнения включают следующее:

- минимизация выбросов SO_x за счет десульфуризации топлива, насколько это возможно, или за счет направления топлива с высоким содержанием серы в установки, оборудованные устройствами контроля выбросов SO_x;
- извлечение серы из отходящих газов с помощью высокоэффективных установок регенерации серы (например, установок Клауса, оборудованных специальными секциями для очистки отходящих газов (TGT))⁶;

⁴ EC European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB), Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries (2003).

⁵ См. приложение А: Общее описание видов деятельности, относящихся к нефтепереработке.

⁶ Необходимо использовать систему выделения серы с извлечением не менее 97%, но предпочтительно более 99% серы, когда концентрация сероводорода в отходящих газах оказывается значительной.

- установка скрубберов с раствором каустической соды для обработки отходящих газов (каустическая промывка потока кислого газа для удаления кислот) из абсорбционных башен установки алкилирования.

Твердые частицы

25. Выброс твердых частиц в атмосферу от нефтеперерабатывающих установок связан с отходящими газами печей и котлов, тонкой фракцией катализатора, выбрасываемой от установок регенерации катализатора крекинга в псевдоожиженном слое, и другими каталитическими процессами, с перегрузкой кокса, выбросами тонких фракций и золы при сжигании шлама, а также коксоудалением и сажеобдувкой печей и факельных установок. Частицы могут содержать металлы (например, ванадий, никель). Еще одним типом выбросов твердых частиц являются конденсируемые твердые частицы $PM_{2.5}$ (например, нитраты, сульфаты). Меры по очистке выбросов от твердых частиц могут также способствовать сокращению выбросов металлов от нефтеперерабатывающих производств⁷.

26. Рекомендуемые меры предотвращения и минимизации загрязнения включают следующее:

- установка высокоэффективных устройства контроля загрязнения воздуха (например, мешочных фильтров, электростатических пылеуловителей, скрубберов, трехступенчатых циклонных пылеуловителей) на крупных источниках выбросов твердых частиц, например, на устройствах регенерации катализатора установки каталитического крекинга в псевдоожиженном слое (FCCU) и установках для сжигания шлама. При необходимости контроля выбросов частиц $PM_{2.5}$ следует рассмотреть возможность применения указанных технологий наряду с технологиями контроля выбросов NO_x и SO_x (например, использованием мокрых скрубберов). Сочетание этих методик может обеспечить устранение более 99% твердых частиц;
- применение методов, способствующих сокращению выбросов твердых частиц в процессе работы с коксом, в том числе:
 - хранение кокса насыпью в закрытых укрытиях;
 - поддержание кокса во влажном состоянии;
 - дробление кокса в дробилке и подачу 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;
- рассмотрение возможности замены топлива, то есть замены тяжелого дизельного топлива легким дизельным топливом, природным газом или газом нефтепереработки.

⁷ EC JRC, Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas (2015).

Парниковые газы

27. Диоксид углерода (CO₂) и метан (CH₄) являются основными парниковыми газами (ПГ), которые выбрасывают нефтеперерабатывающие предприятия, и могут образовываться в существенных количествах при переработке нефти и в ходе связанных с ней процессов сжигания. Диоксид углерода и другие газы (например, N₂O) могут выбрасываться в атмосферу в процессе регенерации катализаторов из благородных металлов, проводимой непосредственно на месте производства. Необходимо ежегодно выполнять количественный учет совокупных выбросов парниковых газов в соответствии с международно признанными методиками.

28. На этапе проектирования или планирования модернизации предприятия, операторы должны предусмотреть усовершенствование стационарных источников горения (например, паровых котлов, технологических печей, комбинированных теплоэлектростанций), модернизацию систем подачи топливного газа и факельных систем, и установку электроэнергетических систем, вырабатывающих энергию за счет утилизации отработанного тепла для минимизации выбросов парниковых газов. Основной целью должно быть сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу и оценка экономически эффективных вариантов сокращения выбросов, которые осуществимы с технической точки зрения⁸. Дополнительные рекомендации по контролю ПГ, в дополнение к повышению энергоэффективности и экономии энергии, рассмотрены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Сточные воды

Технологические сточные воды

29. В нефтепереработке значительную часть сточных вод составляют «кислая» вода, а также технологические сточные воды, не содержащие ни нефти, ни кислот. Кислая вода образуется при обессоливании, отборе легких фракций, вакуумной перегонке, предварительной обработке, гидрообессеривании легкого и среднего дистиллята, гидрокрекинге, каталитическом крекинге, коксовании, легком и термическом крекинге. Кислая вода может быть загрязнена углеводородами, сероводородом, аммиаком, органическими соединениями серы (меркаптанами (RSH)), органическими кислотами и фенолом. Технологическую сточную воду с высоким содержанием сероводорода и/или аммиака обрабатывают в отпарной колонне кислой воды для удаления этих веществ и других соединений перед ее использованием для внутренних производственных нужд или перед окончательной очисткой и сбросом через очистные сооружения на объекте. Технологические сточные воды, не загрязненные ни нефтью, ни кислотами, могут вызывать сбои в работе очистных сооружений. В частности, в случае неправильной нейтрализации потоки сбрасываемые с установок обработки продувочной воды котлов и деминерализации, приобретают нежелательную способность экстрагировать фенолы из масляной фазы в водную фазу, а также создавать эмульсии на установке очистки сточных вод. Жидкие стоки могут также образовываться при случайных сбросах или утечках небольших количеств продукта из технологического оборудования, машин, а также из складов или резервуаров. Как правило, очищенная кислая вода

⁸ Подробная информация о возможностях повышения энергоэффективности на нефтеперерабатывающих предприятиях приведена в выпущенной Университетом Калифорнии статье "Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries", (2005) <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbnl> и публикации Агентства США по охране окружающей среды "Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry" (2010).

направляется обратно в отпарную колонну кислой воды, а не на очистные сооружения нефтеперерабатывающего завода.

30. Рекомендуемые методы обращения с технологическими сточными водами включают следующее:

- предотвращение и контроль случайных сбросов жидкости путем 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 достаточных мощностей для хранения технологических жидкостей с целью максимального возврата в технологический процесс и исключения массового сброса технологических жидкостей в дренажные системы загрязненных нефтью жидкостей;
- проектирование и строительство сливных бассейнов для хранения сточных вод и вредных материалов с водонепроницаемым покрытием для 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 емкости;
- внедрение рациональных методов осуществления хозяйственной деятельности, включая транспортировку продукции по дорогам с твердым покрытием, а также оперативный сбор небольших разливов.

31. Необходимо предусмотреть специальные меры обращения с отдельными потоками сточных вод, включая следующее:

- отработанную каустическую соду с установок обессеривания и химической обработки направлять непосредственно в систему очистки сточных вод после окисления каустика;
- отработанный 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 не подвергаются биологической очистке и не должны подаваться в систему очистки сточных вод, на которую они оказывают вредное воздействие;
- если на предприятии имеются кислые и щелочные стоки, образующиеся при подготовке деминерализованной воды, их необходимо нейтрализовать перед сбросом в систему очистки сточных вод;
- охлаждать стоки продувки систем производства пара перед сбросом. Эти стоки, как и стоки от продувки градирен, могут содержать добавки (например, биоциды), в результате чего может потребоваться их очистка в очистных сооружениях перед сбросом;
- загрязненную углеводородами воду от процессов промывки при плановом ремонте и содержащие углеводороды стоки от технологических утечек следует обрабатывать на очистных сооружениях.

Очистка технологических сточных вод

32. Методы очистки технологических сточных вод в этой отрасли включают сегрегацию источников, и предварительную обработку концентрированных потоков сточных вод. Очистка сточных вод включает следующие типовые этапы:

- маслоуловители, нефтеловушки для сбора поверхностной пленки нефтепродуктов, сепараторы с коагулирующими элементами (CPS), флотация растворенным воздухом (DAF) или нефтеотделители для разделения нефтепродуктов и пригодных для флотации твердых веществ;
- фильтрация для отделения фильтруемых твердых веществ;
- усреднение расхода и нагрузок;
- седиментация в осветлителях с целью уменьшения содержания взвешенных веществ;
- биологическая очистка - обычно аэробная обработка - для снижения уровня растворимых органических веществ, то есть биологической потребности в кислороде (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.

33. Могут потребоваться дополнительные инженерные методы для: (i) сбора и очистки летучих органических соединений, образующихся при работе различных установок в системе очистки сточных вод; (ii) усовершенствованного удаления металлов с помощью мембранной фильтрации или других физико-химических методов очистки; (iii) удаления стойких органических веществ и не подверженных биологическому разложению составляющих ХПК, с помощью активированного угля или дополнительного химического окисления; (iii) снижения токсичности стоков специальными методами (например, обратного осмоса, ионного обмена, активированного угля и т. п.); (iv) ограничения и нейтрализации неприятных запахов.

34. Контроль промышленных сточных вод, а также примеры подхода к их очистке приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. За счет использования этих технологий и полезных практических методов контроля сточных вод предприятия должны обеспечивать нормативные значения, приведенные в соответствующей таблице раздела 2 этого документа.

Другие сточные воды и водопотребление

35. Руководство по управлению незагрязненными сточными водами вспомогательных процессов 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 является ограниченным природным ресурсом, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

36. Вода для гидростатических испытаний: гидростатические испытания оборудования и трубопроводов проводятся под давлением с использованием воды (обычно фильтрованная, сырая вода) для проверки целостности системы и обнаружения возможных утечек. Обычно, к пресной воде добавляют химические добавки (например, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода и

краситель) для предотвращения внутренней коррозии и выявления утечек. При организации использования воды для гидростатических испытаний следует рассмотреть следующие меры по предотвращению и контролю загрязнения:

- повторное использование воды в нескольких гидростатических испытаниях;
- снижение потребности в ингибиторах коррозии за счет минимизации времени нахождения воды для испытаний в оборудовании и трубопроводе;
- при необходимости использования химических веществ – выбор эффективных химических веществ, обладающих минимальной токсичностью, биодоступностью и потенциалом биоаккумуляции, а также максимальной степенью биodeградации.

37. Если единственным возможным вариантом утилизации воды после гидростатических испытаний является ее сброс в море или другие поверхностные воды, необходимо подготовить план утилизации этой воды с указанием точек и скорости сброса, использования и диспергирования химикатов, риска для окружающей среды и требуемого контроля. Следует избегать сброса воды после гидростатических испытаний в мелководных прибрежных районах.

Обращение с опасными материалами

38. 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 «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»** и в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Отходы

39. В результате нефтепереработки и технического обслуживания оборудования нефтеперерабатывающих предприятий образуются большие объемы различных отходов, как опасных, так и неопасных. Общие инструкции по хранению, обращению, очистке и утилизации опасных и неопасных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Отработанные катализаторы

40. Отработанные катализаторы образуются в ряде производственных модулей при нефтепереработке, включая установки, используемые для нижеперечисленных процессов: предварительная обработка и каталитический риформинг; гидрообессеривание легкого и среднего дистиллята; гидрокрекинг; каталитический крекинг в псевдооживленном слое (FCCU); каталитический крекинг остаточного сырья (RCCU); производство МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ; изомеризация бутанов; гидрогенизация диенов и гидроизомеризация бутиленов; регенерация серной кислоты; селективное каталитическое гидрообессеривание; получение 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. Существует несколько типов отработанных катализаторов, и способ их утилизации зависит от физико-химических свойств. Следует учитывать два основных момента: считается ли конкретный катализатор «опасным» или «неопасным» по своему характеру и являются ли металл или металлы, которые он содержит, ценными или извлекаемыми. Способ утилизации отработанных катализаторов напрямую зависит от результатов анализа вышеуказанных факторов.

41. Рекомендуемые стратегии рационального использования опасных катализаторов включают следующее:

- использование катализаторов с длительным сроком службы и регенерацию катализаторов для продления срока их службы;
- использование надлежащего хранилища на площадке и методов погрузки/разгрузки, чтобы избежать неконтролируемых экзотермических реакций;
- возврат отработанных катализаторов изготовителю для их регенерации или восстановления, или транспортировка с площадки на другую перерабатывающую компанию для переработки, извлечения 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

42. Помимо отработанных катализаторов, к числу опасных промышленных отходов относятся растворители, фильтры, уайт-спирит, отработанные нейтрализующие агенты, отработанные амины для удаления диоксида углерода, сероводорода 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. В очистных сооружениях и бассейнах/отстойниках образуется осадок, который может классифицироваться как опасный отход в зависимости от применяемого процесса очистки и поступающих сточных вод.

43. Технологические отходы необходимо подвергать тестированию и классифицировать на опасные и неопасные с учетом местных нормативных требований или международно признанных подходов. Подробные инструкции по хранению, транспортировке, очистке и утилизации опасных и неопасных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

44. Рекомендуемые отраслевые стратегии управления опасными отходами включают следующее:

- направление нефтешлама из резервуаров-хранилищ сырой нефти и установок обессоливания, где это применимо, на установки замедленного коксования для вторичного извлечения углеводородов;
- предотвращение избыточного крекинга в установках легкого крекинга, чтобы исключить образование нестабильного дизельного топлива, что приводит к увеличению шлама и образования осадка при хранении;
- максимальное извлечение нефтепродуктов из нефтесодержащих сточных вод и шламов. Минимизация проникновения нефти в систему стоков. Нефть можно извлекать из нефтешлама методами сепарации (например, с помощью отстойников и центрифуг);
- обработка шлама может предусматривать нанесение на грунт (биоремедиация) или экстракцию растворителем с последующим сжиганием остатка и/или его использованием

для производства асфальта или цемента, когда это осуществимо. В некоторых случаях перед утилизацией может потребоваться стабилизация осадка, чтобы уменьшить выщелачивание тяжелых металлов. Необработанный опасный нефтешлам с нефтеперерабатывающих заводов следует захоранивать на специализированном полигоне, как указано в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Неопасные отходы

45. В процессе фтористоводородного алкилирования образуется шлам нейтрализации, который может содержать фторид кальция, гидроксид кальция, карбонат кальция, фторид магния, гидроксид магния и карбонат магния. После сушки и прессования его можно продавать для использования – например, на сталелитейных заводах – или направлять на полигон твердых отходов. Подробные инструкции по хранению, обращению, очистке и утилизации неопасных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Шум

46. К основным источникам шума на предприятиях нефтепереработки относятся крупные ротационные машины, такие, как компрессоры и турбины, насосы, электродвигатели, воздухоохладители (при наличии таковых), воздуходувки, вентиляторы и нагреватели. Кроме того, шум могут создавать утечки пара (если они значительны). При аварийном сбросе давления высокий уровень шума может возникать в результате подачи в факел газов под высоким давлением и/или выпуска пара в атмосферу. Общие рекомендации относительно контроля шума приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

1.2 Охрана труда и техника безопасности

47. Вопросы охраны труда и техники безопасности применительно к строительству и выводу из эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий аналогичны проблемам других промышленных предприятий, и методы их решения описаны в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

48. В качестве общего принципа при планировании мероприятий в области охраны здоровья и обеспечения безопасности работников следует предусматривать системный и конструктивный подход к предотвращению и контролю физических, химических, биологических и радиологических факторов риска для здоровья и безопасности, описанных в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

49. Основные угрозы для здоровья и безопасности работников следует предотвращать за счет реализации программы управления безопасностью производственных процессов, минимальные компоненты которой описаны в **Общем руководстве по ОСЗТ** и включают следующее:

- анализ рисков для конкретного предприятия, включая подробный анализ последствий (например, анализ характера и последствий отказов [FMEA], исследование по определению опасностей [HAZID], оценка факторов опасности и работоспособности [HAZOP], либо количественная оценка рисков [QRA]). Этот анализ рекомендуется проводить одновременно с предварительным инженерным проектированием (FEED) и детальным проектированием до ввода в предприятия в эксплуатацию;
- обучение работников в отношении опасных и вредных производственных факторов;

- процедуры управления изменениями рабочих процессов, анализа технологических рисков, поддержания механической целостности, проведения предпускового обзора безопасности, выдачи разрешений на проведение огневых работ, системы безопасности труда и другие существенные аспекты технологической безопасности процесса, описанных в **Общем руководстве по ОСЗТ**;
- система управления транспортной безопасностью, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**, если проект предусматривает транспортировку сырья или продуктов переработки;
- процедуры обращения, перевозки и хранения опасных материалов.

50. К числу наиболее вредных и опасных производственных факторов, влияющих на здоровье и безопасность работников в процессе эксплуатации нефтеперерабатывающего предприятия, в основном, относятся:

- безопасность производственных процессов;
- атмосфера с недостатком кислорода;
- опасные химические факторы;
- пожары и взрывы.

Безопасность производственных процессов

51. Программы обеспечения безопасности технологических процессов следует осуществлять с учетом характерных промышленных условий, таких как сложные химические реакции, использование опасных материалов (например, токсичных, химически активных, горючих и взрывоопасных веществ) и многоступенчатые реакции.

52. Обеспечение безопасности технологических процессов включает следующее:

- тестирование физической опасности материалов и реакций;
- анализ факторов риска в целях пересмотра химических основ технологического процесса и инженерно-технической практики, включая термодинамику и кинетику;
- эффективное профилактическое техническое обслуживание и проверка механической целостности технологического оборудования и сетей;
- обучение и повышение квалификации операторов/технического персонала;
- разработка систем безопасности труда, рабочих инструкций и порядка аварийного реагирования.

Атмосфера с недостатком кислорода

53. Возможное выделение и накопление 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 следующее:

- проектирование и установка системы вентиляции азота в соответствии с отраслевыми стандартами;
- установка автоматизированной системы отключения, которая может обнаружить и сигнализировать неконтролируемый выпуск азота (включая наличие атмосферы с

недостатком кислорода на рабочих местах⁹), автоматически инициировать принудительную вентиляцию и отключить оборудование чтобы минимизировать продолжительность выпуска;

- внедрение порядка входа в ограниченное пространство, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**, с учетом конкретных опасных факторов на предприятии.

Опасные химические факторы

54. Выбросы фтористоводородной кислоты, монооксида углерода, метанола и сероводорода могут быть факторами риска на рабочем месте. Утечка сероводорода может возникнуть в процессе регенерации амина в установках очистки аминов и в установках регенерации серы. Утечка монооксида углерода может произойти из установки каталитического крекинга в псевдоожиженном слое (FCCU) и установки каталитического крекинга остаточного сырья (RCCU), а также в секции производства синтез-газа установки для производства водорода. Смесь монооксида углерода с воздухом взрывоопасна, и возможно спонтанное и взрывное возгорание. При смешивании с воздухом сероводород представляет непосредственную опасность возгорания.

55. Существует риск того, что в процессе обычной работы предприятия работники могут вдыхать опасные вещества (например, сероводород, монооксид углерода, летучие органические соединения (ЛОС), полициклические ароматические углеводороды (ПАУ)). Контакт с кислотами, паром и горячими поверхностями представляет потенциальную опасность для кожи. Факторами риска химического воздействия следует управлять с учетом результатов анализа производственных опасностей и санитарно-гигиенического обследования предприятия в соответствии с инструкциями по охране труда и технике безопасности, приведенными в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Меры защиты включают обучение работников, систему допусков к работам, использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) и систем обнаружения токсичных газов, оснащенных сигнализацией¹⁰.

Фтористоводородная кислота

56. При эксплуатации или обслуживании установки алкилирования работники могут подвергаться воздействию фтористоводородной кислоты (ФВ). К числу мер по охране здоровья работников относятся¹¹:

- снижение летучести ФВ с помощью подходящих добавок для понижения давления паров;
- сведение к минимуму объемов ФВ (технологический баланс);
- проектирование предприятия таким образом, чтобы ограничить площадь, подверженную риску воздействия ФВ, и облегчить пути эвакуации работников;

⁹ Рабочие места, на которых может возникнуть атмосфера с недостатком кислорода, должны быть оборудованы системами мониторинга, способными обнаруживать такие условия. Кроме того, работникам должны быть предоставлены индивидуальные системы мониторинга. Оба типа систем должны подавать предупредительный сигнал тревоги при концентрации O₂ в воздухе в 19,5%.

¹⁰ Подробное описание вопросов охраны труда и техники безопасности, а также стратегий предупреждения и контроля для отрасли нефтепереработки, включая опасные химические факторы и опасность пожара и взрыва, приведены в документе OSHA *Technical Manual*, Section IV Safety Hazards, Chapter 2 (1999) "Petroleum Refining Process," размещенном на сайте http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

¹¹ Рекомендации по правилам обращения с фтористоводородной кислотой приведены в документе *Recommended Practice (RP) 751*, "Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units" (Third Edition, June 2007), опубликованном Американским институтом нефти (API).

- четкая идентификация участков с риском воздействия ФВ и указание зон применения СИЗ;
- проведение процедур обеззараживания для работников на отведенных для этого участках;
- введение буферных зон безопасности между установкой ФВ алкилирования, другими технологическими блоками и границей нефтеперерабатывающего предприятия;
- использование системы газоочистки для нейтрализации и удаления ФВ перед сжиганием в факеле;
- использование бассейна для нейтрализации ФВ в стоках до их сброса в систему очистки стоков нефтеперерабатывающего предприятия;
- использование специального резервуара для сбора продуктов алкилирования и проведения регламентных измерений pH перед направлением на производство бензина;
- обработка продуктов бутана и пропана, в установках удаления фтора с глиноземом, чтобы разрушать органические фториды с последующей обработкой щелочью для удаления всей оставшейся ФВ;
- транспортировка ФВ с соблюдением инструкций по транспортировке опасных материалов, описанных в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Пожары и взрывы

57. Риски возникновения пожаров и взрывов, создаваемые технологическим процессом, включают аварийный выпуск синтез-газа (содержащего монооксид углерода и водород), кислорода, метанола и газов нефтепереработки. Выпуск газов нефтепереработки может привести к **струйному горению**, если возгорание происходит в секции выпуска, или вызвать взрыв облака топливоздушнoй смеси, огненный шар или вспышку в зависимости от количества задействованного горючего материала и степени ограничения облака. Метан, водород, монооксид углерода и сероводород могут возгораться даже в отсутствие источника возгорания, если их температура превысит температуру самовозгорания, составляющую соответственно 580°C, 500°C, 609°C и 260°C. Разливы легковоспламеняющихся жидкостей на нефтеперерабатывающем предприятии могут вызвать **горение разлива**. Опасность взрыва может также быть связана с накоплением паров в резервуаре-хранилище (например, серной кислоты и битума).

58. Рекомендуемые меры для предотвращения и контроля рисков возникновения пожаров и взрывов, связанных с технологическим процессом, включают следующее¹²:

- проектирование, строительство и эксплуатация нефтеперерабатывающего предприятия в соответствии с международными стандартами¹³ для предотвращения и контроля пожаров и взрывоопасности, включая обеспечение разделения производственных помещений, хранилищ, вспомогательной инфраструктуры и безопасных участков. Безопасные расстояния определяются на основе анализа безопасности предприятия, количественной

¹² Дополнительные рекомендации по пожаро- и взрывоопасности приведены в документе API, RP 2001, "Fire Protection in Refineries" (2012).

¹³ Одним из примеров надлежащей практики является документ U.S. National Fire Protection Association (NFPA), Code 30: "Flammable and Combustible Liquids" (Quincy, MA: NFPA, 2003), размещенный на сайте: <http://www.nfpa.org/>. Дополнительные инструкции для сведения к минимуму воздействия электростатического заряда и молний приведены в документе API RP, "Protection against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents" (2003).

оценки рисков, и с помощью использования международно признанных стандартов пожарной безопасности¹⁴;

- установка систем раннего обнаружения, например мониторинг давления в сетях подачи газа и жидкости, дополнительно к детекторам дыма и тепла для пожаров ;
- оценка возможности скопления паров в резервуарах-хранилищах и введение методик предупреждения и контроля (например, создание азотной подушки для хранения серной кислоты и битума);
- исключение возможных источников возгорания (например, использование конфигурации трубопроводов, избегающей разливов на высокотемпературные трубы, оборудование и/или вращающиеся механизмы);
- обеспечение пассивных мер пожарной защиты в пределах моделируемой зоны пожара, способных выдерживать температуру в течение времени, достаточного для того, чтобы оператор смог принять меры пожаротушения;
- ограничение участков, на которых могут произойти аварийные разливы легковоспламеняющихся жидкостей путем:
 - определения пожароопасных зон и оборудование их дренажной системой для сбора и отвода разливов легковоспламеняющихся жидкостей в безопасный огражденный участок, включая вторичное ограждение резервуаров-хранилищ;
 - установки пожаро- и взрывоустойчивых перегородок на участках, где невозможно соблюсти соответствующее расстояние разделения;
 - проектирования системы канализации для загрязненных нефтью стоков таким образом, чтобы избежать распространения пламени.

59. Дополнительные рекомендации по управлению рисками пожаров и взрывов при хранении сырой нефти приведены в **Руководстве по ОСЗТ «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»**.

1.3 Охрана здоровья и обеспечение безопасности населения

60. Воздействие на здоровье и безопасность населения в период строительства и вывода из эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий типично для большинства других промышленных объектов и рассматривается в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

61. Самые значимые риски для здоровья и безопасности населения возникают на стадии эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий, включая угрозу крупных аварий в связи с пожарами и взрывами, а также возможными случайными сбросами сырья или готовой продукции во время транспортировки за пределами перерабатывающего предприятия. Инструкции по решению этих проблем приведены ниже и в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

62. Дополнительные инструкции, применимые для транспортировки по морю и железной дороге, а также для береговых сооружений, приведены в **Руководствах по ОСЗТ «Судоходство», «Железные дороги», «Порты, гавани и терминалы» и «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»**.

¹⁴ Одним из примеров дополнительной информации по безопасному расстоянию является документ NFPA Code 30 (2003).

Производственные факторы повышенной опасности¹⁵

63. Производственные факторы повышенной опасности связаны с обращением и хранением жидких и газообразных веществ. К числу возможных воздействий относятся значительное влияние на работников и, возможно, на жителей соседних населенных пунктов, в зависимости от масштаба и типа аварийных выбросов, а также условий для возникновения реактивных и катастрофических событий, таких как пожар и взрыв¹⁶. Основные меры снижения вышеуказанных рисков приведены в разделе 1.2. «Планирование действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, для предотвращения серьезных рисков для населения», и должны включать, как минимум, подготовку и реализацию Плана ликвидации чрезвычайных ситуаций, подготовленного с участием местных властей и потенциально затронутых сообществ. Дополнительные указания приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

2. Мониторинг показателей ОСЗТ

2.1 Окружающая среда

Нормативы выбросов и сбросов

64. В таблицах 1 и 2 приведены нормативы выбросов и сбросов для нефтеперерабатывающей отрасли. Нормативные значения для технологических выбросов (например, из установок каталитического крекинга в псевдоожиженном слое, регенерации серы и рения) и стоков, образующихся при технологических процессах в данном секторе, отражают надлежащую международную отраслевую практику, закрепленную в соответствующих стандартах стран с общепризнанной нормативной базой. 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 данного документа.

65. Нормативы выбросов от источников горения, связанных с производством электроэнергии и пара, с тепловой мощностью до 50 МВт приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Нормативы выбросов от турбин, котлов и двигателей приведены в **Руководстве по ОСЗТ «Тепловые электростанции»**. Выбросы из многотопливных установок горения – например, технологических печей и котлов – рассматриваются в таблице 1 наряду с другими технологическими выбросами. Указания по учету условий окружающей среды, исходя из общей нагрузки выбросов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

¹⁵ Подробное описание вопросов охраны труда и техники безопасности, и стратегий предотвращения и контроля в нефтеперерабатывающей промышленности, приведено в документе OSHA *Technical Manual*, Section IV Safety Hazards, Chapter 2 (1999) “Petroleum Refining Process”, размещенном на сайте http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

¹⁶ Дополнительные рекомендации относительно пожаро- и взрывоопасности приведены в документе API, RP 2001, “Fire Protection in Refineries” (2012).

66. Нормативы сбросов применимы к непосредственным сбросам очищенных стоков в поверхностные воды общего пользования. Специфические критерии сброса могут устанавливаться, основываясь на наличии и состоянии коммунальной канализации или, если сброс происходит непосредственно в поверхностные воды, от вида водопользования, как описано в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Таблица 1. Нормативы допустимых выбросов в атмосферу от сооружений нефтепереработки ^a		
Загрязнитель	Единицы	Значение норматива
NO _x ^b	мг/м ³	300 100 для FCCU
SO _x ^c	мг/м ³	150 для установок регенерации серы; 300 для FCCU 500
Твердые частицы (PM10) ^d	мг/м ³	25
Ванадий ^e	мг/м ³	5
Никель	мг/м ³	1
H ₂ S ^e	мг/м ³	5
<p>a. Сухой газ при 3% O₂.</p> <p>b. NO_x означает NO+NO₂ выраженные в эквиваленте NO₂. Нормативное значение, указанное в публикации Совместного исследовательского центра Европейской Комиссии (EC JRC), «Справочная документация по наилучшим доступным технологиям (BREF) для переработки минеральных нефти и газа» (2015).</p> <p>c. SO_x означает SO₂ + SO₃ выраженные в эквиваленте SO₂.</p> <p>d. Нормативное значение, указанное в публикации EC JRC «Справочная документация по наилучшим доступным технологиям (BREF) для переработки минеральных нефти и газа» (2015). Нормативный показатель твердых частиц также применим к установкам каталитического крекинга в псевдоожиженном слое.</p> <p>e. Из G.S.R. 186(E) и 820(E), Министерство окружающей среды и лесного хозяйства Индии http://envfor.nic.in/legis/env_stand.htm.</p>		

Таблица 2. Нормативы допустимых сбросов от сооружений нефтепереработки^а		
Загрязнитель	Единицы	Значение норматива
рН	показатель	6–9
БПК5	мг/л	30 ^б
ХПК	мг/л	125 ^с
Общее количество взвешенных веществ	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	0,003 ^д
Мышьяк	мг/л	0,1
Ванадий	мг/л	1
Фенол	мг/л	0,2
Бензол	мг/л	0,05 ^е
Бенз[а]пирен	мг/л	0,05
Сульфиды	мг/л	0,2
Общий азот	мг/л	10 ^ф
Общий фосфор	мг/л	2
Повышение температуры	°С	<3 ^г
Примечания:		
<p>а. Предусматривает производство на интегрированном нефтеперерабатывающем комплексе.</p> <p>б. Нормативное значение, указанное в публикации ЕС JRC, BREF (2015) Табл. 3.16; национальное законодательство может предусматривать более низкие показатели, например, в Китае: 20 мг/л.</p> <p>с. Нормативное значение, указанное в публикации ЕС JRC, BREF (2015); национальное законодательство может предусматривать более низкие показатели, например, в Китае: 120 мг/л.</p> <p>д. ЕС JRC, BREF (2015) Табл. 3.16.</p> <p>е. Нормативное значение, указанное в публикации ЕС JRC, BREF (2015).</p> <p>ф. В процессе с использованием гидрогенизации концентрация азота в стоках (общая) может достигать 40 мг/л.</p> <p>г. На краю научно установленной зоны смешивания, которая учитывает качество окружающей воды, вид водопользования, возможных потребителей воды и ассимилирующую способность водного объекта. ЕС JRC, BREF (2015) Табл. 3.16.</p>		

Мониторинг состояния окружающей среды

67. Программы мониторинга состояния окружающей среды для нефтеперерабатывающей отрасли следует реализовывать с учетом всех видов деятельности, которые могут оказать существенное воздействие на состояние окружающей среды, как в нормальном, так и во внештатном режиме (в аварийных ситуациях и последующем сжигании на факеле). Мониторинг следует вести по прямым или косвенным показателям выбросов, стоков и используемых ресурсов, применимым к данному проекту, а для точечных источников выбросов параметрами мониторинга являются концентрация и массовый расход загрязняющих веществ.

68. 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 оборудования, прошедшего надлежащую калибровку и техническое обслуживание. Данные мониторинга необходимо регулярно анализировать и изучать, сравнивая их с действующими стандартами в целях принятия необходимых корректирующих мер. Дополнительные указания по применимым методам забора проб и анализа выбросов и стоков содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

69. Для оптимизации управления фугитивными выбросами в атмосферу с нефтеперерабатывающего завода в целом, и в целях охраны здоровья людей в затронутых сообществах в дополнение к требованиям мониторинга и управления, описанными в разделе 1.1 настоящего Руководства, необходимо осуществлять мониторинг концентрации бензола по периметру ограждения в соответствии с методиками, признанными на международном уровне¹⁷. Если среднегодовые концентрации бензола, связанные с выбросами НПЗ, превышают нормативное значение, указанное в таблице 3, следует принять корректирующие меры для их сокращения. Принятые корректирующие меры и результаты мониторинга следует документировать для отчетности.

Таблица 3. Предельные значения концентрации бензола по периметру ограждения НПЗ	
Загрязнитель	Значение норматива
Бензол	9 мкг/м ³ а
а. Среднегодовая концентрация с корректировкой на фоновое влияние. Нормативное значение согласно U.S. EPA, 40 CFR 63 Subpart CC- National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries (2015).	

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

70. В таблицах 4 и 5 приведены примеры использования ресурсов и количества выбросов/отходов на миллион тонн переработанной сырой нефти. Эталонные значения этих отраслевых показателей приводятся исключительно для целей сравнения; а в рамках отдельных проектов следует стремиться к постоянному улучшению этих показателей.

¹⁷ Например, U.S. EPA, 40 CFR 63 Subpart CC- National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries (2015).

Таблица 4. Ресурсы и потребление энергии

Параметр	Определение параметра	Единицы	Эталонное значение для отрасли
Общее энергопотребление ⁽¹⁾	Общий объем потребленной энергии, включая прямое сгорание, пар, электроэнергию и т.д.	МДж/т переработанной сырой нефти	2300–3300
Потребление электроэнергии⁽¹⁾	Общее количество электроэнергии, потребленной в процессе производства	кВт-час/т переработанной сырой нефти	22–31
Добавки свежей воды⁽²⁾	Объем подаваемой фильтрованной сырой воды с учетом потери в результате уноса капель и испарения, а также продувочной воды.	м ³ /т переработанной сырой нефти	0,07–0,66
Примечания:			
1. По материалам публикации CONCAWE, EU refinery energy systems and efficiency, Report No. 3/12. (2012); CONCAWE, Oil Refining Report No. 1/13 (2013); U.S. Energy Information Administration (EIA), Short Term Energy Outlook (2013)..			
2. По материалам публикации EC JRC, “BREF Document for the Refining of Mineral Oil and Gas” (2015)			

Таблица 5. Выбросы в атмосферу и образование отходов

Параметр	Единицы	Эталонное значение для отрасли
Сточные воды	м ³ /т сырой нефти	0,1–1,51
Выбросы в атмосферу CO ₂ ² NO _x ³ Твердые частицы SO _x ⁴ ЛОС	т/млн. т переработанной сырой нефти	105 000–276 000 70–450 60–150 60–300 65–300
Твердые отходы		10–100
Примечания:		
1. По материалам публикации EC JRC “Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas” (2015).		
2. Не все ПГ, только общий диоксид углерода. По материалам публикации EC JRC “BREF Document for the Refining of Mineral Oil and Gas” (2015).		
3. NO+NO ₂ выраженные в эквиваленте NO ₂ .		
4. SO ₂ +SO ₃ выраженные в эквиваленте SO ₂ .		

2.2 Охрана труда и техника безопасности

Указания по охране труда и технике безопасности

71. Эффективность охраны здоровья и безопасности работников следует оценивать исходя из опубликованных международных рекомендаций по показателям воздействия вредных производственных факторов, примерами которых являются, в частности: показатели предельных пороговых значений (TLV®) воздействия на рабочем месте и показатели биологического воздействия (BEIs®), публикуемые Американской конференцией государственных специалистов по гигиене труда (ACGIH)¹⁸; Карманный справочник по химическим факторам риска, публикуемый Национальным институтом техники безопасности и охраны труда США (NIOSH)¹⁹; «Допустимые уровни воздействия» (PEL), публикуемые Управлением по охране труда США (OSHA)²⁰; «Индикативные предельно допустимые концентрации на производственных объектах», публикуемые странами-членами Европейского союза²¹, или данные из иных аналогичных источников.

Показатели травматизма и смертности на производстве

72. При реализации проектов следует стремиться к снижению числа несчастных случаев и потенциально опасных происшествий среди работников проекта (как штатных сотрудников, так и субподрядчиков) 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 объекте можно сопоставлять с опубликованными показателями предприятий данной отрасли в развитых странах, которые можно получить из таких источников, как, например, Бюро трудовой статистики США и Инспекция Соединенного Королевства по охране труда и технике безопасности²².

Мониторинг соблюдения норм охраны труда и техники безопасности

73. Следует вести мониторинг рабочей среды на наличие вредных производственных факторов, характерных для конкретного проекта. Процесс мониторинга должны разрабатывать и осуществлять аккредитованные специалисты²³ в рамках программы мониторинга соблюдения норм охраны труда и техники безопасности. Предприятиям следует также вести журналы учета случаев производственного травматизма, профессиональных заболеваний, а также опасных происшествий и несчастных случаев. Дополнительные указания по программам контроля за соблюдением норм охраны труда и техники безопасности содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

¹⁸ Размещены на сайте: <http://www.acgih.org/store/>.

¹⁹ Размещен на сайте: <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

²⁰ Размещены на сайте:

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

²¹ Размещены на сайте: <https://osha.europa.eu/en/legislation/directives/exposure-to-chemical-agents-and-chemical-safety/osh-related-aspects/council-directive-91-414-eeec>.

²² Размещены на сайте: <http://www.bls.gov/iif/> и <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

²³ К таким аккредитованным специалистам могут относиться сертифицированные специалисты по производственной санитарии, дипломированные специалисты по охране труда, сертифицированные специалисты по технике безопасности или специалисты аналогичной квалификации.

3. Список литературы

- American Petroleum Institute (API). 1992. *Recommended Practice (RP) 751*. "Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units." Third Edition, June 2007. Washington, DC: API. Available at <http://www.api.org/environment-health-and-safety/process-safety/process-safety-standards/standard-rp-751>.
- 2008. *Recommended Practice (RP) 2003*. "Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents." Seventh Edition. Washington, DC: API. Available at <http://publications.api.org>.
- 2012. *Recommended Practice (RP) 2001*. "Fire Protection in Refineries." Washington, DC: API. Available at <http://publications.api.org>.
- Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. "Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries." Brussels: CONCAWE.
- 2009. "Refining BREF Review. Air Emissions." Report No. 4/09. Brussels: CONCAWE. Available at <https://www.concawe.eu>.
- 2012. "EU Refinery Energy Systems and Efficiency." Report No. 3/12. Brussels: CONCAWE. Available at https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_12-03-2012-01520-01-e.pdf.
- 2013. "Oil Refining." Report No. 1/13. Brussels: CONCAWE. Available at https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_13-1r-2013-01142-01-e.pdf.
- European Commission (EC). 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). "Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries (BREF)." Seville: EIPPCB.
- 2015. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). "Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas." Available at http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf.
- European Union (EU). "Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe." Brussels/Strasbourg: European Union.
- 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.
- 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. Можно ознакомиться по адресу: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/wastewater_ordinance.pdf.
- IFP Energies Nouvelles. Water in Fuel Production, Oil Production, and Refining. Rueil-Malmaison Cedex – France. Available at www.ifpenergiesnouvelles.com.

- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2005. Special Report. "Carbon Dioxide Capture and Storage." Geneva: IPCC. Available at https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf.
- 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.
- Maheu, A. 2009. *Energy Choices and Their Impacts on Demand for Water Resources: An Assessment of Current and Projected Water Consumption in Global Energy Production*. McGill University.
- Meyers, Robert. A. 1997. *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.
- UNESCO. 2008. IHE "Water Footprint of Bio-Energy and Other Primary Energy Carriers."
- United States (U.S. Energy Information Administration (EIA)). 2011. *Annual Energy Review 2010*. DOE/EIA-0384(2010). Washington, DC. Available at <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038410.pdf>.
- 2010. *Petroleum Supply Annual 2009*. DOE/EIA-0340(2009)/1. Washington, DC. Available at http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2009/psa_volume1_2009.html.
- 2011. *Petroleum Supply Annual 2010*. DOE/EIA-0340(2010)/1. Washington, DC. Available at http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2010/psa_volume1_2010.cfm.
- AEO2012 National Energy Modeling System run REF2012.D020112C. Available at <http://www.eia.gov/>.
- "Short Term Energy Outlook." May 2013. Available at <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/may13.pdf>.
- United States (U.S.) 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: U.S. EPA. Available at http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.k_0b&rgn=div6.
- 40 CFR Part 60 "Standard of Performance for New Stationary Sources." Subpart J—"Standards of Performance for Petroleum Refineries." Washington, DC: U.S. EPA. Available at <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j&rgn=div6>.
- 40 CFR 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart Ja—Standards of Performance for Petroleum Refineries for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After May 14, 2007. Washington, DC: Available at http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j_0a&rgn=div6.
- 40 CFR Part 60 "Standard of Performance for New Stationary Sources." Subpart QQQ—"Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems." Washington, DC: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-QQQ>.

- 40 CFR Part 63. Subpart CC—“National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-CC>.
- 40 CFR Part 63. Subpart VV—“National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-VV>.
- 40 CFR Part 419. “Petroleum Refining Point Source Category.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6b51273d47e8dc451e0aac10f60cdf6e&mc=true&node=pt40.31.419&rgn=div.5>.
- 1995. “Compilation of Air Pollutants Emission Factors- AP42, Fifth Edition” (1995). Available at <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors>.
- 2010. *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry*. Research Triangle Park, NC. Available at <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/refineries.pdf>
- “Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries” (2015). Available at <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.
- U.S. National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: “Flammable and Combustible Liquids.” Quincy, MA: NFPA. Available at <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards?mode=code&code=30>.
- University of California. 2005. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. “Energy Efficiency Improvement and Cost-Saving Opportunities for Petroleum Refineries.” Available at: <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbnl>.
- 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 НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

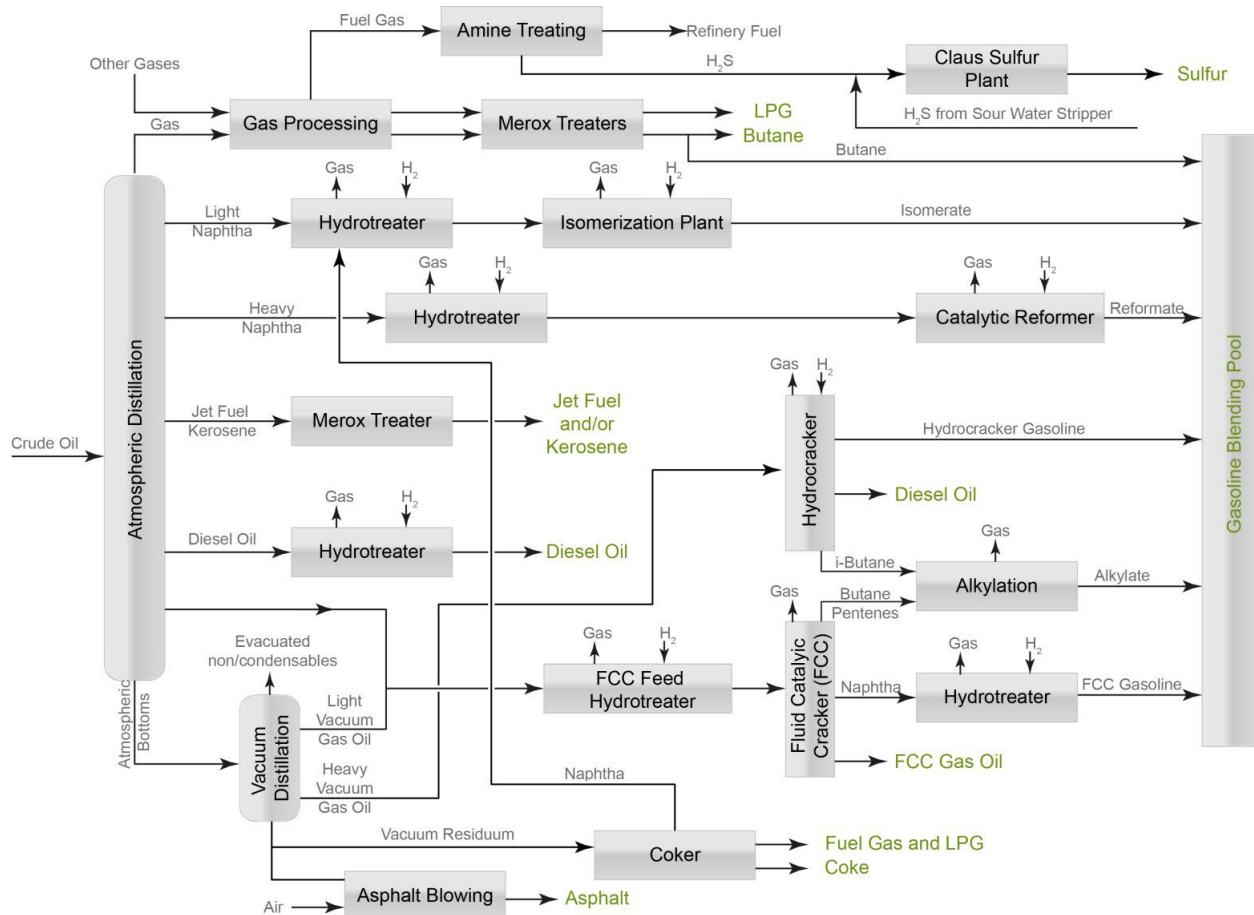
74. **Руководство по ОСЗТ для нефтепереработки** охватывает операции переработки от сырой нефти до готовых очищенных, газообразных, жидких и твердых коммерческих продуктов, включая производимый на НПЗ топливный газ, сжиженный углеводородный газ (СУГ), моторный бензин, керосин, дизельное топливо/газойль, печное топливо, котельное топливо, битум, асфальт, смазочные масла, воск, серу, нефтяной кокс и промежуточные продукты нефтеперерабатывающей промышленности (например, пропан-пропиленовые смеси, лигроин прямой перегонки, газойль, вакуумный дистиллят и ароматические нефтепродукты). Готовые продукты получают с помощью смешивания различных промежуточных продуктов. Эти смеси обычно называют, среди прочего, бензиновым резервом (включая нефть каталитического крекинга, риформат, изомеризат, алкилат, метил-третбутиловый эфир (МТБЭ), третамилметиловый эфир (ТАМЭ), этанол, бутан и т.д.), резервом дизельного топлива, резервом СУГ, и они имеют разный состав в зависимости от конфигурации процесса нефтепереработки.

75. Нефтеперерабатывающие предприятия представляют собой сложные системы, специально проектируемые для производства необходимых продуктов с учетом свойств нефтяного сырья. Нефтеперерабатывающие предприятия могут быть как средне-, так и полностью интегрированными заводами (или нефтеперерабатывающими предприятиями полной конверсии) в зависимости от применения различных технологических блоков. Современные НПЗ включают в себя различные технологические установки, способные осуществлять глубокую переработку (коксование), переработку средней глубины (крекинг) и переработку малой глубины (гидрооблагораживание) и перерабатывать различные виды нефтяного сырья (легкие, средние, тяжелые, парафиновые, ароматические, нафтеновые (или циклопарафиновые)) (крекинговые) с разным содержанием серы, высокой плотности, высокой вязкости, с высокой температурой потери текучести и т.п. Коэффициент сложности НПЗ рассчитывается с помощью индекса сложности Нельсона (NCI). Например, НПЗ с высоким NCI ($6 < \text{NCI} < 9$), представляющим собой отношение мощностей для вторичной переработки к мощностям для первичной перегонки, способен производить высококачественные продукты переработки (то есть бензин стандарта Евро-5) даже при переработке тяжелой и кислой нефти.

76. Сырьем для переработки служит сырая нефть, которая представляет собой смесь углеводородных соединений²⁴. Углеводороды в сырой нефти являются смесью трех групп химических соединений, включая парафины (нормальные и изопарафины), нафтены (или циклопарафины) и ароматические соединения. Самое общее различие между типами сырой нефти связано с тем, является ли нефть «сладкой» или «кислой». Сладкая нефть обычно содержит мало серы и является слегка парафиновой. Кислая нефть обычно содержит много серы (более 0,5 масс. %) и является в значительной степени нафтеновой. Сырую нефть делят также на легкую, среднюю и тяжелую в зависимости от содержания в ней парафинов, нафтенов и ароматических соединений.

²⁴ 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.

Технологические блоки



English	Перевод
Other Gases	Другие газы
Gas	Газ
Gas Processing	Переработка газа
Fuel Gas	Топливный газ
Amine Treating	Аминная очистка
Refinery Fuel	Производимое на НПЗ топливо
H ₂ S	H ₂ S
Claus Sulfur Plant	Установка производства серы по методу Клауса
Sulfur	Сера
H ₂ S from Sour Water Stripper	Сероводород из отпарной колонны кислой воды
Merox Treaters	Установки Мерох
LPG	СУГ
Butane	Бутан
H ₂	H ₂

Light Naphtha	Лигроин
Hydrotreater	Установка гидроочистки
Isomerization Plant	Установка изомеризации
Isomerase	Изомеризат
Heavy Naphtha	Тяжелая нефть
Catalytic Reformer	Установка каталитического риформинга
Reformate	Риформат
Gasoline Blending Pool	Резервуар для смешивания бензина
Crude Oil	Сырая нефть
Atmospheric Distillation	Установки атмосферной перегонки
Jet Fuel Kerosene	Реактивное топливо на керосиновой основе
Merox Treater	Установка Мерох
Jet Fuel and/or Kerosene	Реактивное топливо и/или керосин
Diesel Oil	Дизельное топливо
Hydrocracker	Установка гидрокрекинга
Hydrocracker Gasoline	Бензин гидрокрекинга
i-Butane	Изобутан
Alkylation	Алкилирование
Alkylate	Алкилат
Butane Pentenes	Бутан, пентены
Fluid Catalytic Cracker (FCC)	Установка каталитического крекинга в псевдоожиженном слое
Naphtha	Нефть
FCC Gasoline	Бензин каталитического крекинга в псевдоожиженном слое
FCC Gas Oil	Газойль каталитического крекинга в псевдоожиженном слое
Evacuated non/condensables	Откачанные конденсируемые/неконденсируемые вещества
Atmospheric Bottoms	Остатки атмосферной перегонки
Vacuum Distillation	Вакуумная дистилляция
Light Vacuum Gas Oil	Легкий вакуумный газойль
Heavy Vacuum Gas Oil	Тяжелый вакуумный газойль
FCC Feed Hydrotreater	Установка гидроочистки сырья для каталитического крекинга в псевдоожиженном слое
Vacuum Residuum	Остатки вакуумной дистилляции нефти
Coker	Установка коксования
Fuel Gas and LPG	Топливный газ и СУГ
Coke	Кокс
Air	Воздух
Asphalt Blowing	Окисление асфальта
Asphalt	Асфальт

Обессоливание

77. Обессоливание представляет собой процесс промывки сырой нефти пресной или даже морской водой при высокой температуре и давлении для растворения, отделения и удаления солей, воды и твердых веществ, содержащихся в сырой нефти. Промывочная вода, как правило, перекачиваемая противотоком через одну или несколько секций обессоливания, вытесняет уравновешенные соли (растворенные электролитические компоненты) из потока неочищенного сырья в водную фазу, а именно промывочную воду, под действием тщательно модулированных электростатических полей. На вход установки обессоливания подают сырую нефть и/или отбензиненную нефть (которую обычно называют нефтяным сырьем) и пресную воду, а на выходе получают промытую обезвоженную и обессоленную сырую нефть и загрязненную воду. В водной фазе растворены соли с примесями металлов, которые могут отравить катализаторы. После того, как нефть была промыта и смешана, образовав масляную эмульсию, в нее добавляют деэмульгаторы и подвергают ее воздействию электростатического поля для деэмульсификации.

Установки первичной перегонки

78. Эти установки включают установку перегонки при атмосферном давлении (атмосферная трубчатка) со следующим за ней установкой 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. В противном случае их было бы необходимо подвергнуть термической обработке, чтобы под воздействием сверхвысоких температур произошла их деградация, если они подлежат последующей атмосферной перегонке. Основным преимуществом вакуумной перегонки является увеличение объема восстановления дистиллятов (вакуумного газойля, вакуумного дистиллята и восков) из тяжелого остатка атмосферной перегонки.

Установка для производства асфальта/битума

79. В установку для производства асфальта/битума подают вакуумный остаток. В установке окисления битума (ВВU), также именуемой асфальтобитумной установкой окисления, через горячий асфальт/битум продувается воздух, что приводит к реакциям дегидрогенизации и полимеризации. Это позволяет получить более твердый продукт повышенной вязкости, с более высокой точкой размягчения и пониженной пенетрацией (повреждение с проникновением), что делает асфальт/битум пригодным для различных видов применения, например, в качестве дорожного покрытия. Продутый асфальт/битум отбирают со дна окислительной емкости и охлаждают, а затем направляют на хранение. Асфальт/битум обычно хранят при температуре 150–180°C в обогреваемых, теплоизолированных резервуарах с конической крышей, снабженных предохранительными клапанами, под азотной подушкой. При выбросах в атмосферу азот может содержать углеводороды и серные соединения в каплях аэрозоля.

Процессы с потреблением водорода

80. Продукция, поступающая из установок атмосферной перегонки, и сырье, предназначенное для других установок, содержат ряд природных примесей, например, серу, азот и другие загрязнители. Процесс гидроочистки позволяет извлечь эти примеси для снижения загрязнения при

использовании и сжигании готового топлива (бензина, дизельного топлива, мазута). Гидрофинишинг тоже может использоваться для изменения других свойств (напр. ароматического состава). Тяжелая нефть с высоким содержанием серы и азота также требует предварительной обработки перед подачей в установки каталитического преобразования.

81. Гидроочистка (например, **гидрообессеривание и гидродеазотирование**) – это каталитические процессы с использованием водорода для мягкой гидрогенизации серы и азота в углеводородах. При этом сера и азот преобразуются в сероводород (H_2S) и аммиак (NH_3). Каталитическая реакция (при помощи кобальтовых и/или никель-молибденовых катализаторов) происходит при температуре от $370^{\circ}C$ до $415^{\circ}C$. При более высоких температурах образуется слишком много кокса, а срок службы катализатора между регенерациями слишком мал. Таким способом можно выполнять очистку нефти, реактивного топлива, дизельного топлива, газойля, смазочного масла и мазута для удаления вредных веществ.

82. Процессы гидроочистки²⁵ и гидрообработки, например, гидрообессеривание газойля и нефти, используют для удаления таких примесей, как сера, азот, кислород, галогениды и следы металлов, которые могут дезактивировать и даже отравить катализатор из благородных металлов, например платины, палладия и никеля. Гидроочистка также повышает качество обработанных фракций за счет перевода олефинов и диолефинов в парафины с целью снижения образования смолы (полиолефинов) в топливах. В процессе гидрообработки происходит крекинг тяжелых молекул, в результате которого образуются более легкие и более ходовые нефтепродукты. Оба процесса обычно выполняют до подачи в перерабатывающие установки, напр. установки каталитического риформинга или гидрокрекинга²⁶, где сера и азот могут неблагоприятно сказываться на кинетических параметрах каталитической реакции. Глобальная тенденция к получению более тяжелых фракций нефти по мере завершения жизненного цикла месторождений означает, что нефтеперерабатывающие заводы вынуждены использовать все более крупные установки по производству водорода, чтобы справиться с повышенным содержанием серы (в донных остатках). Одновременно с этим происходит ужесточение требований к предельно допустимым концентрациям сероводорода в продуктах нефтепереработки или диоксида серы в сжигаемых отходящих газах. В установках изомеризации C5–C6 используется процесс скелетной изомеризации (например, одноступенчатой 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. На сегодняшний день применяются три основных типа катализаторов – катализаторы, активируемые хлоридом, цеолиты и катализаторы из сульфатированного циркония.

²⁵ Процесс гидроочистки можно разделить на ряд реакций по категориям: гидроочистка нефти (или предварительная обработка до риформинга), гидрообессеривание (HDS, включая установку гидрообессеривания среднего дистиллята, селективное каталитическое гидрообессеривание и глубокое гидрообессеривание дизельного топлива), селективный гидрокрекинг (или обеспарафинивание), гидроденитрификация, насыщение олефинов и насыщение ароматики, гидроочистка остатка.

²⁶ Установка 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 гидрокрекинга происходят под высоким парциальным давлением водорода в каталитическом реакторе при довольно большом давлении (35–200 бар) и при температуре между 280 и $475^{\circ}C$. 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.

83. Установка гидрогенизации диенов и гидроизомеризации бутиленов располагается до установки алкилирования. Ее работа основана на использовании каталитического процесса с высокой избирательностью. При этом происходит гидрогенизация 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.

Установка предварительной обработки и каталитического риформинга

84. В процессе риформинга происходят четыре основных типа реакций: (1) дегидрогенизация нафтенов 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. **Установка каталитического риформинга с периодической регенерацией катализатора** обычно состоит из трех реакторов, в каждом из которых содержится фиксированный слой катализатора. Все катализаторы регенерируются в процессе плановой регенерации катализатора, которая происходит с интервалом от полугода до двух лет. **Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора** характеризуется непрерывной регенерацией отдельных катализаторов в специальном регенераторе и непрерывным добавлением регенерированных катализаторов в действующие реакторы. Отложения кокса на катализаторе приводят к снижению его активности, сокращению октанового числа и производительности риформата. Катализатор регенерируется путем подачи горячего воздуха для удаления углерода из катализатора, в результате чего образуется монооксид углерода (CO) и диоксид углерода (CO₂), после чего происходит хлорирование. Высокая температура, необходимая для регенерации, приводит к разрушению пор катализатора. В результате каждые два-три года установку риформинга необходимо останавливать для полной замены катализатора. Основными преимуществами установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора является высокая скорость преобразования олефинов в парафины, которые затем преобразуются в высокооктановый компонент для смешивания моторного бензина в соответствии со европейскими стандартами качества бензина (EURO V). Дополнительными преимуществами являются значительное снижение концентрации серы в моторных топливах, увеличение октанового числа по исследовательскому методу (RON) тяжелых нафт и получение значительного объема водорода для установок гидроочистки в результате реакций дегидрогенизации, характерных для каталитического риформинга.

Установки каталитического крекинга

85. Каталитический крекинг, безусловно, является наиболее типичным процессом 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 остаточного топлива [RCCU]**) и однопроходные установки. Подаваемый в установку каталитического крекинга в псевдооживленном слое поток представляет собой обессеренный тяжелый вакуумный газойль,

поступающий с гидрокрекинга. Установка каталитического крекинга остаточного топлива перерабатывает более тяжелое сырье (например, остатки атмосферной перегонки).

86. В обоих процессах нефть и пары контактируют с горячим катализатором в лифт-реакторе. Процесс крекинга происходит в присутствии катализатора цеолитового типа. Ожиженный 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. Применяемые в настоящее время процессы каталитического крекинга представляют собой процессы каталитического крекинга в псевдооживленном слое (FCC) с использованием порошковых катализаторов (20–50 мкм). Регенерация происходит непрерывно, при этом часть катализатора направляется из реактора в регенератор, а затем из регенератора в реактор. Стандартными видами сырья для установок каталитического крекинга в псевдооживленном слое являются: вакуумный газойль, атмосферный газойль, атмосферный мазут, вакуумный мазут, коксовый газойль, газойль висбрекинга и деасфальтизированное масло. Типичными продуктами являются бензин, дизельное топливо, легкие мазуты и газы с высоким содержанием олефина.

87. Установка каталитического крекинга в псевдооживленном слое (FCCU) является одним из крупнейших источников атмосферных выбросов НПЗ. Выбросы в атмосферу в основном связаны с регенератором и состоят из монооксида углерода, диоксида углерода, оксидов азота, твердых частиц (преимущественно, мелких частиц катализаторов, включая входящие в их состав тяжелые металлы) и диоксида серы.

Установки производства газа

88. 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: фракции C1–C2; фракция C3 (пропан); фракция C4 (бутан); а также дебутанизированный бензин. Установки аминной очистки удаляют сероводород и карбонилсульфид (COS) из потока продуктов. Перед отправкой на соответствующий склад жидкие продукты проходят через установки вторичной очистки, выполняющие селективную адсорбцию на молекулярных ситах.

Установки этерификации

89. Сырьем для установок для производства метил-третбутилового эфира (**МТБЭ**) и этил-третбутилового эфира (**ЭТБЭ**) служат углеводороды C4, поток которых поступает с установок каталитического коксования в псевдооживленном слое, а также метанол (CH₃OH) и этанол (C₂H₅OH). Изобутилен вступает в реакцию с метанолом и этанолом непосредственно с образованием МТБЭ или соответственно ЭТБЭ. 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 установок производства ТАМЭ (трет-амилметилового эфира) служит легкая крекинг-нафта (состоящая как из олефиновых, так и из парафиновых углеводородов)

С₅). Однако только химически активные изоамилены (2-метилбутен-1 и 2-метилбутен-2) непосредственно реагируют с метанолом с образованием ТАМЭ. Используются реакторы адиабатического типа, а катализатор тот же, что и для установок производства МТБЭ и ЭТБЭ. Изначально, кислородсодержащие соединения, такие как МТБЭ, ЭТБЭ и ТАМЭ, использовались лишь в качестве присадки для повышения октанового числа. Однако, учитывая содержание кислорода в этих соединениях, в настоящее время их добавляют еще и для снижения содержания монооксида углерода и углеводорода в газовых выбросах.

Установки алкилирования

90. Установки алкилирования предназначены для производства компонента смеси высококачественного бензина, называемого алкилатом. Алкилирование представляет собой реакцию низкомолекулярных олефинов (преимущественно, смеси пропилена и бутилена) с изобутаном в присутствии катализатора (серной кислоты или фтористоводородной кислоты) с образованием высокомолекулярных изопарафинов с высоким октановым числом (предпочтительно изооктана). Продукт (алкилат) состоит из смеси высокооктановых разветвленных парафиновых углеводородов. Алкилат является высококачественным компонентом смешения (RON до 98). Октановое число алкилата зависит от типа используемых олефинов, а также от условий производства.

91. 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 (также обозначаемое как 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-утилизаторе отработавших газов, а затем дополнительно охлаждают и фильтруют. Газ и конденсированную воду подают в систему очистки газа.

Установка полимеризации

92. Полимеризация – это процесс, при котором мономерные единицы соединяются ковалентными связями для образования гигантских молекул, т.е. "вещества, содержащего высокомолекулярные молекулы, состоящие из повторяющихся единиц, соединенных друг с другом".

93. В установке полимеризации олефины С₃ и С₄ димеризуются и олигомеризуются с образованием так называемого полимерного бензина в качестве высокооктанового компонента для смешивания. По сырью и продуктам выхода 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.

Установки коксования

94. 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. Во время коксования также образуется нефтяной кокс, который представляет собой, по существу, твердый углерод с разным содержанием примесей и включением 5–6% углеводородов. По существу, установки коксования перерабатывают малоценные остаточные фракции в более легкие продукты с более высокой коммерческой ценностью (жирный газ, легкий и тяжелый газойль) и нефтяной кокс. Существуют два типа коксования: замедленное коксование и процесс жидкого коксования. Гибкий процесс коксования подобен жидкому коксованию, но в него включена газификация, которая пригодна для газификации ожиженного 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 кислого газа. Конденсированные углеводороды вторично перерабатываются, а вода снова используется для гашения или резки барабанов коксования.

95. **Коксовые установки** оснащены двумя, четырьмя или восемью барабанами коксования; заряд печи для крекинга до кокса подается в один барабан, а остальные барабаны последовательно отпариваются, охлаждаются водой, и из них удаляется кокс. Пар обычно подается в нагревательные трубы для контроля скорости подачи и, соответственно минимизации осаждения кокса. Химические реакции замедленного коксования сложны, однако можно выделить три основные реакции: частичное испарение и неглубокий крекинг сырья, проходящего через коксовую печь; крекинг пара, проходящего через коксовый барабан; последующий крекинг и полимеризация жидкости в коксовом барабане до ее преобразования в пар и кокс.

96. Для удаления кокса, при заполнении коксового барабана, барабан изолируют по соображениям безопасности, отпаривают для удаления паров углеводородов, охлаждают водой, открывают, сливают из него жидкость и удаляют кокс. Большинство промышленных предприятий используют гидравлическую систему для удаления кокса, то есть струи воды под высоким давлением направляются в коксовую колошу на вращающейся буровой трубе. Кокс, выпадающий из барабана, собирается непосредственно в железнодорожные вагоны или перекачивается в виде жидкого шлама в отвал. Затем, для удаления всех летучих веществ его необходимо кальцинировать при температуре около 1100–1250°C, однако данная операция не снижает содержание серы в коксе. Содержащаяся в коксе сера преобразуется в газификаторах, работающих по технологии флексикокинга, преимущественно в сероводород и небольшое количество карбонилсульфида. Содержащийся в коксе азот превращается в аммиак.

Установка легкого крекинга

97. Установка 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. Основными преимуществами легкого крекинга являются гибкость процесса, позволяющая осуществлять прямую переработку остатков тяжелой нефти, относительная простота технологии, а также низкие капитальные и эксплуатационные расходы. Легкий крекинг характеризуется низкой конверсией нефтяных остатков, но позволяет снизить вязкость более чем в 10 раз с дополнительным преимуществом получения стандартного мазута, в результате чего высвобождается основная часть прямогонного вакуумного газойля.

98. Наиболее важным фактором регулирования глубины крекинга всегда служит стабильность и вязкость остатков легкого крекинга, который подается в резерв котельного топлива. В целом

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.

99. Существуют два типа легкого крекинга: крекинг в змеевике или печи и крекинг в реакционной камере. Получаемый газ подают на установку аминной очистки для удаления сероводорода.

Установки производства смазочного масла

100. Базовый масляный комплекс обычно состоит из колонны вакуумной перегонки, установки деасфальтирования, установки экстракции ароматики, установки депарафинизации, необязательной установки гидрогенизации высокого давления, а также установки финишной гидроочистки для улучшения цвета и стабильности, чтобы привести масло в соответствие с техническими требованиями 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.

Установки газоочистки и регенерации серы

101. Серу извлекают из газообразных (кислых) отходов различных процессов нефтепереработки, в соответствии с требованиями по ограничению выброса в атмосферу SO_x и для выделения ценной элементарной серы. Потоки газообразных отходов, или кислый газ, с установок коксования, каталитического коксования в псевдоожиженном слое, гидроочистки и гидропереработки содержат высокие концентрации сероводорода и карбонилсульфида, смешанных с легким отходящим газом нефтепереработки. Перед выделением элементарной серы кислые газы (в основном метан и этан) необходимо отделить от сероводорода и карбонилсульфида. Это обычно осуществляется путем растворения сероводорода и карбонилсульфида в растворителе. К наиболее часто используемым растворителям относятся амины типа моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) или монодиэтаноламина (МДЭА). Используется так же сухой адсорбент (молекулярное сито, активированный уголь) и железная губка.

102. Если процесс с аминным растворителем проводится в аминных установках очистки газа, то раствор ДЭА или раствор другого слабоконцентрированного раствора амина закачивается в верхний отсек колонны поглощения, в котором он вступает в контакт с восходящими кислыми газами: сероводород и карбонилсульфид, а также диоксид углерода при его наличии, растворяются в растворе. Отходящие газы, не содержащие сероводород и карбонилсульфид, удаляются, потоки обессеренного газа 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 извлечения серы. Выбросы в атмосферу с установок регенерации серы состоят из сероводорода, оксидов серы и оксидов азота в отходящих технологических газах, а также выбросов вне системы дымовых труб.

103. Процесс Клауса заключается в частичном сгорании потока газа, обогащенного сероводородом и карбонилсульфидом, и последующей реакции получающегося диоксида серы и несгоревшего сероводорода в присутствии алюмооксидного катализатора с образованием элементарной серы.

Установки Клауса удаляют от 90% (один каталитический реактор) до 98% сероводорода и карбонилсульфида (три каталитических реактора). Установки очистки отходящих газов (TGTU) позволяют выполнять дополнительную регенерацию серы (общая производительность установок регенерации серы составляет 99% и более).

104. Выбросы в атмосферу из установок регенерации серы обычно содержат H_2S , SO_x и NO_x . Установка регенерации серы может также производить технологические сточные воды, содержащие H_2S , NH_3 , амины и остаточные отработанные катализаторы.

Отпарная колонна кислой воды

105. Многие технологические установки дают загрязненную сульфидами и аммиаком воду, которую обычно называют кислой. Обработка в отпарной колонне кислой воды позволяет вторично использовать кислую воду после удаления из нее сульфидов и аммиака. Процесс осложняется присутствием других химикатов, например фенола и цианидов. В установке отгонки кислой воды происходит очистка кислой воды из технологической установки и удаление кислых газов. Отпарка кислой воды может осуществляться различными методами. При одноступенчатой отпарке кислая вода отводится противотоком в колонну под давлением впрыскиваемого пара для удаления сероводорода и аммиака. При двухступенчатой отпарке первая ступень улучшает извлечение сероводорода при низком pH (6), а вторая ступень повышает извлечение аммиака при высоком pH (10). **Преимущества:** очищенная вода может быть повторно использована в качестве промывочной воды для опреснителя. Процесс двухступенчатой отпарки кислой воды позволяет в целом извлечь 98% сероводорода и 95% аммиака с остаточным содержанием 0,1–10 мг/л и 1–10 мг/л, соответственно. Производимый аммиак может использоваться на НПЗ.

Установка производства водорода

106. Обычно сырьем для установки производства водорода служит метан, полученный на установках нефтепереработки, СУГ или подаваемый на нефтеперерабатывающее предприятие природный газ, если он имеется, однако в качестве сырья для установки парового риформинга может также использоваться гидродесульфированная нефть. Эта установка обычно включает **установку парового риформинга** (печь с верхним или боковым обогревом), через которую проходит газообразный поток углеводородов по трубам, содержащим катализатор. Вступая в реакцию с паром, обычно при давлении около 40 бар, катализатор образует смесь водорода и монооксида углерода, называемую синтетическим газом (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 аминной установке поглощения и регенерации. Закрытая дренажная система собирает и устраняет все сливы и разливы амина, чтобы не допустить их прокачки на установки очистки сточных вод. Большинство установок производства водорода (УПВ) также включают в себя секцию **адсорбции с перепадом давления (PSA)**, в которой повышается концентрация очищенного водорода благодаря молекулярному сити, которое удерживает более высокомолекулярные компоненты, например азот и т.д.

Установки химической очистки

107. Химическая очистка используется для получения определенных технических характеристик продукта. Установки экстракционной десульфуризации предназначены для снижения содержания

меркаптанов в потоке углеводородов, чтобы снизить неприятный запах и уменьшить коррозионную активность. Эта очистка выполняется с помощью экстракции, окисления (например, по технологии **MEROX**, уже используемой на традиционных НПЗ, осуществляющих первичную нефтепереработку) 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. Однако в результате этого процесса общее содержание серы не понижается и поэтому его используют только для потоков, не содержащих примесей серы.

108. Скрубберная жидкость с отработанным каустиком (или просто отработанный каустик), поступающая из установки экстракционной десульфуризации, является одним из самых проблемных потоков отходов, образующихся на нефтеперерабатывающих предприятиях. Это обусловлено, главным образом, чрезвычайно высокой концентрацией сульфидов, не позволяющей осуществить сброс жидкости непосредственно в систему очистки сточных вод. Высокое содержание сульфидов также может создать проблемы, связанные с неприятным запахом и угрозой безопасности.

109. В установке 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.

Установки газификации

110. Установки газификации включают газификацию кокса, газификацию углеводородов (частичное окисление) и очистку водорода (то есть мокрую газоочистку, мембранные системы, низкотемпературное разделение и адсорбцию с колебанием давления). Искусственный газ, получаемый при газификации кокса, содержит сероводород и карбонилсульфид, и его очищают в установке аминной очистки.

Сооружения для смешивания

111. Смешивание представляет собой последнюю стадию нефтепереработки. Оно состоит в перемешивании продуктов в разных пропорциях для получения товара, соответствующего определенным техническим требованиям. Смешивание может проводиться в потоке (с использованием специального программного обеспечения на основе базы статистических данных по основным параметрам бензина) или в периодическом режиме в резервуарах для смешивания, с использованием промежуточных сливных резервуаров.

112. Выбросы в атмосферу при смешивании включают фугитивные выбросы ЛОС из резервуаров смешивания, клапанов, насосов и выбросы, возникающие при выполнении смешивания.

Вспомогательные сооружения

113. Вспомогательные сооружения на предприятиях нефтепереработки обычно включают устройства очистки сточных вод, системы продувки и факела, установки улавливания паров (например, термического окисления, поглощения, поверхностного поглощения, мембранного

разделения и низкотемпературной конденсации), энерго/электрогенерирующие системы (например, котлы, печи, газовые турбины).

114. Факельные системы: основными функциями факельных систем являются:

- утилизация газа в нормальном режиме работы;
- утилизация газа при аварийных остановках производства газа;
- подготовка к проведению ремонта или технического обслуживания оборудования;
- аварийные ситуации;
- предотвращение выбросов в атмосферу.