

Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда для разработки морских нефтегазовых месторождений

Введение

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

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

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

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

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

Руководстве по ОСЗТ, в рамках экологической оценки по конкретному объекту надлежит представить подробное и исчерпывающее обоснование любых предлагаемых альтернатив. Такое обоснование должно продемонстрировать, что выбор любого из альтернативных уровней результативности обеспечит охрану здоровья населения и окружающей среды.

Применение

Руководство по ОСЗТ для разработки морских нефтегазовых месторождений содержит информацию в отношении сейсмической разведки, разведывательного и промышленного бурения, деятельности по разработке и добыче, эксплуатации морских трубопроводов, морских перевозок, погрузки и разгрузки танкеров, вспомогательных операций и операций по обеспечению, а также вывода из эксплуатации. Кроме того, в нем рассматриваются возможные последствия разработки морских нефтегазовых месторождений для экосистемы суши. Настоящий документ состоит из следующих разделов:

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

1.0 Характерные для отрасли виды неблагоприятного воздействия и борьба с ними

В данном разделе приводится обзор проблем ОСЗТ, возникающих в связи с разработкой морских нефтегазовых месторождений, и содержатся рекомендации по их решению. Эти проблемы могут иметь непосредственное отношение к любым видам деятельности, на которые распространяется действие настоящего Руководства. Рекомендации по решению проблем ОСЗТ, характерных для большинства крупных промышленных предприятий на этапе их строительства, содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

1.1 Охрана окружающей среды

В рамках комплексной программы по оценке характерных для проекта рисков и управлению их возможными воздействиями необходимо учитывать перечисленные ниже потенциальные экологические проблемы, могущие возникнуть в связи с реализацией проектов разработки морских нефтегазовых месторождений:

- Выбросы в атмосферу
- Сброс сточных вод
- Обращение с твердыми и жидкими отходами
- Источники шума
- Разливы

Выбросы в атмосферу

Основными источниками выбросов в атмосферу (постоянных или эпизодических) при морской добыче являются: источники сжигания при производстве

электроэнергии и тепла и использование компрессоров, насосов и поршневых двигателей (котлы, турбины и другие двигатели) на морских объектах, включая вспомогательные суда, суда снабжения и вертолеты; выбросы от факельного сжигания и выпуска углеводородов; а также неорганизованные выбросы.

К основным загрязнителям из этих источников относятся оксиды азота (NO_x), оксиды серы (SO_x), монооксид углерода (CO) и твердые частицы. Помимо них, в качестве загрязнителей могут выбрасываться сероводород (H₂S); летучие органические соединения (ЛОС), метан и этан; бензол, этилбензол, толуол и ксилол; гликоли, а также полициклические ароматические углеводороды (ПАУ).

Существенные (>100 000 т в пересчете на CO₂ в год) объемы выбросов парниковых газов (ПГ) от всех сооружений и морских операций обеспечения следует учитывать ежегодно как суммарные выбросы в соответствии с международной принятой методикой и порядком отчетности.

Необходимо принять все разумные меры для достижения максимальной энергетической эффективности и проектирования сооружений с минимальным потреблением энергии. Общая задача должна состоять в снижении выбросов в атмосферу и выборе экономически оправданных и технически осуществимых вариантов для снижения выбросов. Дополнительные рекомендации по борьбе с парниковыми газами и по экономии энергии приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Отходящие газы

Выброс в атмосферу отходящих газов, происходящий при сгорании газообразного или жидкого топлива в турбинах, котлах, компрессорах, насосах и других двигателях для

производства электроэнергии и тепла либо для закачивания воды и отгрузки нефти и газа может быть самым существенным источником выбросов в атмосферу с морских объектов. При подборе оборудования следует учитывать его характеристики в части выбросов в атмосферу.

Указания по ограничению выбросов из малых источников горения мощностью до 50 мегаватт тепловой энергии (МВт тепл.), включая нормативы выбросов в атмосферу отходящих газов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Сведения о выбросах в атмосферу из источников горения мощностью более 50 МВт тепл. содержатся в **Руководстве по ОСЗТ для тепловых электростанций**.

Выпуск и факельное сжигание газов

Попутный газ, выходящий на поверхность вместе с сырой нефтью во время добычи нефти, иногда уничтожается на морских сооружениях путем выпуска или факельного сжигания непосредственно в атмосферу. Теперь такую практику повсеместно считают бесполезной тратой ценных ресурсов, а также существенным источником выброса в атмосферу парниковых газов.

Однако факельное сжигание и выпуск газа служат также важной мерой обеспечения безопасности, используемой на морских нефтегазовых сооружениях для обеспечения безопасного сброса газа и других углеводородов при аварийных ситуациях, отключении питания и отказе оборудования или возникновении других нештатных условий на установке.

При рассмотрении возможных вариантов в пользу факельного сжигания и выпуска газа при морской добыче углеводородов следует принимать меры, согласующиеся с Глобальным добровольным стандартом для уменьшения

выпуска и факельного сжигания газа, разработанным Государственно-частным партнерством Группы организаций Всемирного банка за глобальное уменьшение факельного сжигания газа (программа ГУФСГ²). Этот стандарт дает указания по порядку устранения или уменьшения факельного сжигания и выпуска природного газа.

В настоящее время постоянный выпуск попутного газа считается неприемлемой практикой, которой следует избегать. Поток попутного газа следует направлять в эффективную факельную установку, но, если имеются экономически оправданные альтернативные варианты, постоянного сжигания газа в факеле также следует избегать. Прежде чем принять решение о факельном сжигании, необходимо как можно тщательнее оценить экономически осуществимые варианты использования газа и учесть их при разработке технологического процесса.

Другие варианты могут включать использование газа для производства энергии на местах, закачку газа в пласт для поддержания пластового давления, повышение дебита с помощью газлифта, использование газа для КИП или транспортировку газа на соседние сооружения или на рынок. Оценка альтернативных решений должна быть должным образом документирована и зарегистрирована. Если ни один из альтернативных вариантов использования попутного газа не оказывается экономически приемлемым, необходимо оценить меры по минимизации объема факельного сжигания газа, которое следует рассматривать как временное решение, имея в качестве конечной цели прекращение постоянного сжигания попутного газа в факеле.

Если факельное сжигание оказывается неизбежным, необходимо стремиться к постоянному улучшению такого

сжигания путем использования наилучших практических приемов и новых технологий. Для факельного сжигания газа необходимо осуществлять следующие меры по предупреждению и контролю загрязнения:

- Реализация, по мере возможности, мер по сокращению источников газа.
- Использование эффективных оголовков факела и оптимизация размера и числа форсунок сжигания.
- Максимальное повышение эффективности факельного сжигания путем регулирования и оптимизации отношения расхода топлива к расходу воздуха в потоке факела, чтобы обеспечить правильное соотношение вспомогательного потока и потока факела.
- Сведение к минимуму факельного сжигания при продувках и в запальниках без ущерба для безопасности с помощью мер, включающих установку редукторных устройств для газа продувки, узлов рекуперации газов факела, использования инертного газа для продувки, технологии клапанов с мягким седлом, где это возможно, и установки энергосберегающих запальников.
- Сведение к минимуму риска выброса из запальника путем обеспечения достаточной скорости на выходе и установки ограждения от ветра.
- Использование надежной системы поджигания запальника.
- Установка в высокой степени интегрированных инструментальных систем защиты от давления, где это возможно, для сокращения числа случаев превышения давления и устранения или уменьшения частоты возникновения ситуаций, требующих факельного сжигания газа.
- Сведение к минимуму выноса жидкости и ее захвата газовым потоком в факел с помощью подходящей системы отделения жидкости.

² Группа организаций Всемирного банка (2004 год).

- Сведение к минимуму отрыва пламени и/или появления языков пламени.
- Работа факела в режиме контроля запаха и видимого выделения дыма (отсутствие видимого черного дыма).
- Установка факела на безопасном расстоянии от мест размещения персонала.
- Реализация программы технического обслуживания и замены горелок с целью максимального обеспечения непрерывной эффективной работы факела.
- Учет факельного газа.

При возникновении аварийной ситуации или поломке оборудования, а также при нештатных условиях на установке избыток газа следует не выпускать в атмосферу, а направлять в эффективную факельную установку. Аварийный выпуск в атмосферу может понадобиться при особых условиях на месторождении, когда факельное сжигание потока газа оказывается невозможным, или когда отсутствует система факельного сжигания газа, например, при недостатке необходимого содержания углеводородов в потоке газа для поддержания горения, или недостаточном давлении газа, не позволяющем подать его в систему факела. Прежде чем рассматривать возможность монтажа на морском нефтегазовом сооружении установки для аварийного сброса газа в атмосферу, необходимо всесторонне документально обосновать отказ от системы газового факела.

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

Что касается новых сооружений, то в начальный период ввода в эксплуатацию необходимо оценить объемы

сжигания в факеле с тем, чтобы установить фиксированные плановые значения объемов факельного сжигания. Следует регистрировать объемы сжигаемого газа при инцидентах с вынужденным сжиганием в факеле и подавать отчеты о них.

Испытание скважин

При испытании скважин всюду, где это практически возможно, следует избегать факельного сжигания добытых углеводородов, особенно в экологически уязвимых районах. Необходимо оценить экономически осуществимые варианты, предусматривающие регенерацию этой испытательной жидкости с учетом проблемы безопасности работы с летучими углеводородами, с последующей подачей на перерабатывающие сооружения или применением других вариантов удаления. Оценка вариантов удаления добытых углеводородов должна быть должным образом задокументирована и зарегистрирована.

Если факельное сжигание окажется единственным доступным вариантом удаления испытательной жидкости, следует подавать лишь минимальный поток углеводородов, необходимый для проведения испытания, а продолжительность испытания скважины следует сократить, насколько это окажется целесообразным. Чтобы свести к минимуму неполное сгорание, образование черного дыма и выпадение углеводородов в море при пробной эксплуатации, следует выбирать эффективную головку факельной горелки с соответствующей системой улучшенного сгорания. Объемы сжигаемых в факеле углеводородов необходимо регистрировать.

Неорганизованные выбросы в атмосферу

Неорганизованные выбросы в атмосферу на морских нефтегазовых сооружениях могут быть связаны с отводом газа без сжигания, утечками из труб и трубопроводов,

клапанов, муфт, фланцев, сальников, разомкнутых на конце линий, уплотнений насосов, уплотнений компрессоров, предохранительных клапанов, резервуаров и открытых хранилищ (амбаров), а также с операциями погрузки и разгрузки углеводородов.

Методы предотвращения и ограничения неорганизованных выбросов следует рассматривать и внедрять в процессе проектирования, эксплуатации и технического обслуживания морских нефтегазовых сооружений. При выборе подходящих клапанов, фланцев, арматуры, уплотнений и сальников необходимо учитывать требования безопасности и соответствия наряду с их способностью снижать утечки газа и предупреждать неорганизованные выбросы в атмосферу. Кроме того, необходимо осуществлять программы выявления утечек и их устранения.

Сточные воды

Подтоварная вода

Нефтяные и газовые пласты содержат воду (пластовую воду), которая в процессе добычи углеводородов поступает на поверхность в виде подтоварной воды. Нефтяные пласты могут содержать значительные объемы такой воды, тогда как из газовых пластов она поступает в меньшем количестве. На многих месторождениях вода закачивается в пласт для поддержания давления и/или максимизации объема добычи. В структуре отходов, которые приходится удалять на морских нефтегазовых сооружениях, подтоварная вода по своему совокупному объему занимает одно из первых мест. Подтоварная вода содержит сложную смесь неорганических (растворенные соли, следы металлов, взвешенные частицы) и органических (диспергированные и растворенные углеводороды, органические кислоты) веществ, а во многих случаях – и

остатки химических добавок (например, ингибиторов окалины и коррозии), которые вводились в процессе добычи углеводородов.

Необходимо экономически оценить осуществимые варианты обращения с подтоварной водой и её удаления и учесть их при разработке технологического процесса. К этим вариантам могут относиться закачка вместе с морской водой в пласт для поддержания пластового давления, закачка в подходящую подводную скважину для сброса промысловых вод, либо перекачка на сушу вместе с добытыми углеводородами для очистки и удаления. Если же ни один из этих вариантов не представляется осуществимым ни с технической, ни с финансовой точки зрения, подтоварную воду до ее сброса в морскую среду следует очищать так, чтобы она соответствовала нормативам для стоков, приведенным в таблице 1 раздела 2.

Могут рассматриваться такие технологии очистки, как сочетание гравитационного и/или механического разделения с химической обработкой, которые могут представлять собой многоступенчатую систему, обычно состоящую из отстойника либо пластинчатого сепаратора, за которыми следует камера газовой флотации или гидроциклон. Существует также ряд комплексных технологий очистки, возможность применения которых следует рассматривать исходя из характера использования воды и конкретных условий на месторождении.

Необходимо иметь соответствующий запас мощности для обеспечения непрерывной работы системы очистки и/или ее использования в случае отказа альтернативного способа удаления, например, отказа системы закачки подтоварной воды.

Если существует необходимость сброса подтоварной воды в море, для сокращения её объема следует рассмотреть принятие всех возможных мер, в том числе:

- Надлежащий порядок заканчивания скважин, который бы сводил к минимуму дебит пластовой воды.
- Повторное заканчивание скважин с высоким дебитом пластовой воды для сокращения дебита воды.
- Использование, по возможности, методов разделения жидкостей в забое скважины и способов перекрытия воды, когда это оказывается технически и экономически выполнимым.
- Закрытие скважин с высоким дебитом пластовой воды.

Для сведения к минимуму вреда для окружающей среды, связанного с присутствием остатков химических добавок в потоке подтоварной воды при использовании методов поверхностного размещения отходов, необходимо тщательно подбирать производственные химикаты с учетом их объема, токсичности, биодоступности и возможности биологического накопления.

Вода для гидростатических испытаний

Гидростатические испытания оборудования для морской добычи нефти и газа и морских трубопроводов включают испытания под давлением с использованием воды (обычно очищенной морской воды, если технические характеристики оборудования позволяют ее использовать) для проверки целостности оборудования и трубопроводов. К воде могут добавляться химические присадки (ингибиторы коррозии, поглотители кислорода и красители) для предотвращения внутренней коррозии или для определения утечек. При организации использования воды для гидроиспытаний следует рассмотреть возможность принятия следующих мер по предотвращению загрязнения и борьбе с ним:

- Свести к минимуму объем воды для гидроиспытаний, используемой на морских нефтегазовых сооружениях, за счет проведения испытаний оборудования на площадке, расположенной на суше, до его отгрузки на морские сооружения;
- Повторно использовать воду для нескольких гидростатических испытаний;
- Снижать потребность в химикатах, сводя к минимуму время нахождения воды для испытаний в оборудовании или трубопроводе;
- Тщательно отбирать химические присадки с учетом вводимой концентрации, токсичности, биологического разложения, биологической доступности и возможности биологического накопления;
- В случае, если это целесообразно, перекачивать воду, использовавшуюся при гидроиспытаниях морских трубопроводов, на береговые объекты для очистки и удаления.

Если единственным практически осуществимым вариантом удаления воды для гидроиспытаний является ее сброс в море, следует подготовить план выпуска воды после гидроиспытаний с указанием точек сброса, сбросного расхода, используемых химикатов, диспергирования, экологических рисков и порядка мониторинга. Следует избегать сброса воды для гидроиспытаний в мелководных прибрежных зонах.

Охлаждающая вода

Следует тщательно рассмотреть вопрос дозировки химических средств, предохраняющих от биологического обрастания устанавливаемые на морских сооружениях системы водяного охлаждения. Следует произвести оценку имеющихся альтернативных вариантов и, если это целесообразно, оптимизировать глубину водозабора

морской воды с целью сокращения потребности в использовании химических средств. Если это безопасно и целесообразно, следует оснастить водозабор морской воды соответствующими сетками.

Глубину размещения водослива для сброса охлаждающей воды следует отрегулировать так, чтобы обеспечить максимальное перемешивание и охлаждение на выпуске сбрасываемых нагретых вод с тем, чтобы на краю заданной зоны смешивания, либо в пределах 100 м от места сброса температура воды превышала температуру окружающей морской воды не более чем на 3°C, как указано в таблице 1 раздела 2 настоящего Руководства.

Рассол из опреснительных установок

Исполнителям проектов следует рассмотреть возможность смешивания рассола, сбрасываемого из опреснительных установок системы питьевого водоснабжения, с отводимой охлаждающей водой или канализационными стоками. Если же смешивание рассола с другими видами отводимых стоков не представляется практически осуществимым, следует тщательно выбрать место его сброса с учетом возможных последствий для окружающей среды.

Прочие сточные воды

Ниже приводится перечень прочих сточных вод, обычно образующихся на морских нефтегазовых сооружениях, а также описываются надлежащие меры по их очистке:

- *Канализация.* Бытовые и фекальные сточные воды из душевых, туалетов и кухонь следует очищать непосредственно на объекте при помощи надлежащей бортовой установки по обработке бытовых сточных вод, соответствующей требованиям Конвенции МАРПОЛ 73/78.

- *Пищевые отходы.* Органические (пищевые) отходы из кухонь следует, как минимум, измельчать до приемлемого размера и сбрасывать за борт согласно требованиям Конвенции МАРПОЛ 73/78.
- *Буферная вода.* Воду, закачиваемую в резервуары для хранения и выкачиваемую из них во время погрузки и разгрузки, следует собирать и очищать перед сбросом так, чтобы она соответствовала рекомендательным нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.
- *Льяльные воды.* Льяльные воды, накапливающиеся в машинных отделениях морских нефтегазовых сооружений и вспомогательных судов, следует направлять в закрытую дренажную систему такого объекта, либо собирать и очищать перед сбросом так, чтобы они соответствовали рекомендательным нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2. Если очистка до этого уровня невозможна, такие воды следует собирать и отправлять на берег для удаления.
- *Палубные сточные воды.* Сточные воды, источником которых являются осадки или водяная пыль, либо образующиеся при проведении регламентных работ, например, уборки палуб, чистки оборудования и пожарных учений, следует направлять в особую дренажную систему морского нефтегазового сооружения. Речь идет об отделении стоков с производственных участков, которые могут быть загрязнены нефтью (закрытые дрены), от сточных вод с непроизводственных участков (открытые дрены). Все производственные участки должны быть защищены от утечек, чтобы обеспечить сток дренажных вод в закрытую дренажную систему. Для сбора стоков с оборудования, которое не находится на обвалованном участке, необходимо использовать поддоны, содержимое которых следует направлять в закрытую дренажную систему. Загрязненные сточные воды следует очищать перед сбросом так, чтобы они

соответствовали рекомендательным нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.

Обращение с отходами

Типичные безопасные и опасные отходы³, обычно образующиеся на морских нефтегазовых сооружениях, включают, среди прочего, общие канцелярские и упаковочные отходы, отработанные масла, загрязненные маслом тряпки, гидравлические жидкости, парафины, воск, использованные аккумуляторные батареи, пустые банки из-под краски, использованные химикаты и пустые емкости из-под химикатов, отработанные фильтры, флуоресцентные трубки, металлолом и медицинские отходы.

Эти отходы следует разделять непосредственно на морском нефтегазовом сооружении, как минимум, на безопасные и опасные, и отправлять на сушу для утилизации, переработки или удаления. Следует разработать план удаления и обезвреживания отходов для данного морского сооружения, который должен содержать четкий механизм отслеживания отходов, позволяющий отследить отгрузку отходов с места их образования на морском сооружении до места их окончательной очистки и удаления на суше. Следует постоянно прилагать усилия к уничтожению отходов, сокращению их объемов или их переработке.

Указания по удалению и обезвреживанию таких типичных видов отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

К существенным дополнительным видам отходов, характерные для разработки морских нефтегазовых месторождений, относятся:

- Буровые растворы и буровой шлам
- Вынесенный из скважины песок
- Жидкости для заканчивания и ремонта скважин
- Естественно встречающиеся радиоактивные материалы (ЕВРМ)

Буровые растворы и буровой шлам

Основное назначение бурового раствора, используемого при бурении на нефтяных и газовых месторождениях, состоит в удалении бурового шлама (осколков породы) из забоя скважины и в регулировании давления в пласте. Другим важным назначением является уплотнение проницаемых пластов, поддержание устойчивости ствола скважины, охлаждение и смазка бурового долота и передача гидравлического привода к буровому инструменту и долоту. Буровой шлам, удаляемый из ствола скважины, и отработанный буровой раствор обычно составляют самый большой поток отходов, образующийся в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Существуют различные виды буровых растворов, но все их можно грубо разделить на два типа жидкостей:

- *Буровые растворы на водной основе (БРВО)*: растворы, в которых непрерывной фазой и средой для получения суспензии твердых веществ (или жидкостей) служит морская вода или смешивающаяся с водой жидкость. Существует множество вариантов БРВО, включая гели, жидкие соли полимеров, гликолей и силикатов.
- *Буровые растворы на неводной (углеводородной) основе (РУО)*: непрерывной фазой и средой для получения суспензии твердых веществ в этом случае служит не смешивающаяся с водой жидкость на масляной основе, расширенной основе из минерального масла или синтетического масла.

³ В соответствии с определениями, содержащимися в местном законодательстве или международных конвенциях.

Используют также жидкости на основе дизельного топлива, но применение систем, содержащих в качестве основного компонента жидкой фазы дизельное топливо, в настоящее время не считается надлежащим методом ведения буровых работ на морских нефтегазовых месторождениях, и его следует избегать.

Обычно твердой средой, используемой в большинстве буровых растворов, служит барит (сульфат бария) для утяжеления с бентонитовыми глинами в качестве загустителя. Буровая жидкость содержит также ряд химикатов, которые добавляют в зависимости от условий в забое скважины.

Буровой раствор либо циркулирует в забое скважины (при этом имеет место его вынос, вместе с образующимся шламом, непосредственно на дно моря, особенно при проходке верхних горизонтов скважины, ближайших к поверхности морского дна), либо направляется в систему очистки раствора на морском нефтегазовом сооружении. В системе очистки раствора жидкость отделяют от шлама, чтобы ее можно было снова подать в забой скважины, оставив шлам на поверхности для дальнейшего удаления. В этом шламе присутствует некоторая остаточная часть бурового раствора. Объем получаемого шлама зависит от глубины скважины и диаметра пробуриваемого ствола.

Буровой раствор заменяют, когда больше не удается поддерживать реологические свойства жидкости или ее плотность, либо по окончании программы бурения. Эти использованные растворы затем хранят для утилизации или удаления. Необходимо избегать сброса отработанного РУО за борт. Вместо этого раствор следует отправлять на сушу для переработки либо очистки и удаления.

Необходимо оценивать осуществимые варианты удаления отработанного БРВО и бурового шлама из секций скважины,

пробуренных с применением БРВО либо РУО и учитывать их при планировании программы бурения. Альтернативные варианты могут включать: закачивание в специальную подводную скважину для удаления отходов, закачивание в затрубное пространство скважины, сбор и транспортировку на сушу для очистки и удаления, а в отсутствие иных способов удаления – сброс за борт.

В случае, если единственным доступным решением является сброс за борт, следует разработать план удаления бурового раствора и шлама с учетом дисперсности шлама и раствора, применения химических реагентов, экологического риска и необходимости мониторинга. Следует избегать сброса за борт шлама из скважин, пробуренных с применением РУО. В случае необходимости сброса шлама за борт его необходимо предварительно подвергнуть очистке, чтобы он соответствовал рекомендательным нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.

Указания по очистке и удалению бурового раствора и шлама, отправляемого на сушу, приведены в **Руководстве по ОСЗТ для разработки нефтегазовых месторождений на суше**.

К числу мер по предупреждению загрязнения и борьбе с ним, возможность принятия которых следует рассмотреть до сброса отработанных буровых растворов и бурового шлама, относятся:

- Сведение к минимуму ущерба для окружающей среды под действием остаточных химических присадок в сбрасываемом шламе с помощью тщательного подбора типа жидкости. Во всех случаях, когда это уместно, следует отдавать предпочтение БРВО.
- Тщательный подбор присадок к жидкости с учетом технических требований, концентрации химических

присадок, токсичности, биодоступности и возможности биологического накопления.

- Использование высокоэффективного оборудования для регулирования содержания твердой фазы, позволяющего снизить потребность в замене жидкости и свести к минимуму количество остаточной жидкости в буровом шламе.
- Применение методов направленного бурения (горизонтального бурения и бурения с расширенным радиусом охвата), чтобы обойти уязвимые участки морского дна и получить доступ к продуктивному пласту с менее уязвимых участков дна.
- Использование многоствольных скважин малого диаметра и бурения забойным двигателем на гибких трубах, когда это осуществимо, для уменьшения количества жидкости и шлама.

Буровой раствор, подлежащий сбросу в морскую среду (в том числе его остаточное количество, присутствующее в буровом шламе), должен проходить анализы на токсичность, загрязненность барита и содержание нефти; соответствующие нормативы представлены в таблице 1 раздела 2. Сброс следует во всех случаях производить через кессон, погруженный в воду не менее чем на 15 метров.

Пластовый песок

Пластовый песок, образовавшийся в пластовом резервуаре, отделяется от жидкостей пласта при переработке углеводородов. Пластовый песок может быть загрязнен углеводородами, но содержание в нем нефти может существенно меняться в зависимости от положения, глубины и характеристик резервуара. Заканчивание скважины должно быть направлено на снижение выдачи

песка в его источнике с помощью эффективных мер борьбы с пескопроявлением в забое скважины.

Во всех случаях, когда это целесообразно, пластовый песок, извлеченный из технологического оборудования, следует отправлять на сушу для очистки и удаления, либо направлять для захоронения в подводную скважину для удаления отходов, при наличии таковой. Сброс за борт в настоящее время не считается надлежащим методом удаления. Если же сброс за борт окажется единственным подтвержденным практически осуществимым способом удаления, то удаляемый таким образом песок должен соответствовать нормативам, содержащимся в таблице 1 раздела 2.

Всю нефтесодержащую воду, образовавшуюся в процессе очистки пластового песка, следует собирать и очищать таким образом, чтобы она соответствовала нормативам, содержащимся в таблице 1 раздела 2.

Жидкости для заканчивания и ремонта скважин

В состав жидкостей для заканчивания и ремонта скважин (включая жидкости для аварийных работ и обслуживания) обычно включают утяжеленные солевые растворы, кислоты, метанол и гликоли, а также другие химические системы. Эти жидкости используют для промывки ствола скважины и стимулирования дебита углеводородов либо просто для поддержания давления в забое скважины. После использования эти жидкости могут содержать загрязнители, в том числе твердые вещества, масло и химические присадки.

В случае, если это целесообразно, следует рассмотреть практически реализуемые варианты их удаления, в том числе:

- При использовании жидкостей в закрытой системе – их сбор и отгрузка на сушу поставщику для переработки.
- Закачка в специальную скважину для удаления, если таковая имеется.
- Транспортировка на сушу для очистки и удаления.

Если сброс за борт окажется единственным подтвержденным практически осуществимым способом удаления:

- При выборе химического состава необходимо учитывать объем, токсичность, биодоступность и возможность биологического накопления.
- Если обеспечивается очистка и удаление подтоварной воды, следует рассмотреть возможность очистки и удаления этих жидкостей вместе с подтоварной водой;
- Перед очисткой и удалением необходимо нейтрализовать отработанные кислоты.
- Эти жидкости должны соответствовать предъявляемым к стокам нормативам из таблицы 1 раздела 2.

Естественно встречающиеся радиоактивные материалы

В зависимости от свойств резервуара месторождения, естественно встречающиеся радиоактивные материалы (ЕВРМ) могут осаждаться в технологических трубопроводах и рабочих резервуарах в виде окалина или шлама. Там, где присутствуют ЕВРМ, необходимо разработать программу удаления и обезвреживания ЕВРМ с указанием соответствующих процедур обращения с ними.

Если по соображениям охраны здоровья на производстве (раздел 1.2) требуется удаление ЕВРМ, то варианты удаления могут включать удаление в контейнерах при закрытии скважины, закачку в затрубное пространство скважины, транспортировку на сушу с последующим

захоронением на полигоне в герметичных контейнерах, а в зависимости от вида ЕВРМ и в отсутствие иных доступных вариантов – сброс за борт через дренажную систему нефтегазового сооружения.

Шлам, окалину и оборудование, на которое воздействуют ЕВРМ, необходимо очищать, перерабатывать или изолировать так, чтобы возможное воздействие на людей очищенных отходов было в пределах рисков, принятых по международным стандартам. Для удаления необходимо использовать обычно применяемые в отрасли приемы. Если отходы направляются на сушу для удаления на сторонних объектах, то такие объекты должны иметь лицензию на прием этих отходов.

Обращение с опасными материалами

В процессе разработки морских нефтегазовых месторождений применяется много опасных материалов. Общие указания по обращению с опасными материалами содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

В отношении химикатов, используемых при разработке морских нефтегазовых месторождений, необходимо следовать приведенным ниже дополнительным принципам:

- Для оценки химикатов и их воздействия используйте оценку химической опасности и методики управления рисками.
- Отобранные химикаты необходимо предварительно проверить на степень опасности для окружающей среды.
- Химикаты, применяемые для бурения на море и разработки морских нефтегазовых месторождений, следует подбирать на основе Унифицированного формата извещений о применении химикатов при разработке морских нефтегазовых месторождений

(HOSNF) Конвенции OSPAR⁴ или аналогичной системы, признанной на международном уровне.

- По возможности, следует подбирать наименее опасные химикаты с наиболее слабым потенциальным воздействием на окружающую среду и здоровье людей.
- Следует избегать использования химикатов, предположительно способных накапливаться в морепродуктах, а также известных способностью вызывать нарушения обмена веществ.
- Следует избегать использования веществ, разрушающих озоновый слой⁵.
- Следует избегать использования химикатов, если известно, что содержание тяжелых металлов в них превышает следовые количества.

Шум

К операциям по разработке морских нефтегазовых месторождений, являющихся источниками шума, относятся сейсмическая разведка, бурение и добыча, установка элементов конструкций (особенно забивание свай) и строительные работы в открытом море и в прибрежных районах, а также морское движение. Шум от работ в море (особенно от работ по сейсмической разведке) способен на определенное время оказать негативное воздействие на популяции рыбы и морских млекопитающих. В целях уменьшения риска негативного воздействия шума на морскую фауну рекомендуется, в частности, принять следующие меры:

- Определить участки повышенной уязвимости морской фауны, например, места кормления, размножения, рождения детенышей и нереста;

- Планировать проведение сейсмической разведки и строительных работ в море таким образом, чтобы они не совпадали с периодами повышенной уязвимости морской фауны;
- Определить местонахождение рыбопромысловых районов и ограничивать оказываемое на них возмущающее воздействие, планируя проведение сейсмической разведки и строительных работ таким образом, чтобы они, по возможности, не приходились на наиболее продуктивный рыболовный сезон;
- Добиваться максимальной эффективности сейсмической разведки в целях сокращения, по возможности, ее продолжительности;
- Если на участке ожидается присутствие находящихся под угрозой исчезновения видов, необходимо вести мониторинг их присутствия перед началом работ, являющихся источником шума, и в течение выполнения программы сейсмической разведки либо строительных работ. На участках, где, как ожидается, может иметь место существенное воздействие на уязвимые виды, необходимо использовать опытных наблюдателей.
- Если вблизи района планируемых работ замечено сосредоточение морских млекопитающих, сейсмическую разведку или строительные работы следует начинать на расстоянии не менее 500 метров от места их сосредоточения.
- Если морские млекопитающие замечены на расстоянии менее 500 метров от района планируемых строительных работ либо размещения группы сейсмоприёмников, сейсмическую разведку или строительные работы следует начинать только после того, как животные покинут этот район, причем после последнего случая их наблюдения должно пройти достаточное время.

⁴ Осло-Парижская конвенция о защите морской среды северо-восточной Атлантики.

⁵ В соответствии с определением Монреальского протокола по веществам, разрушающим озоновый слой.

- В известных районах жизнедеятельности морских млекопитающих следует применять схему плавного запуска работ (то есть, постепенного выхода на рабочий режим, или медленного наращивания объема работ). Это предполагает и постепенное наращивание звукового давления до уровня, соответствующего работам в обычном режиме.
- На всех этапах сейсмической разведки следует вести работы на самом низком из возможных уровне мощности и документировать это.
- По возможности, следует применять методы экранирования и/или снижения уровня высокочастотных паразитных шумов от пневмопушек либо иных источников акустических волн.
- Обеспечение необходимого допуска на коррозию на срок жизни сооружений и/или установка систем предотвращения и защиты от коррозии на всех трубопроводах, технологическом оборудовании и резервуарах.
- Разработка программы технического обслуживания и контроля для обеспечения целостности промышленного оборудования. Программы технического обслуживания отгрузочных трубопроводов должны включать регулярную чистку трубопроводов скребком, а также, по мере необходимости, – автоматизированную чистку.
- Установка системы обнаружения утечки. В целях оперативного выявления потери герметичности предусмотрите на подводных трубопроводах, а также на объектах, обычно функционирующих в автоматическом режиме (без обслуживающего персонала), такие меры, как установка телеметрических систем, систем диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA⁶), датчиков давления, отсечных клапанов и систем откачки.

Аварийные разливы

Разливы с морских нефтегазовых сооружений могут происходить в связи с утечками, отказом оборудования, авариями и ошибками персонала. Рекомендации по планированию мероприятий по предотвращению и ликвидации утечек, включая требование о разработке плана мероприятий по предотвращению и ликвидации аварийных разливов, содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**. К числу дополнительных мер по предотвращению и ликвидации аварийных разливов, разработанных специально для морских нефтегазовых сооружений, относятся:

- Проведение оценки риска разлива для морских нефтегазовых сооружений и вспомогательных судов.
- Проектирование систем подготовки продукции, систем бурения и инженерных сетей, имеющее целью снизить риск крупных, неконтролируемых разливов.
- Установка аварийных клапанов, в том числе подводных, обеспечивающих своевременное отключение или изоляцию на случай разлива.
- Монтаж на морских нефтегазовых сооружениях, где потенциально возможны крупные аварийные разливы, систем аварийного отключения, запускающих процедуру автоматического отключения и позволяющих быстро перевести объект в безопасное состояние.
- Организация надлежащего обучения персонала предотвращению, локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефти.
- Обеспечение наличия готового к реагированию оборудования, необходимого для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов.

⁶ SCADA – это система диспетчерского контроля и сбора данных, которую можно использовать на нефтегазовых и других промышленных объектах для контроля и управления установками и оборудованием.

Все случаи разливов должны регистрироваться, и по ним должны подаваться отчеты. После разлива должно быть проведено расследование его основных причин и приняты меры по их устранению, дабы избежать повторения инцидентов. Необходимо подготовить план борьбы с разливами и обеспечить возможности его осуществления этого плана. План борьбы с разливами должен учитывать возможность разлива нефти, химикатов и топлива с морских объектов, вспомогательных судов, включая танкеры, а также при разрыве трубопровода. План должен также включать следующее:

- Описание операций, условий на площадке, данные о ветрах и течениях, состоянии и глубине моря, сведения о материальном обеспечении.
- Указание лиц, ответственных за управление работами по ликвидации разлива, включая их обязанности, полномочия, функции и контактные данные.
- В соответствующих случаях – порядок совместных действий с государственными органами.
- Оценка риска разлива с указанием ожидаемой предполагаемой частоты и размеров разливов из разных возможных источников выброса, включая оценку прогнозируемых вариантов.
- Моделирование траектории разлива нефти с прогнозом поведения нефтяного пятна и воздействия на окружающую среду для ряда обоснованных и наиболее вероятных моделей разлива (включая худший вариант – выброс из нефтяной скважины) с помощью соответствующих признанных в мире компьютерных моделей, способных учесть сведения о ветрах и течениях в данном районе.
- Четкая классификация разливов по их объему и масштабу с разделением на четко определенные уровни – I, II и III.

- Как минимум, стратегия и оборудование для борьбы с разливом уровня I с морского нефтегазового объекта и со вспомогательных судов.
- Организация и порядок мобилизации внешних ресурсов для борьбы с крупными разливами и стратегия их развертывания.
- Полный перечень, описание, расположение и использование аварийного оборудования на площадке и за ее пределами и оценка времени развертывания оборудования для ликвидации аварии.
- Стратегии локализации и сбора нефти с поверхности воды, включая использование химических диспергаторов и его ограничения.
- Карты с указанием экологически уязвимых территорий (сезонные / месячные), подготовленные в порядке картографирования уязвимых природных зон, находящихся под угрозой.
- Перечень выявленных приоритетных направлений ликвидации последствий разлива с участием потенциально затрагиваемых или заинтересованных сторон.
- Стратегия очистки береговой линии.
- Инструкции по обращению с разлившейся нефтью, химикатами, топливом и другими собранными загрязненными материалами, включая их транспортировку, временное хранение и удаление.

Вывод из эксплуатации

В процессе вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации следует руководствоваться признанными на международном уровне руководящими указаниями и стандартами, разработанными Международной морской

организацией (ИМО), и решениями⁷, принятыми Комиссией ОСПАР⁸.

В соответствии со стандартами ИМО, установки и сооружения весом менее 4000 тонн, не считая палубы и надстроек, установленные на глубине менее 75 метров, после вывода из эксплуатации должны полностью удаляться. Кроме того, после 1 января 1998 года не следует допускать размещения установок или сооружений, конструкция которых не предусматривает их полного удаления. В стандартах указывается, что если полное удаление установок или сооружений, установленных до 1998 года, невозможно по обоснованным причинам технического либо финансового характера, в их отношении могут быть в индивидуальном порядке сделаны исключения, однако такие объекты должны быть частично удалены, чтобы толщина воды, свободная от остаточных конструкций объекта, составляла 55 метров.

Решением ОСПАР предпочтительным способом вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации признаётся их полное удаление с места установки с повторным использованием, переработкой или окончательным удалением на суше. Альтернативные варианты удаления могут рассматриваться в случае, если они признаны обоснованными по итогам оценки альтернативных вариантов. При проведении такой оценки следует принять во внимание вид сооружения, методы удаления, места удаления, социальные и экологические последствия, включая создание помех другим морским

пользователям, последствия для безопасности, потребления энергии и сырья, а также выбросы.

Следует разработать предварительный план вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации, в котором описать порядок ликвидации скважин, удаления нефти из выкидных линий, демонтажа сооружений и вывода из эксплуатации морских трубопроводов, а также варианты удаления всего оборудования и материалов. Этот план может быть доработан во время эксплуатации месторождения и полностью закончен до завершения периода эксплуатации. План должен включать подробные положения по проведению операций вывода из эксплуатации и организации контроля и технического ухода после вывода из эксплуатации.

1.2 Охрана труда и техника безопасности

Вопросы охраны труда и техники безопасности должны рассматриваться в рамках комплексной оценки опасностей или рисков, включая, например, исследование с целью выявления опасных факторов [HAZID], исследование опасных факторов и работоспособности [HAZOP] или другие исследования по оценке рисков. Эти результаты следует использовать для планирования мероприятий в области охраны труда и техники безопасности, при проектировании сооружений и разработке системы безопасного труда, а также для подготовки и распространения практики безопасного производства работ. Планирование мероприятий в области охраны труда и техники безопасности призвано подтвердить принятие системного и структурированного подхода к охране труда и технике безопасности на морских нефтегазовых сооружениях, а также наличие средств управления,

⁷ Руководство и стандарты Международной морской организации (ИМО) на удаление морских установок и сооружений на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне от 1989 года (резолюция A.672 (16) Ассамблеи ИМО), а также решение ОСПАР 98/3 об удалении неиспользуемых морских установок и Конвенция ОСПАР о защите морской среды Северо-Восточной Атлантики. Совещание Комиссии ОСПАР на уровне министров, г. Синтра, 22-23 июля 1998 года.

⁸ Осло-Парижская конвенция о защите морской среды северо-восточной Атлантики (ОСПАР), <http://www.ospar.org/>

обеспечивающих снижение рисков до практически целесообразного низкого уровня.

Морские нефтегазовые сооружения должны быть спроектированы так, чтобы избежать или снизить риск травм или несчастных случаев. Общие положения по проектированию сооружений и требования к нему приводятся в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Кроме того, при проектировании морских нефтегазовых сооружений необходимо учитывать нижеследующие аспекты:

- Условия окружающей среды в местах размещения морских сооружений (например, сейсмоопасность, ураганный ветер, исключительное волнение, течения, льдообразование);
- Надлежащая конструкция жилых помещений, соответствующая условиям окружающей среды в открытом море;
- Оборудование временных или постоянных убежищ для персонала в защищенной зоне сооружения на случай чрезвычайной ситуации;
- Достаточное число путей эвакуации, ведущих к назначенным местам сбора персонала и его эвакуации с объекта;
- Оснащение высоких платформ, мостков, лестниц и аппарелей леерами, ограждающими брусьями и нескользкими покрытиями для предотвращения падения людей за борт;
- Размещение зоны разгрузки оборудования и работы грузоподъемных кранов таким образом, чтобы избежать перемещения грузов над критически важными участками и минимизировать последствия возможного падения грузов. В качестве альтернативы предусмотреть меры усиления строительных конструкций.

В число мер по управлению рисками в области охраны труда и техники безопасности должны входить выявление опасных факторов и оповещение о них, безопасное и умелое ведение работ, прохождение персоналом необходимой подготовки и поддержания оборудования в безопасном состоянии. Если это уместно, на морских нефтегазовых сооружениях следует разрабатывать комплексные планы мероприятий по технике безопасности.

На морских нефтегазовых сооружениях должна быть разработана официальная система разрешений на проведение работ. Данная система гарантирует, что все потенциально опасные работы проводятся безопасным образом, и обеспечивает действительные разрешения для проведения намеченных работ, эффективное разъяснение характера работ, включая связанные с ними опасности, и порядок обеспечения безопасной изоляции, выполняемый перед началом работ. На оборудование следует нанести маркировку с указанием на необходимость его выключения, так чтобы обеспечить изоляцию всего оборудования от источников питания при выполнении технического обслуживания или перед демонтажем.

На морских нефтегазовых сооружениях должен быть, как минимум, обученный персонал первой помощи (персонал предгоспитальной помощи на производстве) и средства для обеспечения пострадавшего в течение короткого времени услугами дистанционной медицины. В зависимости от численности персонала и сложности объекта на площадке можно также предусмотреть медицинский кабинет с медицинским работником. В особых случаях альтернативой могут быть средства телемедицины.

Следует установить систему сигнализации, обеспечивающую слышимость сигнала тревоги по всему морскому нефтегазовому объекту. Следует предусмотреть

сигналы тревоги на случай пожара, утечки газа и падения человека за борт.

Рекомендуется создать на объекте комитет по охране труда и технике безопасности. Следует организовать прохождение всеми работниками первичного инструктажа по вопросам охраны труда и техники безопасности до их направления на морские нефтегазовые сооружения.

Указания по ограничению воздействия опасных физических факторов, общих для всех отраслей промышленности и связанных с вращающимися и движущимися элементами оборудования, воздействием шума и вибрации, электричеством, огневыми работами, эксплуатацией тяжелого оборудования, высотными работами и состоянием рабочей среды в целом, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. В этом же руководстве приводятся и общие указания по обеспечению работников необходимыми средствами индивидуальной защиты (СИЗ) и их применению.

К проблемам охраны труда и техники безопасности, которые необходимо дополнительно учитывать при эксплуатации морских нефтегазовых сооружений, относятся:

- Предупреждение и тушение пожаров и взрывов
- Качество воздуха
- Опасные материалы
- Перевозка персонала и безопасность транспортных средств
- Фонтанирование скважин
- Столкновения судов
- Готовность к чрезвычайным ситуациям и ответные меры

Предупреждение и тушение пожаров и взрывов

Общие указания по мерам противопожарной защиты, а также по предупреждению и тушению пожаров и взрывов содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Самый эффективный способ предупреждения пожаров и взрывов на морских нефтегазовых сооружениях состоит в недопущении выпуска горючих материалов и газов и в быстром обнаружении и устранении утечки. Необходимо свести к минимуму возможные источники возгорания и обеспечить достаточно большое расстояние между возможными источниками возгорания и горючими материалами. Морские нефтегазовые сооружения необходимо классифицировать по опасным участкам, основываясь на принятой международной практике⁹, и в соответствии с вероятностью выпуска горючих газов и жидкостей.

Надлежащие меры по предупреждению и тушению пожаров и взрывов на морских нефтегазовых сооружениях должны включать следующее:

- Создание на объекте системы пассивной пожарной безопасности для предупреждения распространения пламени в случае аварии:
 - Обеспечение пассивной противопожарной защиты несущих конструкций, возведение огнестойких стен и огнестойких перегородок между помещениями.
 - Проектирование несущих конструкций с учетом взрывной нагрузки, либо возведение взрывозащитных стен.

⁹ Например, API 500/505, Международная электротехническая комиссия или Британский стандарт (BS).

- Проектирование взрывостойких элементов и конструкций и использование взрывозащитных стен на основе оценки вероятных характеристик взрыва.
- Необходимо специально предусмотреть взрывозащитные панели или клапаны, а также противопожарную защиту и защиту от взрыва для устья скважин, безопасных и жилых участков.
- Жилые помещения должны быть защищены расстоянием или противопожарными стенками. Воздухозаборники вентиляционной системы должны не допускать попадания дыма в жилые помещения.
- Все противопожарные установки (например, пожарные водяные помпы или пост управления) должны находиться на безопасных участках объекта, защищенных от пожара расстоянием или противопожарными стенками. Если установка или часть оборудования находится на пожароопасном участке, то она должна иметь пассивную защиту от пожара или быть аварийно безопасной.
- Необходимо избегать создания взрывоопасной атмосферы в ограниченном пространстве, разряжая пространство.
- На случай пожара или взрыва на необитаемых морских нефтегазовых сооружениях следует обеспечить возможность передачи соответствующего сигнала на пост дистанционного управления для принятия надлежащих мер.
- Морские нефтегазовые сооружения следует оборудовать автоматическими системами пожарной сигнализации в сочетании с ручными системами. Активные системы противопожарной защиты, устанавливаемые на морских нефтегазовых сооружениях, следует располагать так, чтобы обеспечить незамедлительное принятие эффективных

ответных мер. Можно использовать комплекс активных систем пожаротушения в зависимости от типа пожара и оценки его воздействия (например, стационарная установка пенного пожаротушения, стационарная установка водяного пожаротушения, система гашения с помощью CO₂ и переносное оборудование для пожаротушения). Использование галонных систем пожаротушения считается сегодня неприемлемой практикой, которой следует избегать. Следует предусмотреть установку пожарных водяных помп, рассчитанных на подачу воды с заданным расходом. Чрезвычайно важно обеспечить регулярное проведение проверок и технического обслуживания противопожарного оборудования.

- Следует организовать подготовку по вопросам пожарной безопасности и ответным мерам в рамках прохождения персоналом инструктажа и подготовки по вопросам охраны труда и техники безопасности, с организацией расширенного курса обучения пожаротушению для специальной пожарной команды.

Качество воздуха

Инструкции по поддержанию качества воздуха на рабочем месте, а также нормативы по требуемому качеству воздуха содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Поскольку на морских нефтегазовых сооружениях существует риск выбросов газа вследствие его утечек либо при чрезвычайных ситуациях, необходимо обеспечить надлежащую вентиляцию закрытых или частично закрытых помещений. Необходимо оборудовать воздухозаборы для вентиляции безопасных участков объекта и участков, работоспособность которых необходимо обеспечить в случае аварийной ситуации. При необходимости следует снабжать воздухозаборы средствами обнаружения опасных концентраций газа, а также автоматического отключения на

случай, если содержание газа достигнет опасного уровня. Опасной концентрацией горючего газа можно считать долю (приблизительно 20 процентов) нижнего предела взрывоопасной концентрации данного вещества.

Сооружения должны быть оборудованы надежной системой обнаружения газа, позволяющей изолировать источник выброса и сократить количество выбрасываемого газа. Для снижения давления в системе и последующего уменьшения расхода выброса следует задействовать средства сброса давления. Кроме того, следует руководствоваться показаниями устройств обнаружения газа при выдаче разрешений на вход в замкнутое пространство и проведение работ в нем.

Всюду, где может накапливаться сероводород (H_2S), необходимо устанавливать устройства контроля для включения аварийного сигнала в любом случае, когда обнаруженная концентрация H_2S превышает 7 мг/м^3 . Кроме того, персонал следует обеспечивать индивидуальными датчиками обнаружения H_2S и обучать принятию необходимых мер в случае утечки. Следует также обеспечить персонал автономными дыхательными аппаратами, спроектированными и расположенными в удобных местах, чтобы обеспечить работникам возможность безопасным образом прекратить работы и перейти во временное убежище или на безопасный участок.

Опасные материалы

Конструкция морских нефтегазовых сооружений должна ограничивать воздействие на персонал химических веществ, топлива и продуктов, содержащих опасные вещества. Необходимо выявить случаи использования веществ и продуктов, которые относятся к категории особо токсичных, канцерогенных, аллергенных, мутагенных, тератогенных или коррозионно-активных, и заменять их

менее опасными веществами всюду, где это возможно. Для каждого используемого химиката должен иметься паспорт безопасности вещества (ПБВ), который должен находиться на объекте в легко доступном месте. Общий иерархический подход к предупреждению воздействия химических опасных факторов приведен в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Должен быть разработан порядок контроля и управления любыми радиоактивными источниками, используемыми на морских сооружениях, и подготовлен специальный экранированный контейнер для хранения источников, когда они не используются. Контейнер следует содержать в предназначенном исключительно для этой цели запортом защищенном хранилище.

В местах, где ЕВРМ могут оседать в виде окарины или шлама в технологических трубопроводах и производственных резервуарах, сооружения и технологическое оборудование необходимо держать под контролем и проверять на присутствие ЕВРМ не реже одного раза в пять лет либо каждый раз, когда оборудование выводится из эксплуатации для ремонта. При обнаружении ЕВРМ необходимо разработать программу удаления этих радиоактивных веществ, в которой определить порядок надлежащего обращения с ними. Такой порядок предусматривает классификацию участков, на которых присутствуют ЕВРМ, и необходимый уровень надзора и контроля. Объекты считаются подвергающимися воздействию, когда уровень на поверхности выше $4,0 \text{ Бк/см}^2$ для гамма- и бета-излучения или $0,4 \text{ Бк/см}^2$ для альфа-излучения¹⁰. Предприятие должно определить, оставить ЕВРМ на месте либо удалить для очистки и

¹⁰ Агентство по охране окружающей среды США (EPA) 49 СФП 173: Объекты с загрязненной поверхностью (SCO) и стандарты безопасности Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), серия № ST-1, § 508.

обеззараживания с целью удаления, как описано в разделе 1.1 настоящего Руководства.

Перевозка персонала и безопасность транспортных средств

Перевозка персонала с суши на морские нефтегазовые сооружения и обратно обычно осуществляется судами или вертолетами. Необходимо разработать специальные правила безопасности для перевозки персонала вертолетами и судами, систематически проводить инструктаж по мерам безопасности для пассажиров и обеспечивать их аварийно-спасательным оборудованием.

Вертолетные площадки на морских нефтегазовых сооружениях должны отвечать требованиям Международной организации гражданской авиации (ИКАО). Причальное оборудование для судов, используемых для перевозки персонала, следует обустроить с учетом неблагоприятных погодных условий на море, имея в виду защиту судна и конструкций морского нефтегазового объекта от чрезмерных ударных нагрузок.

Если транспортировка персонала с судна на морской нефтегазовый объект производится при помощи подъемного механизма, следует использовать только подъемные механизмы, тросы и корзины, сертифицированные для транспортировки персонала.

Вспомогательные суда должны иметь надлежащие разрешения и сертификаты, обеспечивающие их соответствие требованиям Международной морской организации. Следует разработать программу обеспечения безопасности судов.

Фонтанирование скважин

Фонтанирование может быть вызвано неконтролируемым попаданием пластовых флюидов в ствол скважины, что может привести к неконтролируемому выбросу углеводородов в морскую среду.

Меры по предотвращению фонтанирования при бурении должны быть направлены на поддержание гидростатического давления в стволе скважины с помощью точного определения давления флюида в пласте и прочности подповерхностного пласта. Для этого могут использоваться такие методы, как надлежащее проектирование скважины, каротаж бурового раствора, использование бурового раствора достаточной плотности или жидкости для заканчивания для выравнивания давления в стволе скважины, а также установка системы противовыбросовых устройств (ПВУ), которую можно быстро перекрыть в случае неконтролируемого притока пластового флюида и которая обеспечивает безопасную циркуляцию в скважине путем сброса газа на поверхности и направления нефти так, чтобы ее можно было сдерживать. ПВУ должна работать от гидравлического привода и включаться автоматически. Необходимо также регулярно проводить ее проверку. Персонал объекта должен регулярно проходить обучение по контролю скважины. Меры по ликвидации аварийных ситуаций с фонтанированием должны быть включены в план аварийных мероприятий на объекте.

Столкновения с судами

Во избежание случайных столкновений со вспомогательными и сторонними судами морские нефтегазовые сооружения должны быть оборудованы навигационными средствами, отвечающими национальным и международным требованиям. К навигационным средствам относятся радары и сигнальные огни,

устанавливаемые на конструкциях нефтегазовых сооружений, а также, в необходимых случаях, на вспомогательных судах. Вокруг постоянных морских нефтегазовых сооружений следует устанавливать закрытую зону с радиусом, по меньшей мере, в 500 метров. На морских нефтегазовых сооружениях необходимо вести наблюдение за судами, приближающимися к таким сооружениям, и устанавливать с ними связь в целях уменьшения риска столкновения судов с такими объектами.

Соответствующие морские или портовые власти либо органы управления судоходством следует уведомлять обо всех постоянных морских нефтегазовых сооружениях, а также о закрытых зонах и о судоходных маршрутах, по которым обычно будут следовать суда, имеющие отношение к проекту. Местонахождение постоянных морских нефтегазовых сооружений следует указывать на морских навигационных картах. Морские власти следует извещать о графике и местах проведения работ, влекущих за собой существенный рост интенсивности судоходства, например, установки морских нефтегазовых сооружений, перемещения буровых установок и сейсмической разведки.

Для подводных трубопроводов следует устанавливать коридоры безопасности (обычно шириной 1 000 метров), чтобы определить зону, где запрещена якорная стоянка судов, и обеспечить защиту орудий лова рыбы. В более мелководных зонах с высокой интенсивностью судоходства следует рассмотреть возможность заглубления трубопроводов под морское дно.

Готовность к чрезвычайным ситуациям и ответные меры

Инструкции в отношении готовности к аварийным ситуациям и мер по их ликвидации, включая аварийные ресурсы, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. На морских

нефтегазовых сооружениях необходимо ввести и поддерживать высокий уровень готовности к аварийным ситуациям так, чтобы обеспечить безотлагательное принятие эффективных мер по ликвидации аварии. Следует определить наиболее неблагоприятный вариант развития ситуации, проведя для этого оценку риска, а также спланировать и ввести соответствующие требования к уровню готовности. На объекте необходимо создать группу аварийного реагирования, подготовленную для принятия мер в случае возможных аварийных ситуаций, спасения пострадавших и выполнения необходимых в аварийной ситуации действий. Группа должна координировать действия с другими ведомствами и организациями, которые могут участвовать в ликвидации аварии.

Персонал следует обеспечить в достаточном количестве надлежащими и соответствующим образом расположенными средствами эвакуации с объекта. На объекте следует иметь достаточное для эвакуации всего персонала количество спасательных лодок. Такие спасательные лодки должны представлять собой полностью закрытые огнестойкие плавсредства, управляемые обученными специалистами. Для эвакуации с объектов, находящихся во льдах, необходимы транспортные средства, способные передвигаться по льду, либо суда ледокольного класса. Кроме того, в наличии должно иметься достаточное количество спасательных жилетов, спасательных кругов и спасательных костюмов.

Эвакуацию с помощью вертолетов не следует рассматривать в качестве основного способа аварийного покидания объекта.

Учения по готовности к аварийным ситуациям необходимо проводить с частотой, соответствующей рискам проекта. Должен быть введен, как минимум, следующий график учений:

- Ежеквартальные учения без развертывания оборудования.
- Учения по эвакуации и обучение покиданию платформы в различных погодных условиях и в разное время суток.
- Ежегодные учения с воспроизведением реальной ситуации и развертыванием оборудования.
- По мере необходимости – обеспечение переподготовки на основании постоянно проводимой оценки.

Должен быть подготовлен план ликвидации аварий, включающий, как минимум, перечисленные ниже меры:

- Описание аварийных служб (структура, функции, обязанности и ответственные лица).
- Описание порядка действий при аварии (данные по аварийному оборудованию и его расположению, процедурам, требованиям к обучению, обязанностям и т. п.)
- Описание и порядок использования систем аварийной сигнализации и связи.
- Меры предосторожности для обеспечения безопасности скважин(ы).
- Устройство глушащих скважин, включая описание оборудования, расходуемых материалов и систем поддержки, которые необходимо использовать.
- Описание средств первой помощи на объекте и имеющегося резервного медицинского обеспечения.
- Описание других аварийных сооружений, например, мест аварийной заправки топливом.
- Описание аварийно-спасательного оборудования и снаряжения, запасного жилья и аварийных источников питания.
- Порядок действий при падении человека за борт.
- Порядок эвакуации.

- Порядок аварийной медицинской эвакуации (MEDIVAC) для травмированных и больных сотрудников.
- Определяемые политикой меры по ограничению или остановке событий и условия для прекращения действий.

1.3 Охрана здоровья и обеспечение безопасности местного населения

Воздействие разработки морских нефтегазовых месторождений на здоровье и безопасность местного населения обычно связано с потенциальным взаимодействием с другими морепользователями, в первую очередь, судоходными компаниями и рыбаками.

Такие виды деятельности, как бурение скважин и строительные работы на море, прокладка трубопроводов, сейсмическая разведка и вывод сооружений из эксплуатации, могут оказать временное воздействие на положение других морепользователей. Постоянные объекты и сооружения, в том числе добычные и буровые установки, а также подводные трубопроводы, способны оказывать долговременное воздействие – по меньшей мере, в течение всего периода эксплуатации месторождения. Следует уведомлять местные и региональные морские власти, включая рыболовецкие организации, о местоположении морских нефтегазовых сооружений (в том числе о подводных препятствиях) и о графике проведения работ в море. Местонахождение стационарных морских нефтегазовых сооружений и закрытых зон безопасности следует указывать на морских навигационных картах. До сведения прочих морепользователей следует доводить четкие инструкции об ограничении доступа в закрытые зоны. Необходимо

регулярно проверять трассы подводных трубопроводов на наличие прогибов и устранять выявленные прогибы.

В районах, где ожидается существенное воздействие разработки месторождений на рыбный промысел, следует назначать специального представителя для установления прямого канала связи с рыболовецким сообществом. В планах ликвидации аварийных разливов следует предусматривать меры по устранению возможных последствий для местного населения и ландшафта, вызванных воздействием разливов нефти, химикатов или горючего на побережье.

Охрана

Необходимо исключить несанкционированный доступ на морские нефтегазовые сооружения путем устройства контролируемых входов на лестницы, ведущие от причалов на палубу. Может быть рассмотрена возможность установки средств обнаружения нарушителей (например, камер видеонаблюдения), позволяющих следить за положением на объекте из поста управления.

Следует рассмотреть возможность прикомандирования к каждому морскому нефтегазовому объекту дежурного судна. Такое судно должно оказывать поддержку действиям по обеспечению безопасности объекта, по управлению подходом судов снабжения к объекту и по пресечению проникновения сторонних судов в закрытую зону, а также действиям в чрезвычайных ситуациях.

2.0 Показатели эффективности мониторинга

2.1 Охрана окружающей среды

Нормативы выбросов и стоков

Нормативы сбросов для разработки морских нефтегазовых месторождений приводятся в Таблице 1. Нормативы сбросов, образующихся при технологических процессах в данной отрасли, отражают надлежащую международную отраслевую практику, отраженную в соответствующих стандартах стран с пользующейся признанием нормативной базой. Эти нормативы представляются достижимыми при нормальных условиях эксплуатации на надлежащим образом спроектированных и эксплуатируемых объектах с применением методов предупреждения и ограничения загрязнения окружающей среды, рассмотренных в предшествующих разделах настоящего документа.

Нормативы сбросов относятся, в первую очередь, к сбросу стоков в открытое море (т.е., на расстоянии свыше 12 морских миль от берега). Критерии, которым должны отвечать сточные воды при их сбросе в прибрежные воды, следует устанавливать в каждом конкретном случае, с учетом экологической уязвимости и ассимилирующей способности участка моря, куда производится сброс.

Нормативы выбросов из источников сгорания, связанных с производством пара и электроэнергии установками мощностью не выше 50 мВт тепл., приводятся в **Общем руководстве по ОСЗТ**, а выбросов из более мощных установок – в **Руководстве по ОСЗТ для тепловых электростанций**.

Мониторинг состояния окружающей среды

Программы мониторинга состояния окружающей среды для данной отрасли следует выстраивать с учетом необходимости охвата всех видов деятельности, у которых выявлен потенциал существенного воздействия на состояние окружающей среды как в нормальном, так и в нештатном режиме. Мониторинг состояния окружающей среды следует вести по прямым или косвенным показателям выбросов, стоков и использования ресурсов, применимым к данному проекту.

Частота проведения мониторинга должна быть достаточной для получения репрезентативных данных по параметру, мониторинг которого проводится. Мониторинг должен осуществляться специально подготовленными лицами, в соответствии с процедурами мониторинга и учета данных, и с использованием должным образом поверенного и исправного оборудования. Данные мониторинга следует регулярно анализировать и изучать, сопоставляя их с действующими стандартами в целях принятия, при необходимости, мер по исправлению ситуации. Дополнительные указания по применимым методикам забора проб и анализа выбросов и стоков содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

Таблица 1. Уровни сбросов для разработки морских нефтегазовых месторождений

Буровой раствор и буровой шлам – РУО	<p>1) РУО – повторное закачивание или отправка на сушу, сброс за борт не допускается.</p> <p>2) Буровой шлам – повторное закачивание или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Содержание нефти – менее 1% сухой массы выбуренного шлама • Hg – не более 1 мг/кг сухой массы барита • Cd – не более 3 мг/кг сухой массы барита • Сброс производится через кессон, погруженный в воду не менее чем на 15 метров
Буровой раствор и буровой шлам – БРВО	<p>1) БРВО – повторное закачивание или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Токсичность не превышает 3% по объёму по показателю ЛК-50 за 96 час. (вначале - бурового раствора), либо по итогам альтернативного тестирования на видах, обычно используемых для токсикологической оценки^a (предпочтительно характерных для района работ); <p>2) БРВО, буровой раствор и шлам – повторное закачивание или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hg – не более 1 мг/кг сухой массы барита • Cd – не более 3 мг/кг сухой массы барита • Максимальная концентрация хлоридов не превышает их фоновую концентрацию в пресном или соленом водоприемнике более чем в четыре раза • Сброс производится через кессон, погруженный в воду не менее чем на 15 метров
Подтоварная вода	<p>Повторное закачивание. При сбросе в море максимальная концентрация нефтесмазочных материалов в стоках, сбрасываемых в течение одного дня, не должна превышать 42 мг/л, а средняя концентрация в стоках за 30-дневный период не должна превышать 29 мг/л.</p>
Жидкости заканчивания и ремонта скважины	<p>Отправка на сушу или повторное закачивание. Сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Максимальная концентрация нефтепродуктов в стоках, сбрасываемых в течение одного дня, не превысит 42 мг/л, а средняя концентрация в стоках за 30-дневный период не превысит 29 мг/л • Проведена нейтрализация для достижения значения pH не ниже 5.
Пластовый песок	<p>Отправка на сушу или повторное закачивание. Сброс за борт допускается только при условии, что содержание нефти менее 1% сухой массы песка.</p>
Вода гидростатических испытаний	<ul style="list-style-type: none"> • Перекачивание на береговые объекты для очистки и удаления • Сброс за борт в открытом море после анализа экологического риска и тщательного подбора химических присадок • Сокращение использования химических присадок
Охлаждающая вода	<p>Сток должен приводить к повышению температуры не более чем на 3°C на краю зоны начального смешивания и разведения. Если эта зона не определена, то в 100 м от точки сброса.</p>
Рассол из опреснительных установок	<p>Смешивание с другими видами отводимых стоков, если это практически осуществимо^b.</p>
Канализация	<p>Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78^b</p>
Пищевые отходы	<p>Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78^b</p>
Буферная вода	<p>Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78^b</p>
Льяльные воды	<p>Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78^b</p>
Палубные сточные воды (безвредные и вредные стоки)	<p>Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78^b</p>
<p>Примечания:</p> <p>^a ЛК-50 за 96 час.: Концентрация взвешенных частиц (ВЧ) в частях на миллион (ppm) или процентах в пробе, являющаяся летальной для 50 процентов тест-организмов, подвергавшихся воздействию этой концентрации в течение 96 часов подряд.</p> <p>^b В прибрежных водах тщательно подбирайте место сброса с учетом экологической уязвимости и ассимилирующей способности водоприемника.</p>	

2.2 Охрана труда и техника безопасности

Указания по охране труда и технике безопасности

Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности следует оценивать на основании опубликованных международных рекомендаций по показателям воздействия вредных производственных факторов, примерами которых являются, в частности, указания по значениям пороговых пределов (TLV®) воздействия на рабочем месте и показателям биологического воздействия (BEIS®), публикуемые Американской конференцией государственных специалистов по гигиене труда (ACGIH)¹¹, Карманный справочник по источникам химической опасности, публикуемый Национальным исследовательским институтом техники безопасности и охраны труда (NIOSH) Соединенных Штатов Америки¹², показатели допустимых уровней воздействия (ДУВ), публикуемые Управлением охраны труда (OSHA) Соединенных Штатов Америки¹³, индикативные показатели предельно допустимой концентрации в воздухе рабочей зоны, публикуемые странами – членами Европейского Союза¹⁴, или данные из иных аналогичных источников. Особое внимание следует обратить на рекомендации по показателям воздействия на рабочем месте, касающиеся сероводорода (H₂S).

Средние и максимально допустимые уровни облучения при работе с ЕВРМ можно найти в публикациях Канадского комитета по управлению отходами ЕВРМ Министерства здравоохранения Канады и Ассоциации добычи и разведки

¹¹ См. <http://www.acgih.org/TLV/>

¹² См. <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

¹³ См. http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992

¹⁴ См. http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/

нефти Австралии или других международно-признанных источниках.

Показатели травматизма и частота несчастных случаев со смертельным исходом

Исполнителям проектов следует стремиться к полному искоренению несчастных случаев на производстве с участием занятых в проекте работников (нанятых непосредственно исполнителями проекта либо субподрядчиками), особенно несчастных случаев, способных привести к потере рабочего времени, инвалидности различной степени тяжести или даже 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 по промышленной гигиене и охране труда Соединенного Королевства¹⁵.

Мониторинг соблюдения норм охраны труда и техники безопасности

Следует вести мониторинг рабочей среды на наличие вредных производственных факторов, характерных для данного проекта. Процесс мониторинга должны разрабатывать и осуществлять уполномоченные специалисты¹⁶ в рамках программы мониторинга соблюдения норм охраны труда и техники безопасности. Предприятиям следует также вести журналы учета случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний, а также опасных ситуаций и несчастных случаев. Дополнительные указания по программам

¹⁵ См. <http://www.bls.gov/iif/> и <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

¹⁶ К таким уполномоченным специалистам могут относиться сертифицированные специалисты по промышленной гигиене, дипломированные специалисты по гигиене труда, сертифицированные специалисты по охране труда или специалисты аналогичной квалификации.

мониторинга соблюдения норм охраны труда и техники

безопасности содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ.**

3.0 Справочная литература и дополнительные источники информации

Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1999. Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directive 060. Calgary, Alberta: 1999.

American Petroleum Institute (API). 1997. Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. Second Edition. API.

American Petroleum Institute (API). Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. Publ. 7103. API.

ARPEL (2000) Occupational Health and Work Risk, <http://www.arpel.org>

ARPEL (2005) Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean - 2004 Statistics for ARPEL Member Companies, <http://www.arpel.org>

Australian Petroleum Production & Exploration Association Limited (APPEA). 2002. Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Canberra, Australia: APPEA.

Bel M.K. Engineering. 1999. Guidelines for the Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations Guideline # 26. Prepared for ARPEL, Montevideo. Uruguay: Bel M.K. Engineering.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2001. Offshore Produced Water Waste Management. Report 2001-030. Calgary: CAPP.

Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. NORM Waste Management Technical Committee.

Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2002. Offshore Waste Treatment Guidelines. Nova Scotia: CNSOPB.

Decreto Legislativo (Ministerial Decree). April 3, 2006, No. 152. Norme in Materia Ambientale. Rome, Italy.

E&P Forum. 2002. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions – Guidelines for Environmental Protection. Report No. 2.84/329. UNEP IE/PAC Technical Report 37. E&P Forum Report 2.72/254. E&P Forum.

E&P Forum. 1993. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. E&P Forum.

E&P Forum/UNEP. 2000. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. A Joint E&P Forum/UNEP Publication. E&P Forum/UNEP.

Ekins, Paul, Robin Vanner, and James Firebrace. 2005. Management of Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis. Policy Studies Institute. U.K. Department of Trade and Industry.

Fisheries and Oceans Canada. 2004. Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals. Habitat Status Report 2004/002. 2004.

Grant, Alistair. 2003. Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea. Available at <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>

Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee. 2000. Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM). Canadian Ministry of Health. Minister of Public Works and Government Services Canada.

Helsinki Commission (Helcom). 1997. Recommendation 18/2. Offshore Activities. Helsinki, Finland: Helcom.

Hildebrand, J. A. 2004. Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans. IWC SC/E/13 (2004).

International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2001. Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston, Texas: IAGC.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2005. Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment. Report No. 364. OGP.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004a. Environmental Performance in the E&P Industry – 2004 Data. Report No. 372. November 2005. OGP.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004b. OGP Safety Performance Indicators – 2004. Report No. 367. May 2005. OGP.

International Association of Oil and Gas Producers (OCP) and International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2004. Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper. Report No. 358. OGP/IAGC.

International Maritime Organization (IMO). 2003. Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs. MEPC/Circ.406. London, U.K.: IMO.

International Maritime Organization (IMO). 2002. MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2002. London, U.K.: IMO.

International Marine Organization (IMO). 1990. International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation. London, U.K.: IMO.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2006. Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. London, U.K.: IPIECA.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2000. A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Second Edition. London, U.K.: IPIECA. Available at <http://www.ipieca.org>

Joint Nature Conservation Committee. 2004. Guidelines for Minimizing Acoustic Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys. Joint Nature Conservation Committee. Aberdeen., U.K.: Joint Nature Conservation Committee

McCauley, R.D., J. Fewtrell, A.J. Duncan, C. Jenner, M-N. Jenner, J.D. Penrose, R.I.T. Prince, A. Adhitya, J. Murdoch, and K. McCabe. 2000. "Marine Seismic Surveys. A Study of Environmental Implications." *APPEA Journal* 20: 692–707.

McGinnis, Michael V., Fernandez, Linda, and Caroline Pomeroy. 2001. The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures. MMS OCS Study 2001-006. Coastal Research Center, Marine Science Institute, University of California, Santa Barbara, California. Cooperative Agreement Number 14-35-0001-30761.

Miljo/Arctic Environment, 2nd. edition. National Environmental Research Institute. Denmark. Research Notes from NERI No. 132.

Mosbech, A. R. Dietz, and J. Nyman. 2000. Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland. Arktisk Institute.

National Research Council. 2003. Ocean Noise and Mammals. Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals. Ocean Studies Board. Washington, D.C.: National Research Council of the National Academy of Sciences. National Academies Press.

NORSOK Standard. 2005. Environmental Care. S-003. Rev. 3. December 2005. Standards Norway. Norway: NORSOK.

Norwegian Oil Industry Association (OLF). 2004. Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry. Norway: OLF.

OSPAR Commission (OSPAR). 2004. Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. Reference number: 2004-11. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2002. Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue. Reference number: 2002-8. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2001a. The Environmental Aspects of On and Off-site Injection of Drill Cuttings and Produced Water. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2001b. Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2000a. Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2000b. Recommendation 2000/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 1998. Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installation. OSPAR.

PAME. 2002. Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines. Produced by Protection of the Arctic Environment Working Group. Iceland: PAME. Available at www.pame.is

PARCOM. 1986. Recommendation 86/1 of a 40mg/l emission standard for platforms. PARCOM 8/12/1, paras 5.37-5.40. PARCOM.

Patin, Stanislav. 1999. *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. East Northport, NY: EcoMonitor Publishing.

Peterson, David. 2004. Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture. Prepared for the British Columbia Seafood Alliance. February 2004.

Russell, R.W. 2005. Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report. New Orleans, LA: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, OCS Study MMS 2005-009.

Stone, Caroline J. 2003. The Effects of Seismic Activity on Marine Mammals in UK Waters, 1998-2000. JNCC Report No. 323. JNCC.

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2004. Exploration Data Waste Management Reference Report. Version 1. UKOOA.

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2000. Environmental Report 2000, Emissions and Discharges. UKOOA. Available at www.ukooa.co.uk/issues/2000report/enviro00_emissions.htm

U.K. Department of Trade and Industry (DTI) Oil and Gas. 2005. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. DTI.

United Nations Environmental Programme (UNEP). Offshore Oil and Gas Forum. Environmental Regulations for Norwegian Offshore Oil and Gas Industry. UNEP. Available at <http://www.oilandgasforum.net/management/regula/norwayprof.htm>

U.S. Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart C: Pollution Prevention and Control.

U.S. Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart K: Oil and Gas Production Rates. § 250.1105: Flaring and Venting Gas and Burning Liquid Hydrocarbons.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2001. 40 CFR Part 435. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory. Washington, D.C.: EPA.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2000. Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, D.C.: EPA.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington, D.C.: EPA.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations. Washington, D.C.: EPA.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington, D.C.: EPA.

World Bank Group. 2004. A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership, Report No. 4. Washington, D.C.: EPA.

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

Основными видами продукции, получаемой при разработке морских нефтегазовых месторождений, являются сырая нефть, газоконденсат и природный газ. Сырая нефть состоит из смеси углеводородов, имеющих различные молекулярный вес и свойства. Природный газ может быть побочным продуктом нефтедобычи либо добываться из специально пробуренных для этого скважин. Основным компонентом природного газа является метан, но существенную его часть оставляют также этан, пропан и бутан. Наиболее тяжелые компоненты, в том числе пропан и бутан, при охлаждении и сжатию превращаются в жидкость, и их часто отделяют и перерабатывают как газоконденсатные жидкости.

Разведка

Сейсмическая разведка

Сейсмическую разведку проводят для выявления потенциальных запасов углеводородов в геологических формациях, расположенных глубоко под морским дном. При сейсмической разведке для определения характера подповерхностных формаций используются акустические методы. В настоящее время при проведении морской сейсмической разведки сейсморазведочное судно может буксировать на глубине 5-10 метров до 16 «кос» (кабелей с гидрофонами, которые используются для обнаружения звуковых волн, отражаемых подповерхностными формациями). Длина каждого кабеля может достигать до 8 и даже 10 километров. Помимо системы гидрофонов, сейсморазведочное судно буксирует и систему генераторов сейсмических сигналов, состоящую из определенного числа пневмопушек, генерирующих звуковые импульсы мощностью 200–250 децибел (дБ) в направлении морского дна. Эти звуковые импульсы, повторяющиеся, в среднем,

каждые 6-10 секунд, отражаются от глубоководных геологических формаций и записываются системой гидрофонов.

Разведочное бурение

Разведочное бурение на море ведется на основе анализа сейсмических данных для проверки и количественного определения запасов нефти и газа в геологических формациях, которые могут оказаться продуктивными. В случае обнаружения нефти или газа может быть дополнительно предпринято бурение разведочных скважин.

Существует несколько типов морских буровых установок, в том числе:

- *Самоподъемные установки.* Пригодны для относительно небольших глубин акватории – примерно до 100 метров, к месту бурения прибывают своим ходом либо буксируются судном-буксировщиком. По прибытии на точку бурения на морское дно с помощью подъемников гидравлического или электромеханического типа опускаются три-четыре опорные колонны, поддерживающие буровую платформу над водой.
- *Полупогружные установки.* Пригодны для больших глубин акватории, к месту бурения прибывают своим ходом либо буксируются судном-буксировщиком. Корпус установки частично погружается в воду, на точке бурения она удерживается системой якорей.
- *Погружные установки.* Сфера их применения ограничивается мелководьем; к месту бурения их доставляют буксиры. Эти установки состоят из двух корпусов: верхнего корпуса, или платформы, и нижнего

корпуса, который заполняется водой и погружается на дно моря.

- *Буровые баржи, используемые в качестве плавучих платформ.* Пригодны для мелководья, эстуариев, озер, болот и рек. Не пригодны для открытых акваторий и больших глубин. К месту бурения доставляются судном-буксировщиком.
- *Буровые суда.* Предназначены для глубоководного бурения. Бурение осуществляется с буровой платформы, при помощи находящейся в центре палубы буровой вышки; спуск обсадных колонн в скважину происходит через прорезь в корпусе судна.

На месте с помощью буровой установки пробуривают серию секций скважины уменьшающегося диаметра. Буровое долото, прикрепленное к буровой свече, которая подвешена на буровой вышке, вращается в скважине. Для утяжеления крепятся бурильные трубы, а через бурильную свечу циркулирует буровой раствор, который прокачивается через буровое долото. Эта жидкость выполняет ряд функций. Она подает гидравлическое усилие, которое способствует режущему действию бурового долота, и охлаждает долото, удаляет буровой шлам из ствола скважины и защищает скважину от пластового давления. После пробуривания каждой секции в скважину спускают стальные обсадные трубы и закрепляют, чтобы предотвратить обрушение скважины.

После достижения коллектора скважину можно заканчивать и испытывать с помощью эксплуатационного хвостовика и оборудования для подачи углеводородов на поверхность, чтобы определить свойства коллектора в контрольном сепараторе.

Разработка месторождения

Разработка месторождения может быть начата после того, как по итогам разведки (и дополнительного оценочного бурения) будет определено местонахождение и подтверждено наличие промышленных запасов углеводородов. В многих случаях это предполагает установку морской платформы для бурения и эксплуатации, обладающей автономностью с в части обеспечения водой и энергией для нужд персонала и процесса бурения скважин и подготовки извлекаемых углеводородов для их отгрузки.

Существует много типов морских платформ, в том числе:

- *Стационарные платформы.* Применяются при глубинах акватории примерно до 500 м и состоят из стальной палубы на опорных фермах из стали или бетона (фермовое основание), закрепляемых непосредственно на дне моря с помощью стальных свай. На палубе обычно размещаются буровое оборудование, производственные объекты и жилые помещения.
- *Вышки на гибкой моноопоре.* Применяются при глубинах акватории примерно от 500 м до 1000 м и состоят из палубы обычного типа, опирающейся на узкую гибкую колонну, закрепленную на свайном основании.
- *Платформы с натяжными опорами.* Применяются при глубинах акватории примерно до 2000 м и представляют собой плавучие сооружения, крепящиеся ко дну моря и удерживаемые на месте якорями. Существуют также малые платформы с натяжными опорами (типа «морская звезда» - Seastar), применяемые при глубинах акватории от 200 м до 1000 м.
- *Самоподъемные платформы.* Применяются на небольших глубинах акватории, примерно до 100 м;

после доставки на точку бурения на морское дно с помощью гидравлических подъемников опускаются опорные колонны, поддерживающие палубу.

- *Поплавковые платформы типа «spar».* Применяются при глубинах акватории от 500 м до 1700 м и представляют собой плавучие платформы, смонтированные на цилиндрических поплавках.
- *Плавучие системы добычи нефти и газа.* Суда, оснащенные оборудованием для подготовки добытых углеводородов и удерживаемые в точке бурения несколькими якорями. Плавучие системы добычи нефти и газа часто представляют собой переоборудованные танкеры и делятся на следующие основные разновидности: плавучие системы добычи, хранения и отгрузки, плавучие системы хранения и отгрузки и плавучие хранилища углеводородов.

На добычных платформах устанавливается оборудование для разделения смеси пластовых жидкостей на нефть, газ и воду. В зависимости от проекта, платформа может использоваться только для добычи углеводородов, так как бурение может производиться размещенной рядом с ней буровой установкой. На некоторых платформах поступающие из скважин углеводороды сразу же перекачиваются для подготовки, а некоторые газодобывающие платформы в обычных условиях вообще могут функционировать в автоматическом режиме. Обычно в месте нахождения платформы пробуривается целый ряд скважин с использованием методов наклонно-направленного бурения. В некоторых случаях, если наклонно-направленное бурение не позволяет достичь краевых зон месторождения, либо если коллекторы невелики по размерам, после бурения на дне моря устанавливаются подводные эксплуатационные установки, и добытые углеводороды перекачиваются по системе

трубопроводов на располагающуюся поблизости платформу.

После эксплуатационного разбуривания и заканчивания скважин на каждое устье скважины устанавливается фонтанная арматура для регулирования потока пластовых жидкостей на поверхность. Нефть и/или газ получают на платформе путем разделения смеси пластовых жидкостей на нефть, газ и воду, либо на газ и газоконденсат. Нефть с платформы отгружается либо на сушу через подводный трубопровод, либо на плавучее нефтехранилище, либо непосредственно на танкеры. Газ обычно отгружается в газопровод.

Большинство месторождений имеет предсказуемый дебит, который называют кривой истощения, когда дебит сравнительно быстро растет до пикового значения, за чем следует длительное и медленное снижение. Для поддержки давления в коллекторе и повышения дебита в пласт часто закачивают воду либо газ. В иных случаях для увеличения дебита могут использоваться различные методы повышения нефтеотдачи, например, закачивание пара, азота, двуокиси углерода или поверхностно-активных веществ.

Предприятия могут периодически проводить ремонт скважины для очистки ствола скважины, чтобы облегчить движение по нему нефти и газа на поверхность. Другие способы повышения дебита включают гидроразрыв пласта и обработку забоя скважины кислотой, чтобы освободить выход нефти и газа на поверхность.

Вывод из эксплуатации и ликвидация

Морские объекты выводят из эксплуатации, когда коллектор истощается или добыча углеводородов из этого коллектора становится нерентабельной. Часть морских нефтегазовых

сооружений, например, платформы, подвергают обработке с целью удаления загрязнителей, а затем обычно сносят, тогда как другие компоненты добычных объектов обезвреживают и оставляют на месте.

Скважины тампонируют и закрывают, чтобы исключить миграцию жидкости по стволу скважины, которую могут привести к загрязнению окружающей среды на поверхности. Оборудование из забоя скважины вынимается, и перфорированные части ствола скважины очищают от почвы, окарины и других отходов. После этого ствол скважины тампонируют, чтобы предотвратить приток пластовой жидкости. Между пробками помещают жидкость определенной плотности для создания необходимого давления. В ходе этого процесса пробки проверяют, чтобы убедиться в их правильной установке и герметичности. Наконец, обсадные трубы обрезают ниже поверхности и закрывают цементной пробкой.