

## **РУКОВОДСТВО ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЗДОРОВЬЯ И ТРУДА**

### **РАЗРАБОТКА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

#### **ВВЕДЕНИЕ**

1. Руководства по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ) представляют собой технические справочники, содержащие примеры надлежащей международной отраслевой практики (НМОП) как общего характера, так и относящиеся к конкретным отраслям<sup>1</sup>. Если в реализации проекта участвуют члены Группы Всемирного банка, Руководства применяются в соответствии со стандартами и политикой этих стран. Руководства по ОСЗТ для различных отраслей промышленности следует применять в сочетании с **Общим руководством по ОСЗТ** – документом, в котором пользователи могут найти указания по вопросам ОСЗТ, относящимся ко всем отраслям. При осуществлении комплексных проектов может возникнуть необходимость в использовании нескольких отраслевых руководств. С полным перечнем отраслевых руководств можно ознакомиться, пройдя по ссылке: [www.ifc.org/ehsguidelines](http://www.ifc.org/ehsguidelines).

2. В настоящем Руководстве по ОСЗТ представлены производственные показатели и параметры, которые, как правило, считаются достижимыми на новых производственных объектах при современном уровне технологий и приемлемых затратах. Применение положений Руководства по ОСЗТ к уже существующим производственным объектам может потребовать разработки особых целевых показателей для каждого объекта и соответствующего графика их достижения.

3. Применение Руководства по ОСЗТ следует увязывать с факторами опасности и риска, определенными для каждого проекта по итогам экологической оценки с учетом таких характеристик условий осуществления данного проекта, как особенности страны его реализации, ассимилирующая способность окружающей среды и прочие проектные факторы. Порядок применения конкретных технических рекомендаций следует разрабатывать на основе экспертного мнения квалифицированных и опытных специалистов.

4. Если нормативные требования страны реализации проектов предусматривают показатели и параметры, отличные от содержащихся в Руководствах по ОСЗТ, то при реализации проектов надлежит руководствоваться наиболее жесткими требованиями. Если в силу особых условий реализации конкретного проекта целесообразно применение менее жестких требований, чем те, что представлены в настоящем Руководстве по ОСЗТ, надлежит подготовить детальное и исчерпывающее обоснование любых предлагаемых альтернатив по конкретному объекту с полной

---

<sup>1</sup> Определяется как выполнение работы, характеризующееся высоким уровнем профессионализма, старательности, благоразумия и предусмотрительности, чего следует с достаточным на то основанием ожидать от квалифицированного и опытного специалиста, занятого аналогичным видом деятельности в таких же или сходных условиях в любом регионе мира. Обстоятельства, которые может выявить квалифицированный и опытный специалист при оценке применяемых в ходе реализации проекта способов предотвращения и контроля загрязнения окружающей среды могут включать, помимо прочего, различные уровни деградации и ассимилирующей способности окружающей среды, а также различные уровни финансовой и технической осуществимости.

экологической оценкой. Такое обоснование должно продемонстрировать, что выбранный уровень производственных показателей обеспечит должную охрану здоровья людей и окружающей среды.

## Применение

5. **Руководство по ОСЗТ «Разработка морских нефтегазовых месторождений»** содержит информацию, касающуюся 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:

1. <b>Управление воздействиями отраслевой деятельности</b> .....	2
1.1 Окружающая среда .....	2
1.2 Охрана труда и техника безопасности .....	21
1.3 Охрана здоровья и обеспечение безопасности населения .....	31
2. <b>Мониторинг показателей ОСЗТ</b> .....	32
2.1 Окружающая среда .....	32
2.2 Охрана труда и техника безопасности .....	35
3. <b>Список литературы</b> .....	37
<b>Приложение А. Общее описание видов деятельности, относящихся к данной отрасли</b> .....	44

## 1. УПРАВЛЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ ОТРАСЛЕВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6. В настоящем разделе содержится обзор проблем ОСЗТ в области разработки морских нефтегазовых месторождений, а также 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. Руководство по ОСЗТ «Терминалы по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов»** содержит информацию, относящуюся к наземным и береговым терминалам для хранения нефтепродуктов, принимающим и отгружающим сырую нефть и нефтепродукты из трубопроводов, танкеров, железнодорожных цистерн и автоцистерн для последующей коммерческой реализации.

### 1.1 Окружающая среда

7. В рамках комплексной программы оценки характерных для проекта рисков и мер по предотвращению возможных негативных последствий необходимо учитывать перечисленные ниже потенциальные экологические проблемы, которые могут возникнуть в связи с реализацией проектов разработки морских нефтегазовых месторождений:

- выбросы в атмосферу;
- сброс сточных вод;

- утилизация твердых и жидких отходов;
- генерация шума (в том числе под водой);
- разливы;
- энергоэффективность и сохранение природных ресурсов.

### **1.1.1 Выбросы в атмосферу**

8. Основными источниками выбросов в атмосферу (постоянных или эпизодических) при морской добыче являются: источники горения при производстве электроэнергии и тепла (котлы, турбины), использование компрессоров, насосов, поршневых и других двигателей на морских объектах, включая вспомогательные суда, суда снабжения и вертолеты; выбросы от факельного сжигания и продувки углеводородов; эпизодические выбросы (например, выбросы при опробовании скважин, факельное сжигание по соображениям безопасности, выхлопы двигателей и т.д.), а также фугитивные выбросы.

9. Одним из самых значимых компонентов таких выбросов является диоксид углерода (CO<sub>2</sub>). К основным загрязнителям от этих источников относятся оксиды азота (NO<sub>x</sub>), оксиды серы (SO<sub>x</sub>), монооксид углерода (CO) и твердые частицы. Помимо этого, возможны выбросы следующих загрязнителей: сероводород (H<sub>2</sub>S); летучие органические соединения (ЛОС), метан и этан; бензол, этилбензол, толуол и ксилол (БТЭК); гликоли и полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В некоторых случаях в выбросах могут содержаться меркаптаны и ртуть, и в таком случае требуется принятие специальных мер. Противопожарные системы и системы охлаждения могут содержать хладон и хлорфторуглероды, являющиеся озоноразрушающими веществами (ОРВ)<sup>2</sup>.

10. Суммарные выбросы парниковых газов (ПГ) от всех сооружений и морских операций обеспечения следует оценивать ежегодно в соответствии с международно принятыми методиками.

11. Необходимо принять все разумные меры для внедрения соответствующих методов контроля и сокращения фугитивных выбросов при проектировании, эксплуатации и техническом обслуживании морских объектов, достижения максимальной энергоэффективности и проектирования сооружений с минимальным потреблением энергии. Общая цель состоит в сокращении выбросов в атмосферу. Должна быть проведена оценка экономически целесообразных и технически осуществимых альтернатив сокращения выбросов. Дополнительные указания по борьбе с парниковыми газами и энергосбережению приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

### **Отходящие газы**

12. Выброс в атмосферу отходящих газов, образующихся при сгорании газообразного или жидкого топлива в турбинах, поршневых двигателях или котлах, используемых для производства электроэнергии и тепла либо для привода в движение оборудования, например компрессоров или насосов, может быть самым существенным источником выбросов в атмосферу с морских объектов. При подборе оборудования следует учитывать его спецификации по выбросам в атмосферу, а также возможность использования топлива с крайне низким содержанием серы и/или природного газа.

<sup>2</sup> См. также Oil and Gas UK, "About the Industry" в редакции от ноября 2009 г., [http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric\\_emissions.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm).

13. Указания по ограничению выбросов от малых источников горения мощностью до 50 мегаватт тепловой энергии (МВт тепл.), включая нормативы по выбросам в атмосферу отходящих газов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Сведения о выбросах в атмосферу от источников горения мощностью более 50 МВт содержатся в **Руководстве по ОСЗТ «Тепловые электростанции»**.

### ***Выпуск в атмосферу и факельное сжигание***

14. Попутный газ, извлекаемый на поверхность в процессе добычи нефти, иногда утилизируется на морских сооружениях путем выпуска в атмосферу или факельного сжигания. Теперь такую практику повсеместно считают расточительством ценных ресурсов и существенным источником выброса в атмосферу парниковых газов.

15. Однако факельное сжигание и выпуск служат также важной мерой безопасности, используемой на морских нефтегазовых сооружениях для обеспечения безопасного сброса газа и других углеводородов в аварийных ситуациях, отключении питания и отказе оборудования или возникновении других нештатных условий на установке. Для оценки последствий подобных ситуаций на таких объектах следует применять процедуры оценки рисков (например, анализ эксплуатационной безопасности и работоспособности [HAZOP], идентификацию источников опасности [HAZID] и т.п.).

16. При рассмотрении вариантов факельного сжигания и рассеивания в атмосферу попутного нефтяного газа при морской добыче углеводородов следует принимать меры, согласующиеся с Глобальным добровольным стандартом по сокращению объемов сжигания и рассеивания в атмосферу попутного нефтяного газа<sup>3</sup>, разработанным в рамках Глобального государственно-частного партнерства по сокращению объемов сжигания попутного нефтяного газа. Этот стандарт является руководством по устранению или сокращению объемов факельного сжигания и рассеивания в атмосферу попутного нефтяного газа.

17. Постоянное рассеивание попутного нефтяного газа не считается хорошей практикой и его следует избегать. Поток попутного нефтяного газа следует направлять в эффективную факельную установку, однако если имеются альтернативные варианты, то постоянного сжигания газа в факеле следует избегать. Прежде чем применять факельное сжигание, необходимо тщательно оценить практически осуществимые варианты использования газа и учесть их при разработке технологического процесса<sup>4</sup>.

18. Такие варианты могут включать использование газа для производства энергии на местах, закачку газа в пласт для поддержания пластового давления, повышение дебита с помощью газлифта или транспортировку газа на соседние сооружения или на рынок. Оценка альтернативных решений следует должным образом задокументировать. Если ни один из альтернативных вариантов использования попутного газа не осуществим, необходимо оценить меры по минимизации объемов факельного сжигания газа, которое следует рассматривать как временное решение, имея в качестве конечной цели прекращение постоянного сжигания попутного нефтяного газа в факеле.

19. Новые объекты следует проектировать, строить и эксплуатировать таким образом, чтобы можно было избежать регулярного сжигания газа в факеле. Для существующих или устаревших объектов в

<sup>3</sup> См. World Bank (2004).

<sup>4</sup> Там же.

сотрудничестве с национальными правительствами и другими заинтересованными сторонами следует определить и оценить экономически целесообразные варианты сокращения сжигания газа, обеспечивающие устойчивые социальные преимущества (например, выработку энергии из газа), уделяя особое внимание выбросам ПГ.

20. Если факельное сжигание – единственное жизнеспособное решение, необходимо стремиться к постоянному повышению его эффективности путем использования надлежащих практик и новых технологий. Для предотвращения и контроля загрязнения при сжигании газа в факеле необходимо рассмотреть возможность применения следующих мер:

- максимальная реализация мер по сокращению объемов исходного газа;
- использование эффективных оголовков факела и оптимизация размера и числа форсунок сжигания;
- максимальное повышение эффективности сжигания в факеле 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 сжигания в факеле при продувках и в пилотных горелках без ущерба для безопасности за счет реализации различных мер, включая установку устройств для редуцирования продувочного газа, узлов рекуперации газов факела, использование инертного продувочного газа, применение технологии клапанов с мягким седлом, где это возможно, и установку энергосберегающих пилотных горелок;
- минимизация риска выброса газа из пилотной горелки факела путем регулирования скорости поступления газа и установки ограждения от ветра;
- использование надежной системы поджигания пилотной горелки факела;
- установка высокоинтегрированных систем контроля давления, для сокращения числа случаев превышения давления и устранения или уменьшения частоты возникновения ситуаций, требующих сжигания газа в факеле;
- использование систем отделения жидкости для сведения к минимуму уноса жидкости и ее попадания с газовым потоком в факел;
- сведение к минимуму отрыва пламени и/или проскока пламени;
- эксплуатация факела в режиме контроля запаха и видимого дыма (отсутствие видимого черного дыма);
- установка факела на безопасном расстоянии от мест проживания персонала;
- введение программ технического обслуживания и замены горелок для обеспечения постоянной максимальной эффективности работы факела;
- учет факельного газа.

21. При возникновении аварийной ситуации или поломке оборудования, а также при нештатных условиях на установке, избыток газа надлежит не сбрасывать в атмосферу, а направлять в эффективную факельную установку. Аварийный выпуск в атмосферу может понадобиться при особых условиях на месторождении, когда отсутствует система факельного сжигания газа или факельное сжигание оказывается невозможным, например, в случаях недостатка необходимого содержания углеводородов в потоке газа для поддержания горения или недостаточного давления газа, не позволяющего подать его в систему факела. Прежде чем рассматривать возможность

5 июня 2015 г.

монтажа установки для аварийного сброса газа в атмосферу на морском нефтегазовом сооружении, необходимо всесторонне документально обосновать отказ от системы факельного сжигания.

22. 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.

23. Объемы сжигания в факеле для новых сооружений должны быть оценены в ходе первичного ввода в эксплуатацию, чтобы определить целевые показатели сжигания. Объемы сжигаемого газа следует регистрировать и включать в отчетность для всех случаев сжигания в факеле.

### ***Испытание скважин***

24. При испытании скважин следует избегать факельного сжигания добытых углеводородов, особенно в экологически уязвимых районах. Необходимо оценить экономически целесообразные альтернативы извлечения испытательных жидкостей, соблюдая принципы безопасности работ с летучими углеводородами, для последующей подачи на перерабатывающие сооружения или утилизацию иным образом. Оценка альтернатив утилизации добытых углеводородов следует должным образом задокументировать.

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

### ***Фугитивные выбросы***

26. Фугитивные выбросы в атмосферу на морских нефтегазовых сооружениях могут быть связаны с холодным вентилированием газа (собранные газовые потоки сбрасываются напрямую в атмосферу без сжигания в факеле), утечками из труб, клапанов, муфт, фланцев, сальников, разомкнутых линий, уплотнений насосов, уплотнений компрессоров, предохранительных клапанов, открытых резервуаров для бурового раствора на углеводородной основе (РУО) (из которых происходят диффузные выбросы), а также с операциями погрузки и разгрузки углеводородов.

27. В процессе проектирования, эксплуатации и технического обслуживания морских нефтегазовых сооружений следует предусматривать и внедрять методы контроля и сокращения фугитивных выбросов. При выборе подходящих клапанов, фланцев, арматуры, уплотнений и сальников необходимо учитывать требования безопасности и соответствия наряду с их способностью сокращать утечки газа и предупреждать фугитивные выбросы в атмосферу. Кроме того, сжигание всех собранных потоков газа должно происходить в высокоэффективных факелах наряду с осуществлением программ по выявлению и устранению утечек.

## 1.1.2 Сточные воды

### *Пластовая вода*

28. Нефтяные и газовые природные резервуары содержат воду (пластовая вода), которая в процессе добычи углеводородов поступает на поверхность как попутная вода. Нефтяные резервуары могут содержать значительные объемы такой воды, тогда как из газовых пластов она поступает в меньшем количестве, за исключением угольных пластов, содержащих метан, из которых изначально образуется большой объем пластовых вод. Добыча метана угольных пластов на шельфе производится редко. Более того, на многих месторождениях вода закачивается в пласт для поддержания давления и/или оптимизации добычи. Общий поток пластовых вод может быть одним из самых значимых по объему отходов на морских нефтегазовых сооружениях и требует соответствующего управления операторами.

29. Пластовые воды содержат сложную смесь неорганических (растворенные соли, следы металлов, взвешенные частицы) и органических (диспергированные и растворенные углеводороды, следы жирных кислот и другие органические компоненты) веществ, а во многих случаях – остатки химических добавок (например, ингибиторов окалины и коррозии, ингибиторов гидратообразования), которые вводились в процессе добычи углеводородов.

30. Необходимо оценить осуществимые альтернативы утилизации и отведения пластовых вод при разработке технологического процесса. К таким альтернативам могут относиться закачка с морской водой в пласт для поддержания пластового давления, закачка в подходящую сбросовую скважину<sup>5</sup>, либо доставка на сушу вместе с добытыми углеводородами для повторного использования или утилизации после надлежащей очистки.

31. Если принимается решение об использовании сбросовых скважин, следует учитывать геологические и технические аспекты, чтобы не допустить утечки пластовых вод на морское дно или в мелководные замкнутые водоносные горизонты. В первую очередь следует рассмотреть вопрос о преобразовании существующих скважин в нагнетательные, чтобы свести к минимуму как геологические риски, так и затраты на строительство отдельных сбросовых скважин.

32. Если ни один из этих вариантов не представляется осуществимым ни с технической, ни с финансовой точки зрения, и сброс в море является единственным доступным вариантом, необходимо выполнить оценку воздействия на окружающую и социальную среду (ОВОСС) и установить цели для смягчения воздействия сбросов пластовых вод на морскую среду в соответствии с нормативами для стоков, приведенным в таблице 1 раздела 2.

33. Следует рассмотреть 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 ряд комплексных технологий очистки, возможность применения которых следует рассматривать исходя из характера использования воды и конкретных условий на месторождении.

<sup>5</sup> Для получения технической информации см. также U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement (US BSEE) (2009).

34. Необходимо предусмотреть адекватную резервную мощность системы очистки для обеспечения ее непрерывной работы и использования в случае сбоя альтернативного способа утилизации, например системы закачки пластовых вод.

35. Если существует необходимость сброса пластовых вод в море, для сокращения их объема следует рассмотреть принятие всех возможных мер, в том числе:

- надлежащее управление скважиной в процессе ее заканчивания в целях минимизации дебита 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 технически и экономически выполнимо;
- закрытие скважин с высоким дебитом пластовой воды.

36. Для сведения к минимуму вреда для окружающей среды, связанного с присутствием остатков химических добавок в сбрасываемых пластовых водах, необходимо тщательно подбирать производственные химикаты с учетом их объема, токсичности, биодоступности и потенциала биоаккумуляции<sup>6</sup>. В частности, следует рассмотреть возможность добавления в пластовую воду кинетических гидратных ингибиторов (КНИ), чтобы избежать возможного накопления нераспавшихся остаточных веществ.

### ***Отработанная вода (обратный приток)***

37. Поток воды, возвращающийся из скважины на поверхность после гидроразрыва пласта, обычно называется «обратным притоком» или отработанной водой. Если проект или какая-либо его часть предусматривает операции гидроразрыва пластов (ГРП)<sup>7</sup> – например, проекты по добыче сланцевого газа или метана угольных пластов, – необходимо оценить все экологические аспекты, включая развитие трещин гидроразрыва и связанные с ним возможные фугитивные выбросы, управление жидкостью ГРП, а также порядок утилизации и контроля отработанных вод<sup>8</sup>. В отношении обратного притока необходимо предусмотреть отдельный комплекс мер или меры в дополнение к предпринимаемым в отношении пластовых вод. Характеристики отработанных вод зависят от типа жидкости (вода или дизель) и химических веществ, которые закачиваются в пласт чтобы вызвать гидроразрыв породы, и могут содержаться в обратном притоке воды в большом количестве. Таким образом, отработанные воды могут быть одной из наиболее важных проблем управления охраной окружающей среды при проведении операций гидроразрыва пластов.

38. Необходимо оценить осуществимые альтернативы контроля и утилизации отработанных вод и учесть их в технологическом проектировании. Альтернативные решения могут предусматривать временное хранение в герметичных резервуарах перед закачкой в пригодную для этого морскую сбросовую скважину, временное хранение для повторного использования в дальнейших операциях

<sup>6</sup> Для оценки опасных факторов и рисков, связанных с использованием химических веществ при добыче углеводородов, необходимо применять подходящие инструменты и подходы. Одним из таких подходов является выполнение оценки опасности химического воздействия и управление рисками.

<sup>7</sup> См. International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) (2013c) и IOGP and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA) (2013).

<sup>8</sup> Кроме того, необходимо провести оценку возможных социальных проблем (в частности, проблем, связанных с индуцированной микросейсмичностью).

ГРП либо перекачку на сушу вместе с добытыми углеводородами для очистки и утилизации. Если ни один из этих вариантов не представляется осуществимым ни с технической, ни с экономической точки зрения, обратный приток ГРП, до сброса в морскую среду, следует очищать так, чтобы он соответствовала нормативам для стоков, приведенным в таблице 1 раздела 2. Оценку альтернативных решений следует должным образом задокументировать. Кроме того, для оценки предельно допустимых концентраций для конкретного участка работ необходимо провести оценку экологических рисков, связанных с химическими веществами, смешанными с водой для гидроразрыва пласта, включая оценку их токсичности, биодоступности и потенциала биоаккумуляции.

### ***Вода для гидростатических испытаний***

39. Гидростатические испытания оборудования для морской добычи нефти и газа и морских трубопроводов включают испытания под давлением с использованием воды (обычно фильтрованная морская вода, если технические характеристики оборудования позволяют ее использовать) для проверки целостности оборудования и трубопроводов. В воду могут добавляться химические добавки (ингибиторы коррозии, поглотители кислорода, биоциды и красители) для предотвращения внутренней коррозии или для определения утечек. При организации использования воды для гидростатических испытаний следует рассмотреть следующие меры по предотвращению и контролю загрязнения:

- сведение к минимуму объема воды для гидроиспытаний, используемой на морских нефтегазовых сооружениях, за счет проведения испытаний оборудования на площадке, расположенной на суше, перед поставкой на морские сооружения;
- использование одной и той же воды для нескольких гидростатических испытаний;
- снижение потребности в химикатах путем сведения к минимуму времени нахождения воды для испытаний в оборудовании или трубопроводе;
- тщательный отбор химических добавок с учетом дозируемой концентрации, токсичности, биологического разложения, биодоступности и потенциала биоаккумуляции;
- перекачка воды, использованной при гидроиспытаниях морских трубопроводов, на береговые объекты для очистки и утилизации, когда это целесообразно.

40. Если единственным практически осуществимым вариантом утилизации воды после гидроиспытаний является ее сброс в море, следует подготовить план утилизации воды гидроиспытаний с указанием точек сброса, скорость сброса, использование и диспергирование химикатов<sup>9</sup>, экологических рисков и порядка мониторинга. Следует избегать сброса воды после гидроиспытаний в мелкие прибрежные воды и уязвимые экосистемы.

### ***Охлаждающая вода***

41. Следует тщательно рассмотреть вопрос дозировки химических средств, предотвращающих биологическое обрастание на морских сооружениях систем водяного охлаждения. Следует произвести оценку имеющихся альтернатив и, если это целесообразно, оптимизировать глубину водозабора морской воды с целью сокращения потребности в использовании химических средств. Оценку альтернативных решений следует должным образом задокументировать. Если это безопасно

<sup>9</sup> См. Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic Commission (OSPAR) (2010a).

и целесообразно, следует оснастить водозабор морской воды соответствующими фильтрами для предотвращения попадания в систему водозабора морской флоры и фауны.

42. Глубину сброса охлаждающей воды следует планировать так, чтобы обеспечить максимальное перемешивание и охлаждение теплового потока сбрасываемых вод таким образом чтобы температура на границе установленной зоны смешивания – либо, если она не установлена, в пределах 100 м от места сброса – не превышала температуру окружающей морской воды более чем на 3°C, как указано в таблице 1 раздела 2 настоящего Руководства.

### ***Рассол из опреснительных установок***

43. Операторам следует рассмотреть возможность смешивания рассола, сбрасываемого из опреснительных установок систем питьевого водоснабжения, с отводимой охлаждающей водой или канализационными стоками. Если смешивание рассола с другими видами отводимых стоков не представляется практически осуществимым, следует тщательно выбрать место его сброса с учетом возможных последствий для окружающей среды. В частности, если рассол сбрасывается в прибрежные и/или солоноватые воды необходимо предусмотреть их очистку в системе обратного осмоса, чтобы снизить соленость сбрасываемых стоков.

### ***Прочие сточные воды***

44. Ниже приводится перечень прочих сточных вод, регулярно образующихся на морских нефтегазовых сооружениях, наряду с надлежащими мерами по их очистке.

- *Канализационные стоки:* 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 Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов (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*<sup>10</sup>: 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 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 нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2. Если очистка до этого уровня невозможна, такие воды следует собирать и отправлять на берег для утилизации.
- *Палубные стоки:* дренажные воды, источником которых являются природные осадки или морские брызги, либо образующиеся при проведении регламентных работ, например уборки палуб, чистки оборудования и пожарных учений, следует направлять в отдельную дренажную систему на морских нефтегазовых сооружениях. В это включены дренажные стоки с производственных участков, которые могут быть загрязнены нефтью (закрытые

<sup>10</sup> U.S. Environmental Protection Agency (US EPA) (2012a).

дренажные системы), и сточные вод с непроизводственных участков (открытые дренажные системы). Все производственные участки должны быть обвалованы, чтобы обеспечить сток дренажных вод в закрытую дренажную систему. Для сбора стоков 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 до соответствия нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.

### **1.1.3 Контроль и утилизация отходов**

45. Типичные неопасные и опасные отходы<sup>11</sup>, регулярно образующиеся на морских нефтегазовых сооружениях, включают, среди прочего, общие офисные отходы и упаковочные материалы, отработанные масла, загрязненные маслом тряпки, гидравлические жидкости, использованные аккумуляторные батареи, пустые банки из-под краски, использованные химикаты и пустые емкости из-под химикатов, отработанные фильтры, флуоресцентные трубки, металлолом и гигиенические отходы.

46. Эти отходы следует разделять непосредственно на морском нефтегазовом сооружении, как минимум, на неопасные и опасные, и транспортировать на сушу для вторичного применения, переработки или утилизации. Следует разработать план управления отходами, содержащий четкий механизм отслеживания партий отходов от места их образования на морском сооружении до места их окончательной очистки и утилизации на суше. Следует постоянно стремиться к предотвращению образования, сокращению объемов или переработке отходов.

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

48. К дополнительным видам отходов, характерных для разработки морских нефтегазовых месторождений, относятся:

- буровые растворы и буровой шлам;
- вынесенный из скважины песок;
- жидкости для заканчивания и ремонта скважин;
- радиоактивные материалы природного происхождения (РМПП).

### ***Буровые растворы и буровой шлам***

49. 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, а также 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.

<sup>11</sup> В соответствии с определениями, содержащимися в местном законодательстве или международных конвенциях.

50. При всем разнообразии буровых растворов их можно разделить на две общие категории:

- буровые растворы на водной основе (БРВО): растворы, в которых непрерывной фазой и средой для получения суспензии твердых веществ служит морская вода или смешиваемая с водой жидкость. Существует множество вариантов БРВО, включая гели, и 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 гидрофобная жидкость на основе минерального масла или синтетического масла.

51. Выбор бурового раствора должен основываться на результатах оценки его технической пригодности и воздействия на окружающую среду. Использование жидкостей, содержащих в качестве основного компонента жидкой фазы дизель, не считается хорошей практикой ведения буровых работ на морских нефтегазовых месторождениях, и ее следует избегать.

52. Обычно, твердой средой, используемой в большинстве буровых растворов, служит барит (сульфат бария) для утяжеления, с бентонитовыми глинами в качестве загустителя. Буровой раствор также может содержать ряд других компонентов для улучшения его характеристик и/или для обеспечения соответствия требованиям резервуарной совместимости.

53. Буровой раствор либо (i) циркулируется в пробуренной скважине с непосредственной потерей на дно моря вместе с образующимся шламом, особенно при проходке верхних интервалов скважины, когда ее глубина минимальна, либо (ii) возвращается на буровую установку через обсадную колонну труб или через морскую водоотделяющую колонну, и в систему отделения твердой фракции для последующего использования. В качестве промежуточного решения для первой фазы бурения можно рассмотреть систему выноса раствора непосредственно на дно моря, исключительно при использовании бурового раствора на водной основе и с низким содержанием химикатов.

54. В системе очистки раствор отделяют от шлама, чтобы его можно было снова подать в забой скважины, оставив шлам на поверхности для дальнейшей утилизации. Объем получаемого шлама зависит от глубины скважины и диаметра бурового ствола. В этом шламе присутствует некоторая остаточная часть бурового раствора.

55. Реологические свойства бурового раствора и его плотность поддерживают в процессе буровых работ с помощью систем контроля твердой фазы. Раствор заменяют, (i) когда уже не удастся поддерживать его реологические свойства или плотность либо (ii) по окончании программы бурения. Такие использованные растворы затем хранят для вторичного применения или утилизации. Следует избегать сброса отработанного РУО за борт. Вместо этого РУО следует отправлять на сушу для переработки или очистки и утилизации.

56. Необходимо оценить подходящие альтернативы утилизации отработанных БРВО и бурового шлама из секций скважины, пробуренных с применением БРВО или РУО. Среди возможных вариантов – закачка в специальную сбросовую скважину, закачка в затрубное пространство скважины, а также сбор и транспортировка на сушу для очистки и утилизации. При отсутствии приемлемых альтернативных вариантов остатки БРВО могут быть сброшены в море по окончании программы бурения при условии, что результаты общего анализа ОВОСС для конкретного участка работ с применением указанного сценария подтвердят экологическую приемлемость данного решения.

57. Если сброс за борт является единственным возможным решением, следует разработать план утилизации бурового раствора и шлама с учетом их дисперсии, 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 нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.

58. Указания по очистке и утилизации бурового раствора и шлама, отправляемых на сушу, приведены в **Руководстве по ОСЗТ «Разработка нефтегазовых месторождений на суше»**.

59. К числу мер по предотвращению и контролю загрязнения, которые следует рассмотреть перед сбросом отработанных буровых растворов и бурового шлама, относятся:

- сведение к минимуму риска для окружающей среды от остаточных химических веществ в сбрасываемом шламе с помощью тщательного подбора типа бурового раствора. Во всех случаях, когда это уместно, следует отдавать предпочтение БРВО;
- тщательный подбор химических добавок к буровым растворам, учитывая их концентрацию, токсичность, биодоступность и потенциал биоаккумуляции;
- использование высокоэффективного оборудования для регулирования твердой фазы, позволяющего снизить потребность в замене бурового раствора;
- использование высокоэффективного оборудования для удаления и очистки твердой фазы, позволяющего 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 бурение гибкой трубой, когда это осуществимо, для уменьшения количества жидкости и шлама.

60. Буровой раствор, подлежащий сбросу в морскую среду (в том числе его остаточное количество, присутствующее в буровом шламе), следует анализировать на токсичность, загрязненность баритом и содержание нефти; соответствующие нормативы представлены в таблице 1 раздела 2. Необходимо убедиться в том, что уровень содержания в барите ртути (Hg) и кадмия (Cd) не превышает предельных значений выбросов, приведенных в таблице 1. Необходимо обеспечить, чтобы поставщики гарантировали соответствие барита указанному стандарту и при необходимости выполняли его предварительную очистку.

61. Сброс БРВО и очищенного шлама следует производить через кессон, погруженный в воду на приемлемую глубину для обеспечения их достаточного диспергирования (т.е. воздействие на окружающую среду должно быть допустимым согласно результатам исследования диспергирования).

### **Пластовый песок**

62. 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 пласта. Заканчивание скважины должно быть направлено на сокращение образования песка с помощью эффективных мер контроля песка в забое.

63. Во всех случаях, когда это целесообразно, пластовый песок, извлеченный из технологического оборудования, следует транспортировать на сушу для очистки и утилизации, либо направлять на захоронение в сбросовую скважину, при наличии таковой. Сброс за борт не считается хорошей практикой. Если сброс за борт является единственным подтвержденным практически осуществимым способом утилизации, пластовый песок должен соответствовать нормативам, содержащимся в таблице 1 раздела 2.

64. 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***

65. В состав жидкостей для заканчивания и ремонта скважин (включая жидкости для аварийных работ и обслуживания) обычно входят твердые вещества, остатки буровых растворов, утяжеленные солевые растворы, кислоты, углеводороды, метанол и гликоли, а также другие химические добавки для повышения производительности работ. Эти жидкости используют для промывки скважины и стимулирования потока углеводородов, либо для поддержания их давления. После использования эти жидкости могут содержать загрязнители, в том числе твердые вещества, масла и химические добавки.

66. Следует рассмотреть практически осуществимые варианты их утилизации, в том числе:

- при использовании жидкостей в закрытых системах – их сбор и трансфер на сушу поставщику для переработки;
- закачку в сбросовую скважину при наличии таковой;
- транспортировку на сушу для очистки и утилизации.

67. Если доказано, что сброс за борт является единственным практически осуществимым способом утилизации:

- При выборе химического состава необходимо учитывать концентрацию, токсичность, биодоступность и потенциал биоаккумуляции.
- Следует рассмотреть возможность очистки и утилизации этих жидкостей вместе с пластовыми водами.
- Перед очисткой и утилизацией необходимо нейтрализовать отработанные кислоты.
- Эти жидкости должны соответствовать нормативам, приведенным в таблице 1 раздела 2.

### ***Радиоактивные материалы природного происхождения (РМПП)***

68. В зависимости от характеристик месторождения добываемые жидкости могут содержать РМПП<sup>12</sup>. РМПП могут осаждаться в технологических сооружениях и трубопроводах в виде окалин

<sup>12</sup> РМПП определяются как «радиоактивные материалы, не содержащие значительного количества радионуклидов, за исключением радионуклидов природного происхождения. РМПП также включают материалы,

или шлама, где их концентрация может быть выше, чем в жидкостях<sup>13</sup>. Там, где присутствуют РМПП или существуют условия для их осаждения и/или накопления, необходимо разработать программу удаления и обезвреживания РМПП для обеспечения безопасности работников и применения надлежащих процедур обращения с РМПП и отходами.

69. Если требуется удаление РМПП, варианты утилизации могут включать утилизацию в контейнерах при закрытии скважины, закачку в затрубное пространство скважины, транспортировку на сушу с последующим захоронением на должным образом спроектированных и управляемых полигонах в герметичных контейнерах, а также - в зависимости от вида РМПП и при отсутствии иных возможных вариантов – сброс за борт через дренажную систему нефтегазового сооружения.

70. Шлам, окалину и оборудование, содержащих РМПП, необходимо очищать, перерабатывать, изолировать и/или утилизировать в соответствии с надлежащей международной отраслевой практикой<sup>14</sup>, так чтобы в дальнейшем возможное воздействие очищенных отходов на людей было в пределах допустимых международных стандартов<sup>15</sup>.

#### **1.1.4 Обращение с опасными материалами**

71. В процессе разработки морских нефтегазовых месторождений иногда применяются опасные материалы (включая некоторые химические вещества). Общие рекомендации по удалению и обезвреживанию опасных отходов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

72. При обращении с опасными материалами на морских нефтегазовых месторождениях необходимо следовать приведенным ниже дополнительным принципам:

- для оценки химических веществ и их воздействия применять оценку химической опасности и методы управления рисками;
- выбирать только те химические вещества, которые прошли предварительное тестирование на степень опасности для окружающей среды;
- выбирать химические вещества на основе Унифицированного формата извещений о применении химикатов при разработке морских нефтегазовых месторождений (НОСНФ) Конвенции ОСПАР<sup>16</sup> или аналогичной международно признанной системы;
- по возможности выбирать наименее вредные химические вещества с самым незначительным потенциальным воздействием на окружающую среду и здоровье людей.
- избегать использования химических веществ, предположительно способных накапливаться в морепродуктах, а также известных эндокринных дизрапторов;

---

в которых концентрация радионуклидов природного происхождения была изменена в результате того или иного процесса». International Commission on Radiological Protection (ICRP) (2007).

<sup>13</sup> См. IOGP (2008a).

<sup>14</sup> Дополнительная информация по управлению остатками РМПП приведена в публикации International Atomic Energy Agency (IAEA) (2013).

<sup>15</sup> ICRP (2007).

<sup>16</sup> ОСПАР – Осло-Парижская конвенция о защите морской среды Северо-Восточной Атлантики (<http://www.ospar.org/>).

5 июня 2015 г.

- не использовать вещества, разрушающие озоновый слой (ОРВ), на новых морских нефтегазовых сооружениях;<sup>17</sup> на существующих морских нефтегазовых объектах следует оценить возможности замены оборудования, содержащего ОРВ, в рамках программ планового технического обслуживания и замены оборудования;
- избегать использования химических веществ, если известно, что содержание опасных тяжелых металлов в них превышает следовые количества.

### 1.1.5 Шум

73. К операциям по разработке морских нефтегазовых месторождений, являющихся источниками шума, относятся сейсмическая разведка, бурение и добыча, установка элементов конструкций (особенно забивание свай) в открытом море и в прибрежных районах, строительные работы, работы по выводу объектов из эксплуатации, а также судоходство. Шум от работ в море (особенно от работ по сейсмической разведке) может временно оказать негативное воздействие на популяции рыб и морских млекопитающих в различной степени, и в зависимости от уровня шума, местных видов фауны и их удаленности от источника шума<sup>18</sup>.

74. Экологические параметры, определяющие распространение звука в море, зависят от конкретной местности, при этом разные виды морской фауны имеют различную чувствительность слуха в зависимости от частоты звука. Необходимо выполнить оценку воздействия на окружающую среду, чтобы определить, (i) где и/или когда антропогенный шум может оказать значительное неблагоприятное влияние и (ii) какие меры по минимизации вреда будет целесообразно предпринять в случае необходимости. В целях уменьшения риска негативного воздействия шума на морскую фауну рекомендуется предпринимать следующие меры:

- определить участки повышенной уязвимости морской фауны, например места кормления, размножения и нереста;
- планировать проведение сейсморазведки и строительных работ таким образом, чтобы они не совпадали с периодами повышенной уязвимости морской фауны;
- определить местонахождение рыбопромысловых районов и ограничить их нарушение, по возможности, планируя проведение сейсморазведки и строительных работ в наименее продуктивный сезон;
- добиваться максимальной эффективности сейсморазведки в целях сокращения ее продолжительности;
- если на участке ожидается присутствие уязвимых видов фауны, необходимо вести их мониторинг с привлечением опытных наблюдателей<sup>19</sup> как перед началом работ, являющихся акустическим источником потенциально негативного воздействия, так и в течение выполнения программы сейсмической разведки или строительства;
- если вблизи места проведения планируемых работ замечены скопления морских млекопитающих, начинать сейсморазведку или строительную деятельность на расстоянии не менее 500 метров от них;

<sup>17</sup> Согласно определению Монреальского протокола по веществам, разрушающим озоновый слой (1989), [http://ozone.unep.org/new\\_site/en/montreal\\_protocol.php](http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php).

<sup>18</sup> См. Joint Nature Conservation Committee (JNCC) (2010); International Association of Geophysical Contractors (IAGC) and IOGP (2011), а также дополнительную справочную литературу, перечисленную в разделе 3.0.

<sup>19</sup> См. также IAGC (2011) и JNCC (2010).

5 июня 2015 г.

- если морские млекопитающие замечены на расстоянии менее 500 метров от пневмоисточников или строительного участка, отложить начало сейсмической разведки или строительных работ до тех пор, пока животные не покинут этот радиус, при этом допуская достаточно времени после последнего наблюдения
- применять мягкий запуск акустических источников (то есть постепенный выход на рабочий режим) в районах активности морских млекопитающих. Это предполагает постепенное наращивание звукового давления до полного операционного уровня;
- применять самый низкий из возможных уровней энергии на всех этапах сейсморазведки и документировать параметры работ;
- по возможности применять методы снижения и/или экранирования излишнего высокочастотного шума от пневмопушек и других акустических источников;
- при забое свай применять вибромолоты, воздушно-пузырьковые завесы (замкнутые или незамкнутые), временные шумопоглощающие сваи, заполненные воздухом тканевые барьеры, а также изолированные сваи или перемычки, если это целесообразно.

### 1.1.6 Аварийные разливы

75. Разливы с морских нефтегазовых сооружений могут происходить в результате утечек, поломки оборудования, аварий, или ошибок 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<sup>20</sup>;
- проектирование систем подготовки продукции, систем бурения и инженерных сетей, имеющее целью снизить риск крупных, неконтролируемых разливов<sup>21</sup>;
- установка противовибросовых систем (ПВО) на этапе бурения, а также аварийных клапанов во время ввода в эксплуатацию, в том числе, при необходимости, подводных отсечных клапанов, для снижения риска и обеспечения своевременного отключения или изоляции в аварийной ситуации;
- 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 программ технического обслуживания и контроля для обеспечения целостности промыслового оборудования. Программы технического обслуживания экспортных трубопроводов должны включать регулярную чистку скребком, а также, по мере необходимости, – автоматизированную чистку;
- установка систем обнаружения утечек. В целях оперативного выявления потери герметичности, необходимо предусмотреть на подводных трубопроводах, а также на объектах, обычно функционирующих в автоматическом режиме (без обслуживающего персонала), такие меры, как установка телеметрических систем, систем диспетчерского

<sup>20</sup> IOGP and IPIECA (2013).

<sup>21</sup> См. также National Research Council (NRC) (2014).

контроля и сбора данных (SCADA)<sup>22</sup>, датчиков давления, отсечных клапанов и систем откачки;

- установка на всех морских сооружениях систем аварийного отключения, запускающих процедуру автоматического отключения и позволяющих быстро перевести объект в безопасное состояние. Такие системы должны срабатывать в случае крупного разлива;
- организация надлежащего обучения и учений персонала по предотвращению, локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефти;
- обеспечение наличия готового к реагированию оборудования, необходимого для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов, а также проведение его регулярных осмотров и испытаний. Все случаи разливов и потенциально опасных происшествий должны регистрироваться, и по ним должны подаваться отчеты. После разлива или потенциально опасных происшествий должно быть проведено расследование его основных причин и приняты меры по их устранению, дабы избежать повторения инцидентов.

### **1.1.7 Планирование ликвидации разливов**

76. Необходимо разработать план мероприятий по ликвидации разливов (ПЛР) и обеспечить наличие ресурсов, необходимых для его реализации. Рекомендуется разработать предварительный ПЛР на этапе разработки проекта, на основании предварительных конструктивных решений и схем проекта. Такой план должен предусматривать проведение общественного обсуждения проекта и учитывать его результаты.

77. План мероприятий по ликвидации разливов должен учитывать возможность разлива нефти, химических веществ и топлива с морских объектов, вспомогательных судов, включая танкеры, а также при разрывах и утечках трубопровода. ПЛР должен включать перечень всех необходимых инструментов и методов ликвидации разливов, чтобы ликвидаторы, совместно с соответствующими государственными органами, могли разработать стратегии ликвидации разливов для снижения воздействия на окружающую среду до минимально возможного уровня. План должен также включать следующее:

- описание операций, условий на площадке, параметров продукции, данные об ожидаемых сезонных ветрах и течениях, состоянии и глубине моря, сведения о материальном обеспечении;
- оценку риска разлива с указанием ожидаемой предполагаемой частоты и размеров разливов из возможных источников, включая оценку прогнозируемых сценариев<sup>23</sup>;
- ранжирование прогнозируемых сценариев разливов с точки зрения потенциального масштаба, и приоритетов мер по ликвидации разрывов для каждого сценария;
- перечень лиц, ответственных за управление работами и участие в работах по ликвидации разлива, с указанием специальных требований к их подготовке, обязанностей, полномочий, функций и контактных данных;

<sup>22</sup> Эти системы могут использоваться на нефтегазовых и других промышленных объектах для мониторинга и контроля установок и оборудования.

<sup>23</sup> См. также IOGP (2013c) для случаев, связанных с ГРП, а также IOGP and IPIECA (2013).

5 июня 2015 г.

- карты уязвимых экосистем, соответствующей флоры и фауны и социально-экономических ресурсов, которые могут пострадать от разливов в результате разработки и добычи нефти и газа в открытом море<sup>24</sup>;
- описание порядка совместных действий с государственными органами (если такое взаимодействие необходимо) и соответствующих процедур уведомлений.

78. Кроме того, ПЛР должен включать следующее:

- четкую классификацию разливов по их объему и масштабу с разделением на определенные уровни – I, II и III<sup>25</sup>;
- методику моделирования траектории разлива нефти, основанную на международно признанных программных моделях (в соответствии с предписаниям регулирующей юрисдикции, если таковые имеются), для прогноза его поведения, а также воздействия на окружающую среду для ряда обоснованных и наиболее вероятных сценариев (включая худший вариант – выброс из нефтяной скважины), и учитывая сведения о ветре и течения в районе разлива;
- стратегии ликвидации разливов I, II и III уровней с морского нефтегазового объекта и вспомогательных судов;
- перечень минимально необходимого оборудования для ликвидации разливов I уровня, которое должно быть доступно на борту (можно также включить перечень минимально необходимого оборудования для ликвидации разливов II и III уровней);
- организацию и порядок мобилизации внешних ресурсов для ликвидации масштабных разливов и стратегию их применения;
- полный перечень, описание, расположение и порядок использования аварийного оборудования на площадке и за ее пределами и оценку времени ликвидации аварии;
- стратегии локализации и сбора нефти с поверхности воды, включая использование механического нефтесборного оборудования и химических диспергаторов, и ограничения при использовании такого оборудования<sup>26</sup>;
- перечень выявленных приоритетных направлений ликвидации последствий разлива с участием потенциально затрагиваемых или заинтересованных сторон;
- методы обеспечения максимального сбора разлива и эффективности реагирования (например, дистанционное зондирование, наблюдение с воздуха, системы командования и управления, инфракрасная аппаратура, радиолокационные станции и т. д.);
- стратегии защиты и очистки береговой линии;
- меры по реабилитации фауны – например, морских птиц, млекопитающих и черепах;

<sup>24</sup> См. для справки IPIECA, International Maritime Organization (IMO) и IOGP (2012).

<sup>25</sup> См. IPIECA (2008). По своему характеру разливы I уровня являются эксплуатационными, они происходят на объектах оператора или вблизи в результате осуществляемой им деятельности. Предполагается, что каждый отдельный оператор будет принимать меры по ликвидации разливов своими силами. Разливы II уровня, вероятнее всего, выйдут за пределы зоны реагирования разлива I уровня и могут оказаться более масштабными; для их ликвидации могут потребоваться дополнительные ресурсы из различных источников, а в мероприятия по их ликвидации может быть вовлечен более широкий круг заинтересованных сторон. Разливы III уровня – это разливы, которые в силу своего масштаба и вероятности серьезного негативного воздействия требуют привлечения значительных дополнительных ресурсов из ряда национальных и международных источников.

<sup>26</sup> NRC (2005).

5 июня 2015 г.

- инструкции по обращению с собранными нефтепродуктами, химическими веществами, топливом и другими загрязненными материалами, включая их транспортировку, временное хранение и утилизацию;
- меры по охране здоровья и обеспечению безопасности персонала, занятого ликвидацией разливов.

79. План мероприятий по ликвидации разливов должен содержать четкие инструкции по хранению и техническому обслуживанию оборудования для ликвидации разливов I уровня и предусматривать проведение надлежащих регулярных инспекций, испытаний и учений. Кроме того, на каждом морском сооружении, и группе сооружений необходимо установить станции мониторинга метеорологических и морских данных для моделирования планов и мер реагирования и осуществлять их регулярное техническое обслуживание.

### **1.1.8 Операции по погрузке, хранению, переработке и разгрузке**

80. Процедуры погрузки, хранения, переработки и разгрузки как расходных материалов (т.е. топлива, буровых растворов и добавок), так и жидких продуктов, следует применять таким образом, чтобы свести к минимуму риски разлива. Необходимо проводить осмотры и техническое обслуживание насосов, шлангов и клапанов или выполнять их замену по мере необходимости.

81. Плавучие установки/суда добычи, хранения и отгрузки (ПХО/ПДХО), плавучие нефтехранилища (ПНХ) и плавучие установки для хранения и сжижения природного газа (ПХСПГ) подлежат инспекции и сертификации соответствующим национальным или международным органом в соответствии с требованиями Международной морской организации (ИМО). Предпочтительно использовать двухкорпусные суда при их наличии<sup>27</sup>.

82. Все работы по выгрузке материалов и продукции должны производиться под надзором назначенного швартовщика<sup>28</sup>, который уполномочен предписывать выполнение выгрузки «в параллельном режиме» или со швартовкой «борт о борт» в зависимости от состояния моря.

83. До начала разгрузочных работ швартовщик должен оценить эксплуатационное состояние и характеристики экспортных танкеров и довести их до сведения начальника морского участка<sup>29</sup>; следует использовать исключительно должным образом зарегистрированные и надлежащим образом обслуживаемые двухкорпусные суда.

### **1.1.9 Вывод из эксплуатации**

84. При отсутствии более строгих национальных нормативных требований для вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации следует руководствоваться международно признанными

<sup>27</sup> ИМО (2005-2006).

<sup>28</sup> Квалифицированный специалист, отвечающий, помимо прочего, за оценку и обеспечение того, что конструкция и состояние судна соответствуют эксплуатационным нормам, представление отчетов начальнику морского участка для принятия решений, консультирование капитанов плавучих систем (ПХО/ПДХО) и капитанов танкеров, надзор за подходом судов, маневрирование в конечное положение, стоянку и размещение шлангов для проведения лихтеровочных операций, контроль выгрузки нефти на лихтер во избежание утечек или разливов, контроль за подключением шлангов и маневрирование судов по окончании работ.

<sup>29</sup> Начальник морского участка – это сотрудник компании, отвечающий, помимо прочего, за осмотр сооружения и участка, составление отчетов и информирование руководства обо всех выполняемых мероприятиях.

рекомендациями и стандартами, разработанными Международной морской организацией (ИМО), и решениями, принятыми Комиссией ОСПАР<sup>30,31</sup>.

85. 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 быть полностью демонтированы за исключением случаев, когда был утвержден альтернативный вариант их использования. Кроме того, проекты установок или сооружений, установленных после 1 января 1998 года, должны предусматривать их полный демонтаж. В стандартах указано, что для установок или сооружений, установленных до 1998 года, полный демонтаж которых невозможен по очевидным причинам технического либо финансового характера, будут в индивидуальном порядке рассматриваться исключения, однако такие объекты должны быть частично демонтированы, чтобы толщина воды, свободная от остаточных конструкций объекта, составляла 55 метров.

86. Решением ОСПАР предпочтительным способом вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации признается их полное удаление с места установки для повторного использования, переработки или окончательной утилизации на суше. Альтернативные варианты утилизации можно рассматривать, если они являются обоснованными по итогам оценки альтернативных вариантов. При проведении такой оценки следует принимать во внимание вид сооружения, методы и места утилизации, а также социальные и экологические последствия, включая создание помех другим морским пользователям, влияние на безопасность, потребление энергии и сырья, а также выбросы.

87. Следует разработать предварительный план вывода морских нефтегазовых сооружений из эксплуатации, описывающий порядок ликвидации скважин, удаления углеводородов из выкидных линий, демонтажа сооружений и вывода из эксплуатации морских трубопроводов, а также варианты утилизации 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 мониторинга и технического обслуживания после вывода из эксплуатации.

## **1.2 Охрана труда и техника безопасности**

88. Ниже приведены требования, применяемые к стационарным и плавучим морским установкам для бурения и добычи, а также к помещениям для размещения персонала. Дополнительные требования, относящиеся к предотвращению опасных факторов на плавучих структурах, приведены в главе «Операции по погрузке, хранению, переработке и разгрузке материалов и продукции», раздела 1.1.

89. Вопросы охраны труда и техники безопасности, а также основные опасные факторы должны рассматриваться в рамках комплексной оценки опасностей или рисков для морского сооружения, включая, например, исследование с целью выявления опасных факторов [HAZID], анализ эксплуатационной безопасности и работоспособности [HAZOP] или другие исследования по оценке рисков, включающие оценку производственных факторов, а также критических аварийных опасностей (включая риск фонтанирования скважин). Эти результаты следует использовать для планирования мероприятий в области безопасности и охраны труда, при проектировании сооружений и разработке правил техники безопасности, а также для подготовки и распространения

<sup>30</sup> См. Конвенцию ОСПАР, <http://www.ospar.org/>.

<sup>31</sup> См. ИМО (1989), OSPAR (1998) и Конвенцию ОСПАР.

практики безопасного производства работ. Планирование мероприятий в области безопасности и охраны труда должно продемонстрировать наличие системного и конструктивного подхода к обеспечению безопасности и охраны труда, а также наличие средств контроля для снижения рисков до практически целесообразного низкого уровня. В рамках Плана управления опасными производственными факторами необходимо выявить и оценить вредные производственные факторы, предусмотреть и подробно описать меры по их предупреждению и смягчению (включая оперативные процедуры). Все работники должны быть ознакомлены с содержанием этого документа при проведении вводного инструктажа.

90. Морские нефтегазовые сооружения должны быть спроектированы таким образом, чтобы исключить или снизить риск травм или несчастных случаев<sup>32</sup>. Общие положения по проектированию сооружений и требования к нему приводятся в **Общем руководстве по ОСЗТ**. Кроме того, при проектировании морских нефтегазовых сооружений необходимо учитывать следующие аспекты:

- условия окружающей среды в местах размещения морских сооружений (например, сейсмоопасность, ураганный ветер, волновую нагрузку, течения, льдообразование);
- правильный выбор материалов и разработка плана мониторинга для обеспечения защиты оборудования и конструкций от коррозии;
- надлежащая конструкция жилых помещений, соответствующая условиям окружающей среды в открытом море, а также разработка соответствующих регламентов с учетом физической и психической нагрузки на персонал, проживающий на объектах добычи или бурения; условия для отдыха и социальной деятельности и/или ограничение количества дней, которые разрешено проводить на морских объектах непрерывно между двумя периодами отдыха на берегу;
- ограниченные условия размещения на производственных и буровых установках исключительно для персонала, связанного с эксплуатацией объектов;
- 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, переходов, 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.

91. Управление рисками в области охраны труда и безопасности (ОТБ) должно основываться на принципах оценки рисков, чтобы обеспечить выявление опасных факторов и рисков, управление ими (например, HAZID) и информирование персонала о важности безопасного и умелого ведения работ, прохождение персоналом необходимой подготовки по вопросам ОТБ и поддержания оборудования в безопасном состоянии.

<sup>32</sup> National Academy of Engineering (NAE) and National Research Council of the National Academies (NRCNA) (2011); Transportation Research Board of the National Academies (TRBNA) (2012).

92. На объектах должна быть разработана официальная система допусков к работам. Система допусков обеспечивает безопасное проведение всех потенциально опасных работ, после получения специального разрешения, эффективное разъяснение характера работ, включая связанные с ними опасные факторы, и выполнение процедур безопасной изоляции до начала работ. Необходимо разработать и внедрить процедуру блокировки и опломбирования оборудования для обеспечения отключения всего оборудования от источников питания перед выполнением технического обслуживания или перед демонтажем.

93. На объектах должен быть, как минимум, обученный персонал первой помощи (персонал доврачебной 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.

94. Следует установить систему сигнализации, обеспечивающую слышимость сигнала тревоги по всему морскому нефтегазовому объекту. Следует предусмотреть сигналы тревоги на случай пожара, утечки сероводорода и газообразных углеводородов, а также падения человека за борт.

95. Необходимо четко определить обязанности в сфере ОСЗТ и назначить сотрудника, ответственного за решение вопросов по ОСЗТ на объекте. Сотрудник, ответственный за ОСЗТ, должен постоянно присутствовать на объекте, а весь персонал должен проходить инструктаж по ОТБ до мобилизации на морскую установку. Прохождение инструктажа должно быть задокументировано.

96. 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, пожароопасными 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.

97. К дополнительным проблемам охраны труда и техники безопасности 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;
- падение предметов, разгрузочные и погрузочные работы;
- готовность к аварийным ситуациям и меры по ликвидации аварий.

### **1.2.1 Предупреждение и ликвидация пожаров и взрывов**

98. Общие указания по мерам противопожарной защиты, а также по предупреждению и ликвидации пожаров и взрывов приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

5 июня 2015 г.

99. Самый эффективный способ предупреждения пожаров и взрывов на морских нефтегазовых сооружениях заключается в недопущении выбросов или утечек горючих материалов и газов и в быстром обнаружении и устранении утечек. Необходимо свести к минимуму возможные источники возгорания и обеспечить достаточно большое расстояние между возможными источниками возгорания и горючими материалами. Места выпуска в атмосферу или факельного сжигания газа должны быть удалены от потенциальных источников возгорания; безопасность размещения выпускных отверстий должна быть подтверждена результатами анализа диспергирования отводимого газа. Морские нефтегазовые сооружения необходимо классифицировать по степени опасности участков, руководствуясь международными стандартами<sup>33</sup> и с учетом вероятности утечки горючих газов и жидкостей.

100. Для предупреждения и тушения пожаров и взрывов на морских нефтегазовых сооружениях необходимо принять надлежащие меры, в том числе:

- создать на объекте систему пассивной пожарной безопасности для предупреждения распространения пожаров в случае аварии. Меры противопожарной защиты планируются с учетом пожароопасности<sup>34</sup>. Меры противопожарной защиты должны предусматривать:
  - обеспечение пассивной противопожарной защиты несущих конструкций, возведение огнестойких стен и огнестойких перегородок между помещениями;
  - проектирование несущих конструкций с учетом взрывной нагрузки или возведение взрывозащитных стен;
  - проектирование взрывостойких элементов и конструкций и принятие решения о необходимости использования взрывозащитных стен на основе оценки вероятных характеристик взрыва;
  - специальные взрывозащитные панели или взрывоотводы, а также противопожарную защиту и защиту от взрыва для устья скважин, безопасных и жилых участков;
- обеспечить защиту жилых помещений путем размещения их на безопасном расстоянии или путем установки противопожарных стен. Воздухозаборники вентиляционной системы должны не допускать попадания дыма, горючих или опасных газов в жилые помещения;
- разместить все противопожарные установки (например, пожарные водяные помпы или пост управления) на безопасных участках объекта, защищенных от пожара расстоянием или противопожарными стенками. Если установка или часть оборудования находится на пожароопасном участке, она должна иметь пассивную защиту от пожара или повышенную надежность;
- избегать создания взрывоопасной атмосферы в закрытых пространствах; за счет использования инертных газов или установки вентиляционных систем;
- на случай утечки газа, пожара или взрыва на автономных морских нефтегазовых сооружениях обеспечить возможность передачи соответствующего сигнала на пост дистанционного управления для принятия надлежащих мер;
- провести оценку воздействия пожара для определения типа и уровня систем обнаружения и защиты от пожара, необходимых для морского объекта. Морские нефтегазовые

<sup>33</sup> Например, стандарты API 500/505 Американского института нефти (American Petroleum Institute (API) (1997c, 1997d), стандарты Международной электротехнической комиссии или Британский стандарт (BS).

<sup>34</sup> API (2013b).

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 мер реагирования. 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 CO<sub>2</sub>, установка пожаротушения тонкораспыленной водой, система газового пожаротушения, стационарная система жидких реактивов, лафетные стволы, барабаны пожарных рукавов и переносное оборудование для пожаротушения). На новых объектах морских нефтегазовых месторождений следует избегать галоновых систем пожаротушения. Следует предусмотреть установку пожарных водяных помп, рассчитанных на подачу воды с заданным расходом. Чрезвычайно важно обеспечить регулярное проведение проверок и технического обслуживания противопожарного оборудования;

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

### 1.2.2 Качество воздуха

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

102. Поскольку на морских нефтегазовых сооружениях существует риск выбросов газа вследствие его утечек либо чрезвычайных ситуаций, необходимо обеспечить надлежащую вентиляцию закрытых или частично закрытых помещений. Необходимо установить воздухозаборы для вентиляции безопасных участков объекта и участков, работоспособность которых необходимо обеспечить в случае аварийной ситуации. При необходимости следует оборудовать воздухозаборы газовыми детекторами, и системой сигнализации или автоматического отключения на случай, если содержание газа достигнет опасного уровня<sup>35</sup>.

103. Сооружения должны быть оборудованы надежной системой обнаружения газа, позволяющей изолировать источник выброса и ограничить количество выбрасываемого газа. Для снижения давления в системе и, соответственно, уменьшения расхода воздуха на выходе 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.

104. Везде, где может скапливаться сероводород (H<sub>2</sub>S), необходимо устанавливать устройства мониторинга для включения аварийного сигнала в случае, если обнаруженная концентрация H<sub>2</sub>S превышает 7 мг/м<sup>3</sup>. Кроме того, персонал следует обеспечивать индивидуальными датчиками обнаружения H<sub>2</sub>S и обучать принятию необходимых мер в случае утечки. Следует также обеспечить

<sup>35</sup> Как правило, уровни сигнализации для горючих газов устанавливаются на уровне не более 25 процентов нижнего предела взрывоопасной концентрации соответствующего вещества. Обычно используется несколько детекторов и выбираются более высокие заданные значения для автоматического отключения и закрытия заслонки.

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.

### **1.2.3 Опасные материалы**

105. Конструкция морских сооружений должна ограничивать воздействие на персонал химических веществ, топлива и продуктов, содержащих опасные вещества. Необходимо определять используемые вещества и продукты, которые относятся к категории особо токсичных, канцерогенных, аллергенных, мутагенных, тератогенных или коррозионно-активных, и, по возможности, заменять их менее опасными. Для каждого используемого химического вещества необходимо иметь паспорт безопасности, который должен находиться на объекте в доступном месте. Общий иерархический подход к предупреждению воздействия химических опасных факторов приведен в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

106. Следует разработать порядок контроля и управления любыми радиоактивными источниками, используемыми на морских сооружениях, включая специализированный защищенный контейнер для хранения источников, когда они не используются. Контейнер должен находиться в безопасном или охраняемом помещении, предназначенном исключительно для этой цели.

107. В местах, где радиоактивные материалы природного происхождения (РМПП) могут оседать в виде окалина или шлама в технологических трубопроводах и производственных резервуарах, сооружения и технологическое оборудование необходимо проводить мониторинг на присутствие РМПП. РМПП могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье в результате наружного или внутреннего облучения (если РМПП попадет в организм путем вдыхания, проглатывания или абсорбции). В случае обнаружения РМПП необходимо выполнить оценку ожидаемых годовых доз, а также вероятность и степень потенциального облучения и на основании результатов такой оценки разработать и внедрить программу мониторинга и управления рисками для персонала в соответствии с масштабами и характером таких рисков (например, контроль источников, мониторинг воздействия, обучение работников и безопасные методы эксплуатации, включая соответствующие СИЗ). Также следует предусмотреть классификацию участков присутствия РМПП, и необходимый уровень надзора и контроля.

108. Оператор должен решить, следует ли оставить РМПП на месте или вывезти их с целью утилизации, как описано в разделе 1.1 настоящего Руководства.

### **1.2.4 Перевозка персонала и безопасность транспортных средств**

109. Перевозка персонала с суши на морские нефтегазовые сооружения и обратно обычно осуществляется вертолетами или судами. 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.

110. Оборудование, используемое для перевозки персонала, должно быть сертифицировано, а экипаж транспортного средства должен быть квалифицирован в соответствии с применимыми национальными и международными стандартами. Вертолеты, используемые для перевозки персонала, должны быть сертифицированы по нормативам Международной организации

гражданской авиации (ИКАО). Используемые суда должны быть одобрены классификационным обществом.

111. Вертолетные площадки на морских нефтегазовых сооружениях должны отвечать требованиям ИКАО. Причалное оборудование для судов, используемых для перевозки персонала, следует обустраивать с учетом неблагоприятных погодных условий на море, имея в виду защиту судна и конструкций морского нефтегазового объекта от чрезмерных нагрузок.

112. 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.

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

### **1.2.5 Фонтанирование скважин**

114. Фонтанирование (потеря контроля над скважиной) может быть вызвано неконтролируемым потоком пластовых флюидов в ствол скважины, что может привести к внезапному выбросу пластовых жидкости и газов в окружающую среду. Фонтанирование может произойти во время бурения и геолого-технических мероприятий (особо опасная фаза) или на этапе добычи.

115. 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 предварительное проектирование скважины, технический анализ (то есть проверка систем контроля скважины и компетентности персонала, независимая экспертиза конструкции скважины и процедур ее контроля), каротаж бурового раствора, использование бурового раствора достаточной плотности или жидкости для заканчивания с целью выравнивания давления в стволе скважины. Необходимо проводить испытания целостности скважин (например, опрессовку снижением уровня, акустический каротаж цементной стяжки) по программе испытаний, установленной оператором на основе фактических эксплуатационных характеристик и с учетом информации, полученной по результатам оценки рисков, с целью подтверждения пригодности предлагаемого метода испытаний для проверки целостности скважины и контроля<sup>36</sup>.

116. Необходимо установить противовыбросовые превенторы (ПВП), которые можно быстро перекрыть случае неконтролируемого притока пластовых флюидов, и которые обеспечат безопасную циркуляцию флюидов в скважине путем сброса газа на поверхность и обеспечения контролируемого потока нефти. Испытания ПВП проводятся при их установке и через регулярные интервалы времени (не реже одного раза в 14 дней) с частичным или полным отключением, а также в случаях, когда это необходимо по соображениям эксплуатационной готовности конкретного объекта. Опрессовку ПВП необходимо проводить при установке, после отсоединения или ремонта любых герметизирующих уплотнений ПВП, а также через регулярные интервалы времени с учетом графика эксплуатации. Поверхностные блоки ПВП должны проходить испытания под номинальным рабочим давлением в рамках первоначальной опрессовки, а в рамках последующих испытаний они подвергаются испытаниям под максимальным ожидаемым давлением на поверхности. Подводные

<sup>36</sup> См. IOGP (2011a).

блоки ПВП должны проходить испытания под номинальным рабочим давлением в рамках первоначальной опрессовки, а в рамках последующих испытаний они подвергаются испытаниям под максимальным ожидаемым давлением согласно текущей программе эксплуатации скважины. Персонал объекта должен регулярно проходить учения по технике контроля скважин, а основной персонал должен периодически посещать обучающие курсы по контролю скважин. Обучение по контролю скважин и проведение учений следует задокументировать. Испытания ПВП должны проводиться независимым специалистом, особенно для критически важных скважин (например, глубоководных или высокотемпературных скважин, скважин под высоким давлением). Персонал объекта должен регулярно проходить учения по технике контроля скважин, а основной персонал должен периодически посещать обучающие курсы по контролю скважин. Обучение по контролю скважин и проведение учений следует задокументировать.

117. В целом, проектирование, техническое обслуживание и ремонт системы ПВП в должны выполняться в соответствии с международными стандартами. Рекомендуется включать в состав подводных систем ПВП, как минимум, один кольцевой (универсальный) превентор, два превентора со срезающими плашками и два превентора с трубными плашками и оснащать их штуцерными линиями и линиями глушения с отказоустойчивыми запорными клапанами. ПВП должны быть в состоянии перекрыть колонну бурильных труб максимального диаметра, предусмотренного для буровых работ. ПВП должны срабатывать (отказоустойчиво) в случае потери управляющего сигнала с поверхности. В случае выхода из строя автоматических систем подводные ПВП должны предусматривать закрытие как минимум одного комплекта трубных плашек и всех срезающих плашек по команде, переданной с телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА)<sup>37</sup>.

118. Необходимо разработать планы действий в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации скважин, которые будут включать описание условий перекрытия скважин в случае неконтролируемого выброса (с указанием необходимых инструментов, оборудования и времени проведения работ) и перечень мер по ликвидации последствий разлива<sup>38</sup>.

119. Необходимо провести специальный анализ риска фонтанирования скважин и разработать план действий в чрезвычайных ситуациях, подробно описывающий меры по предотвращению выброса, меры контроля скважины в случае выброса (включая инструменты перекрытия скважины и средства ликвидации разливов нефти) с указанием времени, необходимого для проведения работ. Анализ рисков должен включать анализ характера и последствий отказа, а также анализ надежности технических систем, используемых для предотвращения выбросов, а также анализ надежности остальных систем. Анализ рисков должен включать оценку условий образования газовых гидратов<sup>39</sup>, влияние гидратообразования на безопасность и контроль скважин при сдерживании притока флюидов в скважину и на работу оборудования управления скважинами, а также описание соответствующих корректирующих мер. Анализ риска фонтанирования является обязательным для

<sup>37</sup> См. API (2012), стандарт 53, раздел 6 (Поверхностные ПВП) и раздел 7 (Подводные ПВП), где приведены частота испытаний, давление и необходимая документация по испытаниям. Стандарт API 53 также включает в себя руководство по испытанию вспомогательного оборудования для контроля скважин, включая штуцерные линии и линии глушения скважины, кольцевое отводное устройство, дроссельный манифольд и т. д., как для поверхностных, так и для подводных скважин. Требования к ПВП и общие требования безопасной эксплуатации скважин приведены в American Bureau of Shipping (ABS) (2012), API (2012) Standard 53; IOGP (2011a), NORSOK (2004) и US BSEE (2013b).

<sup>38</sup> См. IOGP (2011b, 2011c).

<sup>39</sup> Образование гидратов метана представляет собой потенциальную опасность при бурении скважин на мелководье в холодной среде и на глубине более 500 метров.

глубоководных скважин, скважин с высоким давлением и высокой температурой, для которых экстренное вмешательство и ликвидация аварийных ситуаций затруднены и продолжительны.

### **1.2.6 Столкновения судов**

120. Во избежание случайных столкновений со сторонними и вспомогательными 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, при необходимости, на вспомогательных судах. Вокруг морских нефтегазовых сооружений следует устанавливать зону безопасности радиусом, как минимум, 500 метров. На этих сооружениях необходимо вести наблюдение за приближающимися судами, и устанавливать с ними связь в целях уменьшения риска столкновения.

121. Следует уведомлять соответствующие морские или портовые власти либо органы управления судоходством обо всех постоянных морских нефтегазовых сооружениях, зонах безопасности 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, значительно повышающих интенсивность движения судов – например во время установки морских нефтегазовых сооружений, перемещения буровых установок и сейсмической разведки.

122. Для подводных трубопроводов следует устанавливать коридоры безопасности (обычно шириной 1000 метров), чтобы определить зону, где запрещена якорная стоянка судов, и обеспечить защиту рыболовных снастей. В более мелководных зонах с высокой интенсивностью судоходства следует рассмотреть возможность заглубления трубопроводов под морское дно.

### **1.2.7 Падение предметов и проблемы с погрузочно-разгрузочными работами**

123. Необходимо выполнить специальный анализ риска падения предметов для оценки вероятности падения грузов с погрузочно-разгрузочных устройств и воздействия на критические участки объекта или подводных трубопроводов в непосредственной близости от объекта. Такой анализ поможет выявить необходимость в принятии мер по предотвращению повреждения критически важных элементов или конструкций, а также райзеров и подводных трубопроводов. Необходимо разработать порядок проведения погрузочно-разгрузочных работ, и определить необходимые устройства и процедуры, позволяющие избежать негативных последствий, а также стресса и травм среди персонала.

### **1.2.8 Готовность к аварийным ситуациям и меры по ликвидации аварий**

124. Инструкции, касающиеся 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, чтобы обеспечить эффективную и своевременную ликвидацию аварий. Следует определить наиболее неблагоприятный возможный сценарий аварийной 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 действий. Группа должна

координировать свои действия с другими ведомствами и организациями, которые могут участвовать в ликвидации аварии.

125. Персонал следует обеспечить достаточным количеством надлежащего оборудования для аварийного реагирования, включая оборудование для оказания медицинской помощи и средства эвакуации. Такое оборудование должно быть размещено в удобных местах для обеспечения быстрой эвакуации. На объекте следует иметь спасательные лодки в количестве, достаточном для эвакуации всего персонала. 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.

126. Вертолеты не следует рассматривать как основное средство эвакуации.

127. Периодичность учений по обеспечению готовности к аварийным ситуациям должна быть соизмерима с рисками проекта или объекта. Необходимо, как минимум, следующий график учений:

- ежеквартальные тренировки без развертывания оборудования;
- тренировки по эвакуации и покиданию платформы в различных погодных условиях и в разное время суток;
- ежегодные тренировки с воспроизведением реальной ситуации и развертыванием оборудования;
- по мере необходимости – обеспечение переподготовки на основании постоянно проводимой оценки.

128. Следует подготовить план ликвидации аварий на основании разработанных сценариев возможных аварийных ситуаций, 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 населения**

129. Воздействие типичных операций морских нефтегазовых месторождений на здоровье и безопасность местного населения обычно связано с потенциальным взаимодействием с другими морепользователями, в первую очередь, судоходными компаниями и рыбаками. Такое воздействие может включать аварии, утечки и фонтанирование скважин. Необходимо провести комплексную оценку потенциальных опасностей для местного населения и окружающей среды. На основании результатов оценки следует принять меры по предотвращению или ограничению опасных факторов и учитывать их при планировании действий, предпринимаемых в чрезвычайных ситуациях.

130. Такие виды морской деятельности, как бурение скважин и строительные работы, прокладка трубопроводов, сейсмическая разведка и вывод сооружений из эксплуатации, могут оказать временное воздействие на 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 местонахождении морских нефтегазовых сооружений (в том числе о подводных препятствиях) и графике проведения работ в море. Местонахождение стационарных морских нефтегазовых сооружений и зон безопасности следует указывать на морских навигационных картах. До сведения прочих морепользователей следует доводить четкие инструкции об ограничении доступа в зоны безопасности. Необходимо регулярно проверять трассы подводных трубопроводов на наличие прогибов и своевременно устранять выявленные прогибы.

131. В районах, где ожидается существенное воздействие разработки месторождений на рыбный промысел, следует назначать специального представителя для установления прямого канала связи с рыболовным сообществом. В планах ликвидации аварийных разливов следует предусматривать меры по предотвращению и устранению возможных последствий для местного населения и условий его проживания, вызванных воздействием разливов нефти, химических веществ или горючего на побережье. Эти планы и меры должны быть доведены до сведения рыболовных организаций.

#### **1.3.1 Системы безопасности**

132. Необходимо исключить несанкционированный доступ на морские нефтегазовые сооружения путем устройства контролируемых входов на лестницы, ведущие от причалов на палубу. Можно рассмотреть возможность установки средств обнаружения нарушителей (например, камер видеонаблюдения), позволяющих следить за положением на объекте из поста управления. Необходимо предусмотреть дополнительные активные и пассивные меры обеспечения безопасности на основе оценки рисков, связанных с конкретным объектом.

133. Следует рассмотреть возможность прикомандирования к каждому морскому нефтегазовому объекту дежурного судна (в случае комплекса морских нефтегазовых сооружений (МНГС) к отдельным платформам дежурные суда не приписываются). 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. МОНИТОРИНГ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСЗТ**

### **2.1 Окружающая среда**

#### **2.1.1 Нормативы выбросов и сбросов**

134. В таблице 1 приведены нормативы сбросов при разработке морских нефтегазовых месторождений. Нормативные значения для сточных вод, образующихся при технологических процессах в данном секторе, являются отражением надлежащей международной отраслевой практики, закреплённой в соответствующих стандартах стран с общепризнанной нормативной базой. Эти нормативы считаются 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.

135. Нормативы относятся в первую очередь к сбросу стоков в открытое море. 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.

**ТАБЛИЦА 1. НОРМАТИВЫ ПО СТОКАМ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ПАРАМЕТР	РЕКОМЕНДУЕМОЕ ЗНАЧЕНИЕ
<b>Буровые растворы и шлам – РУО</b>	<p>1) РУО – обратная закачка в пласт или отправка на сушу, сброс за борт не допускается.</p> <p>2) Буровой шлам – обратная закачка в пласт или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• объекты расположены на расстоянии свыше 3 миль (4,8 км) от берега;</li> <li>• для новых объектов<sup>а</sup>: концентрация органической фазы в буровом растворе<sup>б</sup> не превышает 1% от веса сухого шлама;</li> <li>• для существующих объектов<sup>с</sup>: Использование растворов III группы на неводной основе и обработка в осушителях шлама. Максимальная остаточная концентрация бурового раствора на неводной основе <sup>д</sup> 6,9% (C16 -C18 внутренние олефины) или 9,4% (C12-C14 эфиры или C8 эфиры) в мокром шламе;</li> <li>• Hg – не более 1 мг/кг сухой массы барита;</li> <li>• Cd – не более 3 мг/кг сухой массы барита;</li> <li>• Сброс производится через кессон, погруженный в воду не менее чем на 15 метров, при его наличии; в любом случае необходимо подтвердить <u>удовлетворительный уровень диспергирования твердых веществ на морском дне</u>).</li> </ul>
<b>Буровые растворы и шлам – БРВО</b>	<p>1) БРВО – обратная закачка в пласт или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• токсичность не превышает 3% по объему по показателю ЛК50 за 96 ч (Фаза взвешенных частиц) вначале тест для бурового раствора, либо по итогам альтернативного тестирования на видах, обычно используемых для токсикологической оценки<sup>е</sup> (предпочтительно характерных для района работ).</li> </ul> <p>2) Шлам БРВО – обратная закачка в пласт или отправка на сушу, сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• объекты расположены на расстоянии свыше 3 миль (4,8 км) от берега;</li> <li>• Hg – не более 1 мг/кг сухой массы барита;</li> <li>• Cd – не более 3 мг/кг сухой массы барита;</li> <li>• максимальная концентрация хлорида не должна превышать фоновую концентрацию пресной или солоноватой воды, в которую осуществляется сброс, более чем в 4 раза;</li> <li>• сброс производится через кессон, погруженный в воду не менее чем на 15 метров, при его наличии; в любом случае необходимо подтвердить <u>удовлетворительный уровень диспергирования твердых веществ на морском дне</u>).</li> </ul>
<b>Пластовая воды</b>	<p>Обратная закачка в пласт. При сбросе в море максимальная концентрация нефтепродуктов 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>
<b>Отработанная вода (Обратный приток)</b>	<p>Обратная закачка в пласт или повторное использование. Сброс в море разрешен, если максимальная концентрация нефти в стоках, сбрасываемых в течение одного дня, не превышает 42 мг/л, а средняя концентрация в стоках за 30-дневный период не превышает 29 мг/л. Для всех прочих химических веществ необходимо выполнить оценку риска воздействия на окружающую среду, чтобы определить максимальную допустимую концентрацию для района работ.</p>
<b>Растворы для заканчивания и ремонта скважин</b>	<p>Отправка на сушу или обратная закачка в пласт. Сброс за борт допускается только при условии, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• максимальная концентрация нефтепродуктов в стоках, сбрасываемых в течение одного дня, не превышает 42 мг/л, а средняя концентрация в стоках за 30-дневный период не превышает 29 мг/л;</li> <li>• проведена нейтрализация для достижения значения pH не ниже 5;</li> <li>• токсичность не превышает 3% по объему по показателю ЛК50 за 96 ч (Фаза взвешенных частиц) вначале для бурового раствора, либо по итогам</li> </ul>

5 июня 2015 г.

	альтернативного тестирования на видах, обычно используемых для токсикологической оценки <sup>e</sup> (предпочтительно характерных для района работ).
<b>Пластовый песок</b>	Отправка на сушу или обратная закачка в пласт. Сброс за борт допускается только при условии, что содержание нефти не превышает 1% сухой массы песка.
<b>Вода гидростатических испытаний</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отправка на береговые объекты для очистки и утилизации</li> <li>• Сброс за борт в открытом море после анализа экологического риска и тщательного подбора химических добавок<sup>g</sup></li> <li>• Сокращение использования химических добавок.</li> </ul>
<b>Охлаждающая вода</b>	Сток не должен приводить к повышению температуры на границе зоны начального смешивания и разведения более чем на 3°C. Если эта зона не определена, то в 100 м от точки сброса.
<b>Рассол из опреснительных установок</b>	Смешивание с другими видами отводимых стоков, если это практически осуществимо.
<b>Канализация</b>	Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78 <sup>h</sup>
<b>Пищевые отходы</b>	Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78 <sup>h</sup>
<b>Буферная вода</b>	Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78 <sup>h</sup>
<b>Льяльные воды</b>	Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78 <sup>h</sup>
<b>Палубные сточные воды</b> (дренаж опасных и неопасных стоков)	Соответствие требованиям МАРПОЛ 73/78 <sup>h</sup>

<sup>a</sup> К новым объектам относятся морские буровые установки, которые были недавно спроектированы или структурно модифицированы для нужд проекта.  
<sup>b</sup> Как определено в Решении 2000/3 OSPAR (2000).  
<sup>c</sup> Применимо к существующим морским буровым установкам, используемым для реализации программ бурения скважин. Применимо к программам бурения поисково-разведочных скважин. Необходимо рассмотреть возможность применения технически и финансово осуществимых методов, включая установку термомеханических систем очистки шлама, для обеспечения соответствия руководящим принципам, применимым к новым объектам, с учетом количества скважин (включая добывающие и нагнетательные скважины), включенных в программы эксплуатационного бурения, и/или с учетом потенциального воздействия на критические экосистемы.  
<sup>d</sup> Как определено в US EPA (2013a).  
<sup>e</sup> ЛК50 за 96 ч: Концентрация взвешенных частиц (ВЧ) в частях на миллион (чнм) или процентах в пробе, являющаяся летальной для 50 процентов тест-организмов, подвергавшихся воздействию этой концентрации в течение 96 часов подряд. См. также: <http://www.epa.gov/nmr/1/std/qsar/TEST-user-guide-v41.pdf>.  
<sup>f</sup> Согласно US EPA (2013a); OSPAR (2011); IOGP (2005).  
<sup>g</sup> В соответствии с OSPAR (2010a) «Рекомендация 2010/4 по разработке гармонизированного плана предварительного мониторинга химических веществ в морских водах» или другими применимыми процедурами.  
<sup>h</sup> В прибрежных водах тщательно подбирайте место сброса с учетом экологической уязвимости и ассимилирующей способности водоприемника.

136. Нормативы выбросов от источников горения, связанных с производством электроэнергии и пара, с тепловой мощностью 50 МВт и ниже приводятся в **Общем руководстве по ОСЗТ**, а для выбросов от более мощных установок – в **Руководстве по ОСЗТ «Тепловые электростанции»**. Указания по учету условий окружающей среды, принимая во внимание общую нагрузку выбросов, приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

137. Все суда, платформы и буровые установки должны соответствовать Правилам по предотвращению загрязнения воздушной среды с судов, приведенным в Приложении VI МАРПОЛ<sup>40</sup>,

<sup>40</sup> Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов (МАРПОЛ), пересмотренная версия приложения VI, принятая в октябре 2008 г., которая вступила в силу с 1 июля 2010 г. См. <http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/>.

когда применимо. Положения Приложения VI не применяются к выбросам, непосредственно связанным с разведкой, разработкой и переработкой нефти и газа на шельфе.

### **2.1.2 Мониторинг состояния окружающей среды**

138. Программы мониторинга состояния окружающей среды для данного сектора следует реализовывать с учетом всех видов деятельности, которые могут оказать значительное воздействие на состояние окружающей среды при их осуществлении как в нормальном, так и во внештатном режиме. Мониторинг состояния окружающей среды следует вести по прямым или косвенным показателям выбросов, стоков и используемых ресурсов, применимым к данному проекту.

139. Частота проведения мониторинга должна быть достаточной для получения репрезентативных данных по тому параметру, мониторинг которого проводится. Мониторинг должны осуществлять лица, прошедшие специальную подготовку, в соответствии с процедурами мониторинга и учета данных и с использованием оборудования, прошедшего надлежащую калибровку и техническое обслуживание. Данные мониторинга необходимо регулярно анализировать и изучать, сравнивая их с действующими стандартами, в целях принятия необходимых коррекционных мер. Дополнительные указания по применимым методам отбора проб и анализа выбросов и стоков содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

## **2.2 Охрана труда и техника безопасности**

140. Необходимо установить ключевые показатели ОСЗТ для мониторинга производственной деятельности и прогнозирования потенциальных проблем в области охраны труда и техники безопасности. Для объекта должны быть определены как запаздывающие показатели (ретроспективное измерение показателей производительности объекта), так и опережающие показатели (указывающие на ситуации, которые в будущем могут привести к возникновению проблем в области охраны труда и техники безопасности); такие показатели должны учитывать как технические системы, так и вопросы эксплуатации и управления.

### **2.2.1 Указания по охране труда и технике безопасности**

141. Эффективность охраны здоровья и безопасности работников следует оценивать, исходя из опубликованных международных рекомендаций по показателям воздействия вредных производственных факторов, примерами которых являются, в частности: показатели предельных пороговых значений (TLV®) на рабочем месте и показатели биологического воздействия (BEIs®), публикуемые Американской конференцией государственных специалистов по гигиене труда (ACGIH)<sup>41</sup>; Карманный справочник по химическим факторам риска, публикуемый Национальным исследовательским институтом техники безопасности и охраны труда США (NIOSH)<sup>42</sup>; «Допустимые уровни воздействия» (PEL), публикуемые Управлением охраны труда США (OSHA)<sup>43</sup>; основные показатели здоровья, публикуемые Международной Ассоциацией представителей нефтегазовой промышленности по охране окружающей среды и социальным вопросам (IPIECA) и Международной ассоциацией производителей нефти и газа (IOGP)<sup>44</sup>; «Индикативные предельно допустимые

<sup>41</sup> <http://www.acgih.org/TLV/> и <http://www.acgih.org/store/>.

<sup>42</sup> <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

<sup>43</sup> [http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992).

<sup>44</sup> <http://www.ogp.org.uk/publications/health-committee/health-performance-indicators-data/health-performance-indicators-2012-data/>.

концентрации на производственных объектах», публикуемые странами–членами Европейского союза<sup>45</sup>, или данные из иных аналогичных источников. Особое внимание следует обратить на рекомендации по показателям воздействия на рабочем месте, касающиеся сероводорода (H<sub>2</sub>S).

142. Показатели допустимого уровня ионизирующего излучения и процедуры его мониторинга при наличии приведены в **Общем руководстве по ОСЗТ** и других международно признанных источниках<sup>46</sup>.

## **2.2.2 Показатели травматизма и смертности на производстве**

143. При реализации проектов следует стремиться к снижению числа несчастных случаев на производстве среди работников проекта (как штатных сотрудников, так и субподрядчиков) до нулевого уровня, особенно несчастных случаев, способных привести к потере рабочего времени, инвалидности различной степени тяжести, или смертельному исходу. Показатели частоты несчастных случаев на объекте можно сопоставлять с опубликованными показателями объектов данной отрасли в развитых странах, которые можно найти в открытых источниках (например, Бюро трудовой статистики США и Инспекция Соединенного Королевства по охране труда и технике безопасности)<sup>47</sup>.

## **2.2.3 Мониторинг соблюдения норм охраны труда и техники безопасности**

144. Следует вести мониторинг рабочей среды на наличие вредных производственных факторов, характерных для конкретного проекта. Процедуры мониторинга должны разрабатывать и осуществлять аккредитованные специалисты в рамках программы мониторинга охраны труда и техники безопасности<sup>48</sup>. Предприятиям следует также вести журналы учета случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний, а также опасных происшествий и несчастных случаев. Дополнительные указания по программам мониторинга охраны труда и техники безопасности содержатся в **Общем руководстве по ОСЗТ**.

<sup>45</sup> [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/).

<sup>46</sup> ICRP (2007).

<sup>47</sup> <http://www.bls.gov/iif/> и <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

<sup>48</sup> К таким аккредитованным профессионалам могут относиться сертифицированные специалисты по промышленной гигиене, дипломированные специалисты по гигиене труда, сертифицированные специалисты по охране труда или аналогичной квалификации.

### 3. Список литературы

- Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB). 2011. "Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration." Directive 060. Calgary.
- American Bureau of Shipping (ABS). 2012. "2012 Guide for the Classification of Drilling Systems." Houston, TX.
- American Petroleum Institute (API). 1997a. "Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations." API E5, 2nd ed. Washington, DC.
- . 1997b. "Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment." Publ. 7103. Washington, DC.
- . 1997c. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2." API RP 500 (R2002). Washington, DC.
- . 1997d. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2." API RP 505 (R2013). Washington, DC.
- . 2012. "API Standard 53: Blowout Prevention Systems for Drilling Wells", 4<sup>th</sup> ed. Washington, DC.
- . 2013a. "Offshore Hydraulic Fracturing Briefing Paper." Washington, DC.
- . 2013b. "Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants: Recommended Practice 2218." Washington, DC.
- Asociación Regional De Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and the Caribbean, ARPEL). 1999a. "Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations." Environmental Guideline No. 26. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 1999b. "International Review of Health Risks for Oil and Gas Industry Workers: Current Status and Future Prospects." Occupational Health and Safety Report No. 5. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 2005a. "Gas Flaring, Venting, Leaks and Losses at Exploration & Production Facilities." Environmental Guideline #12-2005. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 2005b. "Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean: 2004 Statistics for ARPEL Member Companies." Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). 2002. "Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials." Canberra, Australia.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2000. "Naturally Occurring Radioactive Material (NORM). Guide." Report 2000-0036. Calgary.
- . 2001. "Offshore Produced Water Waste Management." Report 2001-030. Calgary.
- Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. "Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste: Final Draft." Ottawa.

- Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2010. "Offshore Waste Treatment Guidelines." Nova Scotia.
- Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). 2013. "Naturally Occurring Radioactive Material (NORM)." Ottawa.
- Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals, National Research Council. 2003. *Ocean Noise and Marine Mammals.* National Research Council of the National Academies. Washington, DC: National Academies Press.
- Decreto Legislativo (Legislative Decree) No. 152, "Norme in Materia Ambientale," Rome, 2006.
- Del Villano, Kommendal, et al. 2009. "A Study on Kinetic Hydrate Inhibitor Performance and Seawater Biodegradability." *Energy and Fuels* 23.
- 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, UK Department of Trade and Industry, London.
- Exploration and Production Forum (E&P Forum). 1993. "Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines." Report No. 2.58/196. London.
- Exploration and Production Forum and United Nations Environment Programme (UNEP). 1997. "Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. An Overview of Issues and Management Approaches." UNEP IE/PAC Technical Report 37, E&P Forum Report 2.72/254. London and Paris.
- 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. Ottawa.
- Grant, Alistair. 2003. "Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea." University of East Anglia, Norwich, UK. <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>.
- Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee (FPTRPC). 2000. "Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM)," 1st ed., October 2000, Canadian Ministry of Health, Minister of Public Works and Government Services Canada. Ottawa.
- Helsinki Commission (HELCOM). 1997. Recommendation 18/2: "Offshore Activities." Helsinki.
- Hildebrand, J. A. 2004. "Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans." IWC SC/E/13. Scripps Institution of Oceanography, University of California-San Diego, [http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/guias\\_R9sismica\\_R9/Bibliografia/Hildebrand%202004%20-%20Impacts%20of%20Anthropogenic%20Sound%20on%20Cetaceans.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/guias_R9sismica_R9/Bibliografia/Hildebrand%202004%20-%20Impacts%20of%20Anthropogenic%20Sound%20on%20Cetaceans.pdf).
- . 2005. "Impacts of Anthropogenic Sound." In *Marine Mammal Research: Conservation beyond Crisis*, edited by J. E. Reynolds et al., 101-124. Baltimore, MD: Johns Hopkins University Press.
- International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2001. *Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations*. Houston, TX.
- . 2011. "Recommended Mitigation Measures for Cetaceans during Geophysical Operations." Houston, TX.
- . 2012. "MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2012." London.

- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2002a. "Aromatics in Produced Water: Occurrence, Fate and Effects, and Treatment." Report No. 324. London.
- . 2002b. "Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions—Guidelines for Environmental Protection." Report No. 2.84/329. London.
- . 2005. "Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment." Report No. 364. London.
- . 2006. "Guidelines for Managing Marine Risks Associated with FPSOs." Report No. 377. London.
- . 2008a. "Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the Oil and Gas Industry." Report No. 412. London.
- . 2008b. "Guidelines for Waste Management with Special Focus on Areas with Limited Infrastructure." Report No. 413. Rev I.I (updated March 2009). London.
- . 2011a. "Deepwater Wells: Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 463. May 2011. London.
- . 2011b. "Capping and Containment. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 464. London.
- . 2011c. "Oil Spill Response. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 465. London.
- . 2012a. "Environmental Performance Indicators, 2011 Data." Report No. 2011e. London.
- . 2012b. "List of Standards and Guidelines for Drilling, Well Construction and Well Operations." Report No. 485, version 1.1. London.
- . 2012c. "Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry." Report No. 457, version 1. London.
- . 2013a. "Guidelines for the Conduct of Offshore Drilling Hazard Site Surveys." Report No. 373-181, version 1.1. London.
- . 2013b. "OGP Safety Performance Indicators – 2012 Data." Report No. 2012s, IOGP Data Series. London.
- . 2013c. "Good Practice Guidelines for the Development of Shale Oil and Gas." Report No. 489. London.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2004. "Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper." Report No. 358. London and Houston, TX.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2013. "Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations: Final Report." IPIECA-OGP Oil Spill Response Joint Industry Project. London. <http://oilspillresponseproject.org/>.

- International Association of Geophysical Contractors (IAGC) and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2011. "An Overview of Marine Seismic Operations ", Joint IOGP/IAGC Position Paper. Houston, TX, and London.
- International Atomic Energy Agency (IAEA). 2012. "Safety Standards Series No. SSR-6. Regulation for the Safe Transport of Radioactive Material." 2012 ed., Specific Safety Requirements. Vienna
- . 2013. "Management of NORM Residues." IAEA-TECDOC series. ISSN 1011-4289, No. 1712. Vienna.
- International Commission on Radiological Protection (ICRP). 2007. "The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection." ICRP Publication 103, Ann. ICRP 37 (2-4). Ottawa. <http://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP+Publication+103>.
- International Maritime Organization (IMO). 1990. "International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation." London.
- . 1989. "Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone." Resolution A.672 (16). London,
- . 2003. "Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs." MEPC/Circ.406. London.
- . 2005-2006. IMO Resolutions MEPC, 139(53), 2005, as amended by MEPC, 142(54), 2006. London.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2008. *Guide to Tiered Preparedness and Response*. Vol. 8 of *Oil Spill Preparedness and Response*. London. <http://www.ipieca.org/>.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), International Maritime Organization (IMO), and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2012. *Sensitivity Mapping for Oil Spill Response*. London, UK: IPIECA. <http://www.ipieca.org/>.
- Joint Nature Conservation Committee (JNCC). 2010. "JNCC Guidelines for Minimizing the Risk of Injury and Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys." Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen, UK.
- Joint Industry Oil Spill Preparedness and Response Task Force (JIFT). 2012. "Second Progress Report on Industry Recommendations to Improve Oil Spill Preparedness and Response." JIFT.
- 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: 692-708.
- McGinnis, Michael V., Linda Fernandez, and Caroline Pomeroy. 2001. "The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures." OCS Study MMS 2001-006. Coastal Research Center, Marine Science Institute, University of California, Santa Barbara, California. Cooperative Agreement Number 14-35-0001-30761.
- Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer. As adjusted and amended by the Second Meeting of the Parties (London, 27-29 June 1990), and by the Fourth Meeting of the Parties (Copenhagen, 23-25 November 1992), and further adjusted by the Seventh Meeting of the Parties (Vienna, 5-7 December 1995), and further adjusted and amended by the Ninth Meeting of the Parties

(Montreal, 15-17 September 1997), and by the Eleventh Meeting of the Parties (Beijing, 29 November-3 December 1999), and further adjusted by the Nineteenth Meeting of the Parties (Montreal, 17-21 September 2007). [http://ozone.unep.org/new\\_site/en/montreal\\_protocol.php](http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php).

Mosbech, A., R. Dietz, and J. Nymand. 2000. "Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland: Arktisk Miljø – Arctic Environment." Research Notes from NERI No. 132, 2nd ed., National Environmental Research Institute, Denmark.

National Academy of Engineering (NAE) and National Research Council of the National Academies (NRCNA). 2011. *Macondo Well-Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*. Washington, DC: National Academies Press, 2011.

National Research Council (NRC). 2005. *Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects*. Washington, DC: National Academies Press.

———. 2014. *Responding to Oil Spills in the U.S. Arctic Marine Environment*. Washington, DC: National Academies Press. NORSOK Standards. 2004. "Well Integrity in Drilling and Well Operations." D-010, rev. 3. Oslo: Standards Norway.

———. 2005. "Environmental Care." S-003, rev. 3, Standards Norway, NORSOK.

Norwegian Oil and Gas Association (NOGA). 2013. "Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry." No. 093, rev. 02. Sandnes, Norway.

Oil and Gas UK. Updated November 2009. "About the Industry," [http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric\\_emissions.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm).

"Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic." <http://www.ospar.org>. Last updated in 2007.

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

—. 2000. "Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings." London.

—. 2001. *The Environmental Aspects of On- and Off-Site Injection of Drill Cuttings and Produced Water.* Best Available Technique (BAT) and Best Environmental Practice (BEP) Series. London.

———. 2002. "Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue." Reference number 2002-8. London.

———. 2004. "Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities." Reference number 2004-11. London.

———. 2010a. "Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals." OSPAR 10/23/1, annex 10. London.

———. 2010b. "Recommendation 2010/18 on the Prevention of Significant Acute Oil Pollution from Offshore Activities." London.

———. 2011. "Recommendation 2011/8 Amending OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations as Amended." London.

- 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, Vancouver.
- Protection of the Arctic Marine Environment (PAME). 2009. "Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines." Produced by PAME Working Group, Iceland. [www.pame.is](http://www.pame.is).
- Russell, R. W. 2005. "Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report." OCS Study MMS 2005-009, US Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA.
- Transportation Research Board of the National Academies (TRBNA). 2012. "Evaluating the Effectiveness of Offshore Safety and Environmental Management Systems." Special Report 309, TRBNA, Washington
- U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement (US BSEE). 2009. "Notice to Lessees and Operators (NTL) No. 2009-G35; Sub-Seabed Disposal and Offshore Storage of Solid Wastes." Washington, DC.
- . 2013a. "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." Washington, DC.
- . 2013b. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart D: Oil and Gas Drilling Operations." Washington, DC.
- . 2013c. "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 Requirements." Washington, DC.
- U.S. Environmental Protection Agency (US EPA). 2000. "Sector Notebook Project: Profile of the Oil and Gas Extraction Industry." EPA/310-R-99-006, EPA Office of Compliance, EPA, Washington, DC.
- . 2011. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 49: Part 173. Subpart H [Reserved] Subpart I— Class 7 (Radioactive) Materials, 173. 427: Transport Requirements for Low Specific Activity (LSA) Class 7 (Radioactive) Materials and Surface Contaminated Object (SCO)." 10-1-11 ed., EPA, Washington, DC.
- . 2012a. "Fact Sheet: Proposed National Pollutant Discharge Elimination System ("NPDES") General Permit No. CAG280000 for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Operations off Southern California." EPA, Washington, DC.
- . 2012b. "User's Guide for T.E.S.T. (version 4.1) (Toxicity Estimation Software Tool)" A Program to Estimate Toxicity from Molecular Structure." Washington, DC.
- . 2013a. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 435. Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory." Washington, DC.
- . 2013b. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines." Washington, DC.

- 
- . 2013c. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations.” Washington, DC.
- . 2013d. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. 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, DC.
- . 2013e. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 98. Mandatory Greenhouse Gas Reporting Subpart W—Petroleum and Natural Gas Systems.” Washington, DC.
- World Bank. 2004. *A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction: Public-Private Partnership*. Report No. 4. Washington, DC.  
<http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/05/4946640/voluntary-standard-global-gas-flaring-venting-reduction>.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОТНОСЯЩИХСЯ К ДАННОЙ ОТРАСЛИ**

145. 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 сжатии превращаются в жидкость, и их часто отделяют и перерабатывают как газоконденсатные жидкости.

### **А.1 Разведка**

#### ***Сейсмическая разведка***

146. Сейсмическую разведку проводят для выявления потенциальных запасов углеводородов в геологических формациях, расположенных глубоко под морским дном. При сейсмической разведке для определения характера 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 в направлении морского дна. Эти звуковые импульсы, повторяющиеся, в среднем, каждые 6–10 секунд, отражаются от глубинных геологических формаций и записываются системой гидрофонов.

#### ***Разведочное бурение***

147. 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 эксплуатационных скважин.

148. 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, и удерживается якорной системой, и иногда с помощью динамического позиционирования.
- *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. Буровые платформы обычно удерживаются на месте при помощи технологии динамического позиционирования.

149. 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, проникновение флюидов и образование аномально высокого давления в затрубном пространстве. При обнаружении углеводородов в количестве, оправдывающем их коммерческую добычу, оборудуют устье скважины и устанавливают фонтанную арматуру, чтобы обеспечить последующую эксплуатацию скважины. В обратном случае скважину глушат (цементом) и ликвидируют. 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.

## **A.2 Разработка месторождения**

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

151. 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.

5 июня 2015 г.

- *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 или устройствами системы глобального позиционирования. Плавучие системы добычи углеводородов часто представляют собой переоборудованные танкеры и делятся на следующие основные разновидности: плавучие системы добычи, хранения и отгрузки (ПДХО), плавучие системы хранения и отгрузки (ПХО) и плавучие хранилища.

152. 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 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.

153. После эксплуатационного бурения 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 конденсат. Нефть с платформы отгружается либо на сушу через подводный трубопровод, либо на плавучее нефтехранилище, либо непосредственно на танкеры. Газ обычно отгружается в газопровод.

154. 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, закачка пара, азота, двуокиси углерода или поверхностно-активных веществ.

155. Операторы 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.

### **А.3 Гидроразрыв пластов**

156. Гидроразрыв углеводородсодержащих пластов является эффективным методом повышения нефтеотдачи и интенсификации притока коммерчески добываемых нефти и газа к скважинам в низкопроницаемых формациях. Этот метод применяется и на наземных, и на морских месторождениях. Несмотря на то, что в последнее время применение ГРП вызывает споры, этот метод успешно применяется уже многие годы для улучшения притока из обычных нефтяных и газовых скважин при маломасштабной добыче. В настоящее время гидроразрыв пласта в основном применяется на суше, однако в некоторых случаях его применяют и на морских месторождениях. Технические методы, применяемые на шельфе, отличаются от методов, применяемых на наземных месторождениях, однако в целом ГРП включает закачку нескольких тысяч кубометров воды, смешанной с песком и небольшим количеством химических добавок, через устье скважины; Кроме того, могут использоваться разные жидкости, например, углеводороды или газы ( $N_2$ ,  $CO_2$ ) и пены. Давление нагнетания зависит от глубины скважины и характеристик породы. Средний состав закачиваемой смеси составляет от 90 до 95% воды, от 4,5 до 9,5% песка и 0,5% химических добавок. Добавки включают неорганические или органические кислоты, гелеобразующие вещества, понизители трения и поверхностно-активные вещества. Кроме того, могут присутствовать низкие концентрации биоцидов, ингибиторов окалина, ингибиторов коррозии и загустителей. В пластах с высокой проницаемостью, например, в определенных морских коллекторах, обычно применяют более вязкие жидкости ГРП с более высоким содержанием песка, чем в аналогичных жидкостях, используемых на суше. В настоящее время широко используется многоступенчатый гидроразрыв пласта. В некоторых случаях, когда целевой углеводородсодержащий пласт состоит из сыпучего песка, применяется специальная технология «frack-pack», сочетающая гидроразрыв с гравийной (песчаной) засыпкой. В таком случае в скважину закачивается больше песка, чтобы создать слой пропанта, который уменьшает или предотвращает дебит песка из скважины<sup>49</sup>.

### **А.4 Метан угольных пластов**

157. Метан угольных пластов преимущественно добывают на наземных месторождениях. В ограниченных случаях добычи метана угольных пластов на шельфе для повышения дебита может применяться гидроразрыв пластов (см. выше). Скважины для добычи метана из угольных пластов характеризуются высоким дебитом пластовой воды, требующей наличия соответствующих систем очистки (в ней содержатся низкие концентрации нефтепродуктов, но могут содержаться тяжелые металлы и гидрофильные соединения).

### **А.5 Хранение и отгрузка**

158. Жидкая фаза углеводородов из флюидов, добываемых из скважины или группы скважин, может быть перекачана по подводным линиям на берег для дальнейшей переработки, или перерабатываться на морских добывающих установках (например, на перерабатывающих платформах и плавучих системах добычи, хранения и отгрузки (ПДХО)) в продукцию, пригодную для транспортировки танкерами.

159. Добываемая и перерабатываемая нефть временно хранится в морских хранилищах перед отгрузкой в танкеры. Хранение может происходить в подводных баллонах, крепящихся анкерами к платформам гравитационного типа, но в большинстве случаев нефть хранится на стационарно (или

<sup>49</sup> Также см. API (2013a).

полупостоянно) пришвартованном судне существенной грузоподъемности (водоизмещением 150–250 тыс. тонн). Оттуда стабилизированная нефть через регулярные промежутки времени отгружается в экспортные танкеры с учетом профиля добычи и емкости хранилища.

160. Операции по отгрузке (то есть перевалка из морского хранилища в танкер) могут быть связаны с риском разлива нефти, который необходимо оценить и свести к минимуму. Риски, связанные с плавучими системами нефтедобычи, хранения и отгрузки, могут возникать в результате одновременного выполнения операций по очистке нефти и хранению нефтепродуктов. Морские условия создают дополнительные риски, например, в районах прохождения тайфунов возможны столкновения плавучих систем добычи, хранения и отгрузки (ПДХО)/плавучих систем для хранения и отгрузки (ПХО) и танкерами. Кроме того, требуется уделять повышенное внимание недопущению разрыва шлангов большого диаметра, используемых для загрузки в танкеры.

## **А.6 Вывод из эксплуатации и ликвидация**

161. Морские объекты выводят из эксплуатации, когда месторождение истощается или добыча углеводородов становится нерентабельной. Часть морских нефтегазовых сооружений, например платформы, подвергают обработке с целью удаления загрязнителей, а затем обычно демонтируют, тогда как другие компоненты добычных объектов обезвреживают и оставляют на месте.

162. Скважины тампонируют, чтобы исключить миграцию жидкости по стволу скважины, которая может привести к загрязнению окружающей среды на поверхности. Оборудование из забоя скважины вынимается, и перфорированные части ствола скважины очищают от осадка, 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. В конечном итоге обсадные трубы обрезают ниже поверхности и закрывают цементной пробкой.