

Правила разработки углеводородных месторождений Туркменистана.

Главы 1-3

Глава I

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Источник права

1.1.1 Закон Туркменистана "Об углеводородных ресурсах"

1.2 Сфера применения Правил

1.2.1 Пределы действия

1.2.2 Сфера применения Правил

1.2.3 Конфликты

1.2.4 Квалифицируется как утверждение Компетентным органом

1.2.5 Язык Правил

1.3 Осуществление Правил

1.3.1 Ответственность

1.3.2 Функции

1.4 Назначение

1.4.1 Назначение Правил

1.5 Преимущественное право применения Правил и конфликты

1.5.1 Предшествовавшие правила

1.5.2 Дата вступления в силу и переходный период

1.6 Создание Правил

1.6.1 Цель

1.6.2 Пределы действия

1.6.3 Порядок утверждения Правил

1.6.4 Слушания

1.6.5 Проведение слушаний

1.6.6 Решение

1.7 Публикация Правил

1.7.1 Заинтересованные стороны

1.8 Документы для ссылки

1.8.1 Документы для ссылки

1.9 Термины

Термины

1.1 Источник права

1.1.1 Закон Туркменистана "Об углеводородных ресурсах". Закон Туркменистана "Об углеводородных ресурсах", подписанный Президентом Туркменистана в декабре 1996 года и вступивший в силу в марте 1997 года (далее именуется Закон).

1.2 Сфера применения Правил

1.2.1 Пределы действия. Настоящие Правила разработки углеводородных месторождений Туркменистана в "золотом" веке Туркменского народа (далее именуются Правила) регламентируют деятельность и отношения, возникающие в процессе осуществления Нефтяных работ на территории, находящейся под юрисдикцией Туркменистана, включая морские и внутренние водоемы.

1.2.2 Сфера применения Правил. Настоящие Правила применяются по отношению к Операторам, Подрядчикам, Концернам, Компетентному органу, государственным организациям Туркменистана и всем другим лицам, которые осуществляют или администрируют Нефтяные работы на территории, находящейся под юрисдикцией Туркменистана. Данные Правила применяются по отношению к Концерну после выдачи ему лицензии в соответствии с положениями Закона.

1.2.3. Конфликты. В случае возникновения конфликта между положениями настоящих Правил и условиями и положениями Договора, заключенного до даты вступления в силу настоящих Правил, включая, но не ограничиваясь принятием решений, порядком утверждения, разрешением споров и Совместной разработкой, должны применяться условия и положения соответствующего Договора. Конфликт не должен считаться существующим только потому, что в Договоре ничего не говорится о том или ином вопросе, в отношении которого Правила содержат конкретные положения, за исключением Договоров, заключенных до даты вступления в силу Закона, до момента, когда такие положения Правил значительным образом влияют на права, интересы и льготы Подрядчика в соответствии с Договором и лицензией.

1.2.4 Квалифицируется как утверждение Компетентным органом. В случае, когда Договор, заключенный до даты вступления в силу настоящих Правил, содержит положения по Комитету управления в части утверждения Планов, программ или иных вопросов, относящихся к Нефтяным работам, то в отношении этих конкретных вопросов, такое утверждение должно квалифицироваться как утверждение Компетентным органом для целей настоящих Правил.

1.2.5 Язык Правил. Настоящие Правила подготовлены на туркменском, русском и английском языках, и все тексты имеют равное действие.

1.3 Осуществление Правил

1.3.1 Ответственность. Компетентный орган несет ответственность за обнародование Правил по разведке, оценке, разработке, эксплуатации и

ликвидации Углеводородных месторождений в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

1.3.2 Функции. С целью исполнения обязанностей в соответствии с разделом 1.3.1 настоящих Правил Компетентный орган должен (i) обнародовать Правила, относящиеся к Нефтяным работам, (ii) принимать действия в отношении заявок, просьб и уведомлений, представленных в соответствии с данными Правилами, (iii) выдавать письменные распоряжения для регулирования Нефтяных работ и (iv) требовать соблюдения соответствующих законов и настоящих Правил.

1.4 Назначение

1.4.1 Назначение Правил. При исполнении обязанностей и функций в соответствии с разделом 1.3 настоящих Правил Компетентный орган должен применять свои регулирующие полномочия таким образом, чтобы все Нефтяные работы соответствовали обоснованным принципам охраны недр и были направлены на сохранение, охрану и разработку Углеводородных ресурсов Туркменистана.

1.5 Преимущественное право применения Правил и конфликты

1.5.1 Предшествовавшие правила. После принятия настоящих Правил нижеследующие правила считаются утратившими силу по отношению ко всем Нефтяным работам, выполняемым любым Оператором, не являющимся Концерном:

- Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (утвержденные 15.10.1984 г. № 44)
- Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений (утвержденные 06.04.1970 г.)

Продолжение эксплуатации любой скважины, введенной в эксплуатацию до момента вступления в силу настоящих Правил, не должно являться причиной предъявления уведомления о нарушении в соответствии с разделом 13.1.4 настоящих Правил, если на этой скважине не проводился капитальный ремонт и если продолжающаяся эксплуатация этой скважины проводится в соответствии с Планом разработки, утвержденным Компетентным органом. Проведение работ по капитальному ремонту такой скважины с целью увеличения добычи из этой скважины или замена основного оборудования, или компонентов на такой скважине, или проведение основных ремонтных работ на такой скважине снимает освобождение, предоставляемое этим положением, и с этого момента такая скважина подлежит выполнению положений настоящих Правил, как любая другая новая скважина.

1.5.2 Дата вступления в силу и переходный период. Настоящие Правила вступят в силу по отношению ко всем Нефтяным работам, выполняемым полностью или частично любым Оператором, не являющимся Концерном, сразу же после их утверждения Правительством Туркменистана. Что касается Нефтяных работ, полностью выполняемых Концерном, то они должны руководствоваться правилами, указанными выше в разделе 1.5.1, в течение переходного периода продолжительностью в два года с даты принятия настоящих Правил, по истечении которого настоящие Правила вступают в силу по отношению к Нефтяным работам, выполняемым Концерном.

1.6 Создание Правил

1.6.1 Цель. Цель данного раздела 1.6 настоящих Правил состоит в обеспечении процедурных правил для регламентирования выпуска новых Правил Компетентным органом.

1.6.2 Пределы действия. Правила раздела 1.6 настоящих Правил регламентируют все процедуры, относящиеся к выпуску новых Правил Компетентным органом.

1.6.3 Порядок утверждения Правил. Компетентный орган должен представить уведомление о предлагаемых Правилах всем Заинтересованным сторонам и опубликовать это уведомление в газете Туркменистана как минимум за тридцать (30) дней до проведения открытых слушаний по предлагаемым Правилам. Вместе с тем, если Компетентный орган установит, что наличие прямого риска для здоровья и безопасности общественности требует экстренных Правил, то Компетентный орган может обнародовать такие Правила без уведомления и слушаний. Экстренные Правила, принятые таким образом, должны быть вынесены на открытые слушания в соответствии с требованиями раздела 1.6 настоящих Правил, как только это представится возможным, и, ни в коем случае, не позднее чем в течение ста двадцати (120) дней после принятия Компетентным органом.

1.6.4 Слушания. Все слушания Компетентного органа, относящиеся к принятию новых Правил, должны быть открыты для общественности и должны проходить в головном учреждении Компетентного органа в г. Ашхабаде либо в другом месте г. Ашхабада, обозначенном Компетентным органом. Дата и время начала слушаний определяются в уведомлении о предлагаемых Правилах. Материалы всех открытых слушаний Компетентного органа записываются, и такие записи предоставляются любому лицу, их запросившему, за счет средств этого лица.

1.6.5 Проведение слушаний. Каждое открытое слушание, проводимое Компетентным органом, открывает член Компетентного органа, который указывает цель и содержание слушаний, а также определяет вопросы, по которым будут заслушаны показания. Каждое лицо, явившееся на открытое слушание, сообщает свое имя и адрес с указанием, где это применимо, юридического лица, которое он/она представляет. После этого такое лицо считается стороной по протоколу, и ему предоставляют разумно необходимую возможность представить, в письменной или устной форме, либо путем представления вещественных подтверждений, доказательства, касающиеся предложенных Правил. Стороны по протоколу могут по усмотрению Компетентного органа делать заявления, где это необходимо. Если сторона по протоколу намеревается предложить в свидетельских показаниях письменные доказательства или подтверждения, такие показания или подтверждения подаются Компетентному органу и предоставляются всем Заинтересованным сторонам не позднее, чем за пять (5) дней до начала слушаний. Компетентный орган должен составлять и дополнять список всех Заинтересованных сторон и предоставлять такой список по просьбе любой стороны. Организация или лицо могут быть внесены в список Заинтересованных сторон путем официального представления Компетентному органу своих названий или имен в учреждениях Компетентного органа или на открытых слушаниях.

1.6.6 Решение. В течение шестидесяти (60) дней после завершения слушаний Компетентный орган обязан проанализировать представленные на слушаниях показания и вынести решение, согласно которому выполняется одно из ниже перечисленных: (i) предлагаемые Правила утверждаются согласно первоначальному варианту; (ii) утверждается один из вариантов предлагаемых Правил с изменениями, отражающими представленные на слушаниях показания; (iii) принимается решение о том, что по предлагаемым Правилам последующих действий предприниматься не будет.

1.7 Публикация Правил

1.7.1 Заинтересованные стороны. В течение тридцати (30) дней после решения, принятого в соответствии с разделом 1.6.6 настоящих Правил, Компетентный орган направляет копию своего решения и, где это применимо, копию новых Правил каждой Заинтересованной стороне.

1.8 Документы для ссылки

1.8.1 Документы для ссылки. Стандарты, нормы, сертификация и порядок сертификации, методы и руководства международно-признанных организаций и агентств по стандартизации и сертификации, признанных регулирующими агентствами в области нефти и газа и органами по охране окружающей среды, здоровья и технике безопасности таких стран как Туркменистан, Малайзия, США, Великобритания, Канада, Австралия, Норвегия и Нидерланды, могут применяться Оператором для определения приемлемых стандартов и сертификации для своих Нефтяных Работ. В дополнение к этому, допускается применение документов, разработанных международно-признанными группами в области нефти и газа, охране окружающей среды, здоровья и технике безопасности. В такие группы входят: Международная Ассоциация Буровых Подрядчиков (IADC), Международная Ассоциация Геофизических Подрядчиков (IAGC), Форум по Разведке и Добыче (E&P Forum), Организация Объединенных Наций (UN), Американский Нефтяной Институт (API), Международная Организация по Стандартизации (ISO), Общество Инженеров-Нефтяников (SPE), Международная Морская Организация (IMO), Регистр Ллойда, Американское Судоходное Бюро (ABS), Дэт Норске Веритас (DNV), Всемирный Банк и Европейский Союз (EU).

Такие документы будут применяться с целью содействия Оператору при выборе необходимых стандартов для проведения Нефтяных работ в соответствии с Договором и Наилучшими существующими и безопасными технологиями. При применении Наилучших существующих и безопасных технологий к производимым Нефтяным работам необходимо учитывать их практичность, экономическую целесообразность и потенциальные затраты и пособия на охрану здоровья населения, окружающей среды и обеспечение её безопасности.

1.9 Термины

1.9.1. Термины. Термины, использованные в настоящих Правилах, имеют следующие значения.

«Береговая зона» означает область суши, географически расположенной

между точкой пересечения моря или внутреннего водоема в течение обычных сезонных колебаний, определенных на основе взаимосогласованной карты или съемки, и исторической отметкой высоты подъема воды в течение 10 лет затоплений, включая участки, с которых загрязняющие вещества с нефтяных сооружений, расположенных рядом с береговой линией, могут попасть в морскую среду.

Данное определение не включает сооружения с подтвержденной способностью (дамбы, обваловки, ограждения) предотвращать наступление и последовательное отступление поднявшейся воды на береговую зону в течение 10 лет затоплений.

«Береговая линия» означает границу водоема, представленную в виде узкой полоски суши шириной до 50 метров, которая пролегает по берегу от самых высоких отметок зоны нагонной волны и где, в случае возникновения загрязнения, можно ожидать проникновение такого загрязнения в морскую среду.

«Блок» означает участок регионального и/или стратиграфического разреза на суше или воде, частично или полностью находящегося на территории под юрисдикцией Туркменистана, и соответствующим образом обозначенного на специально составленной карте таких Блоков.

«Договор» означает соглашение между Подрядчиком (Подрядчиками) и Компетентным органом или Концерном, на проведение Нефтяных работ.

«Договорная территория» - это оконтуренная и определенная географическими координатами территория, как описано в приложении в Договору, и впоследствии скорректированная возвратом или иными изменениями, в пределах которой Оператору разрешается проводить Нефтяные работы.

«Заинтересованная сторона» означает всех Операторов, Подрядчиков, Концерны, государственные структуры Туркменистана и всех других лиц, которые осуществляют или администрируют Нефтяные работы, или любое другое лицо, имеющее отношение к экономическому или экологическому воздействию Нефтяных работ, на территории, находящейся в юрисдикции Туркменистана

«Залежь» означает пористые, проницаемые слои, пригодные для добычи Углеводородных ресурсов, рассматриваемые по причине свойств содержащихся в них веществ (сходные физические свойства, плотность, соотношение газа и нефти, вязкости и давления) как единое целое в отношении их естественной эксплуатации.

«Значительный разлив» означает любой разлив нефти, соляного раствора или химических веществ, превышающий 0.5 баррелей, который попал или может попасть в воду, или любой разлив нефти или соляного раствора на сушу, превышающий десять (10) баррелей за разлив или 0.5 баррелей химических веществ за разлив.

«Комитет управления» означает комитет, сформированный в соответствии с Договором, состоящий из представителей, как Компетентного органа, так и представителей Подрядчика (ов) по такому Договору.

«Календарный год» означает период в двенадцать (12) календарных месяцев согласно григорианскому календарю, начинающийся 1-го января и заканчивающийся 31-го декабря.

«Компетентный орган» – это Компетентный орган по использованию углеводородных ресурсов при Президенте Туркменистана, являющийся органом государственного управления, наделенным исключительными полномочиями на проведение переговоров, выдачу лицензий и заключение Договоров, а также осуществление контроля за ходом реализации заключенных Договоров об использовании углеводородных ресурсов Туркменистана.

«Конечная экономически обоснованная углеводородоотдача» означает максимальный физический объем Углеводородных ресурсов, который, по обоснованному мнению Оператора, может быть извлечен без экономических потерь и с учетом принципов охраны недр.

«Концерн» означает производственную структуру нефтегазовой отрасли Туркменистана, осуществляющую Нефтяные работы самостоятельно или от имени другого лица.

«Лицензия на добычу» означает юридический документ, составленный в форме юридического акта, выданного Компетентным органом, который предоставляет право на осуществление Нефтяных работ с целью добычи Углеводородных ресурсов.

«Лицензия на разведку» означает юридический документ, составленный в форме юридического акта, выданного Компетентным органом, который предоставляет право на осуществление Нефтяных работ с целью поиска и оценки Залежей Углеводородных ресурсов.

«Максимальная норма отбора» означает максимальную ежедневную норму, при которой можно добывать нефть или газ из конкретного нефте- или газоносного горизонта в соответствии с утвержденным Планом разработки или Планом оценки.

«Максимальная эффективная норма» означает максимальную норму добычи Углеводородных ресурсов из Залежи, установленную Оператором в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой и поддерживаемую без чрезмерного снижения уровня добычи или чрезмерного снижения пластового давления, и которая позволяет разработку такой Залежи без ущерба Конечной экономически обоснованной углеводородоотдаче, всегда зависящей от возможности Оператора транспортировать и сбывать такие Углеводородные ресурсы.

«Международная нефтепромысловая практика» означает любой принцип, метод или практику, обычно применяемые в международной нефтегазовой

промышленности, как обоснованную, безопасную, эффективную и необходимую для осуществления работ по разведке, разработке и добыче, которая без ограничений включает любой принцип, метод или практику, утвержденные международно-признанными организациями и не противоречащие Закону.

«Морская зона» означает водную и прилегающую Береговую зону бассейна Каспийского моря, подпочвенная и придонная части которого принадлежат Туркменистану и находятся под его юрисдикцией и контролем.

«Наилучшие существующие и безопасные технологии» означают оборудование, технологические процессы и методы, которые опытный, компетентный и предусмотрительный международный Оператор применяет при осуществлении подобной деятельности в подобных обстоятельствах и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Соблюдение стандартов, правил и методов, указанных в разделе 1.8.1 настоящих Правил, считается применением Наилучших существующих и безопасных технологий.

«Нефтегазовое месторождение» означает поверхность, охватывающую одну или несколько углеводородных залежей.

«Нефтяные работы» означают все работы по разведке, Разработке, Эксплуатации и ликвидации, а также работы, относящиеся к транспортировке и хранению Углеводородных ресурсов, и прочую деятельность, предписанную Законом или относящуюся к эксплуатации углеводородных ресурсов Туркменистана. Это определение также включает виды деятельности, выполняемые или которые по Закону должны быть выполнены, согласно Лицензии на разведку, Лицензии на добычу или единой Лицензии на разведку и добычу. В отношении предшествующей деятельности это определение включает деятельность, запланированную или выполненную любым Концерном индивидуально или от имени иного лица.

«Обнаружение промышленного значения» означает обнаружение Углеводородных ресурсов, которое, по обоснованному мнению Оператора, и после изучения всех соответствующих данных и оперативных, технических и экономических показателей может быть разработано Оператором как промышленное в соответствии с Договором.

«Обнаружение» означает любое обнаружение Углеводородных ресурсов, которое было осуществлено на Договорной территории, и может быть объектом оценочных работ для определения Оператором того, имеет ли это Обнаружение промышленное значение.

«Оператор» - это компания или организация, осуществляющая Нефтяные работы в пользу и в интересах Подрядчика. На этом основании Оператор должен следовать положениям настоящих Правил, законов Туркменистана и Договора, обладать всеми правами, привилегиями, полномочиями и обязанностями Подрядчика, включая без ограничений исключительное право осуществления всех Нефтяных работ и другой деятельности Подрядчика.

«Опытно-промышленная эксплуатация» означает временную эксплуатацию Углеводородных ресурсов Оператором перед промышленной Разработкой, целью которой является подготовка Залежи к промышленной Разработке. Термин "Опытно-промышленная эксплуатация" не включает добычу Углеводородных ресурсов, которые получены в процессе буровых работ или выполнения краткосрочных программ испытания скважин.

«Оценочная скважина» означает любую скважину, пробуренную в процессе осуществления Плана оценки.

«План оценки» означает документальный отчет, подготовленный Оператором в соответствии с Договором, определяющим Нефтяные работы, которые Оператор намеревается осуществить после Обнаружения углеводородных ресурсов с целью оконтуривания углеводородной залежи, относящейся к Обнаружению в отношении мощности, латеральной протяженности, оценки количества извлекаемых Углеводородных ресурсов из такой Залежи. План оценки может включать геологическую, геофизическую разведку, аэрофотосъемку и другие исследования, бурение Оценочных скважин и других, относящихся к этому скважин

«План разведки» означает документальный отчет, подготовленный Оператором в соответствии с Договором, определяющий Нефтяные работы, которые Оператор планирует осуществить в соответствии с Лицензией на разведку в течение соответствующего периода времени, и который может включать геологическую, геофизическую разведку, аэрофотосъемку и другие исследования, а также бурение сейсмических скважин, структурных скважин, стратиграфические испытания, бурение Разведочных скважин в соответствии с годовой рабочей программой и бюджетом, подготовленными Оператором в соответствии с Договором.

«План разработки» означает документальный отчет, подготовленный Оператором в соответствии с Договором, описывающий те Нефтяные работы, которые Оператор планирует провести в течение соответствующего периода времени, и который может включать бурение и освоение скважин с целью добычи и извлечения Углеводородных ресурсов или закачки жидких и газообразных веществ, проектирование, строительство, установку, подключение и предварительное испытание оборудования, линий, систем, сооружений, установок и деятельность, необходимую для добычи, извлечения, сохранения, первичной переработки, погрузки-разгрузки, хранения и транспортировки Углеводородных ресурсов.

"План Совместной Разработки" означает документальный отчет, описывающий Нефтяные Работы, которые Оператор планирует провести в пределах Территории Совместной Разработки.

«План» означает любой План разведки, План оценки или План разработки.

«Подземные защитные устройства» означают любые внутрискважинные механические устройства, предназначенные для остановки фонтанирования скважины в экстренной ситуации. Они могут представлять собой

внутрискважинные предохранительные клапаны с подземным или наземным контролем, нагнетательный клапан, гидравлическую задвижку насосно-компрессорных труб, межтрубное подземное защитное устройство и любой относящийся к ним клапанный замок или посадочный ниппель.

«Подрядчик» означает физическое или юридическое лицо, являющееся обладателем лицензии и заключившее Договор с Компетентным органом или Концерном в соответствии с Законом.

«Пресная вода» означает естественно залегающую поверхностную или подземную воду, содержащую 1000 или менее миллиграммов общих растворенных частиц (ОРЧ) на литр.

«Природный газ» – это углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при нормальном атмосферном давлении и температуре, попутные и не попутные к Сырой нефти газы.

«Промышленная добыча» означает добычу Сырой нефти или Природного газа, или и того и другого вместе, и их доставку в пункт доставки в соответствии с программой регулярной экономической добычи и продажи.

«Промышленные отходы» означают побочные продукты, связанные с проведением Нефтяных работ, которые включают, но не ограничиваются только этим, отработанный буровой раствор и другие буровые флюиды, шлам, промывочный раствор, солоноватую воду, бытовые стоки, пластовую воду, песок и прочие отработанные вещества и материалы.

«Работы по повышению углеводородоотдачи» означают работы по поддержанию пластового давления, использование вторичных и третичных методов добычи, закачку газа в пласт и иную подобную деятельность, которая может способствовать увеличению Конечной экономически обоснованной углеводородоотдачи.

«Разведочная скважина» означает любую скважину, пробуренную во время осуществления Плана разведки.

«Разлив» означает любой несанкционированный сброс нефти, пластовой воды и других жидких и газообразных веществ, связанных с осуществлением Нефтяных работ.

«Разработка» означает все Нефтяные работы, проводимые в соответствии с Планом разработки и включающие в себя, но не ограничивающиеся этим, бурение и освоение скважин с целью добычи и извлечения Углеводородных ресурсов или закачки жидких и газообразных веществ, проектирование, строительство, установку, подключение и предварительное испытание оборудования, линий, систем, наземных сооружений, установок и деятельность, необходимую для добычи, извлечения, сохранения, первичной переработки, погрузки-разгрузки, хранения и транспортировки Углеводородных ресурсов.

«Разрешение на бурение» означает документ (иной, чем Договор или

лицензия), выданный Компетентным органом, в соответствии с которым Оператор получает право на бурение подземных стволов в целях разведки, оценки или разработки Углеводородных ресурсов.

«Разрешение на ликвидацию» означает документ (иной, чем Договор или лицензия), выданный Компетентным органом, по которому Оператор получает право на установление ликвидационных мостов в скважине.

«Разрешение на освоение» означает документ (иной, чем Договор или лицензия), выданный Компетентным органом, по которому Оператор получает право на проведение работ по установлению добычи из скважины или закачиванию жидких и газообразных веществ в скважину после спуска, цементирования и испытания эксплуатационной обсадной колонны.

«Разрешение на ремонтные работы» означает документ (иной, чем Договор или лицензия), выданный Компетентным органом, в соответствии с которым Оператор получает право проводить любые работы на скважине после первоначального освоения, включающие повторное освоение этой скважины на новом интервале.

«Сброс нефти» означает намеренное или ненамеренное действие или ошибку, в результате которых нефть разлита, сброшена, вылита или откачана на поверхность суши или в воду, в результате чего существует неизбежная угроза загрязнения.

«Совместная разработка» означает объединенное ведение Нефтяных работ двумя или более Операторами на одной или нескольких непрерывных Залежах углеводородных ресурсов.

«Сырая нефть» – это любые углеводороды, включая извлекаемые из Природного газа дистилляты и конденсаты, находящиеся в жидком состоянии при нормальном атмосферном давлении и температуре на устье скважины или в нефтегазовом сепараторе.

«Территория разработки» означает территорию, в пределах Договорной территории, заключающую в себе пространственно замкнутую структуру углеводородоносной Залежи (ей), которая определена по результатам оценочных работ и оконтуренной в Плане разработки.

«Территория совместной разработки» означает площадь в пределах двух или более Договорных или лицензионных территорий, расположенных вокруг углеводородной Залежи (ей), и обозначенную в качестве таковой Компетентным органом.

«Углеводородные Ресурсы» означают Сырую Нефть и Природный Газ, а также все производные или добытые вместе с ними компоненты.

«Эксплуатация» означает всякий вид деятельности по добыче Углеводородных ресурсов и эксплуатации добывающих скважин, сбор, хранение, первичную переработку, перекачку, складирование, транспортировку, измерение и

доставку Углеводородных ресурсов, закачку или обратную закачку, всякий иной вид деятельности для первичной и вторичной добычи Углеводородных ресурсов, транспортировку и складирование, а также любую иную работу или деятельность как непосредственную, так и вспомогательную, при таких операциях.

Глава II

ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГАРАНТИРУЮЩИХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ

2.1 Общие требования по выдаче разрешений

2.1.1 Представление и утверждение

2.2 Специальные требования по выдаче разрешений

2.2.1 Разрешение на геофизические работы

2.2.1.1 Требуемая информация

2.2.1.2 Порядок утверждения

2.2.2 Разрешение на бурение скважины

2.2.2.1 Требуемая информация

2.2.2.2 Порядок утверждения

2.2.3 Разрешение на освоение скважины

2.2.3.1 Требуемая информация

2.2.3.2 Порядок утверждения

2.2.4 Разрешение на капитальный ремонт скважины

2.2.4.1 Требуемая информация

2.2.4.2 Порядок утверждения

2.2.5 Разрешение на строительство в Морской зоне

2.2.5.1 Требуемая информация

2.2.5.2 Порядок утверждения

2.2.6 Разрешение на ликвидацию

2.2.6.1 Требуемая информация

2.2.6.2 Порядок утверждения

2.3 Требования по предоставлению гарантирующих обязательств

2.3.1 Общие требования

2.3.2 Требования к условиям гарантирующих обязательств

2.3.3 Ликвидационные счета

2.3.4 Гарантии и аккредитивы

2.3.5 Прекращение действия

2.3.6 Востребование суммы по гарантирующему обязательству

2.4 Прочие требования

2.4.1 Истечение срока действия

2.4.2 Адрес для подачи заявок

2.1 Общие требования по выдаче разрешений

2.1.1 Предоставление и утверждение. Если иное не предусмотрено в разделе

1.2.3 настоящих Правил, перед началом любых работ, описанных в разделах 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5 или 2.2.6 настоящих Правил, Оператор должен подать заявку на разрешение согласно положениям глав II, V и XI настоящих Правил. До начала любых подобных работ Оператор должен получить письменное разрешение от Компетентного органа на свою заявку, причем такое разрешение не должно быть задержано или отклонено без надлежащих причин. Компетентный орган имеет право отклонить заявку путем письменного отказа с указанием конкретной причины.

В случае, если Компетентный орган не предпримет действий в отношении заявки на разрешение или утверждения в сроки, указанные в настоящих Правилах, заявка считается одобренной и соответственно утверждение или разрешение выданными. Для Правил, в которых сроки не указаны, устанавливается пятидневный срок с момента получения заявки до ответа Компетентного органа.

2.2 Специальные требования по выдаче разрешений

2.2.1 Разрешение на геофизические работы.

2.2.1.1 Требуемая информация. Заявки на разрешение на геофизические работы должны, по мере применимости, включать следующую информацию:

- (i) метод разведки, включая источник энергии и описание проекта и предлагаемых параметров сбора и обработки данных,
- (ii) карту с указанием предлагаемых сейсмических линий,
- (iii) название и постоянный адрес подрядчика по выполнению сейсмических работ,
- (iv) название и адрес местного агента или представителя подрядчика по выполнению сейсмических работ,
- (v) приблизительное число источников сейсмического сигнала, приблизительная глубина сейсмических скважин и размер заряда взрывчатого вещества,
- (vi) описание используемого порядка тампонирувания скважин.

2.2.1.2 Порядок утверждения. В течение тридцати (30) дней с момента предоставления Оператором заявки на разрешение на геофизические работы Компетентный орган должен её проанализировать и уведомить Оператора о разрешении в письменной форме в случае, если заявка находится в соответствии с утвержденным Планом, положениями настоящих Правил, соответствующего Договора и Закона. В случае если при проведении работ необходимо использовать морское сейсмическое судно, эксплуатирующееся или находящееся на Договорной территории, Компетентный орган должен уведомить Оператора о разрешении в письменной или устной форме в течение двадцати четырех (24) часов с момента подачи заявки.

2.2.2 Разрешение на бурение скважины.

2.2.2.1 Требуемая информация. Заявки на разрешение на бурение скважины должны включать информацию, требуемую в разделе 5.2.1 настоящих Правил, и должны, по мере применимости, включать информацию, требуемую в разделе 11.5.3 настоящих Правил.

2.2.2.2 Порядок утверждения. Компетентный орган должен рассмотреть и принять решение относительно этой заявки в соответствии с положениями раздела 5.2.2 настоящих Правил.

2.2.3 Разрешение на освоение скважины.

2.2.3.1 Требуемая информация. Заявки на разрешение на освоение скважины должны включать информацию, требуемую в разделе 5.3.1 настоящих Правил.

2.2.3.2 Порядок утверждения. Компетентный орган должен рассмотреть и принять решение относительно этой заявки в соответствии с положениями раздела 5.3.2 или, по мере применимости, раздела 5.3.3 настоящих Правил.

2.2.4 Разрешение на капитальный ремонт скважины.

2.2.4.1 Требуемая информация. Заявки на разрешение на капитальный ремонт скважины должны включать информацию, требуемую в разделе 5.4.1 настоящих Правил.

2.2.4.2 Порядок утверждения. Компетентный орган должен рассмотреть и принять решение относительно этой заявки в соответствии с положениями раздела 5.4.2 настоящих Правил.

2.2.5 Разрешение на строительство в Морской зоне.

2.2.5.1 Требуемая информация. Заявки на строительство новых морских платформ или проведение крупных модификаций существующих морских платформ должны, по мере применимости, включать информацию, оговоренную в разделах 11.8.3.1, 11.8.3.2, 11.8.3.3 и 11.8.3.4 настоящих Правил.

2.2.5.2 Порядок утверждения. Компетентный орган должен рассмотреть и принять решение относительно этой заявки в соответствии с положениями разделов 6.4 и 11.8.4 настоящих Правил.

2.2.6 Разрешение на ликвидацию.

2.2.6.1 Требуемая информация. Заявки на разрешение на ликвидацию должны включать информацию, требуемую в разделе 5.6.2 настоящих Правил.

2.2.6.2 Порядок утверждения. Компетентный орган должен рассмотреть и принять решение относительно этой заявки в соответствии с положениями раздела 5.6.3 настоящих Правил.

2.3 Требования по предоставлению гарантирующих обязательств

2.3.1 Общие требования.

(А) Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, Компетентный орган может потребовать от Оператора предоставить обязательство или обязательства, гарантирующие соблюдение обязательств

по Договору и настоящим Правилам, которые относятся к ликвидации и выводу из эксплуатации нефтепромысловых сооружений, включая ликвидацию скважин, демонтаж платформ, рекультивацию любого участка земли или восстановление водной поверхности, подвергшихся негативному воздействию в результате Нефтяных работ, и устранение оборудования и сооружений с Договорной территории в течение следующего периода:

(i) сорок пять (45) дней после утверждения предложенного Плана разработки Компетентным органом,

(ii) сто двадцать дней (120) после даты вступления этих Правил в силу для любого существующего Договора, в соответствии с которым ранее утвержден План разработки.

(Б) Упомянутое в пункте (А) настоящего раздела обязательство не предоставляется, если:

(i) Оператор предоставляет и удерживает в силе обязательств по всей территории на сумму, согласованную с Компетентным органом, выпущенное квалифицированным поручителем и обусловленное соблюдением положений и условий всех Договоров, по которым Оператор действует на территории Туркменистана;

(ii) в соответствии с Договором от Оператора требуется установление ликвидационного счета или Компетентный орган принимает установление ликвидационного счета в качестве замены для такого гарантирующего обязательства в соответствии с положениями раздела 2.3.3 настоящих Правил; или

(iii) Компетентный орган принимает гарантию или аккредитив третьей стороны в качестве замены такого обязательства в соответствии с положениями раздела 2.3.4 настоящих Правил.

Требования по обязательствам настоящего раздела не включают гарантию выполнения рабочей программы или минимальных обязательств, возложенных на Оператора в соответствии с условиями Договора.

2.3.2 Требования к условиям гарантирующих обязательств.

(А) Любое обязательство или иная гарантия, предоставленная согласно настоящей главе, должны:

(i) подлежать выплате Компетентному органу при доказательстве невыполнения обязательств;

(ii) гарантировать соблюдение всех обязательств Оператора по ликвидации, вытекающих из Договора или Договоров; и

(iii) гарантировать соблюдение обязательств по ликвидации всех прочих Подрядчиков согласно Договору или Договорам, если иное не предусмотрено в Договоре, к которому они относятся.

(Б) Любое обязательство, а равно и иная гарантия, предоставленная согласно настоящей главе, составляется согласно форме или заполняется по форме, одобренной Компетентным органом. Обязательства должны быть выпущены поручителем, одобренным Компетентным органом.

(В) Гарантии выпускаются без права на аннулирование, за исключением случаев, предусмотренных разделом 2.3.5 настоящих Правил.

2.3.3 Ликвидационные счета. В соответствии с Договором на Оператора может быть возложено обязательство по открытию ликвидационного процентного счета по конкретному Договору вместо обязательств, которые могли потребоваться в соответствии с разделом 2.3.1 настоящих Правил. Совместный счет открывается на имя Компетентного органа и Оператора в банке с международно-признанным статусом. Средства на ликвидационном счете, открытом по конкретному Договору, должны закладываться под выполнение Оператором обязательств по ликвидации и выводу из эксплуатации, вытекающих из требований Договора. Ликвидационные счета должны финансироваться Подрядчиками на периодической основе на протяжении срока эксплуатации нефтяного или газового месторождения в сумме, включающей проценты и равной расчетным затратам на ликвидацию месторождения на дату ликвидации.

В случае, если положения Договора, относящиеся к ликвидационным счетам, вступают в конфликт с положениями данного раздела, применяются положения Договора.

2.3.4 Гарантии и аккредитивы. При определенных обстоятельствах Компетентный орган имеет право принять гарантию или аккредитив от третьей стороны или материнской компании вместо обязательства или обязательств, которые могут потребоваться согласно разделу 2.3.1 настоящих Правил.

2.3.5 Прекращение действия. В случаях, когда поручитель запрашивает о прекращении срока действия долга по выпущенному гарантирующему обязательству, Компетентный орган прекращает срок действия таких обязательств и требует от Оператора предоставления замещающего гарантирующего обязательства на эквивалентную сумму. Прекращение срока действия долга не освобождает поручителя от обязательств или задолженности, срок выполнения которых наступил до установленной даты прекращения действия обязательства.

Аннулирование или выпуск гарантирующего обязательства может включать в себя обязательства, которые подлежали выполнению до установленной даты аннулирования, если (i) Компетентный орган определяет, что оставшихся ликвидационных обязательств нет; или (ii) Оператор предоставляет замещающее гарантирующее обязательство, включающее все не выполненные по аннулируемой гарантии обязательства.

2.3.6 Востребование суммы по гарантирующему обязательству. Компетентный орган заявляет о востребовании всей или части обязательства или иной формы гарантии, если:

(i) Оператор выражает отказ от выполнения либо Компетентный орган определяет, что Оператор не в состоянии выполнить какое-либо существенное положение или условие Договора, к которому они относятся; или

(ii) Оператор не выполняет одного из условий, оговоренных при принятии обязательства или иной формы гарантии.

Компетентный орган уведомляет в письменной форме Оператора, поручителя, а также возможную третью сторону-гаранта о решении востребовать сумму по обязательству или иной форме гарантии. Уведомление должно содержать причину востребования и сумму. Сумму по востребованию устанавливают на основе общей расчетной стоимости корректировочных действий, направленных на выполнение условий Договора. Уведомление должно устанавливать возможность для избежания востребования, если в течение 10 рабочих дней Оператор, гарант, или поручитель соглашаются на выполнение условий Договора в пределах времени, установленного Компетентным органом.

Если Компетентный орган принимает решение о том, что обязательство или иная гарантия подлежат востребованию, Компетентный орган инкассирует востребованную сумму и использует эти средства для исполнения Договора и исправления последствий невыполненных обязательств.

В случае, если инкассированная сумма обязательства или иной гарантии недостаточна для полной оплаты корректировочных действий, Компетентный орган имеет право предпринять действия для достижения полного соблюдения условий Договора и получить от Оператора, гаранта либо иного владельца договорных прав по Договору полную стоимость, превышающую сумму, инкассированную по гарантии.

В случае, если сумма, инкассированная по обязательству или иной гарантии, превысит сумму корректировочных действий и действий для достижения соблюдения всех положений и условий Договора, Компетентный орган возвращает избыточные средства той стороне, от которой они были получены.

2.4 Прочие требования

2.4.1 Истечение срока действия. Если работы, относящиеся к деятельности, допускаемой в настоящей главе, не начаты в течение одного (1) года с даты выдачи разрешения, такое разрешение теряет юридическую силу. Любой период, в течение которого Оператор подвергается форс-мажорным обстоятельствам, как это определено в Договоре, не включается в период времени, определенный в настоящем разделе.

2.4.2 Адрес для подачи Заявок. Заявки на получение всех разрешений отправляются по почте либо доставляются по адресу: 744000 Туркменистан, г. Ашхабад, ул. Азади, 53, Компетентный орган.

ГЛАВА III

ПЛАН РАЗВЕДКИ

3.1 Общие требования

3.1.1 Ведение работ

3.1.2 Критерий разработки

3.2 Представление Плана разведки

3.2.1 Представление и утверждение

3.2.2 Первоначальный План разведки

3.2.3 Годовой План разведки

3.3 Содержание Плана разведки

3.3.1 Обязательная информация

3.3.2 Техническая и геологическая информация

3.4 Порядок утверждения

3.4.1 Порядок

3.4.2 Изменение или отклонение Плана разведки

3.4.3 Повторное представление Плана разведки

3.4.4 Изменение условий

3.4.5 Поправки

3.4.6 Действия в экстренной ситуации

3.5 Требования по отчетности

3.5.1 Отчетность

3.1 Общие требования

3.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все Нефтяные работы, относящиеся к разведке в соответствии с утвержденным Планом разведки, настоящими Правилами и Законом.

3.1.2 Критерий разработки. План разведки должен разрабатываться и осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

3.1 Представление Плана разведки

3.2.1 Представление и утверждение. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, прежде чем приступить к выполнению работ в соответствии с предложенным Планом разведки, этот План разведки должен быть представлен Компетентному органу и утвержден им в соответствии с настоящими Правилами или Договором.

3.2.2 Первоначальный План разведки. Первоначальный План разведки в соответствии с Договором на период с даты вступления в силу Договора до конца соответствующего Календарного года должен быть представлен Компетентному органу в течение сорока пяти (45) дней после даты вступления в силу этого Договора или иного периода, предусмотренного Договором. В случае, если дата вступления в силу этого Договора приходится на второе

полугодие Календарного года, то первоначальный План разведки должен включать период с даты вступления Договора в силу до конца следующего Календарного года.

3.2.3 Годовой План разведки. До тех пор, пока Лицензия на разведку, выданная Оператору, остается в силе, за 90 (девяносто) дней до начала каждого Календарного года Оператор должен подготовить и представить Компетентному органу на рассмотрение и утверждение План разведки, определяющий виды Нефтяных работ, которые Оператор планирует провести в следующем Календарном году.

3.3 Содержание Плана разведки

3.3.1 Обязательная информация. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, все предлагаемые Планы разведки должны включать, но не ограничиваться этим, следующую информацию:

а) описание всей деятельности, осуществляемой в течение соответствующего периода, включая последовательность работ, график выполнения всех основных видов работ от их начала до завершения и описание известных эксплуатационных осложнений, которые могут произойти;

б) смету затрат на выполнение каждого вида работ в соответствии с Планом разведки и график предполагаемого произведения этих затрат;

в) отчет об оценке воздействия на окружающую среду, как описано в разделе 9.2.2 настоящих Правил, в который должны входить только новые и пересмотренные данные на основании известных Нефтяных работ, которые будут осуществлены в течение следующего года;

г) план по технике безопасности и охране здоровья, как описано в главе X настоящих Правил, в который должны входить только новые и пересмотренные данные;

д) описание всех сооружений, предназначенных для выполнения Плана разведки;

е) план по охране окружающей среды, как описано в разделе 9.2.6 настоящих Правил, в который должны входить только новые и пересмотренные данные.

3.3.2 Техническая и геологическая информация. Все предлагаемые Планы разведки должны включать, по мере приемлемости, следующую техническую и геологическую информацию при ее наличии:

а) данные о наличии сероводорода (H₂S) и меры безопасности, как описано в разделе 10.5.2.2 настоящих Правил;

б) описание геологических и геофизических условий каждой структуры;

в) описание предполагаемого размещения каждой разведочной скважины, с

указанием месторасположения забоя, устья и проектной глубины;

г) структурные карты, отображающие местоположение перспективной залежи углеводородов, с указанием примерного нахождения устья и забоя каждой предлагаемой скважины;

д) обобщенный стратиграфический разрез от устья до конечной глубины для каждой точки расположения скважины, включая информацию об интервалах отбора керна при необходимости;

е) план поверхностных и подземных работ с указанием сейсмического профиля территории;

ж) интерпретированные мигрирующие сейсмические линии, по мере приемлемости, пересекающиеся в точке расположения скважины или рядом с ней;

з) вертикальные годографы, основанные на анализе скоростей участка интерпретации;

и) интерпретированные сейсмические разрезы, пересекающиеся рядом или в предлагаемом месторасположении скважин(ы) и демонстрирующие расположение, трассу и проектную глубину каждой скважины и всех перспективных пластов.

3.4 Порядок утверждения

3.4.1 Порядок. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с момента представления Оператором предлагаемого Плана разведки или иного периода времени, предусмотренного Договором, Компетентный орган должен его проанализировать и принять одно из следующих решений:

а) утвердить Плана разведки,

б) представить Оператору требование о внесении изменений в любой План разведки, который противоречит положениям настоящих Правил, соответствующего Договора, Закона или других законодательных актов Туркменистана, регулирующих вопросы качества атмосферного воздуха, охраны окружающей среды, требования по охране здоровья и технике безопасности,

в) отклонить Плана разведки, если Компетентный орган установил, что предложенные действия могут явиться серьезной угрозой и представлять опасность для жизни, собственности, природных ресурсов или окружающей среды, и что предложенные действия невозможно изменить для того, чтобы избежать подобного воздействия.

3.4.2 Изменение или отклонение Плана разведки. Компетентный орган должен известить Оператора в письменной форме о причине (причинах) необходимости изменения или отклонения Плана разведки. Если в Плана разведки требуются изменения, то Компетентный орган должен в письменной

форме определить те условия, которые должны быть выполнены Оператором для того, чтобы План разведки был утвержден.

3.4.3 Повторное представление Плана разведки. Оператор может повторно представить измененный План разведки на рассмотрение Компетентного органа в соответствии порядком представления первоначального Плана разведки. Повторно необходимо представить только информацию по предложенным изменениям. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План разведки, исходя из критериев, перечисленных в разделе 3.4.1 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

3.4.4 Изменение условий. План разведки, который ранее был отклонен в соответствии с разделом 3.4.1(б) или (в) настоящих Правил, может быть повторно представлен без внесения изменений, если произошло изменение в условиях, связанных с несоответствием или деятельностью, по причине которых План разведки был отклонен. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План разведки, исходя из критериев, перечисленных в разделе 3.4.1 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

3.4.5 Поправки. Посредством представления письменного уведомления Компетентному органу Оператор может предложить поправки к утвержденному Плану разведки при условии, что эти поправки соответствуют положениям настоящих Правил, соответствующего Договора и Закона. В любом уведомлении, представленном в соответствии с данным разделом, Оператором должны обосновываться причины необходимости внесения изменений. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет предлагаемые изменения, исходя из критериев, перечисленных в разделе 3.4.1 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

3.4.6 Действия в экстренной ситуации. В случае возникновения экстренной ситуации, представляющей потенциальную опасность для человеческой жизни, собственности или окружающей среды, Оператор должен предпринять все необходимые действия и понести все обоснованные затраты, которые могут потребоваться для уменьшения такой опасности, независимо от того, включены ли такие действия или затраты в утвержденный План разведки. Оператор должен своевременно уведомить Компетентный орган о таких действиях или затратах.

3.4 Требования по отчетности

3.5.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем Нефтяным работам, выполняемым в соответствии с утвержденным Планом разведки, и представлять эту информацию и отчеты в Компетентный орган в соответствии с требованиями, предусмотренными в данных Правилах, включая главу XII, но не ограничиваясь ею, а также согласно Закону и положениям любого Договора.

Глава IV

ПЛАН ОЦЕНКИ

4.1 Общие требования

4.1.1 Ведение работ

4.1.2 Критерий разработки

4.2 Представление Плана оценки

4.2.1 Уведомление об Обнаружении Углеводородных ресурсов

4.2.2 Промышленное значение

4.2.3 Представление и утверждение Плана оценки

4.3 Содержание Плана оценки

4.3.1 Обязательная информация

4.4 Порядок утверждения

4.4.1 Порядок

4.4.2 Изменение или отклонение Плана оценки

4.4.3 Повторное представление Плана оценки

4.4.4 Изменение условий

4.4.5 Поправки

4.4.6 Действия в экстренной ситуации

4.5 Отчет об оценке

4.5.1 Отчет об оценке

4.6 Опытно-промышленная эксплуатация

4.6.1 Опытно-промышленная эксплуатация

4.6.2 Назначение

4.6.3 Представление и утверждение

4.6.4 Информация

4.6.5 Решение

4.6.6 Включение и выполнение заявки

4.7 Требования по отчетности

4.7.1 Отчетность

4.1 Общие требования

4.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все Нефтяные работы, относящиеся к оценке, в соответствии с утвержденным Планом оценки и настоящими Правилами.

4.1.2 Критерий разработки. План оценки должен разрабатываться и осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

4.2 Представление Плана оценки

4.2.1 Уведомление об Обнаружении Углеводородных ресурсов. В течение тридцати (30) дней с момента Обнаружения Углеводородных ресурсов и завершения программы испытания скважин (где это необходимо) Оператор должен представить Компетентному органу письменное уведомление о таком Обнаружении, а также всю доступную информацию по этому Обнаружению, включая обобщающий отчет с анализом этой информации и подробное описание выполненной программы испытания скважин.

4.2.2 Промышленное значение. По завершению выполнения программы испытания скважин Оператор должен незамедлительно представить Компетентному органу свое заключение относительно того, что: (i) Обнаружение является Обнаружением промышленного значения, (ii) необходима программа оценки для установления является ли данное Обнаружение Обнаружением промышленного значения, (iii) Обнаружение не является Обнаружением промышленного значения и программа оценки не требуется, или (iv) Обнаружение совместно с другим Обнаружением на Договорной территории может иметь промышленное значение.

4.2.3 Представление и утверждение Плана оценки. В случае представления заключения по параграфу 4.2.2 (ii) Оператор после проведения технической и экономической оценки данного Обнаружения должен незамедлительно представить предлагаемый План оценки в Компетентный орган на утверждение. Прежде чем приступить к выполнению работ в соответствии с предложенным Планом оценки, этот План должен быть утвержден Компетентным органом в соответствии с настоящими Правилами и соответствующими положениями Закона и любого Договора.

4.3 Содержание Плана оценки

4.3.1 Обязательная информация. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, все предлагаемые Планы оценки должны включать, но не ограничиваться только этим, следующую информацию:

а) описание всей деятельности, осуществляемой в течение каждого этапа Плана оценки, включая последовательность работ, график выполнения всех основных видов работ от их начала до завершения и анализ возможных осложнений на поверхности и под землей;

б) описание предполагаемого размещения каждой Оценочной скважины, с указанием месторасположения забоя, устья и проектной глубины;

в) смета затрат на выполнение каждого вида работ в соответствии с Планом оценки и график произведения этих затрат;

г) отчет об оценке воздействия на окружающую среду, как описано в разделе 9.2.2 настоящих Правил, в который должны входить только новые или пересмотренные данные;

д) план по технике безопасности и охране здоровья, как описано в главе X настоящих Правил, в который должны входить только новые и пересмотренные

данные;

е) план по охране окружающей среды, включающий план ликвидации Разливов, как описано в разделах 9.2.6 и 9.4.3 настоящих Правил, в который должны входить только новые и пересмотренные данные;

ж) описание всех сооружений, предназначенных для выполнения Плана оценки;

з) описание бурового станка и оборудования для проведения работ;

и) описание программы бурения, включая список буровых растворов и информацию об ожидаемых объемах, расходе бурового раствора и бурового шлама, а также метода утилизации;

к) данные о наличии сероводорода (H₂S) и меры безопасности, как описано в разделе 10.5.2.2 настоящих Правил.

4.4 Порядок утверждения

4.4.1 Порядок. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с момента представления Оператором предлагаемого Плана оценки или иного периода времени, предусмотренного Договором, Компетентный орган должен его проанализировать, принять соответствующее решение и уведомить Оператора в письменной форме о своем решении и принять одно из следующих решений:

а) утвердить План оценки;

б) потребовать от Оператора внести изменения в План оценки, если его положения не соответствуют положениям настоящих Правил, соответствующего Договора, Закона или других законодательных актов Туркменистана, регулирующих вопросы качества атмосферного воздуха, охраны окружающей среды, требования по охране здоровья и технике безопасности;

в) отклонить План оценки, если Компетентным органом установлено, что предложенные действия могут явиться серьезной угрозой и представлять опасность для жизни, собственности, природных ресурсов или окружающей среды, и что предложенные действия невозможно изменить во избежание такого воздействия.

4.4.2 Изменение или отклонение Плана оценки. Компетентный орган должен включить в уведомление в соответствии с разделом 4.4.1 настоящих Правил причину или причины необходимости изменения или отклонения Плана оценки. Если в Плана оценки требуются изменения, то Компетентный орган должен определить те условия, которые должны быть выполнены Оператором для того, чтобы План оценки был утвержден.

4.4.3 Повторное представление Плана оценки. Оператор может повторно представить измененный План оценки на рассмотрение Компетентного органа в

соответствии с положениями данной главы. Необходимо повторно представить только информацию по предложенным изменениям. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План оценки, исходя из критериев, перечисленных в разделе 4.4.1 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

4.4.4 Изменение Условий План Оценки, который был ранее отклонен в соответствии с Разделом 4.4.1(б) или (в), может быть повторно представлен без внесения изменений, если произошло изменение в условиях, связанных с несоответствием или деятельностью, по причине которых План Оценки и был отклонен. Компетентный Орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План Оценки, исходя из критериев, перечисленных в Разделе 4.4.1 в течение тридцати (30) дней с даты повторного предоставления.

4.4.5 Поправки. Посредством представления письменного уведомления Компетентному органу, Оператор может предложить поправки к утвержденному Плану оценки при условии, что эти поправки соответствуют положениям настоящих Правил, соответствующего Договора и Закона. В любом уведомлении, представленном в соответствии с данным разделом, Оператором должны обосновываться причины необходимости изменения. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет предложенные изменения, исходя из критериев, перечисленных в разделе 4.4.1 настоящих Правил, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

4.4.6 Действия в экстренной ситуации. В случае возникновения экстренной ситуации, представляющей потенциальную опасность для человеческой жизни, собственности или окружающей среды, Оператор должен предпринять все необходимые действия и понести все обоснованные затраты, которые могут потребоваться для уменьшения такой опасности, независимо от того, включены ли такие действия или затраты в утвержденный План оценки. Оператор должен своевременно уведомить Компетентный орган о таких действиях или затратах.

4.5 Отчет об оценке

4.5.1 Отчет об оценке. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, в течение девяноста (90) дней после завершения работ, определенных в Плане оценки, или иного периода времени, предусмотренного Договором, Оператор должен подготовить и представить на рассмотрение Компетентного органа документальный отчет об оценке по результатам проведения Плана оценки и соответствующие данные, включающие, но не ограничивающиеся этим, контуры протяженности Залежи углеводородных ресурсов, по которой было сделано Обнаружение в отношении мощности, латерального простирания, оценки количества первоначальных и извлекаемых углеводородных ресурсов из такой Залежи, вместе с заключением Оператора о том, является ли данное Обнаружение Обнаружением промышленного значения.

4.6 Опытнo-промышленная эксплуатация

4.6.1 Опытнo-промышленная эксплуатация. Оператор может подать заявку в Компетентный орган на разрешение для проведения Опытнo-промышленной эксплуатации углеводородных ресурсов, имеющих отношение к Обнаружению, на любой стадии Нефтяных работ. Период Опытнo-промышленной эксплуатации не должен превышать трех (3) лет.

4.6.2 Назначение. Опытнo-промышленная эксплуатация допускается в случаях, когда стабильный дебит углеводородных ресурсов и сбор дополнительных данных (i) помогают Оператору сделать заключение о промышленном значении в соответствии с разделом 4.2.2 настоящих Правил, (ii) помогают Оператору при разработке предложенного или измененного Плана разведки, оценки или разработки, или (iii) иным образом способствуют работе Компетентного органа или Оператора.

4.6.3 Представление и утверждение. Перед тем как приступить к Опытнo-промышленной эксплуатации, Оператор должен представить заявку и получить разрешение на данный вид деятельности у Компетентного органа.

4.6.4 Информация. Заявки на Опытнo-промышленную эксплуатацию должны содержать: (i) заключение с подробным описанием цели Опытнo-промышленной эксплуатации и (ii) другую информацию, которая непосредственно связана с Опытнo-промышленной эксплуатацией, а также требуется в других отношениях согласно положениям разделов 3.3.1, 3.3.2, 4.3.1 и 6.3.1 настоящих Правил. Информация, требуемая настоящим разделом, должна включать только новые или пересмотренные данные, которые до этого не были представлены в Компетентный орган.

4.6.5 Решение. В течение тридцати (30) дней с момента представления заявки на проведение Опытнo-промышленной эксплуатации Компетентный орган должен проанализировать заявку, принять соответствующее решение и уведомить Оператора в письменной форме о своем решении в соответствии с критериями, изложенными в разделе 4.4 настоящих Правил.

4.6.6 Включение и выполнение заявки. После утверждения Компетентным органом заявка на проведение Опытнo-промышленной эксплуатации становится частью соответствующего Плана разведки, оценки или разработки. Опытнo-промышленная эксплуатация во всех случаях должна осуществляться в соответствии с положениями настоящих Правил и соответствующих положений Закона и Договора.

4.7 Требования по отчетности

4.7.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем Нефтяным работам, выполняемым в соответствии с утвержденным Планом оценки, и представлять всю эту информацию и отчеты в Компетентный орган в соответствии с требованиями, предусмотренными в данных Правилах, включая главу XII, но не ограничиваясь ею, а также согласно Закону и положениям любого Договора.

Глава V

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

5.1 Общие требования

5.1.1 Ведение работ

5.1.2 Критерий разработки

5.1.3 Контроль за скважиной

5.2 Буровые работы

5.2.1 Содержание заявки

5.2.2 Порядок утверждения

5.2.3 Крепление скважины обсадными трубами и цементирование

5.2.3.1 Общие требования

5.2.3.2 Конструкция скважины

5.2.3.3 Недостаточное цементирование

5.2.3.4 Опрессовка

5.2.4 Противовыбросовые системы

5.2.4.1 Общие требования

5.2.4.2 Рабочее давление

5.2.4.3 Блоки противовыбросовых превенторов

5.2.4.4. Опрессовка

5.2.5 Программа буровых растворов

5.2.5.1 Общие требования

5.2.5.2 Испытание, оборудование и мониторинг бурового раствора

5.3 Работы по освоению скважины

5.3.1 Содержание заявки

5.3.2 Порядок утверждения

5.3.3 Предварительное утверждение

5.4 Капитальный ремонт скважины

5.4.1 Содержание заявки

5.4.2 Порядок утверждения

5.5 Насосно-компрессорные трубы и оборудование устья скважины

5.5.1 Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

5.5.2 Оборудование устья скважины

5.6 Ликвидационные работы

5.6.1. Обязательства по ликвидации

5.6.1.1 Общие требования по ликвидации скважин

5.6.1.2 Общие требования по ликвидации сооружений

5.6.2. Содержание заявки

5.6.3. Порядок утверждения

5.6.4. Консервация скважин

5.6.5. Переход ответственности за скважину и/или сооружения

5.7 Требования по отчетности

5.7.1. Отчетность

5.1 Общие требования

5.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все работы по бурению, освоению, капитальному ремонту и ликвидации в соответствии с настоящими Правилами и соответствующими положениями Закона. Перед началом работ по бурению, освоению, капитальному ремонту или ликвидации в соответствии с утвержденным Планом разведки, Планом оценки или Планом разработки Оператор должен подать заявку на разрешение в соответствии с положениями глав II и V настоящих Правил. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, перед началом этих работ Оператор должен получить утверждение заявки от Компетентного органа в письменной форме.

5.1.2 Критерий разработки. Все работы по бурению, освоению, капитальному ремонту и ликвидации должны осуществляться с учетом и в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой. В случаях, где это представляется целесообразным, Оператор должен применять Наилучшую существующую и безопасную технологию, направленную на рациональное использование природных ресурсов, охрану недр и окружающей среды, а также охрану здоровья и обеспечение безопасности населения и производственного персонала согласно разделам 9.2.2 и 9.2.6 настоящих Правил.

5.1.3 Контроль за скважиной. Оператор должен предпринимать необходимые меры для постоянного контроля за скважинами. В случаях, где это представляется целесообразным, Оператор должен применять Наилучшую существующую и безопасную технологию для оптимизации оценки условий аномального давления и для сведения к минимуму вероятности неконтролируемого фонтанирования скважины или непредвиденного выброса пластового флюида. Оператор должен привлекать подготовленный и компетентный персонал и эксплуатировать и использовать необходимое оборудование и материалы для обеспечения безопасности персонала, защиты оборудования, охраны природных ресурсов и окружающей среды.

5.2 Буровые работы

5.2.1 Содержание заявки. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, заявки на разрешение на бурение скважины должны включать следующую информацию: (i) план в горизонтальной проекции с указанием расположения устья и забоя скважины меридианами долготы и параллелями широты, выраженных в градусах, минутах и секундах; (ii) наименование территории, номер блока, наименование и номер скважины, (iii) глубина воды или высота поверхности, (iv) название и тип буровой установки (при наличии), (v) предполагаемая дата начала бурения, (vi) предлагаемая общая глубина по замеру снаряда и общая фактическая глубина. Заявка также должна содержать прогноз по скважине, который включает: (i) краткое описание критериев конструкции скважин, которые, с точки зрения Оператора, являются важными для контроля за скважиной; (ii) краткое описание системы

противовыбросового оборудования; (iii) краткое описание проекта крепления скважины обсадными трубами; (iv) буровой прогноз, включая информацию об интервалах отбора керна при необходимости; (v) краткое описание программы цементирования; (vi) краткое описание программы буровых растворов; (vii) план работы в условиях сероводорода, если он применим, и не был представлен ранее; (viii) обозначение скважин по типу Разведочной скважины, Оценочной скважины, Эксплуатационной скважины или скважины другого типа и соотнесение этих скважин с утвержденным Планом.

5.2.2 Порядок утверждения. В течение тридцати (30) дней с момента подачи Оператором заявки на Разрешение на бурение Компетентный орган должен проанализировать эту заявку и представить Оператору письменное уведомление об утверждении, если заявка соответствует утвержденному Плану, положениям настоящих Правил, соответствующему Договору и Закону. В случае, если при проведении работ необходимо использовать буровой станок, эксплуатирующийся или находящийся на Договорной территории, Компетентный орган должен уведомить об этом Оператора в письменной или устной форме в течение двадцати четырех часов (24) с момента подачи заявки.

5.2.3 Крепление скважины обсадными трубами и цементирование.

5.2.3.1 Общие требования. Если иное не предусмотрено в утвержденном Плане, Оператор должен крепить все скважины достаточным количеством обсадных труб и использовать достаточное количество цемента надлежащего качества для каждой колонны, чтобы предотвратить выход любого пластового флюида через ствол скважины и сообщение между отдельными пластами, обеспечить защиту источников пресной воды от загрязнения, укрепить неуплотненные отложения и, таким образом, обеспечить средства контроля за пластовым давлением и пластовыми флюидами.

5.2.3.2 Конструкция скважины. Оператор должен установить обсадные трубы, способные выдерживать предполагаемое напряжение, вызванное разрывным усилием, сжатием и нагрузкой, вызывающей продольный изгиб, внутреннее и сминающее давление, тепловое воздействие и сочетание всех этих факторов в соответствии с программой крепления скважины обсадными трубами, включенной в прогноз по скважине в соответствии с требованиями раздела 5.2.1 настоящих Правил. В соответствии с разделом 1.8.1 настоящих Правил факторы безопасности при разработке программы крепления скважины должны быть достаточной величины для обеспечения контроля за скважиной во время бурения, а также обеспечения безопасности работ на протяжении всего срока эксплуатации скважины.

5.2.3.3 Недостаточное цементирование. В случаях, указывающих на недостаточное цементирование, Оператор должен произвести оценку выполненных цементных работ в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой. Если произведенная оценка будет указывать на недостаточность выполнения цементных работ в той степени, при которой маловероятно, что требования раздела 5.2.3.1 настоящих Правил могут быть соблюдены, Оператор должен провести повторное цементирование или предпринять другие требуемые меры по исправлению.

5.2.3.4 Опрессовка. Оператор должен провести гидравлическое испытание на герметичность каждой обсадной колонны, а также эксплуатационных обсадных колонн-хвостовиков, если они применяются, в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой. В случае аномального снижения пластового давления или других показателей утечки либо неправильного уплотнения обсадная колонна должна быть повторно зацементирована, отремонтирована или спущена дополнительная обсадная колонна и проведена повторная опрессовка, или Оператор должен осуществить альтернативную программу, утвержденную Компетентным органом. Должны быть приняты дополнительные меры по исправлению в том объеме, пока не будут достигнуты удовлетворительные результаты опрессовки.

5.2.4 Противовыбросовые системы

5.2.4.1 Общие требования. Противовыбросовые системы и компоненты этих систем должны проектироваться, устанавливаться, использоваться, обслуживаться и испытываться с целью обеспечения контроля за скважиной.

5.2.4.2 Рабочее давление. Норма рабочего давления любого компонента противовыбросового устройства должна превышать предполагаемое поверхностное давление, которому он может подвергнуться.

5.2.4.3 Блоки противовыбросовых превенторов. Система противовыбросовых превенторов (ПВП) должна состоять из гидроприводных превенторов надлежащего количества, оборудованных трубными, глухими или глухими срезными плашками, и быть организована в блоке для обеспечения контроля за скважиной в предполагаемых условиях.

5.2.4.4 Опрессовка. Опрессовка противовыбросовых превенторов (ПВП) должна проводиться через обычные интервалы перед и в процессе проведения буровых работ в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой. Перед проведением опрессовки при высоком давлении ПВП должны опрессовываться при низком давлении порядка 200-500 фунтов на кв.дюйм. Затем ПВП должны опрессовываться при высоком давлении с нагнетением воды, уровень которого должен достигать давления обсадной колонны /устья скважины. Последующие опрессовки должны проводиться при давлении, достигающем максимального предполагаемого давления на устье скважины. ПВП кольцеобразного типа должны опрессовываться при 70 процентах от нормы рабочего давления.

5.2.5 Программа буровых растворов

5.2.5.1 Общие требования. Количество, параметры, использование и испытание бурового раствора и соответствующий порядок бурения должны быть запланированы и выполнены с целью предотвращения потери контроля над скважиной и обеспечения необходимых условий и состояния ствола скважины для проведения надлежащей оценки пласта. Буровой раствор должен быть надлежащим образом заправлен и закачан по циркуляционной системе в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой. Оператор должен поддерживать достаточные запасы бурового раствора, его компонентов

и добавок на буровой в соответствии с разделом 1.8.1 настоящих Правил, для обеспечения постоянного контроля за скважиной.

5.2.5.2 Испытание, оборудование и мониторинг бурового раствора. На буровой установке всегда должно находиться оборудование для испытания и мониторинга бурового раствора, и испытание бурового раствора должно проводиться, как того потребуют условия скважины. Испытание бурового раствора должно проводиться в соответствии с Международной Нефтепромысловой практикой и включать плотность, вязкость, стойкость геля и другие подобные испытания бурового раствора, которые Оператор посчитает необходимыми. Сепаратор и дегазатор бурового раствора должны быть установлены в системе бурового раствора до начала буровых работ для морских скважин и после установки кондуктора в скважинах на суше. Это оборудование должно находиться в наличии для использования при дальнейшем бурении каждой скважины.

5.3 Работы по освоению скважины

5.3.1 Содержание заявки. Заявки на Разрешение на проведение работ по освоению Скважины должны включать следующую информацию: (i) наименование и номер скважины с кратким описанием порядка освоения, включая заключение о предполагаемом давлении на поверхности, тип и плотность растворов для вскрытия пласта, метод, тип и плотность перфораций, и обработку пласта, (ii) схематический рисунок скважины с указанием размера и технических характеристик оборудования устья скважины, фонтанной арматуры и относящегося к ним оборудования, предлагаемых продуктивных(ой) зон(ы) и внутрискважинного оборудования для освоения скважины, включая размеры и параметры всех колонн НКТ, (iii) частичная диаграмма электрического каротажа с указанием зон(ы), предлагаемых для освоения, и (iv) информация согласно требованиям раздела 10.5.2.2 настоящих Правил в случаях, когда освоение производится в зоне с установленным содержанием сероводорода.

5.3.2 Порядок утверждения. В течение тридцати (30) дней с момента подачи Оператором заявки на Разрешение на проведение работ по освоению Скважины Компетентный орган должен проанализировать эту заявку и представить Оператору письменное уведомление об утверждении, если заявка соответствует утвержденному Плану, положениям настоящих Правил, соответствующему Договору и Закону. В случае, если при проведении работ необходимо использовать буровую установку, находящуюся или эксплуатирующуюся на Договорной территории, Компетентный орган должен представить Оператору письменное или устное уведомление об утверждении в течение двадцати четырех часов (24) с момента подачи заявки.

5.3.3 Предварительное утверждение. Если освоение скважины запланировано и имеются необходимые данные к моменту подачи заявки на Разрешение на бурение, Оператор может также запросить Разрешение на освоение скважины в это же время. Если заявка уже была утверждена, но Оператор изменил важные аспекты порядка освоения, он должен представить измененную заявку на освоение скважины в Компетентный орган. Утверждение такой заявки должно быть произведено в соответствии с разделом 5.2.2 настоящих Правил.

5.4 Капитальный ремонт скважины

5.4.1 Содержание заявки. Заявки на Разрешение на проведение капитального ремонта скважины должны включать следующую информацию: (i) наименование и номер скважины с кратким описанием порядка проведения капитального ремонта скважины, включая заключение о предполагаемом поверхностном давлении, тип и плотность жидкости для капитального ремонта скважин, (ii) в случаях, когда предлагаются изменения к существующему подземному оборудованию: схематический рисунок скважины с указанием зоны, предлагаемой для капитального ремонта, и ремонтного оборудования, которое будет при этом использоваться, (iii) информация согласно требованиям раздела 10.5.2.2 настоящих Правил, в случаях, когда освоение производится в зоне, известной содержанием сероводорода, (iv) причину ликвидации предыдущей, продуктивной зоны, включая подтверждающие данные и (v) заключение о предполагаемом или известном давлении в новой зоне. Разрешение на капитальный ремонт скважины не требуется, если не предполагается изменение интервала освоения.

5.4.2 Порядок утверждения. В течение тридцати (30) дней с момента подачи Оператором заявки на Разрешение на проведение капитального ремонта скважины Компетентный орган должен проанализировать эту заявку и представить Оператору письменное уведомление об утверждении, если заявка соответствует утвержденному Плану, положениям настоящих Правил, соответствующему Договору и Закону. В случае, если при проведении работ необходимо использовать буровой станок, установку капитального ремонта, установку гибких НКТ или установку для работы с внутрискважинным оборудованием, находящиеся или эксплуатирующиеся на Договорной территории, Компетентный орган должен представить Оператору письменное или устное уведомление об утверждении в течение двадцати четырех часов (24) с момента подачи заявки.

5.5 Насосно-компрессорные трубы и оборудование устья скважины

5.5.1 Насосно-компрессорные трубы (НКТ). Оператор должен: (i) обеспечить необходимую прочность и способность выдерживать давление и другие характеристики, необходимые для предназначенного использования и (ii) проводить испытания на герметичность в случаях длительной эксплуатации. Освоение всех скважин производится только при наличии в них НКТ, за исключением случаев, утвержденных Компетентным органом.

5.5.2 Оборудование устья скважины. Оператор должен: (i) обеспечить оборудование устья скважины, предназначенное для наблюдения за давлением, а также обеспечить регулярность такого наблюдения; (ii) следить за тем, чтобы норма давления на устье скважины, фонтанной арматуре и относящемся к ним оборудовании была выше, чем давление в НКТ после прекращения эксплуатации скважины и, чтобы устье скважины, фонтанная арматура и относящееся к ним оборудование было сконструировано, установлено и обслуживалось с целью достижения контроля за давлением.

5.6. Ликвидационные работы

5.6.1 Обязательства по ликвидации. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор должен осуществить глушение и ликвидацию стволов скважин, демонтаж всего оборудования и расчистку Договорной территории ото всех препятствий, созданных Оператором во время проведения Нефтяных работ, а также произвести рекультивацию всех участков на суше, с которых были удалены сооружения. Настоящее обязательство (i) возникает у Оператора тогда, когда скважина пробурена, оборудование установлено либо препятствие создано и (ii) является ответственностью, совместной и раздельной, всех Операторов, Подрядчиков и государственных Концернов, когда возникает такое обязательство.

5.6.1.1 Общие требования по ликвидации скважин. Оператором производится глушение и ликвидация скважин таким образом, чтобы обеспечить внутрискважинную изоляцию углеводородных зон и защиту горизонтов с пресной водой. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, ликвидация продуктивных скважин, обладающих механической, продуктивной способностью, осуществляется лишь тогда, когда Оператором установлено, что скважина не представляет будущей ценности или не может быть использована для иных целей.

5.6.1.2 Общие требования по ликвидации сооружений. В зависимости от условий разделов 1.2.3, 1.2.4 и раздела 5.6.5 настоящих Правил Оператор должен удалить все сооружения и произвести рекультивацию всех участков на суше, с которых эти сооружения были удалены.

5.6.2 Содержание заявки. Содержание заявки для получения Разрешения на ликвидацию включает следующую информацию: (i) наименование и номер скважины с заявлением, в котором детально излагаются причины ликвидации, с включением подтверждающих каротажных диаграмм и материалов произведенных испытаний, (ii) схематическое и краткое описание методов ликвидации, с включением данных, касающихся глушения, цементирования, извлечения обсадной колонны и другой необходимой информации, (iii) описание подлежащих ликвидации сооружений с планом рекультивации всех участков на суше, с которых будут удаляться сооружения.

5.6.3 Порядок утверждения. В течение тридцати (30) дней или иного периода времени, на который могут согласиться Компетентный орган и Оператор, с момента подачи заявки для получения Разрешения на ликвидацию Компетентный орган производит ее анализ и представляет Оператору письменное уведомление об утверждении, если представленная заявка соответствует утвержденному Плану, положениям настоящих Правил, соответствующему Договору и Закону. В случае если при проведении работ необходимо использовать буровой станок, установку капитального ремонта, установку гибких НКТ или установку для работы с внутрискважинным оборудованием, находящиеся или эксплуатирующиеся на Договорной территории, Компетентный орган уведомляет об этом Оператора в письменной или устной форме в течение двадцати четырех (24) часов с момента подачи заявки.

5.6.4 Консервация скважин. После представления и утверждения заявки Оператор может принять решение по консервации скважины. Для содержания скважин в статусе законсервированных Оператор в конце каждого Календарного года представляет Компетентному Органу отчет, содержащий план ремонта таких скважин, план их ликвидации либо иное доказательство их статуса законсервированных.

5.6.5 Переход ответственности за скважину и/или сооружения. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, если Оператор предлагает глушение и последующую постоянную ликвидацию скважины и/или сооружений, Компетентный орган может в течение срока, установленного в разделе 5.6.3 настоящих Правил, или иного периода времени, на который могут согласиться Компетентный орган и Оператор, предпочесть принять скважину и/или такие сооружения без права на относящееся к ним наземное оборудование, которое Оператор решил сохранить за собой. Если Компетентный орган предпочтет принять скважину и/или такие сооружения, должно считаться, что Оператор безвозмездно и полностью отказался от права на участие в этой скважине и/или таких сооружениях. Впоследствии Компетентный орган должен нести все затраты и полную ответственность за эксплуатацию, глушение и ликвидацию таких скважин и/или сооружений в соответствии с настоящими Правилами, а также гарантировать Оператору полное возмещение по таким затратам и обязательствам. Применение настоящего раздела не влияет на эксклюзивное право Оператора проводить Нефтяные работы на Договорной территории в период действия Лицензии.

Если такое предусматривается Договором, возможно произведение частичного высвобождения фондов с ликвидационного счета в отношении стоимости глушения и ликвидации такой скважины и/или сооружений.

5.7. Требования по отчетности

5.7.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем Нефтяным работам, проводимым в период бурения, освоения, ремонта и ликвидации, и представлять Компетентному органу всю подобную информацию и отчетность, требуемую в соответствии с настоящими Правилами, включая, без ограничений, главу XII настоящих Правил, Законом, или положениями любого Договора.

Глава VI

ПЛАН РАЗРАБОТКИ

6.1 Общие требования

6.1.1 Ведение работ

6.1.2 Критерий разработки

6.2 Представление Плана разработки

6.2.1 Представление и утверждение

6.2.2 План разработки

6.3 Содержание Плана разработки

6.3.1 Содержание плана

6.3.1.1 Характеристика месторождения

6.3.1.2 Разработка и эксплуатация

6.3.1.3 Техника безопасности и охрана окружающей среды

6.3.1.4 Прочая информация

6.4 Порядок утверждения

6.4.1 Порядок

6.4.2 Изменение или отклонение

6.4.3 Повторное представление измененного Плана

6.4.4 Изменение условий

6.4.5 Пересмотр Территории разработки

6.4.6 Поправки

6.4.7 Отклонение от утвержденного Плана разработки

6.4.8 Действия в экстренной ситуации

6.5 Проекты по повышению углеводородоотдачи

6.5.1 Основные требования

6.5.2 Утверждение плана

6.5.3 Содержание плана

6.5.4 Требования по отчетности и контролю

6.6 Совместная разработка

6.6.1 Применение

6.6.2 Добровольная Совместная разработка

6.6.2.1 Представление и утверждение

6.6.2.2 План совместной разработки

6.6.2.3 Содержание плана

6.6.3 Обязательная Совместная разработка

6.6.3.1 Порядок уведомления об обязательной Совместной разработке

6.6.3.2 Слушания

6.6.3.3 Проведение слушаний

6.6.3.4 Решение

6.6.3.5 План совместной разработки

6.6.3.6. Конфликты

6.6.3.7 Отказ от прав

6.6.3.8. Аннулирование лицензии

6.6 Требования по отчетности

6.6.1 Отчетность

6.1 Общие требования

6.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все Нефтяные работы, относящиеся к Разработке, в соответствии с утвержденным Планом разработки, настоящими Правилами, Законом и другими соответствующими положениями законодательства Туркменистана.

6.1.2 Критерий разработки. План разработки должен разрабатываться и осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

6.2 Представление Плана разработки

6.2.1 Представление и утверждение. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, прежде чем приступить к выполнению работ в соответствии с предложенным Планом разработки, этот План должен быть представлен в Компетентный орган и утвержден им в согласно настоящим Правилам и соответствующим положениям Закона или соответствующему Договору.

6.2.2 План разработки. План разработки в соответствии с любым Договором должен быть представлен Компетентному органу в течение ста восьмидесяти (180) дней с момента наступления одного из следующих событий: (i) уведомления о том, что Обнаружение является Обнаружением промышленного значения в соответствии с Договором, или (ii) после представления отчета по оценке, в котором говорится о том, что Обнаружение является Обнаружением промышленного значения, или иного периода времени, предусмотренного в Договоре.

6.3 Содержание Плана разработки

6.3.1 Содержание Плана. Если иное не предусмотрено в Договоре, все предлагаемые Планы разработки должны включать, где это применимо, информацию по разделам 6.3.1.1, 6.3.1.2, 6.3.1.3 и 6.3.1.4 настоящих Правил.

6.3.1.1 Характеристика месторождения.

(а) определение Территории разработки,

(б) геологическая интерпретация месторождения и каждой продуктивной Залежи,

(в) сейсмическая интерпретация и структурная конфигурация месторождения и каждой продуктивной Залежи,

(г) петрофизические параметры, включающие каротажные диаграммы, данные о керне и данные по испытанию скважин,

(д) свойства пластовых флюидов, включая результаты газоконденсатных исследований,

(е) ожидаемый режим Залежи, и

(ж) оценка первоначальных запасов углеводородов, включая описание причины и степени точности оценки.

6.3.1.2 Разработка и эксплуатация

(а) описание альтернативных методов разработки, эксплуатации и контроля (инженерные исследования по разработке залежи(ей), которые рассмотрел Оператор), и обоснование выбранных методов;

(б) описание предлагаемого метода разработки, включая описание работ, запланированных к выполнению на каждом этапе Плана разработки, последовательность работ и график их выполнения от начала до завершения, и обоснование выбора Залежи(ей) для добычи Углеводородных ресурсов и показа того, что такой выбор соответствует требованиям Главы VIII настоящих Правил, касающимся достижения Максимальной экономически обоснованной углеводородоотдачи;

(в) описание предлагаемых программ бурения, освоения и эксплуатации, включая указание месторасположения забоя и устья каждой эксплуатационной скважины, проектной глубины, методов освоения и эксплуатации, плотности сетки расположения скважин и обоснование совместной эксплуатации нескольких продуктивных Залежей;

г) описание предлагаемого бурового оборудования, сооружений для эксплуатации, подготовки, сбора и хранения, включая буровую установку, промысловые устройства и другое основное оборудование;

(д) оценка пределов извлекаемых запасов для каждой Залежи, включая описание причины и степени точности оценки;

(е) оценка продуктивности скважин, прогноз уровней добычи и других показателей разработки (прогноз обводненности, изменения давления, водонапорного режима) исходя из принципа Максимальной эффективной нормы и с учетом всех предполагаемых условий на скважине;

(ж) предложения в отношении транспортировки и доставки Углеводородных ресурсов в пункт доставки и/или в экспортный пункт на суше или экспортный терминал;

(з) описание предлагаемого метода ликвидации скважин;

(и) смета затрат на выполнение каждого вида работ в соответствии с Планом разработки и график предполагаемого производства этих затрат.

6.3.1.3 Техника безопасности и охрана окружающей среды.

(а) Отчет об оценке воздействия на окружающую среду, как описано в разделе 9.2.2 настоящих Правил, который должен включать только новые или пересмотренные данные;

(б) План охраны окружающей среды, содержащий план ликвидации разливов, как описано в разделах 9.2.6 и 9.4.3 настоящих Правил, который должен включать только новые или пересмотренные данные;

(в) данные о наличии сероводорода (H₂S) и меры безопасности, как описано в

разделе 10.6.2.2 настоящих Правил;

(г) План по технике безопасности и охране здоровья, в который должны входить только новые или пересмотренные данные.

6.4 Порядок утверждения

6.4.1 Порядок. В течение шестидесяти (60) дней с момента представления Оператором предлагаемого Плана разработки Компетентный орган должен его проанализировать, принять соответствующее решение и уведомить Оператора в письменной форме о своем решении по выполнению одного из нижеследующих действий:

а) утвердить План разработки;

б) потребовать от Оператора внести изменения в любой План разработки как результат несоответствия положениям настоящих Правил, соответствующего Договора, Закона или других законодательных актов Туркменистана, регулирующих вопросы качества атмосферного воздуха, охраны окружающей среды, требования по охране здоровья и технике безопасности;

в) отклонить План разработки как результат установления Компетентным органом того факта, что предложенные действия могут явиться серьезной угрозой и представлять опасность для жизни, собственности, природных ресурсов или окружающей среды, а также предложенные действия невозможно изменить для того, чтобы избежать подобного воздействия.

6.4.2 Изменение или отклонение. Компетентный орган должен включить в уведомление в соответствии с разделом 6.4.1 данной главы причину или причины необходимости изменений или отклонения Плана разработки. Если в Плана разработки требуются изменения, то Компетентный орган должен определить те условия, которые должны быть выполнены Оператором для того, чтобы План разработки был утвержден.

6.4.3 Повторное представление измененного Плана. Оператор может повторно представить измененный План разработки на рассмотрение Компетентного органа в соответствии с положениями данной главы. Повторно необходимо представить только информацию по предложенным изменениям. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План разработки, исходя из критериев, перечисленных в разделе 6.4.1 данной главы в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

6.4.4 Изменение условий. План разработки, который ранее был отклонен в соответствии с разделом 6.4.1 (б) или (в) данной главы, может быть повторно представлен без внесения изменений, если произошло изменение в условиях, по причине которых План разработки был отклонен. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет повторно представленный План разработки, исходя из критериев, перечисленных в разделе 6.4.1 данной главы, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

6.4.5 Пересмотр Территории разработки. В случае, если после определения Территории разработки, утвержденной Компетентным органом, есть основания считать, что территория, на которой находится Обнаружение промышленного значения, может оказаться больше, чем первоначальная Территория разработки, Оператор должен представить в Компетентный орган описание этой большей по размерам территории, и которое должно быть рассмотрено Компетентным органом, и, в случае одобрения, эта пересмотренная территория назначается в качестве Территории разработки.

6.4.6 Поправки. Посредством представления письменного уведомления Компетентному органу Оператор может предложить поправки к утвержденному Плану разработки при условии, что эти поправки соответствуют положениям настоящих Правил, соответствующего Договора и Закона. В любом уведомлении, представленном в соответствии с данным разделом, должны обосновываться причины необходимости изменения с точки зрения Оператора. Компетентный орган утверждает, требует дальнейших изменений или отклоняет предлагаемые изменения, исходя из критериев, перечисленных в разделе 6.4.1 данной главы, в течение тридцати (30) дней с даты повторного представления.

6.4.7 Отклонение от утвержденного Плана разработки. Оператор должен осуществлять Разработку в соответствии с утвержденным Планом разработки. Оператор должен своевременно уведомлять Компетентный орган о значительных и существенных отклонениях от утвержденного Плана разработки. В случае возникновения значительного и существенного отклонения Оператор может предложить изменения в утвержденном Плане разработки в соответствии с разделом 6.4.6 данной главы.

6.4.8 Действия в экстренной ситуации. В случае возникновения экстренной ситуации, представляющей потенциальную опасность для человеческой жизни, собственности или окружающей среды, Оператор должен предпринять все необходимые действия и понести все обоснованные затраты, которые могут потребоваться для уменьшения такой опасности, независимо от того, включены ли такие действия или затраты в утвержденный План разработки. Оператор должен своевременно уведомить Компетентный орган о таких действиях или затратах.

6.5 Проекты по повышению углеводородоотдачи

6.5.1 Основные требования. Оператор должен рассмотреть на основании имеющихся данных своевременное осуществление проектов по повышению углеводородоотдачи, если эти проекты способствуют повышению Конечной экономически обоснованной углеводородоотдачи. Проекты по повышению углеводородоотдачи должны быть разработаны и осуществлены таким образом, чтобы обеспечить защиту любых существующих залежей нефти, газа и источников пресной воды.

6.5.2 Утверждение плана. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, Оператор должен приступить к проекту по повышению

углеводородоотдачи только после того, как Компетентный орган утвердит проект. Заявка на утверждение должна содержать достаточную информацию, которая позволит Компетентному органу произвести всестороннюю оценку возможных последствий проекта на Залежи нефти, газа и источники пресной воды.

6.5.3 Содержание плана. Заявка на проект по повышению углеводородоотдачи должна содержать, но не ограничиваться этим, следующую информацию: (i) описание и определение цели предлагаемого проекта, включая оценку воздействия проекта на Конечную экономически обоснованную углеводородоотдачу; (ii) план участка в горизонтальной проекции, на котором будет осуществляться проект, с указанием расположения всех скважин, и их обозначение; (iii) где это применимо, требования, перечисленные в разделе 9.7 настоящих Правил.

6.5.4 Требования по отчетности и контролю. Оператор должен представлять периодические отчеты об объемах нефти, газа или других веществ, закачанных или извлеченных из пласта в ходе осуществления проекта по повышению углеводородоотдачи в соответствии с положениями главы XII настоящих Правил. Там где это применимо, Оператор должен вести контроль за проектами по повышению углеводородоотдачи в соответствии с требованиями раздела 9.7.5 настоящих Правил.

6.6 Совместная разработка

6.6.1. Применение. В случае отсутствия в Договоре положений, относящихся к Совместной разработке, и в зависимости от положений раздела 1.2.4 настоящих Правил, Компетентный орган может утвердить или в отдельных случаях потребовать проведения Совместной разработки Углеводородных ресурсов.

6.6.2 Добровольная Совместная разработка. Компетентный орган может утвердить заявку на Совместную разработку Залежи(ей) Углеводородных ресурсов, если Совместная разработка (i) возможно будет способствовать или ускорять проведение Нефтяных работ; (ii) возможно будет способствовать рациональному использованию природных ресурсов и защищать права Операторов прилегающих территорий в отношении общей Залежи Углеводородных ресурсов; или (iii) иначе соответствует требованиям раздела 6.6.3 настоящих Правил.

6.6.2.1 Представление и утверждение. Прежде чем приступить в выполнении работ в соответствии с предложенным Планом совместной разработки, заявка на Совместную разработку должна быть представлена Компетентному органу и утверждена им в соответствии с настоящими Правилами, включая без ограничений положения данной главы применительно к Планам разработки, а также в соответствии с положениями Закона и Договора.

6.6.2.2 План совместной разработки. План совместной разработки должен быть представлен на рассмотрение Компетентного Органа по мере необходимости с последующим совместным соглашением Операторов о выполнении требований

раздела 6.6.2 настоящей главы.

6.6.2.3 Содержание Плана. Все предлагаемые Планы совместной разработки должны включать, где это применимо, следующую информацию:

(а) информацию в соответствии с разделом 6.3. настоящих Правил, если такая информация не была ранее представлена Компетентному органу;

(б) копию предлагаемого Договора о Совместной разработке и эксплуатационного соглашения о Совместной разработке;

(в) карту с обозначением предлагаемой Территории совместной разработки и подробности участия по отдельным участкам Территории совместной разработки, принадлежащим разным владельцам или операторам;

(г) любую другую информацию, необходимую для подтверждения того, что предлагаемый План совместной разработки соответствует требованиям раздела 6.6.2 данной главы.

6.6.3 Обязательная Совместная разработка. Компетентный орган может либо по своей собственной инициативе, либо на основании заявки Оператора потребовать проведения Совместной разработки единичной, непрерывной и общей Залежи, если

(i) Совместная разработка требуется для охраны природных ресурсов или защиты прав Операторов прилегающих территорий в отношении такой Залежи, и,

(ii) если скопление Углеводородных ресурсов в такой Залежи выходит за границы Договорной территории или лицензии на территорию, являющуюся частью другой Договорной территории или лицензии.

6.6.3.1 Порядок уведомления об обязательной Совместной разработке. Компетентный орган должен представить письменное уведомление о предлагаемой Совместной разработке всем заинтересованным Операторам и Подрядчикам.

Операторам и Подрядчикам должно быть представлено сто восемьдесят (180) дней после получения такого уведомления для представления плана добровольной Совместной разработки в Компетентный орган в соответствии с разделом 6.6.2 настоящих Правил.

Если заинтересованные Операторы и Подрядчики не представят план добровольной Совместной разработки в оговоренный срок, Компетентный орган может направить письменное уведомление всем таким сторонам о намерении действовать в соответствии с разделами 6.6.3.2, 6.6.3.3, 6.6.3.4 и 6.6.3.5 настоящих Правил и должен пригласить всех заинтересованных Операторов для рассмотрения предложенных Территорий совместной разработки.

6.6.3.2 Слушания. Все слушания Компетентного органа, относящиеся к

предлагаемому Плану совместной разработки, проводятся в головном учреждении Компетентного органа в г. Ашхабаде, либо в другом месте г. Ашхабада, определенном Компетентным органом. Дата и время начала слушаний указываются в уведомлении о предлагаемой Совместной разработке. Материалы слушаний записываются, и такие записи представляются любому Оператору, заинтересованному в их получении.

6.6.3.3 Проведение Слушаний. Слушания открывает член Компетентного органа, который указывает цель и содержание слушаний, а также определяет вопросы, по которым будут заслушаны показания. Лицо, явившееся на слушания, сообщает свое имя и адрес с указанием юридического лица, которое оно представляет. После этого такое лицо считается стороной по протоколу, и ему представляют разумно необходимую возможность внести, в письменной или устной форме, либо путем представления вещественных подтверждений, доказательства, касающиеся предложенной Территории для совместной разработки. Если сторона по протоколу намеревается предложить в свидетельских показаниях письменные доказательства или подтверждения, такие показания или подтверждения подаются Компетентному органу и представляются всем Заинтересованным сторонам не позднее чем за пятнадцать (15) дней до начала слушаний.

6.6.3.4 Решение. В течение шестидесяти (60) дней после завершения слушаний Компетентный орган обязан проанализировать представленные на слушаниях показания и вынести решение, согласно которому выполняется одно из ниже перечисленных: (i) предлагаемая Территория для совместной разработки утверждается согласно варианту, внесенному одним из Операторов; (ii) утверждается один из вариантов Территории для совместной разработки с изменениями, отражающими представленные на слушаниях показания; (iii) принимается решение о том, что по обязательной Совместной разработке последующих действий предприниматься не будет.

6.6.3.5 План совместной разработки. В течение ста восьмидесяти (180) дней после решения, вынесенного согласно вышеприведенному разделу 6.6.3.4 (i) либо разделу 6.6.3.4 данной главы, (ii) Операторы и Подрядчики должны совместно подготовить План совместной разработки и представить его в Компетентный орган.

6.6.3.6 Конфликты. В случае конфликта между положениями этого раздела и условиями и положениями Договора, заключенного до даты вступления в силу настоящих Правил, любой Оператор или Подрядчик могут приступить к выполнению условий и положений соответствующего Договора.

6.6.3.7 Отказ от прав. Любой Оператор или Подрядчик может в любое время отказаться от права на территорию, подлежащую Совместной разработке, и данная территория будет исключена из Договора.

6.6.3.8 Аннулирование лицензии. В случае, если Оператор или Подрядчик: (i) не соблюдает решение, принятое в соответствии с разделом 6.6.3.4, или решение, принятое в соответствии с разделом 6.6.3.6 данной главы, в случае возникновения такой ситуации, и

(ii) не передает территорию, подлежащую Совместной разработке в соответствии с разделом 6.6.3.7 данной главы, Компетентный орган аннулирует лицензию, выданную на такую территорию, и территория исключается из Договора.

6.7 Требования по отчетности

6.7.1 Отчетность. Если иное не предусмотрено в Договоре, Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем эксплуатационным работам, произведенным в соответствии с утвержденным Планом разработки, и должен представлять Компетентному органу всю эту информацию и отчетность, требуемую в соответствии с настоящими Правилами, включая, без ограничений, главу XII настоящих Правил, и Законом.

Глава VII

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И СООРУЖЕНИЙ

7.1 Общие требования

7.1.1. Ведение работ

7.1.2 Критерий разработки

7.2 Системы безопасности при эксплуатации

7.2.1 Общие требования

7.2.2 Подземные системы безопасности

7.2.3 Наземные сооружения

7.2.3.1 Опрессовка

7.2.3.2 Предотвращение коррозии

7.2.4 Соблюдение стандартов

7.3 Нормы отбора

7.3.1 Максимальная эффективная норма

7.3.2 Максимальная норма отбора

7.3.3 Конкурентные залежи

7.4 Совместная эксплуатация нескольких пластов

7.4.1 Заявка

7.4.2 Утверждение

7.4.3 Критерий разработки

7.5 Замер добычи

7.5.1 Общие требования

7.5.2 Утверждение системы замеров

7.5.3 Компоненты системы

7.5.4 Конструкция системы

7.5.5 Техобслуживание системы

7.5.6 Испытания и калибровка

7.6 Подземное хранение газа

7.6.1 Общие требования

7.6.2 Утверждение плана

7.6.3 Содержание плана

7.7 Требования по отчетности

7.7.1 Отчетность

7.1 Общие требования

7.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все работы по эксплуатации в соответствии с настоящими Правилами и соответствующими положениями Закона.

7.1.2 Критерий разработки. Все работы по эксплуатации должны осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Оператор должен применять Наилучшую существующую и безопасную технологию, направленную на рациональное использование природных ресурсов, охрану окружающей среды и здоровья людей, а также обеспечение безопасности населения и производственного персонала.

7.2 Системы безопасности при эксплуатации

7.2.1 Общие требования. Системы безопасности при эксплуатации должны проектироваться, устанавливаться и эксплуатироваться так, чтобы обеспечить охрану здоровья и безопасность населения и производственного персонала.

7.2.2 Подземные системы безопасности. В зонах высокого риска таких, как морские скважины и скважины с опасным содержанием сероводорода и углекислого газа, все насосно-компрессорные трубы, установленные на глубину нефтегазоносных пластов, должны быть оборудованы Подземными защитными устройствами в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

7.2.3 Наземные сооружения. Все наземные эксплуатационные сооружения, включая, без ограничений, сепараторы, печи подогрева, компрессоры, коллекторы и выкидные линии, должны проектироваться, устанавливаться и эксплуатироваться так, чтобы обеспечить охрану окружающей среды, здоровья и безопасности населения и производственного персонала, а также предотвратить несанкционированный сброс Промышленных отходов, которые могут причинить вред окружающей среде.

7.2.3.1 Опрессовка. Оператор, где это необходимо, должен провести гидравлические испытания на герметичность и прочность всего промышленного оборудования в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. В случае аномального снижения пластового давления или других показателей утечки или уплотнения оборудование должно быть отремонтировано, заменено или ликвидировано по усмотрению Оператора. Должны быть приняты дополнительные меры по исправлению до тех пор, пока не будут достигнуты удовлетворительные результаты опрессовки.

7.2.3.2 Предотвращение коррозии. Оператор должен использовать

эффективные средства предотвращения, мониторинга и контроля за коррозией, вызываемой кислыми газами как внутри скважины, так и на поверхностной части промысловой системы. Оператор должен применять специальные меры по предотвращению и мониторингу коррозии в условиях повышенной коррозионной активности там, где существуют скопления воды и/или повышенные концентрации кислых газов.

7.2.4 Соблюдение стандартов. Все внутрискважинные защитные устройства и все наземные эксплуатационные сооружения должны соответствовать требованиям стандартов, ссылка на которые дана в разделе 1.8.1 настоящих Правил.

7.3 Нормы отбора

7.3.1 Максимальная эффективная норма. Залежи не должны эксплуатироваться с превышением Максимальной эффективной нормы.

7.3.2 Максимальная норма отбора. Первоначальная Максимальная норма отбора для каждой скважины должна предлагаться Оператором в соответствующем Планах, принимая во внимание ожидаемые ограничивающие факторы, связанные со скважинным и наземным оборудованием, вынос песка, газовый фактор, водонефтяной фактор, расположение перфорированных интервалов, целесообразные методы эксплуатации и возможности Оператора транспортировать и сбывать Углеводородные ресурсы. Скважины не должны эксплуатироваться с превышением Максимальной нормы отбора. В зависимости от условий раздела 1.2.4 настоящих Правил. Оператор может периодически пересматривать Максимальную норму отбора и представлять Компетентному органу для утверждения. На период ожидания утверждения или отклонения предложенной нормы Компетентным органом, Оператор может вести добычу при предложенной Максимальной норме отбора.

Если Компетентный орган отклоняет предложенную Максимальную норму отбора, то устанавливается ранее утвержденная норма и уровень добычи должен быть приведен в соответствии с такой нормой. При предложении новой Максимальной нормы отбора Оператор должен принять во внимание всю информацию, относящуюся к вышеперечисленным факторам.

7.3.3 Конкурентные залежи. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, в случае, когда точка забоя скважины находится на расстоянии менее 300 метров от границы Договорной территории с другим правом собственности на договорные обязательства и Залежи простираются и сообщаются с такой Договорной территорией, для установления Максимальной эффективной нормы требуется предварительное разрешение Компетентного органа. С целью защиты коррелятивных прав, Компетентный орган может потребовать уменьшения Максимальной эффективной нормы или проведения совместной разработки в соответствии с главой VIII настоящих Правил.

7.4 Совместная эксплуатация нескольких пластов

7.4.1 Заявка. Оператор должен подать заявку на совместную эксплуатацию

нескольких пластов в одной скважине. Заявки должны содержать следующую информацию: (i) геологическое строение и данные исследования продуктивного пласта, (ii) схему скважинного оборудования и метод освоения, (iii) иную соответствующую информацию по скважине, (iv) описание мероприятий, направленных на предотвращение преждевременного обводнения или дегазации пластов, перетоков жидкости и газа между горизонтами или разрушения нефтегазосодержащих пород.

7.4.2 Утверждение. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, заявки утверждаются в тех случаях, когда совместная эксплуатация не уменьшит Конечную экономически обоснованную углеводородоотдачу из любой залежи, эксплуатирующейся таким способом, и будет способствовать рациональному использованию недр. Заявки могут быть утверждены Компетентным органом без проведения слушаний или в результате проведения слушаний, как это определено в главе XIII настоящих Правил.

7.4.3 Критерий разработки. Все работы по совместной эксплуатации должны осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Когда это экономически целесообразно, многопластовое освоение скважин должно обеспечивать возможность прекращения добычи из каждого отдельного интервала освоения, а также проведения испытаний и замеров добычи из каждой отдельной Залежи.

7.5 Замер добычи

7.5.1 Общие требования. Системы замера и относящееся к ним оборудование должны проектироваться, устанавливаться и эксплуатироваться так, чтобы обеспечить полные и точные замеры добытых Углеводородных ресурсов на Договорной территории и соблюдение Закона, настоящих Правил и соответствующего Договора.

7.5.2 Утверждение системы замеров. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор может приступить к добыче Углеводородных ресурсов только после того, как Компетентный орган утвердит системы замеров и относящееся к ним оборудование. Заявка на утверждение должна содержать информацию, достаточную для подтверждения, что система и относящееся к ней оборудование соответствуют требованиям стандартов, включенных в главу I настоящих Правил путем ссылки.

7.5.3 Компоненты системы. Системы замера жидких Углеводородных ресурсов должны включать, как минимум, следующие компоненты: (i) расходомер объемного типа или иной измерительный прибор, утвержденный Компетентным органом; (ii) откалиброванную проверочную емкость, контрольный расходомер, прибор для проверки с механическим вытеснением или иной прибор для проверки расходомера; (iii) прибор для отбора проб, пропорциональных давлению с пульсацией, зависящей от пропускной способности расходомера; и (iv) прибор для замера или компенсации температуры.

7.5.4 Конструкция системы. Оборудование коммерческого расходомера должно быть сконструировано с целью: (i) предотвращения перемены направления

потока через расходомер; (ii) защиты расходомеров от гидравлических ударов или значительной пульсации давления; (iii) защиты расходомеров от шоковых давлений, значительно превышающих максимальное рабочее давление; (iv) предотвращения прохождения потока мимо расходомера.

7.5.5 Техобслуживание системы. Оборудование коммерческого расходомера должно эксплуатироваться с целью обеспечения того, что: (i) расходомеры эксплуатируются в пределах значений плотности, предусмотренной изготовителем оборудования; (ii) расходомеры эксплуатируются в пределах значений максимального и минимального дебита для линейной точности; (iii) расходомеры повторно калибруются, если изменения в измерительных условиях влияют на работу расходомеров в отношении изменения давления, температуры, плотности, вязкости и дебита.

7.5.6 Испытания и калибровка. Оператор должен испытывать и калибровать все системы замеров и относящееся к ним оборудование через равные промежутки времени или по обоснованному письменному требованию Компетентного органа. Все испытания должны проводиться в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой и стандартами, включенными в главу I настоящих Правил путем ссылки. Представитель Компетентного органа должен быть приглашен для освидетельствования всех этих испытаний, и результаты испытаний должны представляться на рассмотрение Компетентного органа.

7.6 Подземное хранение газа

7.6.1 Общие требования. Повторная закачка газа в пласт и подземное хранение газа должны осуществляться таким образом, чтобы обеспечить охрану недр и предотвратить образование Промышленных отходов.

7.6.2 Утверждение плана. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.4 настоящих Правил, Оператор должен приступить к проекту по повторной закачке газа или подземному хранению газа только после того, как Компетентный орган утвердит проект. Заявка на утверждение проекта должна содержать достаточную информацию, демонстрирующую, что проект необходим для достижения одной или нескольких из нижеперечисленных целей: (i) повышения Конечной экономически обоснованной углеводородоотдачи; (ii) предотвращения сжигания попутного газа; (iii) соответствия требованиям сезонных изменений спроса на газ, (iv) обеспечения экономической выгоды для Подрядчика и Компетентного органа; (v) достижения мер по охране недр и рациональному использованию, утвержденных Компетентным органом.

7.6.3 Содержание плана. В дополнение к данным, перечисленным в разделах 7.6.2 и 7.5.3 настоящих Правил, заявка на проект по повторной закачке газа в пласт и подземному хранению газа должна содержать следующую информацию: (i) геологические данные по проекту, в том числе характеристики покрывающей породы, такие как пространственная протяженность, средняя мощность пласта и пороговое давление; (ii) запасы нефти и газа в зонах хранения до начала работ по нагнетанию в пласт; (iii) список предлагаемых наземных и подземных защитных устройств, виды испытаний и меры

предосторожности для обеспечения безопасности проекта; (iv) предлагаемый метод утилизации воды; (v) инвентаризация всех скважин, ранее пробуренных в проектной зоне или через нее.

7.7 Требования по отчетности

7.7.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем Нефтяным работам, произведенным в ходе эксплуатации, и должен представлять эту информацию и отчеты в Компетентный орган в соответствии с положениями данных Правил, включая главу XII, но, не ограничиваясь ею, Законом и положениями Договора.

Глава VIII

ОХРАНА НЕДР И РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

8.1 Общие требования

8.1.1 Ведение работ

8.1.2 Критерий разработки

8.1.3 Требования к планам

8.2 Сжигание или сбрасывание газа

8.2.1 Общие требования

8.2.2 Требования

8.2.3 Откачка или чистка скважины

8.3 Порядок утверждения

8.3.1 Решение

8.3.2 Исключения

8.4 Требования по отчетности

8.4.1 Отчетность

8.1 Общие требования.

8.1.1 Ведение работ. Оператор должен проводить все Нефтяные работы в соответствии с утвержденными Планами разведки, оценки или разработки, настоящими Правилами и соответствующими положениями Закона.

8.1.2 Критерий разработки. Все соответствующие Планы должны разрабатываться и осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой, с целью охраны природных ресурсов, защиты здоровья людей и обеспечения их безопасности, охраны окружающей среды, включая, но, не ограничиваясь этим, предотвращение загрязнения подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения, а также охрану известных и обнаруженных памятников истории, культуры и религии.

8.1.3 Требования к планам. Соответствующие Планы должны предусматривать размещение и плотность сетки скважин, которые наилучшим образом способствуют сохранению природных ресурсов, обеспечению Максимальной эффективной нормы добычи нефти и газа и предотвращению бурения излишнего количества скважин. В случаях, где это представляется целесообразным, данные Планы должны обеспечивать применение Наилучших существующих и безопасных технологий, и должны обеспечивать достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов. Указанные Планы должны также содержать положения о соблюдении всех требований по охране окружающей среды при проведении Нефтяных работ в соответствии с главой IX настоящих Правил или иного применимого законодательства Туркменистана.

8.2 Сжигание и сбрасывание газа.

8.2.1 Общие требования. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор может сжигать или сбрасывать газ из нефтяной скважины или газ из газовой скважины без получения предварительного разрешения от Компетентного органа только в следующих случаях:

(i) когда пары газа сжигаются или сбрасываются из резервуаров для хранения или иных промышленных емкостей с низким давлением в незначительных объемах, и их улавливание экономически нецелесообразно, (ii) во время аварийной остановки оборудования или для сброса давления системы.

8.2.2 Требования. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор должен соблюдать следующие требования:

(а) Оператор не может сжигать или сбрасывать газ из нефтяной скважины в течение более 48 непрерывных часов без разрешения Компетентного органа. Компетентный орган может установить предел менее 48 часов с целью предотвращения ухудшения качества воздуха;

(б) Оператор не может сжигать или сбрасывать газ с наземного сооружения в течение более 144 совокупных часов за любой календарный месяц;

(в) Оператор не может без разрешения Компетентного органа сжигать или сбрасывать газ из газовой скважины дольше, чем это требуется для ликвидации аварийной ситуации.

8.2.3 Откачка или чистка скважины. Во время откачки или чистки скважины, испытания пласта на бурильной колонне, испытания скважины на приток, выполнения работ на кабеле, гибких насосно-компрессорных трубах или иных работ по испытанию скважины сжигание или сброс газа из нефтяной скважины будет разрешен в течение обоснованного периода времени в соответствии с Международной нефтепромышленной практикой. Компетентный орган может установить меньший временной предел с целью предотвращения ухудшения качества воздуха или больший предел в случае необходимости дополнительной оценки параметров Залежи Оператором.

8.3 Порядок утверждения

8.3.1 Решение. Компетентный орган заявляет, что сжигание или сброс газа из

нефтяной скважины представляет собой нерациональное использование ресурсов и оказывает отрицательное влияние на окружающую среду. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Компетентный орган должен разрешить Оператору сжигать или сбрасывать газ из нефтяных скважин в течение срока до 1 года по одной из следующих причин:

(а) Оператор предпринял проект, осуществление которого приведет к отмене сжигания или сброса газа; или

(б) Оператор представил заключение на основании инженерных, геологических и экономических данных, свидетельствующих о том, что:

(i) по обоснованному мнению Оператора нефть и газ, добытые из скважин(ы), не обеспечивают экономической рентабельности сооружений, необходимых для сохранения и/или сбыта газа;

(ii) объемы добываемого газа недостаточны для сбыта;

(iii) по обоснованному мнению Оператора нет коммерчески оправданного рынка для газа.

8.3.2 Исключения. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор может сжигать извлеченные жидкие углеводороды только после разрешения Компетентного органа. Для получения разрешения на сжигание извлеченных жидких углеводородов Оператор должен доказать, что сжигаемые объемы будут минимальные или что альтернативные варианты нецелесообразны, или представляют значительную угрозу производственному персоналу или окружающей среде. Альтернативами сжиганию жидких углеводородов являются их транспортировка или хранение и закачка жидких углеводородов обратно в пласт.

8.4 Требования по отчетности

8.4.1 Отчетность. Оператор должен вести подробный учет сжигания или сброса газа и сжигания жидких углеводородов по каждому сооружению для представления Компетентному органу каждые три (3) месяца. Документы по учету должны содержать, как минимум, следующую информацию:

(а) ежедневные объемы сжигаемого или сброшенного газа и объемы сжигаемых жидких углеводородов;

(б) ежедневное количество часов, в течение которых происходило сжигание или сброс газа или сжигание жидких углеводородов;

(в) причины сжигания, сброса газа или сжигания жидких углеводородов;

(г) список скважин, из которых извлекается сжигаемый или сброшенный газ или сжигаемые жидкие углеводороды, включая данные о соотношении нефти и газа.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Общие требования

9.1.1. Цели и задачи

9.1.2. Ведение работ

9.2. Оценка воздействия на окружающую среду

9.2.1. Отчет о воздействии на окружающую среду (ОВОС) и план по охране окружающей среды (ПООС)

9.2.2. Содержание отчета

9.2.3. Достаточность отчета о воздействии на окружающую среду (ОВОС)

9.2.4. Участие общественности

9.2.5. Утверждение плана по охране окружающей среды

9.2.6. Содержание плана по охране окружающей среды

9.3. Мониторинг

9.3.1. Система мониторинга

9.4. План ликвидации разливов

9.4.1. Представление плана

9.4.2. Изменение плана

9.4.3. Содержание плана

9.4.4. Отчет о Разливе

9.4.4.1. Содержание отчета

9.4.4.2. Ответственность по Значительному разливу нефти

9.4.4.3. Периодичность представления отчетности

9.4.5. Ликвидация Разливов и очистка

9.4.5.1. Ликвидация Разливов

9.4.5.2. Действия в экстренной ситуации

9.4.5.3. Альтернативные меры

9.5. Хранение, транспортировка и удаление отходов

9.5.1. Общие требования

9.5.2. План удаления отходов

9.5.3. Содержание плана

9.5.4. Сооружения для удаления отходов

9.5.5. Утилизация

9.5.6. Сбор отходов и сооружения для хранения

9.5.7. Сброс Промышленных отходов

9.5.8. Сброс очищенных стоков

9.5.8.1. Разрешение на сброс

9.5.8.2. Мониторинг

9.5.8.3. Отбор проб

9.5.9. Закрытие объекта по очистке и сбросу

9.5.9.1. План закрытия

9.5.9.2. Содержание плана

9.5.9.3. Уведомление

9.6. Вспомогательные работы

- 9.6.1. Общие требования
- 9.6.2. Обслуживание трубопроводов
- 9.6.3. Эксплуатация нефтяных танкеров
 - 9.6.3.1. Общие требования
 - 9.6.3.2. Утверждение
 - 9.6.3.3. Информация о танкере
- 9.6.4. Хранение углеводородов
- 9.6.5. Хранение химических материалов

- 9.7. Подземная закачка
 - 9.7.1. Общие требования
 - 9.7.2. Критерии разработки
 - 9.7.3. Содержание программы
 - 9.7.4. Испытание на механическую целостность
 - 9.7.5. Мониторинг и отчетность по скважинам
 - 9.7.6. Уведомление о чрезвычайных ситуациях

- 9.8. Контроль за качеством воздуха
 - 9.8.1. Содержание программы

- 9.9. Расположение археологических, культурных памятников и мест паломничества
 - 9.9.1. Общие требования
 - 9.9.2. Уведомление
 - 9.9.3. Подземные обнаружения
 - 9.9.4. Наземные раскопки
 - 9.9.4.1. Решение
 - 9.9.4.2. Список объектов
 - 9.9.5. Требования для морских работ

- 9.10. Контроль за шумовыми эффектами
 - 9.10.1. Общие требования
 - 9.10.2. Уровень шума
 - 9.10.3. Сейсмические работы

- 9.11. Инструктаж по охране окружающей среды
 - 9.11.1. Общие требования
 - 9.11.2. Требования по отчетности.

9.1 Общие требования

9.1.1 Цели и задачи. В целях реализации поставленных задач и политики Туркменистана по обеспечению рациональной и эффективной эксплуатации природных ресурсов, восстановления и сохранения экосистем и биоресурсов, улучшения жизненных условий и здоровья населения, сохранения исторических, природных, культурных памятников и мест паломничества, Компетентный орган требует, чтобы Оператор осуществлял все Нефтяные работы таким образом, чтобы способствовать выполнению этих целей и задач.

9.1.2 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все Нефтяные работы в

соответствии с утвержденными Планами разведки, оценки или разработки и настоящими Правилами. Все соответствующие Планы должны разрабатываться с учетом требований охраны окружающей среды.

9.2 Оценка воздействия на окружающую среду

9.2.1 Отчет об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) и план по охране окружающей среды (ПООС). При подаче заявки на утверждение любой лицензии или Плана, Оператор должен подготовить и представить: (i) ОВОС, предназначенный для анализа потенциального воздействия на окружающую среду, которое может произойти в результате предлагаемых Нефтяных работ, и (ii) ПООС, который определяет меры, предлагаемые Оператором для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду, включая рекультивацию и восстановление Договорной территории. Любой ОВОС и ПООС, представленные в заявке на любую лицензию или План будут основой для всех последующих редакций ОВОСа и ПООСа. Указанные редакции будут включать только новые и пересмотренные данные, которые ранее не рассматривались в первоначальных ОВОСах и ПООСах или при последующих поправках.

9.2.2 Содержание отчета. Все предлагаемые ОВОСы должны содержать, но не ограничиваться только этим, следующее: (i) оценка ожидаемого воздействия на окружающую среду или культурные памятники в результате осуществления соответствующего Плана, и (ii) выявление единичного и суммарного воздействия на каждый основной компонент окружающей среды на суше и на море, включая масштаб и длительность воздействия. Данные отчеты должны содержать описание следующих параметров окружающей среды:

а) качество воздуха;

(б) наличие и качество поверхностных, подземных и морских вод, включая источники воды для проведения соответствующих Нефтяных работ;

(в) характеристика почв, карстовых полостей и осадочных пород для морских Нефтяных работ, и иные природные, топографические и экологические характеристики, такие как поймы, затапливаемые территории, Береговые зоны и особо охраняемые территории;

(г) флора и фауна, включая защиту исчезающих биологических видов и распределение биологических видов;

(д) состояние здоровья и распределение населения в зоне запланированных работ и на прилегающих территориях на основе данных за пять предыдущих лет (при их наличии), по меньшей мере, из двух разных обозначенных источников информации;

(е) климатологические данные (при их наличии), а для морских работ данные уровня моря за последние десять лет для установления крайних значений приливов и отливов;

(ж) исследование археологических, культурных памятников и мест паломничества, включая иные геологические ориентиры или места отбора минералов;

(з) карта-схема участков строительства нефтепромысловых объектов с указанием границ охранных зон и заповедных территорий, границ санитарно-защитной зоны в масштабе(ах) приемлемом для Компетентного органа;

(и) инженерные, геологические, тектонические характеристики территории, включая данные о напластовании пород, которые могут потенциально вызвать структурную нестабильность при возведении дамб, строительстве дорог, платформ, трубопроводов и т.д;

(к) иные соответствующие характеристики, которые может обоснованно потребовать Компетентный орган на основании наличия предыдущей информации об участке; и

(з) социо-экономические факторы воздействия в результате осуществления нефтяных работ на основе имеющихся данных.

9.2.3 Достаточность отчета о воздействии на окружающую среду (ОВОС). В течение тридцати (30) дней со дня получения заявки на лицензию, содержащую ОВОС и план по охране окружающей среды, Компетентный орган должен сделать заключение, о том, является ли ОВОС полным и достаточным для целей утверждения заявки на лицензию. Заявка на лицензию не считается официально поданной, пока Компетентный орган не выдаст заключение о достаточности информации.

9.2.4 Участие общественности. Заинтересованные лица могут получить информацию, касающуюся любого отчета о воздействии на окружающую среду (ОВОС), включая соответствующие заключения о достаточности информации, путем обращения в Компетентный орган или в природоохранные органы на местах.

9.2.5 Утверждение плана по охране окружающей среды. Утверждение плана по охране окружающей среды является обязательным условием выдачи лицензии. Компетентный орган может утвердить план по охране окружающей среды (i) без изменений, если ОВОС, рассматриваемый совместно с планом по охране окружающей среды, демонстрирует, что предлагаемые Нефтяные работы не приведут к значительному воздействию на окружающую среду или негативному влиянию на культурные памятники и места паломничества; или (ii) с изменениями, при условии внесения изменений в план по охране окружающей среды или предлагаемые Нефтяные работы, что приведет к снижению негативного воздействия на окружающую среду до уровней, которые Компетентный орган посчитает приемлемыми.

9.2.6 Содержание плана по охране окружающей среды. Все планы по охране окружающей среды должны содержать следующее:

(а) полная программа мониторинга воздуха, воды, почвы, флоры и фауны и

контроля за отходами;

(б) план ликвидации Разлива;

(в) план хранения, транспортировки, очистки, обезвреживания и удаления отходов,

(г) порядок ликвидации участка после окончания Нефтяных работ;

(д) порядок отчетности по обнаруженным археологическим, культурным памятникам и местам паломничества;

(е) план охраны атмосферного воздуха;

(ж) иная соответствующая информация, по обоснованному требованию Компетентного органа, для особых случаев, касающихся охраны окружающей среды.

9.2 Мониторинг

9.3.1 Система мониторинга. Обязательным элементом любого плана по охране окружающей среды должна быть система мониторинга для получения полной текущей информации по соответствующим параметрам окружающей среды и характеру предполагаемых потенциальных воздействий на окружающую среду в результате осуществления Нефтяных работ. Мониторинг соответствующих параметров окружающей среды должен осуществляться на всём протяжении ведения Нефтяных работ. Для осуществления целей охраны окружающей среды, определенных в настоящих Правилах, компоненты окружающей среды, по которым должен проводиться экологический мониторинг, включают следующее:

(а) качество воздуха;

(б) качество поверхностных, подземных и морских вод;

(в) почва и донные отложения;

(г) флора и фауна, включая исчезающие биологические виды;

(д) исследование археологических, культурных памятников или мест паломничества, включая иные геологические ориентиры или места отбора минералов;

(е) использование энергии и

(ж) утилизация отходов.

9.4 План ликвидации Разливов

9.4.1 Представление плана. В качестве части плана охраны окружающей среды, Оператор должен представить план ликвидации Разливов, касающийся любой деятельности, которая может привести к потенциальному разливу.

9.4.2 Изменение плана. Все планы ликвидации разливов должны ежегодно пересматриваться и обновляться по усмотрению Оператора или по обоснованному требованию Компетентного органа. Все изменения, внесенные

в план ликвидации Разливов, которые могут значительным образом повлиять на возможности Оператора по ликвидации, должны представляться и утверждаться в соответствии с положениями разделов 3.4 и 6.4 настоящих Правил.

9.4.3 Содержание плана. Все предлагаемые планы по ликвидации Разливов должны включать следующую информацию:

(а) карта Договорной территории с указанием расположения ближайших населенных пунктов, особых экологических зон и природоохранных территорий, потенциальных участков для хранения и сброса загрязненного топлива, углеводородов, нефтесодержащих отходов и химикатов и расположения береговых доков и мест заправки;

(б) список, расположение и общее количество оборудования для ликвидации разливов, вспомогательные емкости (для морских работ) и список обученного персонала для ликвидационных работ и меры, применяемые для ликвидации продолжительных выбросов нефти или кратковременных разливов, порядок представления отчетности по разливам в Компетентный орган;

(в) имитирующие тренировочные упражнения, применяемые Оператором для определения времени, необходимого персоналу и оборудованию, которые расположены на каждом объекте Оператора, для ликвидации разливов в наиболее потенциальных местах или при наличии особых экологических условий;

(г) план применения диспергаторов, с указанием диспергирующих веществ, которые могут применяться, оценки их эффективности в различных условиях и краткое описание их токсичности, химического состава и свойств (при наличии информации);

(д) порядок инспектирования производственных сооружений и оборудования, включая документирование таких инспекций;

(е) список имен, должностей или должностных обязанностей ответственных лиц Оператора, с указанием адресов, телефонов, номеров факсов и электронной почты (при наличии);

(ж) описание соответствующих улавливающих или отводных конструкций или оборудования для предотвращения попадания сброшенной нефти на поверхность воды или суши, включая средства улавливания / локализации для емкостей-хранилищ и оборудования;

(з) телефонный номер координатора ликвидации Разливов Оператора и иных лиц в других должностях, исполняющих обязанности координатора ликвидации Разливов в случае его отсутствия;

(и) меры, предпринимаемые Оператором для обеспечения постоянного присутствия, по крайней мере, одного сотрудника, прошедшего инструктаж по ликвидации разливов, на морском объекте для избежания задержек на

начальном этапе ликвидации и уведомления о разливе;

(к) список должностных лиц и представителей на местах, представленных Компетентным органом после утверждения плана ликвидации Разливов, с указанием телефонных номеров, которые примут участие в расследовании на месте происшествия и наблюдении за очистными работами;

(л) любое другое соответствующее требование, связанное с ликвидацией Разливов, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.4.4 Отчет о Разливе. Оператор должен как можно скорее, но не позднее чем в течение 24 часов с момента обнаружения любого Значительного разлива, представить отчет о Разливе в Компетентный орган.

9.4.4.1 Содержание отчета. Отчет о Разливе должен включать следующую информацию:

(а) местонахождение Разлива(ов) по номеру скважины и географическим координатам;

(б) расчетные объемы разлива и вид Разлива (нефть, кислота, пластовая вода и т.д.);

(в) меры, предпринятые Оператором на момент представления отчета.

9.4.4.2 Отчетность по Значительному разливу нефти. В дополнение к отчету по Разливу, в соответствии с разделом 9.4.4.1 настоящих Правил Оператор должен представлять в Компетентный орган периодические отчеты по мониторингу, касающиеся Значительных разливов, до тех пор, пока не установлено, что вредное количество нефти больше не присутствует.

9.4.4.3 Периодичность представления отчетности. Отчетность по Разливам должна представляться в интервалы, не менее чем через каждые 5 дней, или в более частые интервалы, по требованию Компетентного органа в зависимости от серьезности Разлива.

9.4.5 Ликвидация Разливов и очистка.

9.4.5.1 Ликвидация Разливов. Оператор должен предпринять немедленные меры по локализации и очистке любого Разлива после его обнаружения в соответствии с утвержденным планом ликвидации Разливов, и особенно разлива нефти на поверхность воды, береговые и внутренние водосборные бассейны Туркменистана.

9.4.5.2 Действия в экстренной ситуации. Компетентный орган разрешает Оператору предпринять немедленные меры по локализации и очистке любого Разлива, за исключением, когда установлено, что Оператор не способен или не желает осуществлять план ликвидации Разливов, утвержденный Компетентным органом, или иной план, предусматривающий особые условия на месте Разлива.

9.4.5.3 Альтернативные меры. Оператор может применять альтернативные меры локализации и очистки, включая химические реагенты, адсорбирующие вещества и иные материалы, если они соответствуют целям плана ликвидации Разливов.

9.5 Хранение, транспортировка и удаление отходов.

9.5.1 Общие требования. Оператор должен хранить, транспортировать и удалять все отходы, включая, но, не ограничиваясь этим, нефть, пластовую воду, химикаты, буровой раствор и цемент, сточные и санитарные воды и мусор, таким образом, чтобы не нанести ущерб жизни, здоровью, имуществу, подземным источникам пресной воды, поверхностным источникам, природным ресурсам, местам паломничества и памятникам культуры, или не угрожать безопасности сотрудников Оператора и населения.

9.5.2 План удаления отходов. Перед осуществлением любых Нефтяных работ Оператор должен представить план удаления отходов в составе плана по охране окружающей среды на утверждение Компетентного органа.

9.5.3 Содержание плана. Все предлагаемые планы удаления отходов должны включать следующую информацию:

(а) описание методов контроля и удаления всех отходов, производимых в результате проведения Нефтяных работ на каждой Договорной территории на море и суше;

(б) описание всех видов отходов и их количества, подвергающихся очистке, транспортировке, погрузке, хранению и сбросу в процессе осуществления Нефтяных работ, и типа сооружений, предназначенных для этих целей, а также методов и краткой технологической схемы их очистки и обезвреживания;

(в) любое другое соответствующее требование, связанное с Удалением отходов, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.5.4 Сооружения для удаления отходов. Использование сооружений для хранения или удаления Отходов разрешается только после его утверждения Компетентным органом в составе любого плана по удалению отходов.

9.5.5 Утилизация. По мере осуществимости Оператор должен предпринять меры по утилизации отходов.

9.5.6 Сбор отходов и сооружения для хранения. Сбор и хранение нефтепромысловых отходов в неизолированных земляных амбарах или необвалованных участках запрещается. Нефтепромысловые амбары должны размещаться, проектироваться, и изолироваться таким образом, чтобы предотвратить контакт с источниками поверхностных и подземных вод или загрязнение почв вследствие просачивания. Компетентный орган может потребовать сооружение обваловки вокруг резервуаров для локализации разлива и систему обнаружения утечки для амбаров. В местах залегания

пресной воды на уровне менее двух метров и на пойменных территориях должны использоваться резервуары или закрытые системы.

9.5.7 Сброс Промышленных отходов. Оператор должен предпринимать меры по предотвращению сброса отходов, произведенных в результате Нефтяных работ, на поверхность и в море, за исключением случаев, когда такой сброс утверждается Компетентным органом в соответствии с планом по удалению отходов. Оператор должен вести мониторинг концентраций веществ в сбрасываемых стоках и представлять результаты по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.5.8 Сброс очищенных стоков.

9.5.8.1 Разрешение на сброс. Компетентный орган должен выдавать разрешения после подачи заявки Оператором на сброс отработанных вод в море, произведенных в результате Нефтяных работ, после их очистки до установленных предельно допустимых уровней загрязнения, за исключением морских природоохраненных зон.

9.5.8.2 Мониторинг. Оператор должен вести мониторинг состава химических веществ на выходе сточной трубы в соответствии с порядком и параметрами измерений, установленных в программе наблюдения за поверхностными водами.

9.5.8.3 Отбор проб. Оператор должен установить надлежащую частоту отбора проб сточных вод и поверхностных вод, находящихся рядом с точкой сброса, и документально подтвердить, что сбрасываемые воды не повышают концентрацию вредных веществ выше естественного уровня.

9.5.9 Закрытие объекта по очистке и сбросу.

9.5.9.1 План закрытия. Оператор должен представить план закрытия для всех сооружений по очистке и сбросу отходов, которые он использовал, построил или эксплуатировал, расположенных на Договорной территории, и представить этот план на утверждение Компетентного органа как часть плана ликвидации.

9.5.9.2 Содержание плана. Все планы по закрытию объекта должны включать следующее:

(а) описание применяемых методов восстановления территорий земляных работ до их первоначальной топографии;

(б) описание методов ликвидации нагнетательных скважин, применяемых для закачки сточных или пластовых вод, включая морские скважины;

(в) применяемые методы безопасного удаления неочищенных или сброшенных отходов на другие сооружения, находящиеся под ответственностью Оператора или государства;

(г) любое другое соответствующее требование, связанное с закрытием

объектов, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.5.9.3 Уведомление. Оператор должен уведомить Компетентный орган, по крайней мере, за месяц до планируемого закрытия сооружения по очистке и сбросу отходов, для проведения инспекции Компетентным органом.

9.6 Вспомогательные работы.

9.6.1 Общие требования. Оператор должен разработать план и ряд мер по охране окружающей среды для тех вспомогательных сооружений, необходимых при проведении Нефтяных работ, которые он может построить или эксплуатировать.

9.6.2 Обслуживание трубопроводов. Оператор должен проводить испытания трубопроводов, которые он может построить или эксплуатировать, в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой, осуществлять программу контроля за коррозией и обеспечивать надежную систему аварийного отключения и оповещения.

9.6.3 Эксплуатация нефтяных танкеров.

9.6.3.1 Общие требования. За исключением морских природоохранных территорий Туркменистана и территорий, где транспортировка Углеводородных ресурсов танкерами запрещена, все танкеры, применяемые Подрядчиком для транспортировки Углеводородных ресурсов с морских и береговых сооружений, должны эксплуатироваться, где это применимо, в соответствии с Международным морским кодексом по безопасной эксплуатации и предотвращению загрязнения морской среды.

9.6.3.2 Утверждение. Всем танкерам, применяемым для транспортировки Углеводородных ресурсов с морских и береговых сооружений, может быть дано разрешение на транспортировку добытых Углеводородных ресурсов в процессе испытания морских скважин и начальных этапов Разработки, даже с запрещенных территорий после утверждения Компетентным органом.

9.6.3.3 Информация о танкере. Каждый Подрядчик должен представить Компетентному органу список всех танкеров, запланированных для использования Подрядчиком в экстренных ситуациях. Компетентный орган может отклонить использование определенных танкеров, если они были вовлечены в серьезный случай загрязнения морской среды.

9.6.4 Хранение углеводородов. Все операторы сооружений для хранения углеводородов, расположенных на территории Береговой зоны и суше, должны: (i) помещать резервуары для хранения внутри непроницаемой обваловки, способной уместить содержание самого большого резервуара и предотвратить распространение нефтяного Разлива в дренажные воды, сообщающиеся с поверхностными, подземными или почвенными водами, и (ii) поддерживать минимальное количество оборудования для ликвидации Разливов по требованию Компетентного органа.

9.6.5 Хранение химических материалов. Все операторы складских сооружений

для хранения химических материалов, расположенных на прибрежной территории и суше, должны: (i) хранить опасные химические материалы, требующие особого обращения, или токсичные для людей (кислоты, детергенты, и т.д.) в безопасных помещениях с ограниченным доступом и (ii) отмечать точки хранения на специальных картах и вести учет общего количества всех химических материалов.

9.7 Подземная закачка

9.7.1 Общие требования. Все нагнетательные скважины, применяемые Оператором для подземной закачки пластовой воды, дополнительной воды и жидкостей для повышения нефтеотдачи, связанных с Нефтяными работами, в соляные пласты или коллекторы, должны эксплуатироваться согласно программе подземной закачки, включенной по мере применимости в План разработки, утвержденный Компетентным органом.

9.7.2 Критерии разработки. Программа подземной закачки должна обеспечивать, чтобы все скважины были спроектированы, сооружены, обсажены и зацементированы с учетом требований Международной нефтепромысловой практики, и соответствующим образом предохраняли подземные источники питьевой воды. Подземная закачка в пласты с Пресной водой производится только после установления, что такие пласты содержат нефть и газ.

9.7.3 Содержание программы. Программа подземной закачки должна включать следующую информацию:

а) название, описание и глубину пласта, в который будет производиться закачка;

б) описание и глубина всех подземных источников питьевой воды, на которые предлагаемая работа может оказать влияние;

в) неорганический химический анализ, анализ воды из нагнетаемого пласта, а также давление разрыва либо градиент давления гидроразрыва нагнетаемого пласта, где это представляется целесообразным;

г) план в горизонтальной проекции с указанием мест расположения каждой нагнетательной скважины, а также каждой предлагаемой скважины, с указанием ее назначения (напр., для сброса или повышения нефтеотдачи) и всех нефтяных и газовых скважин;

д) диаграмма каротажа сопротивлений, замеренных по всей длине от нижней части устьевого колонны обсадных труб до полной глубины скважин(ы) для обратной закачки/для закачки пластовой воды;

е) полное описание обсадной колонны, используемой в скважине (ах) для обратной закачки пластовой воды с чертежом, на котором приводятся все секции обсадной колонны, а также объем и высота цементного раствора по каждому участку;

ж) схема наземного сооружения с приведением всех связанных с системой трубопроводов и резервуаров;

з) список всех источников флюидов по нагнетаемым скважинам;

и) расчет минимального и максимального уровня флюидов для закачки в течение суток с ожидаемыми отметками давления нагнетания на устье скважины;

(к) любое другое соответствующее требование, связанное с подземной закачкой, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.7.4 Испытание на механическую целостность. Оператор должен производить испытание на механическую целостность по каждой нагнетательной скважине на суше каждые пять (5) лет и каждые три (3) года для морских скважин. Результаты таких испытаний доводят до сведения Компетентного органа. Оператор должен уведомить Компетентный орган за одну неделю до проведения периодического испытания для освидетельствования испытания Компетентным органом, если он этого желает.

9.7.5 Мониторинг и отчетность по скважинам. В дополнение к испытанию на механическую целостность, Оператором производится ежемесячный мониторинг давления в обсадной колонне, НКТ и кольцевом пространстве во время закачки с записью этих значений. Полученная информация представляется один раз в год в Компетентный орган.

9.7.6 Уведомление о чрезвычайных ситуациях. Оператор докладывает Компетентному органу, в течение 24 часов с момента обнаружения, о значительных изменениях в рабочем давлении нагнетания на устье скважины либо об иных данных мониторинга, в соответствии с разделом 9.7.5 настоящих Правил, которые могут выявить дефект в механической целостности, и о мерах, предпринятых Оператором для исправления возникшей ситуации.

9.8 Контроль за качеством воздуха

9.8.1 Содержание программы. Программа мониторинга качества воздуха должна быть частью плана по охране окружающей среды и включать следующую информацию:

а) описание объектов, их размеры и количество источников выброса на каждом объекте, с указанием его рабочего состояния;

б) определение точек отбора проб загрязнителей и частота отбора проб;

в) параметры, подлежащие мониторингу;

г) технология и оборудование, используемые для уменьшения объема выбросов и восстановления продувочного газа в период проведения Нефтяных работ;

д) расчет количества продуктов сгорания и вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу или сжигаемых на факеле, при продувке сепараторов, скважин или трубопроводов, и получение серы из сероводорода;

е) любое другое соответствующее требование, связанное с мониторингом качества воздуха, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.9 Расположение археологических, культурных памятников и мест паломничества.

9.9.1 Общие требования. Оператор должен предпринимать возможные усилия для раннего распознавания участков расположения археологических, священных и культурных памятников или редких геологических или минеральных отложений, которые могут представлять интерес для Правительства Туркменистана, и предусмотреть порядок отчетности в соответствующем Планах.

9.9.2 Уведомление. В течение 48 часов с момента обнаружения, Оператор должен уведомить Компетентный орган о следующих участках или свидетельствах о прошлой человеческой деятельности:

(а) редкие геологические или минеральные формации и структуры;

(б) метеориты;

(в) палеонтологические останки, включая позвоночные и беспозвоночные организмы;

(г) археологические, культурные памятники или места паломничества и другие объекты, представляющие значительный научный или культурный интерес.

9.9.3 Подземные обнаружения. Если в процессе осуществления буровых работ обнаружены редкие образования минералов, отложения железной руды, метеоритные или палеонтологические фрагменты, Оператор должен собрать образцы пород и определить глубину их залегания, тем не менее, Компетентный орган не должен приостанавливать буровые работы.

9.9.4 Наземные раскопки. Компетентный орган может приостановить строительные и земляные работы Оператора в течение обоснованного периода времени на участках, непосредственно влияющих на обнаружения на Договорной территории, если произведено любое из обнаружений, перечисленных в разделе 9.9.2 настоящих Правил, до тех пор, пока Компетентный орган не получит результаты экспертной оценки такого обнаружения.

9.9.4.1 Решение. В течение тридцати (30) дней с момента уведомления об обнаружении Компетентный орган должен провести экспертную оценку обнаружения и уведомить Оператора относительно необходимости изменения соответствующего Плана в результате такого обнаружения. Такие изменения могут включать:

- (а) перенос наземного сооружения в место, находящееся за пределами территории обнаружения;
- (б) меры по усиленному контролю за дополнительными обнаружениями при дальнейшем строительстве трубопроводов, сооружении складских территорий и ведении земляных работ.

9.9.4.2 Список объектов. Компетентный орган должен представить Оператору список и информацию о местонахождении всех известных объектов, перечисленных в разделе 9.9.2 настоящих Правил, на момент утверждения соответствующего Плана.

9.9.5 Требования для морских работ. Оператор должен информировать Компетентный орган о местонахождении исторических или культурных памятников, обнаруженных на Договорной территории в процессе строительства морских сооружений и транспортных маршрутов.

9.10 Контроль за шумовыми эффектами

9.10.1 Общие требования. При осуществлении Нефтяных работ на суше Оператор должен контролировать уровни шума, которые могут оказывать негативное воздействие на жизненные условия людей, и должен представить программу контроля за шумовыми эффектами вместе с соответствующим Планом до осуществления Нефтяных работ.

9.10.2 Уровень шума. Уровень шума, производимого на суше оборудованием, расположенным на территории или рядом с территорией проживания людей, не должен превышать 100 децибел или иной уровень, который может быть установлен Компетентным органом в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

9.10.3 Сейсмические работы. Оператор должен уведомить Компетентный орган и местные власти за 24 часа до проведения сейсмической разведки, связанной с Нефтяными работами, которая может вызвать чрезмерный шум на прилегающих территориях проживания людей.

9.11 Инструктаж по охране окружающей среды.

9.11.1 Общие требования. Каждый Оператор должен разработать программу инструктажа по охране окружающей среды, которая включает следующее:

- (а) цели, задачи и методы Оператора по охране окружающей среды;
- (б) законодательство Туркменистана по охране окружающей среды;
- (в) технический инструктаж по контролю за качеством воздуха, воды, обращению с опасными материалами и отходами;
- (г) инструктаж по плану Оператора по охране окружающей среды;
- (д) инструктаж по плану Оператора по ликвидации Разливов;

(е) инструктаж по принципам контроля и обеспечения качества при проведении расследований, мониторинга, отбора проб, транспортировки и анализа. Такой инструктаж может проводиться с привлечением сторонних организаций по усмотрению Оператора;

(ж) любое другое соответствующее требование, связанное с инструктажем по охране окружающей среды, по обоснованному требованию Компетентного органа.

9.11.2 Требования по отчетности. Оператор должен представить годовой отчет по инструктажу в Компетентный орган не позднее чем в течение девяноста (90) дней после окончания календарного года. Годовой отчет по инструктажу должен содержать краткое описание всей деятельности по инструктажу. Компетентному органу в течение рабочего времени должен быть предоставлен доступ к документации и записям по инструктажу.

Глава X

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ЗДОРОВЬЯ

10.1 Общие требования

10.1.1 Ведение работ

10.1.2 Критерий разработки

10.2 Представление плана техники безопасности и охраны здоровья

10.2.1 Представление

10.3 Содержание плана

10.3.1 Содержание плана

10.3.1.1 Планы техники безопасности, учебная подготовка действия по ликвидации аварий

10.3.1.2 Вредные материалы и условия

10.3.1.3 Оборудование рабочих мест

10.4 Порядок утверждения

10.4.1 Порядок утверждения

10.5 Действия в экстренной ситуации

10.5.1 Действия в экстренной ситуации

10.6 Специальные производственные требования

10.6.1 Учебные программы, руководства по технике безопасности и тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации

10.6.1.1 Учебная подготовка

10.6.1.2 Руководства по технике безопасности и охране здоровья

10.6.1.3 Знаки

10.6.1.4 Тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации

10.6.2 Сероводород.

10.6.2.1 Общие требования

- 10.6.2.2 План техники безопасности в условиях сероводорода
- 10.6.2.3 Уведомление о выбросе
- 10.6.2.4 Оборудование
- 10.6.2.5 Мониторинг
- 10.6.3 Требования к производственному оборудованию
 - 10.6.3.1 Производственное оборудование
 - 10.6.3.2 Рабочие площадки
 - 10.6.3.3 Обозначение опасных зон
 - 10.6.3.4 Механическая опасность
 - 10.6.3.5 Опасность, связанная и электричеством
- 10.6.4 Средства индивидуальной защиты
 - 10.6.4.1 Общие требования
 - 10.6.4.2 Минимальные средства защиты
 - 10.6.4.3 Техобслуживание и хранение
- 10.6.5 Системы мониторинга и аварийного оповещения
 - 10.6.5.1 Системы мониторинга и аварийного оповещения
 - 10.6.5.2 Обнаружение пожара
 - 10.6.5.3 Обнаружение токсичных газов
 - 10.6.5.4 Вспомогательные системы
 - 10.6.5.5 Аварийное энергоснабжение

10.7 Требования по отчетности

10.7.1 Отчетность

10.1 Общие требования

10.1.1 Ведение работ. Оператор должен осуществлять все Нефтяные работы в соответствии с утвержденными планами техники безопасности и охраны здоровья, настоящими Правилами, Законом и другими соответствующими законами Туркменистана.

10.1.2 Критерий разработки. Все планы техники безопасности и охраны здоровья должны разрабатываться и осуществляться, с использованием Наилучших существующих и безопасных технологий, с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Планы техники безопасности и охраны здоровья должны разрабатываться таким образом, чтобы (i) обеспечить охрану здоровья и безопасности рабочих и населения в целом, (ii) обеспечить безопасную работу оборудования, (iii) требовать обязательной отчетности об авариях и опасных ситуациях и (iv) на должном уровне проводить подготовку персонала по вопросам техники безопасности и охраны здоровья.

10.2 Представление плана техники безопасности и охраны здоровья

10.2.1 Представление. Как часть любого Плана разведки или разработки Оператор должен включить план по технике безопасности и охране здоровья. План по технике безопасности и охране здоровья, представленный в соответствующем Планах разведки или разработки должен считаться основой для всех дальнейших редакций плана по технике безопасности и охране здоровья. Такие редакции должны включать только новые и пересмотренные данные, ранее не вошедшие в первоначальный план по технике безопасности и

охране здоровья или последующие редакции.

10.3 Содержание плана

10.3.1 Содержание плана. Все предлагаемые планы техники безопасности и охраны здоровья должны включать:

10.3.1.1 Планы техники безопасности, учебная подготовка и действия по ликвидации аварий.

(а) описание планов техники безопасности, процедур и мероприятий, которые будут выполняться Оператором или требоваться от субподрядчиков третьей стороны во время проведения Нефтяных работ;

(б) описание учебных программ и руководств по технике безопасности, которые будут представляться Оператором или субподрядчиками третьей стороны во время проведения Нефтяных работ;

(в) описание действий по ликвидации последствий несчастных случаев, мероприятий по расследованию причин несчастных случаев и отчетов по ним, которые будут выполняться Оператором или требоваться от субподрядчиков третьей стороны в случаях серьезных производственных травм персонала во время проведения Нефтяных работ. Любой случай, в результате которого работник потерял работоспособность хотя бы на один день, должен считаться несчастным случаем и о нем должен быть составлен отчет.

10.3.1.2 Вредные материалы и условия.

(а) описание действий в экстремальной ситуации, которые будут выполняться Оператором или требоваться от субподрядчиков третьей стороны в случаях непредвиденных Разливов или выбросов вредных веществ во время проведения Нефтяных работ;

(б) описание действий в экстремальной ситуации, которые будут выполняться Оператором или требоваться от субподрядчиков третьей стороны в случае пожара, взрыва или других опасных ситуаций во время проведения Нефтяных работ.

10.3.1.3 Оборудование рабочих мест.

(а) общее описание всего оборудования по оказанию первой необходимой и медицинской помощи, содержащегося на каждом объекте;

(б) общее описание всего оборудования и документов по технике безопасности, содержащегося на каждом объекте;

(в) общее описание всех средств индивидуальной защиты, содержащихся на каждом объекте.

10.4 Порядок утверждения

10.4.1 Порядок утверждения. План по технике безопасности и охране окружающей среды, предложенный Оператором, должен утверждаться Компетентным органом как часть соответствующего Плана разведки или Плана разработки.

10.5 Действия в экстренной ситуации

10.5.1 Действия в экстренной ситуации. В случае возникновения экстренной ситуации, представляющей потенциальную опасность для жизни, здоровья или собственности, Оператор должен предпринять все необходимые действия и понести все обоснованные затраты, которые могут потребоваться для уменьшения такой опасности независимо от того, включены ли такие действия или затраты в утвержденный план техники безопасности и охраны здоровья. Оператор должен своевременно уведомить Компетентный орган и другие соответствующие государственные органы о таких действиях или затратах.

10.6 Специальные производственные требования

10.6.1 Учебные программы, руководства по технике безопасности и тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации.

10.6.1.1 Учебная подготовка. Оператор должен обеспечивать постоянную подготовку, обучение, инструктаж и проверку знаний (путем тестирования) всего рабочего персонала по вопросам безопасности в соответствии с утвержденным планом техники безопасности и охраны здоровья, который в достаточной мере позволяет работнику выполнять требуемые от него функции безопасным и качественным образом.

10.6.1.2 Руководства по технике безопасности и охране здоровья. Оператор должен обеспечить каждого работника надлежащими письменными руководствами по технике безопасности и охране здоровья в зависимости от конкретных должностных обязанностей и в соответствии с утвержденным планом техники безопасности и охраны здоровья.

10.6.1.3 Знаки. Оператор должен обеспечить наличие на каждом объекте вывесок с письменными инструкциями на туркменском, русском и английском языках, на которых объясняются общие правила безопасности и правильного использования всего основного оборудования.

10.6.1.4 Тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации. Оператор должен выработать, выполнять и регулярно проводить тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации в соответствии с утвержденным планом техники безопасности и охраны здоровья, которые позволяют провести достаточную подготовку на все возможные случаи, которые могут произойти на производстве. Такие тренировки должны без ограничений включать действия в экстренной ситуации, связанной с выбросами из скважины, пожарами, взрывами, экстренной эвакуацией, оказания неотложной медицинской помощи и непредвиденными выбросами вредных веществ. Сведения о проведении таких тренировок должны заноситься в специальный журнал.

10.6.2 Сероводород.

10.6.2.1 Общие Требования. Оператор должен принять все необходимые меры предосторожности для защиты работников, населения и окружающей среды от воздействия сероводорода.

10.6.2.2 План техники безопасности в условиях сероводорода. На тех месторождениях и вспомогательных сооружениях, где возможно наличие сероводорода, планы техники безопасности и охраны здоровья должны включать план техники безопасности в условиях сероводорода, который должен без ограничений содержать процедуры техники безопасности, учебные программы, тренировки для обучения действиям в экстренной ситуации, инвентарь и описание всего противовыбросового и защитного оборудования. План техники безопасности в условиях сероводорода также должен определять должностные позиции, ответственные за выполнение установленного планом порядка, специальных обязанностей и оперативных процедур, которые должны будут выполняться, когда концентрация обнаруженного в атмосфере сероводорода превысит допустимые уровни.

10.6.2.3 Уведомление о выбросе. Оператор должен незамедлительно уведомлять Компетентный орган о случаях выбросов сероводорода в атмосферу, когда они превышают допустимые уровни.

10.6.2.4 Оборудование. Оператор должен обеспечить наличие коррозиестойчивых противовыбросовых преенторов, устья скважин и другого оборудования и материалов, которые должны обеспечивать сопротивление и предотвращение сероводородного охрупчивания.

10.6.2.5 Мониторинг. Оператор должен устанавливать, эксплуатировать и обслуживать системы сероводородного обнаружения и мониторинга, которые включает как звуковые, так и визуальные средства аварийного оповещения по всей подвергнувшейся воздействию территории, когда концентрация обнаруженного в атмосфере сероводорода превысит допустимые уровни.

10.6.3 Требования к производственному оборудованию.

10.6.3.1 Производственное оборудование. Все производственное оборудование и конструкции должны проектироваться, изготавливаться, монтироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы обеспечить их исправность, а также безопасность и охрану здоровья рабочего персонала и населения.

10.6.3.2 Рабочие площадки. Рабочие площадки должны проектироваться, изготавливаться, монтироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы обеспечить безопасность и охрану здоровья рабочего персонала. Рабочие площадки должны обеспечивать защиту от: (i) суровых погодных условий, (ii) чрезмерного шума или высокой температуры, (iii) чрезмерных концентраций газа или других вредных испарений; (iv) пожаров или взрывов.

10.6.3.3 Обозначение опасных зон. Опасные зоны должны быть четко

обозначены на туркменском, русском и английском языках и иллюстративно (в виде картинки).

10.6.3.4 Механическая опасность. Все механическое оборудование, инструменты, трубы, резервуары и другое связанное с этим оборудование должно соответствовать целям своего использования. По мере применимости все открытые, движущиеся и вращающиеся части должны быть как следует ограждены, закрыты защитной оболочкой или заслонками так, чтобы при снятии защитного ограждения вращение (движение) механизма было автоматически остановлено.

10.6.3.5 Опасность, связанная с электричеством. Все электрическое оборудование должно соответствовать целям своего использования. Техническое обслуживание электрооборудования должно проводиться регулярно для того, чтобы снизить риск возникновения пожара или взрыва.

10.6.4 Средства индивидуальной защиты.

10.6.4.1 Общие требования. Оператор должен обеспечить наличие средств индивидуальной защиты для всех рабочих от возможного риска для их безопасности и здоровья.

10.6.4.2 Минимальные средства защиты. В соответствии с Международной нефтепромысловой практикой и там, где этого требуют условия работы, минимальный комплект средств для индивидуальной защиты каждого работника должен включать: (i) каску, (ii) защитную обувь со стальной носовой частью, (iii) защищенные от искровоспламенения комбинезоны, (iv) перчатки, (v) защитные средства для глаз, (vi) слуховые защитные устройства, (vii) где это необходимо, индивидуальное плавающее устройство; (viii) где это необходимо, дыхательный аппарат.

10.6.4.3 Техобслуживание и хранение. Все оборудование для индивидуальной защиты должно периодически освидетельствоваться и поддерживаться в хорошем рабочем состоянии и находиться в легко доступном месте.

10.6.5 Системы мониторинга и аварийного оповещения.

10.6.5.1 Системы мониторинга и аварийного оповещения. Системы мониторинга и аварийного оповещения должны устанавливаться, размещаться, эксплуатироваться и обслуживаться на месторождениях, сооружениях и вспомогательных объектах в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

10.6.5.2 Обнаружение пожара. Оператор должен установить, обслуживать и использовать автоматические системы мониторинга, способные обнаружить и отреагировать на пожар, воспламенение, перегрев или дым и включить соответствующие устройства аварийного оповещения.

10.6.5.3 Обнаружение токсичных газов. Оператор должен установить, обслуживать и использовать автоматические системы мониторинга, способные

обнаружить и отреагировать на присутствие токсичных или воспламеняющихся газов или испарений и включить соответствующие устройства аварийного оповещения.

10.6.5.4 Вспомогательные системы. Оператор должен установить, обслуживать и использовать вспомогательные системы мониторинга, способные оповестить работников в случае отказа работы или отключения основных систем мониторинга.

10.6.5.5 Аварийное энергоснабжение. Оператор должен обеспечить рабочее состояние всех систем мониторинга на случай отказа основного энергоснабжения.

10.7 Требования по отчетности

10.7.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всей деятельности, связанной с обеспечением безопасности и охраны здоровья рабочего персонала и населения в целом, включая случаи серьезных травм персонала, пожара или взрыва, разлива или выброса вредных веществ или ненадежной работы оборудования, а также должен представлять Компетентному органу всю подобную информацию и отчетность.

Глава XI

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРАВИЛА ДЛЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ РАБОТ

11.1 Общие требования

11.1.1 Ведение работ

11.1.2 Критерий ведения работ

11.2 Дополнительная информация к содержанию Плана

11.2.1 Дополнительная информация к содержанию Плана

11.3 Предотвращение и контроль за загрязнением

11.3.1 Предотвращение загрязнения

11.3.2 Контроль за загрязнением

11.3.3 Сброс в море

11.3.4 Буровой шлам

11.3.5 Другие загрязняющие вещества

11.3.6 Искусственные острова

11.3.7 Проверка сооружений

11.4 Общие требования

11.4.1 Общие требования

11.4.2 Транспортировка оборудования

11.4.3 Аварийные системы закрытия

11.4.4 Сварочные работы

11.4.5 Электрическое оборудование

11.4.6 Инструктаж бригад

11.5 Буровые работы

11.5.1 Соответствие оборудования

11.5.2 Инспекции

11.5.3 Разрешение на бурение

11.6 Работы по освоению и капитальному ремонту

11.6.1 Конструкции на стационарных платформах

11.6.2 Подводное освоение и капитальный ремонт

11.7 Ликвидация

11.7.1 Общие требования

11.7.2 Очистка территории

11.7.3 Подтверждение очистки территории

11.8 Платформы и морские конструкции

11.8.1 Общие требования

11.8.2 Представление и утверждение

11.8.3 Содержание предложения

11.8.3.1 Общая информация

11.8.3.2 Данные по окружающей среде

11.8.3.3 Информация о фундаменте

11.8.3.4 Информация о конструкции

11.8.4 Порядок

11.8.5 Сертификация

11.8.6 Основные ремонтные работы

11.8.7 Чрезвычайные условия

11.8.8 Соответствие международным стандартам

11.8.9 Отчетность

11.9 Доступ на объекты

11.9.1 Доступ на объекты

11.10 Требования по отчетности

11.10.1 Отчетность

11.1 Общие требования

11.1.1 Ведение работ. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, Оператор должен осуществлять все морские Нефтяные работы в соответствии с утвержденным Планом, настоящими Правилами, Законом и другими соответствующими положениями законодательства Туркменистана.

11.1.2 Критерий ведения работ. Все морские Нефтяные работы должны осуществляться с учетом и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

11.2 Дополнительная информация к содержанию Плана

11.2.1 Дополнительная информация к содержанию плана. В дополнение к ситуации, требуемой в Главах III, IV и VI настоящих Правил, все предлагаемые соответствующие Планы по разведке, оценке и разработке должны, где это

применимо, включать следующую информацию, относящуюся к морским нефтяным работам:

- (i) описание передвижной буровой установки, платформы или искусственно созданного острова, который будет использован;
- (ii) таблица с указанием расположения каждой предлагаемой скважины, включая поверхностное расположение, предлагаемую глубину скважин, расположение забоя скважины и глубину воды в месте расположения каждой скважины;
- (iii) батиметрическая карта с указанием поверхностного расположения каждой скважины и стационарной конструкции или таблица, указывающая глубину воды в месте расположения каждого предлагаемого участка;
- (iv) анализ морского дна, а также подземных геологических и факторов риска, вызванных человеческой деятельностью, включая анализ риска, связанного с малой глубиной предлагаемого бурения, платформ и маршрутов трубопроводов;
- (v) описание вспомогательного оборудования, сооружений и хранилищ на суше, используемых для ведения морских нефтяных работ, их инженерное обустройство в части охраны окружающей среды, включая информацию о том, являются ли эти сооружения и оборудование уже существующими или предлагаемыми;
- (vi) основные материалы, услуги, источники энергии, воды или другие ресурсы, необходимые для осуществления соответствующего плана и находящиеся на территории ведения работ;
- (vii) физическая океанография, включая направление и скорость течения и приливов на территории работ, состояние на море, температуру и соленость, качество воды и условия обледенения (при их наличии);
- (viii) атмосферные характеристики предыдущих периодов и другие метеорологические условия, включая частоту и силу штормов, высоту и направление волн, направление и скорость ветра, температуру воздуха, видимость и условия замораживания и обледенения (при их наличии);
- (ix) отчеты по охране и воздействию на окружающую среду и предлагаемые системы мониторинга в соответствии с главами IX и XII настоящих Правил;
- (x) предлагаемые средства транспортировки нефти и газа на берег, маршруты для каждого вида транспорта и расчетные объемы нефти и газа, транспортируемые по каждому маршруту;
- (xi) расчет частоты прибытия судов и вертолетов, береговое расположение терминалов и обычные маршруты для каждого вида транспорта;
- (xii) расчет количества, состав и характеристика твердых и жидких промышленных, хозяйственно-бытовых отходов и других загрязняющих

веществ, которые могут быть произведены в результате проведения Нефтяных работ на море: способы транспортировки таких отходов на берег; описание методов и краткой технологической схемы их очистки, обезвреживания и утилизации, а также используемого для этих целей оборудования.

11.3 Предотвращение и контроль за загрязнением

11.3.1 Предотвращение загрязнения. В ходе осуществления морских нефтяных работ Оператор должен предпринять меры по предотвращению несанкционированного сброса загрязняющих веществ в морскую среду. Оператор не должен создавать условия, представляющие неоправданный риск для здоровья населения, водной флоры и фауны, дикой природы, навигации, промышленного рыболовства и других сфер применения морской среды.

11.3.2 Контроль за загрязнением. Когда загрязнение происходит в результате морских нефтяных работ, осуществляемых от имени Оператора или самим Оператором, и когда оно приносит вред или представляет собой угрозу окружающей среде, Оператор должен предпринимать незамедлительные меры, направленные на контроль и удаление загрязнения.

11.3.3 Сброс в море. За исключением нижеприведенных случаев, сброс и захоронение в море отходов, связанных с проведением Нефтяных работ, запрещается. С разрешения Компетентного органа допускаются следующие методы удаления / сброса: (i) удаление извлеченной пластовой воды путем обратной закачки в пласт, который не сообщается с пластом, содержащим пресную воду, или (ii) сброс очищенной пластовой воды в море, если ее качество отвечает соответствующим стандартам и нормам сброса.

11.3.4 Буровой шлам. Оператор должен определить в соответствующем плане предлагаемый метод утилизации бурового шлама, песка и других твердых веществ из скважины.

11.3.5 Другие загрязняющие вещества. На палубе должны быть сооружены бордюры, желоба, поддоны и дренажные устройства для сбора всех загрязняющих веществ, не разрешенных для сброса. Все дренажные системы должны направляться в правильном образом спроектированную, эксплуатируемую и обслуживаемую систему отстойников, которая автоматически предотвращает сброс загрязняющих веществ в морскую среду.

11.3.6 Искусственные острова. Все резервуары, расположенные на искусственных островах и содержащие углеводороды, должны помещаться внутри непроницаемой обваловки или иным образом защищаться от разливов и фильтрации. Дренажные системы и отстойники должны быть сооружены таким образом, чтобы предотвращать просачивание и должны обслуживаться надлежащим образом.

11.3.7 Проверка сооружений. Оператор должен проводить проверку промысловых и буровых сооружений в соответствующие интервалы или через интервалы, которые может установить Компетентный орган для определения присутствия загрязнения. Необходимое техобслуживание и ремонт должны

осуществляться немедленно и записи о проверках и ремонте должны делаться в соответствии с положениями главы XII настоящих Правил.

11.4 Общие требования

11.4.1 Общие требования. Морские работы по бурению, освоению, капитальному ремонту или ликвидации должны проводиться таким образом, чтобы предотвратить вред или ущерб водной флоре и фауне, навигации, промышленному рыболовству, человеку и иным сферам применения морской среды.

11.4.2 Транспортировка оборудования. Транспортировка установок для бурения, освоения и капитального ремонта и относящегося к ним оборудования на морскую платформу, с нее или к ней, включая монтаж и демонтаж, должна проводиться безопасным и квалифицированным образом. Все скважины, находящиеся в одном бассейне и способные производить Углеводородные ресурсы, должны быть заглушены в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой перед транспортировкой установок и относящегося к ним оборудования.

11.4.3 Аварийные системы закрытия. При проведении внутрискважинных работ на платформе, где имеются другие добывающие скважины, или при наличии иного потока Углеводородных ресурсов рядом с пультом управления бурильщика должна быть установлена аварийная система закрытия с ручным управлением.

11.4.4 Сварочные работы. Все морские работы по сварке и сжиганию должны проводиться в специально отведенных местах для безопасной сварки, по мере возможности, и объем сварочных работ должен быть сведен к минимуму, посредством сборки на суше, где это представляется целесообразным. Все работы по сварке и сжиганию, за исключением разрешенных ремонтных работ без прекращения эксплуатации, запрещается проводить на трубах, контейнерах, емкостях и других сосудах, содержащих воспламеняющиеся вещества, за исключением случаев, когда содержание этих сосудов определяется специально уполномоченным контролером, как инертное и безопасное для работ по сварке и сжиганию. Во время проведения внутрискважинных работ сварка и сжигание должны проводиться только в специально отведенных безопасных местах.

11.4.5 Электрическое оборудование. Все морское электрическое оборудование должно проектироваться, устанавливаться и эксплуатироваться в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Техническое обслуживание морского электрического оборудования должно осуществляться квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и имеющим опыт по классификациям, техническим характеристикам и эксплуатации оборудования и связанными с ними факторами риска.

11.4.6 Инструктаж бригад. Перед осуществлением морских работ по бурению, освоению, капитальному ремонту и ликвидации члены бригады должны проходить периодический инструктаж по требованиям техники безопасности

при проведении работ, возможным факторам риска и общим требованиям безопасности, направленным на защиту персонала, оборудования и окружающей среды. Дата и время проведения инструктажа по технике безопасности должны регистрироваться и такие записи должны находиться на объекте для представления Компетентному органу.

11.5 Буровые работы

11.5.1 Соответствие оборудования. Буровые установки должны выдерживать океанографические и метеорологические условия и обледенение (при его наличии) для предлагаемого сезона и места проведения работ.

11.5.2 Инспекции. Перед началом работ Компетентному органу должен быть предоставлен доступ на буровые установки для их инспекции в соответствии с разделом 11.9 настоящих Правил.

11.5.3 Разрешение на бурение. Заявки на Разрешение на бурение морской скважины должны включать требования, перечисленные в разделе 5.2.1 настоящих Правил, и где это применимо, следующую дополнительную информацию: (i) определение максимальных эксплуатационных условий, для которых спроектирована буровая установка, (ii) проектные и эксплуатационные ограничения, при превышении которых требуется приостановление, остановка или модификация процесса бурения или работы буровой установки (напр. движение судна, сдвиг, натяжение якорей, скорость ветра, высота волн, течения, обледенение, ледовая нагрузка и т.д.), (iii) описание дополнительных мер по технике безопасности при ведении буровых работ с использованием плавучей или полупогружной буровой платформы, (iv) для низкотемпературных зон свидетельство того, что буровая установка, система противовыбросового оборудования и относящиеся к ним оборудование и материалы пригодны для бурения в таких условиях, (v) результаты исследования факторов риска, связанных с мелководным бурением, (vi) описание подводной системы противовыбросового оборудования, и (vii) иная соответствующая информация, которую может обоснованно потребовать Компетентный орган.

11.6 Работы по освоению и капитальному ремонту

11.6.1 Конструкции на стационарных платформах. Буровые вышки, мачты, подвышечные основания и относящееся к ним оборудование для освоения и капитального ремонта должны выбираться, проектироваться, эксплуатироваться и обслуживаться с учетом с потенциальных нагрузок, которые могут произойти при проведении предлагаемых работ. Перед передвижением установки для освоения скважин или относящегося к ней оборудования на платформу Оператор должен определить структурную способность платформы безопасно поддерживать оборудование и предложенные работы, с учетом мер коррозионной защиты, срока эксплуатации платформы и предыдущей нагрузки на платформу.

11.6.2 Подводное освоение и капитальный ремонт. Оператор может приступать к подводному освоению и капитальному ремонту только после получения разрешения от Компетентного органа в соответствии с главами II и V

настоящих Правил. Разрешение выдается на основании определения, что предлагаемое оборудование и процессы способны соответствующим образом контролировать скважину и обеспечивать безопасное ведение работ.

11.7 Ликвидация

11.7.1 Общие требования. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, в дополнение к требованиям в разделе 5.6 настоящих Правил, Оператор должен осуществлять ликвидацию всех морских скважин, платформ, сооружений, трубопроводов и относящегося к ним оборудования в соответствии с требованиями, определенными в Разрешении на ликвидацию в разделе 5.6.2 настоящих Правил, и в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой.

11.7.2 Очистка территории. Все оборудование устья скважин и обсадной колонны должно быть удалено с глубины, по крайней мере, четырех метров (4) ниже поверхности морского дна или с другой такой глубины, утвержденной Компетентным органом. Все сваи и другие препятствия должны быть удалены с глубины, определенной Оператором в соответствии с Международной нефтепромысловой практикой. Требование удалить подводные устья скважин и другие препятствия и подтвердить очистку территории может быть уменьшено или снято, если, по мнению Компетентного органа, устья скважин и другие препятствия не представляют собой опасность для других пользователей морской среды.

11.7.3 Подтверждение очистки территории. Оператор должен подтвердить очистку территории после ликвидации скважины одним или несколькими методами, такими как: (i) проташить трал в противоположных направлениях поперек участка, (ii) провести водолазные работы вокруг участка, или (iii) провести сканирование участка при помощи гидролокатора бокового или донного обзора, (iv) иной другой метод, утвержденный Компетентным органом. После окончания ликвидационных работ Оператор должен незамедлительно представить письменное уведомление в Компетентный орган, подтверждающее, что территория освобождена от всех препятствий.

11.8 Платформы и морские конструкции

11.8.1 Общие требования. Оператор должен проектировать, изготавливать, устанавливать, эксплуатировать, инспектировать и обслуживать все морские платформы и конструкции таким образом, чтобы обеспечить их структурную целостность для безопасного бурения, освоения, капитального ремонта и эксплуатации с учетом конкретных условий окружающей среды в месте расположения платформы.

11.8.2 Представление и утверждение. Если иное не предусмотрено в разделах 1.2.3 и 1.2.4 настоящих Правил, перед сооружением или сборкой любой морской платформы или конструкции Оператор должен представить детальную структурную схему такой платформы или конструкции на рассмотрение и утверждение Компетентного органа в соответствии с настоящими Правилами и соответствующими положениями Закона.

11.8.3 Содержание предложения. Предложения по всем новым платформам

или крупным модификациям существующих платформ могут быть представлены как часть предложенного Плана разработки или отдельно и должны содержать, где это применимо, информацию из разделов 11.8.3.1, 11.8.3.2, 11.8.3.3 и 11.8.3.4 настоящих Правил.

11.8.3.1 Общая информация

(а) предназначение платформы, название участка, номер блока;

(б) координаты долготы и широты и план в горизонтальной проекции, построенный в масштабе, на котором изображено поверхностное расположение платформ и расстояние до ближайших границ блоков;

(в) чертежи, планы в горизонтальной проекции, передние и боковые возвышения всей платформы, вид сверху, четко отображающий все основные компоненты конструкции, включая, без ограничений, число и расположение колодцев для бурения, проектные нагрузки на каждую палубу, глубину воды, номинальный размер и толщину всех опорных ферм несущих основную нагрузку, и структурных элементов палубы, размер, компоновку и толщину свай;

(г) подробности коррозионной защиты или продления срока службы, включая методы защиты от коррозии, ожидаемый срок службы и критерии долговечности для всей конструкции;

(д) план периодических инспекций установленных платформ.

11.8.3.2 Данные по окружающей среде:

(а) обобщение данных по окружающей среде, имеющих воздействие на конструкцию платформы, монтаж и эксплуатацию, включая, без ограничений, высоту волн и их периодичность, течения, вертикальное распределение ветра и скорости порывов ветра, глубину воды, данные о штормах и приливах, рост морских организмов, воздействие снега и обледенения и температуры воздуха и воды.

11.8.3.3 Информация о фундаменте:

(а) отчет о геотехническом исследовании, содержащий краткое описание основных пластов, через которые проходят стволы скважин, подземные профили, демонстрирующие результаты промысловых и лабораторных исследований, список промысловых и лабораторных исследований с кратким описанием выводов, определение свойств и условий морского дна и подстилающего слоя грунта, выявление факторов риска, вызванных деятельностью человека и препятствий;

(б) описание воздействия окружающей среды и функциональных нагрузок на фундамент;

(в) определение подверженности территории к движению грунта и в случае подверженности анализ уклона и стабильности грунта;

(г) краткое описание критериев конструкции фундамента;

(д) краткое описание исследований морского дна.

11.8.3.4 Информация о конструкции.

- (а) проектный срок службы платформы и обоснование такого срока;
- (б) краткое описание условий проектной нагрузки и сочетаний проектной нагрузки;
- (в) список и описание технических характеристик соответствующих материалов;
- (г) краткое описание соответствующих мер техники безопасности для предотвращения выхода из строя основных элементов конструкции;
- (д) информация, касающаяся анализа усталости.

11.8.4 Порядок. В течение тридцати (30) дней с момента представления Оператором предложения о строительстве новой платформы или существенной модификации существующей платформы Компетентный орган должен его проанализировать, принять соответствующее решение и уведомить Оператора в письменной форме о своем решении в соответствии с положениями раздела 6.4 настоящих Правил.

11.8.5 Сертификация. Разработанные Оператором структурные планы и технические характеристики новых платформ и конструкций, включая основные модификации, требуемые в соответствии с разделом 11.8.3.1 (в) или в соответствии с разделом 1.8.1 настоящих Правил, должны быть сертифицированы в соответствии с законодательством Туркменистана до представления этих планов и технических характеристик в Компетентный орган.

11.8.6 Основные ремонтные работы. На проведение основных ремонтных работ по устранению поломок составных, структурных частей любой платформы или другой конструкции требуется предварительное письменное разрешение Компетентного органа.

11.8.7 Чрезвычайные условия. В чрезвычайных условиях ремонт первостепенных элементов конструкции может быть произведен с целью восстановления существующего состояния без предварительного разрешения. Компетентный орган должен быть незамедлительно уведомлен о проведении любого подобного ремонта.

11.8.8 Соответствие международным стандартам. В дополнение к требованиям настоящих Правил конструкция платформы, её изготовление и установка должны соответствовать Международной нефтепромысловой практике.

11.8.9 Отчетность. На протяжении всего срока эксплуатации платформ Оператор должен вести, сохранять и представлять Компетентному органу рабочие структурные чертежи, проектные предположения и анализ, а также краткое изложение результатов проверок и инспекций платформ в соответствии с требованиями раздела 11.8.3.1 (д) настоящих Правил.

11.8 Доступ на объекты

11.9.1 Доступ на объекты. Оператор должен представлять представителям Компетентного органа возможность инспектировать все платформы, искусственно созданные острова и другие сооружения, расположенные на морских Договорных территориях.

11.9 Требования по отчетности

11.10.1 Отчетность. Оператор должен составлять и вести требуемую отчетность по всем морским Нефтяным работам, а также представлять Компетентному органу всю эту информацию и отчетность, требуемую в соответствии с настоящими Правилами, включая, без ограничений, главу XII, Законом и положениями соответствующего Договора.

ГЛАВА XII

ДОКУМЕНТАЦИЯ И ОТЧЕТНОСТЬ

12.1 Общие положения

12.1.1 Цель

12.1.2 Пределы действия

12.2 Хранение документации и картотеки

12.2.1 Документация

12.2.2 Хранение документации

12.2.3 Проверка документации

12.3 Отчетность

12.3.1 Общие требования

12.3.1.1 Дополнительные требования по отчетности

12.3.1.2 Ежемесячные отчеты о работе

12.3.2 Геологические и геофизические отчеты

12.3.2.1 Ежеквартальный отчет

12.3.2.2 Представление данных

12.3.3 Отчеты по бурению и освоению

12.3.3.1 Ежедневный отчет по бурению

12.3.3.2 Ежеквартальный отчет о работе

12.3.3.3 Отчет по освоению скважины

12.3.4 Отчет по геологоразведке, оценке и разработке

12.3.4.1 Ежеквартальный отчет о работе

12.3.5 Отчет по добыче

12.3.5.1 Ежемесячный отчет по добыче

12.3.6 Отчет по запасам

12.3.6.1 Годовой отчет по запасам

12.3.7 Ликвидация и восстановление

12.3.7.1 Годовой отчет по работе

12.3.7.2 Окончательный отчет по ликвидационным и восстановительным работам

12.3.8 Техника безопасности и охрана здоровья

12.3.8.1 Отчет об инциденте

12.3.8.2 Годовой отчет

12.3.9 Охрана окружающей среды

12.3.9.1 Отчет об инциденте

12.3.9.2 Годовой отчет

12.4 Прочие требования

12.4.1 Адрес представления отчетов

12.4.2 Конфиденциальность

12.1 Общие положения

12.1.1 Цель. Цель данной главы заключается в обеспечении получения Компетентным органом полной и правильной информации, касающейся Нефтяных работ, осуществляемых в Туркменистане.

12.1.2 Пределы действия. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, данная глава регулирует представление отчетности по Нефтяным работам, включая, без ограничений, все данные, собранные Оператором и Концернами в соответствии с Договором, Соглашением о совместном предприятии или иным образом.

12.2 Хранение документации и картотеки

12.2.1 Документация. Каждый Оператор должен составлять и хранить точные и полные записи, необходимые для демонстрации того, что (i) выплаты бонусов, ренты, роялти, доли прибыли и другие выплаты, относящиеся к Нефтяным работам, соответствуют условиям Договора, настоящим Правилам и распоряжениям Компетентного органа, и что (ii) Оператор иным образом выполняет положения соответствующего Договора, настоящих Правил и законодательства Туркменистана. Документация, которую регулирует данная глава, включает в себя документы, определенные условиями Договора, настоящими Правилами и распоряжениями Компетентного органа. Документация также включает компьютерные программы, электронные файлы и вспомогательную документацию, используемую для составления электронных отчетов или магнитных лент, представляемых Компетентному органу.

12.2.2 Хранение документации. Если иное не предусмотрено в разделе 1.2.3 настоящих Правил, Операторы, плательщики доходов или другие лица, обязанные хранить документацию в соответствии с данной главой, должны вести учет и сохранять документы в течение пяти (5) лет или иного периода времени, принятого в Международной нефтепромышленной практике, со дня учета соответствующих операций, кроме случаев, когда Компетентный орган уведомляет владельца документации об аудиторской проверке или расследовании, включающем такие документы, и когда документация должна храниться в течение более длительного периода. Во время проведения аудиторской проверки или расследования документация должна храниться до тех пор, пока владелец документации не освобожден в письменной форме от

обязательства по ее хранению.

12.2.3 Проверка документации. Оригиналы всех документов, требуемых в соответствии с настоящей главой, должны находиться в Туркменистане. Операторы, плательщики доходов или другие лица, обязанные хранить документацию в соответствии с данной главой, несут ответственность за предоставление доступа к документации с целью ее проверки. Документы должны представляться в учреждениях Оператора, плательщика доходов или иного лица в течение рабочего дня по обоснованной письменной просьбе Компетентного органа. Операторам, плательщикам доходов и иным лицам должен отводиться разумно необходимый период времени для представления архивных документов.

12.3 Отчетность

12.3.1 Общие требования.

12.3.1.1 Дополнительные требования по отчетности. В дополнение к требованиям по отчетности и представлению информации, изложенным в других главах настоящих Правил, каждый Оператор должен представлять точные, полные и своевременные отчеты, требуемые в соответствии с разделом 12.3.1 настоящих Правил.

12.3.1.2 Ежемесячные отчеты о работе. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять ежемесячный отчет о работе до или 15-го числа месяца, следующего за отчетным месяцем, до тех пор, пока не прерван Договор и не представлен окончательный отчет по ликвидационным и восстановительным работам в соответствии с разделом 12.3.9.2 настоящих Правил. Ежемесячные отчеты о работе должны содержать описательную и документальную сводку всех Нефтяных работ, выполненных в течение месяца, а также включать, без ограничений, предварительную, имеющуюся в наличии информацию в отношении данных, которые должны содержать ежеквартальные отчеты в соответствии с разделами 12.3.2, 12.3.3, 12.3.4, 12.3.5 и 12.3.6 настоящих Правил.

12.3.2 Геологические и геофизические отчеты

12.3.2.1 Ежеквартальный отчет. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять ежеквартальный отчет о геологических и геофизических работах до или 15-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Ежеквартальные отчеты о геологических и геофизических работах должны содержать описательную и документальную сводку всех геологических и геофизических работ, выполненных в течение квартала, а также включать, без ограничений, результаты всех промысловых исследований и описание всех полученных или интерпретированных сейсмических данных.

12.3.2.2 Представление данных. Каждый Оператор должен вести учет всех геологических и геофизических данных и информации по Договорной территории, полученных Оператором в ходе осуществления Нефтяных работ, в виде оригиналов или копий хорошего качества, записанных на магнитную ленту

или при помощи иного оцифровывающего устройства, где это приемлемо. Оператор должен передавать копии всех этих данных и информации, включая каротажные диаграммы и данные по скважинам, в Компетентный орган сразу после поступления таких данных в распоряжение Оператора по мере практической осуществимости.

12.3.3 Отчеты по бурению и освоению

12.3.3.1 Ежедневный отчет по бурению. Каждый Оператор должен представлять посредством факса или телекса ежедневный отчет по бурению в день, следующий за отчетным днем. Ежедневный отчет по бурению должен содержать сводку всех буровых работ.

12.3.3.2 Ежеквартальный отчет о работе. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять ежеквартальный отчет по бурению и освоению до или 15-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Ежеквартальные отчеты по бурению и освоению должны содержать описательную и документальную сводку всех работ по бурению и освоению, выполненных в течение квартала, а также включать, без ограничений, результаты всех завершенных работ и описание буровых работ, находящихся в процессе выполнения на конец квартала.

12.3.3.3 Отчет по освоению скважины. Каждый Оператор должен представлять Отчет по освоению скважины в течение сорока пяти (45) дней, следующих за освоением каждой скважины. Отчет по освоению скважины должен содержать полную и точную информацию по бурению и освоению каждой скважины на Договорной территории, а также включать, без ограничений, данные о (i) геологическом пласте, через который пробурена скважина, (ii) обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах и внутрискважинном оборудовании, спущенных в скважину, включая любые модификации и изменения, и (iii) об интервале освоения и других обнаруженных углеводородонасыщенных зонах.

12.3.4 Отчет по геологоразведке, оценке и разработке.

12.3.4.1 Ежеквартальный отчет о работе. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять ежеквартальный отчет по геологоразведке, оценке или разработке до или 15-го числа второго месяца, следующего за отчетным кварталом. Ежеквартальный Отчет по геологоразведке, оценке или разработке должен содержать описательную и документальную сводку всех работ по геологоразведке, оценке или разработке, выполненных в течение квартала, а также включать, без ограничений, результаты всех завершенных работ и описание всех работ по геологоразведке, оценке или разработке, находящихся в процессе выполнения на конец квартала.

12.3.5 Отчет по добыче

12.3.5.1 Ежемесячный отчет по добыче. Каждый Оператор должен представлять ежемесячный отчет по добыче до или в последний день месяца, следующего за отчетным месяцем. Ежемесячный отчет по добыче должен содержать без ограничений сведения об: (i) общем объеме добытых

Углеводородных ресурсов с каждой Договорной территории, (ii) общем объеме воды, извлеченной из каждой скважины на Договорной территории, и (iii) общем объеме Углеводородных ресурсов, добытом каждым Подрядчиком.

12.3.6 Отчет по запасам

12.3.6.1 Годовой отчет по запасам. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять годовой отчет по запасам до или 30 апреля года, следующего за отчетным. Годовой отчет по запасам должен содержать сводку расчетного количества подтвержденных, вероятных и возможных запасов нефти и газа по состоянию на конец года для каждой Договорной территории, а также отражать все изменения (поправки, протяженность, обнаружение, добыча) в подтвержденных запасах нефти и газа, происшедших в течение отчетного года.

12.3.7 Ликвидация и восстановление

12.3.7.1 Годовой отчет о работе. Если такая работа была проведена, каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять годовой отчет по ликвидационным и восстановительным работам до или 30 апреля года, следующего за отчетным.

12.3.7.2 Окончательный отчет по ликвидационным и восстановительным работам. Если такая работа была проведена, каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять окончательный отчет по ликвидационным и восстановительным работам до или в последний день третьего месяца, следующего за завершением ликвидационных и восстановительных работ.

12.3.8 Техника безопасности и охрана здоровья.

12.3.8.1 Отчет об инциденте. Каждый Оператор должен представлять отчет об инциденте по безопасности и здоровью в течение 24 часов после возникновения существенного инцидента по безопасности и здоровью.

12.3.8.2 Годовой отчет. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять годовой отчет по технике безопасности и охране здоровья до или 30 апреля года, следующего за отчетным. Годовой отчет по технике безопасности и охране здоровья должен содержать подробное описание всех существенных инцидентов по безопасности и здоровью, происшедших в течение отчетного года.

12.3.9 Охрана окружающей среды

12.3.9.1 Отчет об инциденте. Каждый Оператор должен представлять отчет об экологическом инциденте в течение 24 часов после возникновения существенного экологического инцидента.

12.3.9.2 Годовой отчет. Каждый Оператор каждой Договорной территории должен представлять годовой отчет по охране окружающей среды до или 30

апреля года, следующего за отчетным. Годовой отчет по охране окружающей среды должен содержать подробное описание всех существенных экологических инцидентов, происшедших в течение отчетного года.

12.4 Прочие требования.

12.4.1 Адрес для представления отчетов. Все отчеты, перечисленные в настоящей главе, должны отправляться по почте, доставляться или посылаться по факсу или телексу по следующему адресу: 744000 Туркменистан, Ашхабад, ул. Азади, 53, Компетентный орган. Номер факса: _____. На имя: _____. Отчет считается полученным, если он доставлен в Компетентный орган по указанному адресу.

12.4.2 Конфиденциальность. Если иное не предусмотрено в Договоре, Компетентный орган должен сохранять конфиденциальность всех данных, представленных Оператором в Компетентный орган, и не должен воспроизводить или раскрывать эти данные третьей стороне до передачи Договорной территории, к которой относится эта информация. Несмотря на указанное ограничение, Компетентный орган может раскрыть эти данные для любого государственного агентства, финансового учреждения или иного лица, выступающего в роли советника или консультанта Правительства Туркменистана по получении подобных обязательств по конфиденциальности в отношении Оператора. Все эти данные, в соответствии с настоящим разделом, должны быть раскрыты на условиях, обеспечивающих непрерывную конфиденциальность обращения с данными со стороны получателя.

ГЛАВА XIII

СРЕДСТВА СУДЕБНОЙ ЗАЩИТЫ

13.1 Средства судебной защиты

13.1.1 Нарушение и разрешение споров по Договору

13.1.2 Административный судья

13.1.3 Предварительное решение

13.1.4 Уведомление

13.2 Слушания

13.2.1 Ответ на уведомление

13.2.2 Просьба о слушании

13.3 Процедура слушаний

13.3.1 Доказательства

13.3.2 Дополнительные доказательства

13.3.3 Запись процесса слушаний

13.4 Решения

13.4.1 Решение

13.4.2 Отклонение

13.4.3 Уведомление о праве на апелляцию

13.5 Порядок подачи апелляций

13.5.1 Представление

13.5.2 Непредставление

13.5.3 Информация

13.5.4 Решение

13.5.5 Уведомление о решении

13.5.6 Возобновление дела

13.6 Гражданско-правовые санкции

13.6.1 Ограничение

13.6.2 Определение размера

13.6.3 Приостановление выплаты

13.6.4 Сбор выплат по гражданско-правовым санкциям

13.1 Средства судебной защиты

13.1.1 Нарушение и разрешение споров по Договору. В случаях, когда Компетентный орган определяет на основе имеющихся данных, что имело место нарушение или неспособность соблюдения положений глав II, V, VII, VIII, IX, X, XI или XII настоящих Правил, и такое нарушение продолжает иметь место после представления Оператору уведомления и истечения достаточного срока, отведенного на корректировочные действия, Компетентный орган может начать подготовку дела для рассмотрения и назначить одного из членов Компетентного органа в качестве административного судьи. При принятии такого решения Компетентный орган должен иметь полномочия интервьюировать заинтересованные стороны и собирать доказательства. В случае, если Договор содержит положения о разрешении споров, согласованные с Компетентным органом, любое нарушение или невыполнение данных Правил будет регулироваться положениями о разрешении споров, содержащимися в Договоре.

13.1.2 Административный судья. Административный судья должен принимать решение по каждому делу на основании документальных доказательств. Административный судья может потребовать присутствия свидетелей на слушании или для получения информации, а также отдавать распоряжения о предоставлении доказательств. Административный судья может определять гражданско-правовые санкции и, по мере соответствующей необходимости, рекомендовать возбуждение уголовного судопроизводства.

13.1.3 Предварительное решение. Административный судья должен осуществлять процессуальные действия согласно разделу 13.1.4 настоящих Правил после того, как было установлено, что имеются достаточные доказательства того, что нарушение, возможно, имело место и что: (i) это нарушение продолжает иметь место после представления Оператору уведомления и истечения достаточного срока, отведенного на корректировочные действия, или (ii) нарушение продолжает представлять угрозу нанесения серьезного, непоправимого или незамедлительного ущерба или вреда для жизни, собственности, Углеродных ресурсов или морской, береговой среде, или среде обитания человека.

13.1.4 Уведомление. Административный судья должен представить Оператору либо иной стороне, предположительно совершившей нарушение, письменное уведомление о следующем:

(i) заявленное нарушение со ссылкой на соответствующее положение Правил, на основании которого предпринимается это действие;

(ii) объем соответствующей санкции в случае, если будет определено, что Оператор или другая сторона являются ответственными за нарушение;

(iii) право Оператора либо иной стороны изучить материалы дела и сделать копию всех письменных документов по просьбе;

(iv) факт того, что, согласно разделу 13.1.5 настоящих Правил, Оператор либо иная сторона имеет право слушания перед административным судьей до любого установления факта, касающегося заявленного нарушения.

13.2 Слушания

13.2.1 Ответ на уведомление. В течение тридцати (30) дней после получения уведомления согласно разделу 13.1.4 настоящих Правил сторона, получившая такое уведомление, должна выполнить одно из следующих требований:

(i) запросить слушание перед административным судьей;

(ii) представить письменные доказательства и аргументы вместо слушания;

(iii) оплатить сумму, указанную в уведомлении.

13.2.2 Просьба о слушании. Просьба о слушании перед административным судьей должна быть в письменной форме и указывать спорные вопросы для рассмотрения. Если вопрос для рассмотрения не будет указан, он может не рассматриваться на слушании, если только административный судья не решит, что это необходимо или желательно в интересах справедливого разрешения дела.

Административный судья должен незамедлительно назначить время для всех запрашиваемых слушаний в учреждении Компетентного органа или в другом подобном месте по соглашению сторон. Административный судья должен удовлетворять разумные просьбы об отсрочках и продлении сроков по мере необходимости в интересах справедливого разрешения дела.

13.3 Процедура слушаний

13.3.1 Доказательства. Относящиеся к существу вопроса материалы дела представляются Оператору либо иной стороне, имеющей право ответа по данному материалу. Оператор либо иная сторона может предложить факты, заявления, разъяснения, документы, показания, а равно и иные доказательства, которые могут оказать влияние на рассматриваемые вопросы, либо могут иметь отношение к объему санкции, устанавливаемой в случае, если сторона будет признана виновной в совершении заявленного нарушения. Административный судья имеет право потребовать заверить любые

письменные материалы или заявления.

При проведении оценки представленных доказательств административный судья обязан рассмотреть надлежащим образом надежность, а также отношение к делу каждого доказательства.

13.3.2 Дополнительные доказательства. В любое время до завершения слушания Оператор либо иная сторона имеет право запросить о возможности представления дополнительного письменного материала к рассмотрению административным судьей. Административный судья назначает достаточный срок для представления дополнительного письменного материала, и устанавливает дату, к которой материал должен быть получен.

13.3.3 Запись процесса слушаний. Необходимости в ведении записи слушаний нет. Административный судья подготавливает записи по материалам и вопросам, представленным и поднятым Оператором либо иной стороной, в деталях, достаточных для полного и справедливого рассмотрения и разрешения дела в случае, если будет подана апелляция.

Оператор либо иная сторона имеет право подготовить за свой счет дословную запись. В случае, если запись процесса слушаний подготовлена и против решения административного судьи подается апелляция, Оператор либо иная сторона подает вместе с просьбой об апелляции копию записи процесса слушаний Исполнительному директору Компетентного органа и административному судье для включения ее в материалы дела.

13.4 Решения

13.4.1 Решение. В течение тридцати (30) дней после завершения слушания административный судья представляет Оператору или иной стороне, письменное решение по делу, включающее, но не ограничивающееся этим, заключения административного судьи и основания для таких заключений.

13.4.2 Отклонение. Административный судья отклоняет дело, если им будет определено следующее:

(i) недостаточность доказательств по предмету спора в пользу того, что заявленное нарушение имело место;

(ii) для заявленных нарушений, описанных в разделе 13.1.3 (i) настоящих Правил, в случаях, если не направлено уведомление о заявленном нарушении, либо в случаях, когда заявленное нарушение перестало продолжаться после завершения периода времени, отведенного на корректировочные действия;

(iii) для заявленных нарушений, описанных в разделе 13.1.3 (ii) настоящих Правил, в случаях недостаточности доказательств по предмету спора в пользу того, что в момент его обнаружения нарушение представляло угрозу нанесения серьезного, непоправимого или незамедлительного ущерба или вреда для жизни, собственности, углеводородных ресурсов или морской, береговой или человеческой среде.

Отклонение, приведенное в настоящем разделе, не носит предвзятого

характера относительно права Компетентного органа на повторную подачу материалов дела в случае получения новых доказательств. Отклонение после повторного слушания считается окончательным.

13.4.3 Уведомление о праве на апелляцию. Решение административного судьи должно содержать формулировку, информирующую Оператора либо иную сторону о праве на подачу административной апелляции на имя Исполнительного директора Компетентного органа. Если в пределах указанного срока апелляция не будет подана, то она не рассматривается. В случае, если апелляция по отдельному вопросу не подана, это означает отказ от рассмотрения этого вопроса при любом последующем разбирательстве.

13.5 Порядок подачи апелляций

13.5.1 Представление. Любая апелляция, возникшая в результате решения, принятого административным судьей, наряду с подтверждающими доводами, направляется Оператором либо иной стороной на имя Исполнительного директора Компетентного органа в течение тридцати (30) дней после получения судебного решения. Оператор либо иная сторона, представляет копию апелляции и подтверждающих доводов административному судье. В слушании по апелляции допускаются к рассмотрению лишь те вопросы, которые указаны в просьбе об апелляции и надлежащим образом представлены административному судье.

13.5.2 Непредставление. Непредставление апелляции в сроки, определенные в разделе 13.5.1 настоящих Правил означает, что в таком случае решение административного судьи становится окончательным решением Компетентного органа.

13.5.3 Информация. Копии всех комментариев административного судьи в отношении апелляции, представленных Исполнительному директору, должны быть представлены Оператору или иной стороне.

13.5.4 Решение. Исполнительный директор может утвердить, отменить или изменить решение административного судьи или направить дело административному судье для нового или дополнительного разбирательства. Исполнительный директор может также передать дело в Высший хозяйственный суд Туркменистана для вынесения окончательного решения. Оператор также имеет право апеллировать решение Исполнительного директора в Высшем хозяйственном суде и/или других соответствующих верховных судах Туркменистана для окончательного разрешения этого вопроса.

Исполнительный директор может увеличить размер, изменить или приостановить, частично или в целом, любую санкцию, налагаемую административным судьей.

13.5.5 Уведомление о решении. Решение Исполнительного директора должно быть представлено в письменной форме, и копии должны быть направлены Оператору, либо иной стороне, и административному судье.

13.5.6 Возобновление дела. В любое время до принятия окончательного решения Исполнительным директором и Высшим хозяйственным судом Туркменистана, где это применимо, Оператор или иная сторона может подать заявку в Компетентный орган на возобновление дела на основе предоставления новых доказательств.

Заявки на возобновление дела должны быть представлены в письменной форме и содержать описание вновь полученных доказательств и объяснение того, как такое доказательство может привести к более благоприятному решению для Оператора или иной стороны.

Административный судья должен рассмотреть заявку на возобновление дела, в случае если апелляция не представлена. Если апелляция представлена, то заявку на повторное открытие дела должен рассматривать Исполнительный директор.

13.6 Гражданско-правовые санкции

13.6.1 Ограничение. Если административный судья постановляет, что необходимо определить размер гражданско-правовой санкции, то ее размер не должен превышать 5000 долларов США за каждый день продолжения заявленного нарушения в случае, описанном в разделе 13.1.3 (i) настоящей главы. Размер санкции не должен превышать 10000 долларов США за каждый день продолжения заявленного нарушения в случае, описанном в разделе 13.1.3 (ii) настоящей главы. Никакие другие штрафы или обязательства не должны возлагаться или предъявляться согласно данным Правилам или любым другим законам и правилам Туркменистана в результате нарушения данных Правил в дополнение к штрафам, указанным в данном документе.

13.6.2 Определение размера. За вид заявленного нарушения, описанный в разделе 13.1.3 (i) настоящей главы, размер санкции может быть оценен за каждый день продолжения нарушения после уведомления и предоставления достаточного периода времени на корректировочные действия. За вид заявленного нарушения, описанный в разделе 13.1.3 (ii) настоящей главы, размер санкции может быть оценен за каждый день нарушения после его возникновения.

13.6.3 Приостановление выплаты. Если Исполнительному директору подана апелляция в отношении решения административного судьи, выплата должна производиться только после вынесения окончательного решения по делу Исполнительным директором, судом конечной инстанции или любым арбитром, назначенным согласно Договору.

13.6.4 Сбор выплат по гражданско-правовым санкциям. Компетентный орган должен производить сбор выплат по гражданско-правовым санкциям, наложенным административным судьей или Исполнительным директором. Выплата суммы по гражданско-правовой санкции должна производиться в соответствии с инструкциями, прилагаемыми к уведомлению об оплате, направленному Оператору или иной стороне. В течение тридцати (30) дней со

дня получения уведомления об оплате, выданного Компетентным органом, Оператор или иная сторона должны произвести выплату суммы наложенной санкции в соответствии с инструкциями.

22 октября 1999 года