

Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море

Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 356. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 12 февраля 2015 года № 10239.

В соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года "О гражданской защите" **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море.

2. Комитету индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан (Ережанову А.К.) обеспечить:

1) в установленном законодательством порядке государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан, направление копии на официальное опубликование в периодических печатных изданиях и в информационно-правовой системе "Эділет" республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан";

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) пункта 2 настоящего приказа.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на вице-министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан Рау А.П.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Министр

по инвестициям и развитию

Республики Казахстан

А. Исекешев

"СОГЛАСОВАН":

Министр национальной экономики
Республики Казахстан

_____ Е. Досаев

12 января 2015 года

"СОГЛАСОВАН":

Исполняющий обязанности
Министра энергетики
Республики Казахстан

_____ У. Карабалин

8 января 2015 года

Утверждены
приказом Министра
по инвестициям и развитию
Республики Казахстан
от 30 декабря 2014 года № 356

**Правила обеспечения промышленной безопасности
для опасных производственных объектов, осуществляющих
проведение нефтяных операций на море**

Глава 1. Общие положения

Сноска. Заголовок главы 1 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 21.12.2022 № 321 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

1. Настоящие Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года "О гражданской защите" и определяют порядок обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море.

2. В настоящих Правилах применяются следующие термины и определения:

1) блок-модуль - объемная транспортабельная металлоконструкция, содержащая комплекс технологического и вспомогательного оборудования с коммуникациями или жилые, общественные, санитарно-бытовые помещения; вертолетную площадку;

2) грифон - внезапный прорыв на поверхность флюида (чаще всего газа), движущегося под большим давлением по затрубному пространству скважины;

3) закрытое помещение - помещение полностью ограниченное переборками, палубой (настилом), подволокой, которое может иметь окна, двери, закрывающиеся люки, горловины;

4) взрывоопасная зона - помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в которой имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси;

5) линейный клапан - отсекаТЕЛЬ - устройство для автоматического перекрытия сечения выкидных линий скважин и трубопроводов при изменении одного или нескольких режимных параметров;

6) общественные помещения - столовая, комната отдыха, курительные и так далее, коридоры, вестибюли и тамбуры, примыкающие к этим помещениям;

7) наклонно-направленная скважина - скважина, в которой предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданному профилю;

8) многоярусная морская стационарная платформа - платформа, в блок - модульном исполнении верхнего строения, предназначенная для одновременного бурения и эксплуатации скважин, на которой устья эксплуатационных скважин и технологическое оборудование располагаются на нижнем ярусе, а устья бурящихся скважин и буровое оборудование, блок жилых, служебных и санитарных помещений, вертолетная площадка на верхнем ярусе;

9) манифольд – элемент нефтегазовой арматуры, который представляет собой несколько трубопроводов, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме, и снабженных необходимой запорной, буровыми рукавами и компенсаторами;

10) нефтяные операции - работы по разведке, добыче нефти, строительству и эксплуатации необходимых технологических и сопутствующих объектов;

11) технологические и сопутствующие объекты морских нефтегазовых сооружений – технические устройства, трубопроводы, производственные здания и сооружения эксплуатируемые на морских нефтегазовых сооружениях при добыче и транспортировке нефти и газа;

12) подвышечный портал - сооружение с вышечно-лебедочным оборудованием, снабженное механизмами, обеспечивающими его перемещение на новую точку бурения на морских нефтегазовых сооружениях;

13) пост пожарный центральный - помещение или часть помещения инженерно-технологического поста морских нефтегазовых сооружений, с круглосуточной вахтой, где сосредоточены станции сигнализации обнаружения пожара и сигнализация о наличии газа и паров нефти во взрывоопасных зонах;

14) продуктопровод - трубопровод, по которому транспортируется продукция куста эксплуатационных скважин на центральный береговой пункт сбора или на технологическую платформу;

15) персонал - лица, находящиеся на морских нефтегазовых сооружениях, работающие или выполняющие служебные функции. При перевозке вертолетом персонал оформляется как служебные пассажиры;

16) наряд-допуск – задание на производство работ, оформляемый при проведении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия, когда имеется или может возникнуть производственная опасность, исходящая от действующего предприятия;

17) средства внешней связи - средства, предназначенные для передачи или приема информации с помощью радиоволн и кабельных линий связи. К средствам внешней связи относятся: главные, аварийные и эксплуатационные средства радиосвязи, радиорелейная и кабельная связи;

18) распределительный трубопровод - трубопровод с запорными устройствами, соединяющий насосы для глушения скважины с манифольдами эксплуатационных скважин;

19) морские нефтегазовые сооружения - сооружение, возвышающееся над уровнем максимального волнения, в надводном строении которого расположены буровое, технологическое и вспомогательное оборудование, предназначенное для бурения, добычи, подготовки нефти и газа, а также административно-жилые помещения и вертолетная площадка;

20) верхнее строение морских нефтегазовых сооружений - конструкции, блок - модули и оборудование, установленные на опорном основании морских нефтегазовых сооружений, в один или несколько ярусов;

21) технологическое оборудование - оборудование, в котором циркулирует буровой раствор, содержащий нефть и нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости;

22) технологический регламент – основной технологический документ, определяющий технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и технологию производства продукции, безопасные условия работы;

23) жилые помещения - помещения, предназначенные для проживания персонала, коридоры, вестибюли и тамбуры, примыкающие к этим помещениям;

24) ряд скважин - последовательное расположение двух и более устьев скважин по прямой линии, перпендикулярной приемному мосту буровой установки;

25) внутрискважинный клапан-отсекатель - устройство для автоматического перекрытия сечения потока пластового флюида фонтанной скважины при изменении одного или несколько режимных параметров;

26) противовыбросовое оборудование - комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и

ремонта с целью безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов;

27) средства внутренней связи - средства, предназначенные для связи постов и помещений между собой. К средствам внутренней связи относятся: телефонная, проводная, радио и громкоговорящая связь;

28) путь эвакуации - путь безопасного перемещения персонала от рабочих мест и мест пребывания в жилых и общественных помещениях к месту сбора и площадке для посадки в спасательные средства (шлюпки, капсулы, вертолеты, суда и тому подобные)

Глава 2. Порядок обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море

Сноска. Заголовок главы 2 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 21.12.2022 № 321 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

Параграф 1. Требования к обеспечению промышленной безопасности на морских нефтегазовых сооружениях

3. Конструкция морских нефтегазовых сооружений должна быть устойчива к действующим на них нагрузкам в процессе транспортировки, установки на заданной точке и эксплуатации.

4. Для всех морских нефтегазовых сооружений разрабатываются и утверждаются руководителем организации (владельцем опасного производственного объекта):

- 1) проектная документация;
- 2) технологические регламенты;
- 3) план ликвидации аварий (далее - ПЛА).

Сноска. Пункт 4 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 21.12.2022 № 321 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

5. При проведении операций на морских нефтегазовых сооружениях владельцем назначается лицо, ответственное за безопасное проведение работ с указанием обязанностей и полномочий в Плане организации работ (далее – ПОР), утверждаемом техническим руководителем организации.

6. Персонал и посетители морского сооружения, проходят вводный инструктаж, знакомятся с правилами безопасности при нахождении на объекте, и действиями при возникновении аварий, с регистрацией в журнале.

7. Персонал морских нефтегазовых сооружений во время нахождения вне жилого блока при себе должен иметь средства индивидуальной защиты (далее – СИЗ).

8. При достижении предельно допустимой концентрации (далее – ПДК) сероводорода в рабочей зоне принимаются меры реагирования и использования защитного снаряжения и СИЗ.

9. Персонал, работающий в условиях загазованности, при превышении ПДК сероводорода, должен работать в шланговых противогазах с принудительной подачей воздуха или в дыхательных аппаратах.

10. Персонал, работающий в условиях загазованности должен быть обеспечен комплектами дыхательной аппаратуры с давлением воздуха в баллонах, рассчитанном на продолжительность работы, необходимой для покидания персоналом загазованной зоны.

11. При продолжительной работе в условиях сероводородной загазованности должна предусматриваться система воздушных коллекторов, шлангов и масок для обеспечения постоянной подачи воздуха.

12. Вспомогательные суда (морские суда, вертолеты), предназначенные для эвакуации персонала, должны иметь отсек для размещения людей с системой безопасной подачи воздуха. Персонал, вынужденный работать на палубе во время эвакуации, обеспечивается дыхательными аппаратами.

При аварийной ситуации, связанной с возможностью пожара (взрыва), на морских нефтегазовых сооружениях организуется дежурство спасательных и пожарных судов, обеспечивающих подачу воды из водометов на верхнюю палубу объекта и образования защитной водяной завесы.

Морские нефтегазовые сооружения оборудуются вертолетной площадкой и причально-посадочными устройствами, предназначенными для обеспечения подхода с наветренной стороны судов и посадки-высадки людей. При наличии приливов и отливов высота причально-посадочных устройств должна обеспечивать швартовку и высадку.

13. На морских нефтегазовых сооружениях должны устанавливаться дополнительные защитные оборудования, включающее анемометры, сирены, реанимационное оборудование, спасательные канаты и привязные ремни безопасности.

14. Количество индивидуальных средств спасения (спасательные жилеты и гидрокостюмы) должно обеспечивать двойную норму, необходимую для одновременного спасения лиц, находящихся на объекте (по штатному комплекту в спальных помещениях и на пункте сбора при эвакуации). Индивидуальные спасательные средства должны быть оранжевого цвета с люминесцирующими полосками и сигнальной лампочкой, активирующейся при попадании в воду.

Минимальный персональный аварийно-спасательный комплект, хранящийся в жилых помещениях включает гидрокостюм, спасательный жилет (плавающий гидрокостюм), противодымный капюшон, огнестойкие перчатки и фонарик.

При эксплуатации морских нефтегазовых сооружений количество коллективных средств спасения на воде на 50 процентов должно превышать штатное количество людей постоянно находящихся на объекте.

Комплект СИЗ каждого работника, находящегося вне помещения, должен включать каску (шлем), защитную обувь с металлическими носками и задниками, искрозащитный комбинезон, перчатки или рукавицы, защитные очки, наушники и самоспасатели (газоспасатели) со сжатым воздухом минимум на 10 минут.

Средства спасения (канаты, лодки, плоты, гидрокостюмы и жилеты) испытываются и проверяются по утвержденному графику. После проверки средств защиты, делается отметка (клеймо, штамп) о сроках следующего испытания.

15. При каждой смене вахты обслуживающего персонала на морских нефтегазовых сооружениях проверяется исправность коллективных спасательных средств. Обнаруженные неисправности немедленно устраняются.

16. По прибытию на морские нефтегазовые сооружения при смене вахт лица контроля, старшие по каждому коллективному спасательному средству, осуществляют прием - сдачу последних с соответствующей записью в вахтовом журнале.

Каждому работнику или посетителю необходимо знать свой пункт сбора и место нахождения коллективного спасательного средства.

Схемы передвижения и опасных участков вывешиваются на видном месте.

17. Во всех аварийных случаях проводится оповещение в соответствии с ПЛА.

На рабочих местах около всех средств связи вывешиваются таблички с указанием порядка подачи сигналов об аварии и пожаре, номера телефонов медицинского диспетчерского пунктов руководителей организации.

18. Все службы морских нефтегазовых сооружений оборудуются средствами связи, обеспечивающими:

1) радиосвязь с морскими судами (в том числе пожарными) в диапазоне частот, выделенных для морской подвижной службы;

2) связь с руководством организаций, местной пожарной службой, береговой базой (радио в диапазоне частот, выделенных для этой цели; радиорелейные или кабельные);

3) радиосвязь с вертолетами обслуживания в диапазоне частот, выделенных для авиационной службы;

4) телефонная (радио) связь служб платформы между собой;

5) трансляционная связь из центрального поста управления в жилые, общественные и производственные помещения;

6) двусторонняя трансляционная связь между вертолетной площадкой, жилыми помещениями и диспетчером.

19. На морских нефтегазовых сооружениях с постоянным присутствием персонала и на вспомогательных береговых службах круглосуточно осуществляется проверка каналов аварийной связи.

20. Морские и воздушные суда, используемые для поддержки морских операций, оборудуются соответствующими приемниками сигналов от радиомаяков.

21. Для обеспечения питания всех средств связи предусматривается подача электроэнергии от основных и аварийных источников питания платформы.

При отключении основных и аварийных источников питания средств связи, предусматривается питание от резервных аккумуляторов.

22. Радиооборудование устанавливается в помещении в верхних строениях жилого блока морских нефтегазовых сооружений.

23. Не допускается устанавливать в радиорубке оборудование, не имеющее отношения к средствам связи.

24. Громкоговорители командного трансляционного устройства устанавливаются во всех жилых, общественных и производственных помещениях, на открытых рабочих площадках. При этом командное трансляционное устройство при полной нагрузке и максимальном усилении должен обеспечивать передачу служебных распоряжений с микрофонных постов с такой слышимостью, чтобы минимальный уровень громкости воспроизведения, на 20 децибел превосходил уровень шумов в этих местах.

25. Кабели связи и антенно-фидерное устройство должны защищаться от механических повреждений. Установка антенн во взрывоопасных зонах не допускается.

26. Не допускается производство работ ночью или при неблагоприятных метеорологических условиях на верхних строениях морских нефтегазовых сооружений.

На морских нефтегазовых сооружениях должен обеспечиваться круглосуточный прием метеосводок и штормовых предупреждений, передача оперативной и срочной информации.

В этих целях организация, эксплуатирующая морских нефтегазовых сооружения, получает от гидрометеорологической службы следующую информацию:

- 1) суточным прогнозом погоды и волнения;
- 2) полусуточным прогнозом погоды и волнения;
- 3) прогнозом погоды и волнения на последующие два дня;
- 4) предупреждением об опасных явлениях природы.

Время передачи информации устанавливается согласованным решением организации, эксплуатирующей морские нефтегазовые сооружения, и управлением гидрометеорологической службой.

Гидрометеорологическая информация регистрируется вахтенным радиооператором в журнале прогнозов погоды.

27. С учетом параметров и технических решений проекта морских нефтегазовых сооружений должны оборудоваться безопасным убежищем, обеспечивающим защиту

персонала от пожаров, повышения температуры, дыма, токсичных газов, взрыва, на время необходимое для полной ликвидации аварий и до момента, когда будет обеспечена безопасная эвакуация обслуживающего персонала.

Пути эвакуации во временное убежище и из него обеспечиваются защитой от пожаров и высоких температур, с обеспечением доступности в течение всего периода чрезвычайной ситуации.

28. Рабочие площадки и помещения на морских нефтегазовых сооружениях должны иметь не менее двух эвакуационных выходов.

Двери на путях эвакуации должны открываться наружу и не должны иметь запоров.

Ширина трапа, ведущего к шлюпочной (посадочной) площадке должна быть не менее 1,2 метра. Конструкция посадочной (шлюпочной) площадки, должна обеспечивать посадку персонала в коллективные спасательные средства с обеих сторон площадки.

29. Пути эвакуации в местах размещения коллективных спасательных средств, включая устройства для спуска на воду, поверхность моря в месте спуска должны оснащаться рабочим и аварийным освещением.

30. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 21.12.2022 № 321 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

31. Перед началом работ проверяется:

- 1) решение о назначении лица, ответственного за безопасное проведение работ;
- 2) обучение персонала и допуск к работе;
- 3) паспорта на технические устройства;
- 4) акты испытания оборудования и трубопроводов.

32. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 21.12.2022 № 321 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

Параграф 2. Требования к обеспечению промышленной безопасности при строительстве объектов на морских нефтегазовых сооружениях

33. Перед началом строительства объектов на морских нефтегазовых сооружениях разрабатывается проектная документация.

Перед началом проектирования объектов строительства или реконструкции сооружений производятся инженерные изыскания (инженерно-гидрографические, геодезические, геологические, гидрометеорологические). Исполнитель обеспечивает полноту материалов и сведений, полученных в процессе изысканий.

При разработке проекта обустройства месторождения на море должны определяться технологические операций по подготовке нефти, газа, вариант компоновки и монтажа

технологического оборудования и расположения производственных, жилых, общественных и вспомогательных помещений на морских нефтегазовых сооружениях.

В производственных помещениях на рабочих местах морских нефтегазовых сооружениях вывешиваются схемы расположения трубопроводов и запорных устройств на коммуникациях бурового и эксплуатационного оборудования с указанием длины и диаметра нефтяных и газовых трубопроводов.

Все изменения и дополнения в расположении трубопроводов и запорных устройств на коммуникациях оборудования в течение суток вносятся в технологические схемы.

Для защиты персонала при взрыве, пожаре или загазованности предусматривается временное убежище. Помещение временного убежища на морских нефтегазовых сооружениях защищается от воздействий взрыва, проникновения дыма и газа, от возгорания и распространения пожара на время необходимое для эвакуации.

Все конструкции и внешние стены помещений выполняются из стали.

34. Жилые помещения должны быть удалены от наиболее опасных участков работы, устьев скважин, систем обработки буровых растворов, двигателей, насосов, емкостей с нефтью и горюче-смазочными материалами.

Жилые помещения и временные убежища должны располагаться на максимально возможном безопасном удалении от установок подготовки и транспортировки нефти и газа, нефтепромыслового оборудования работающего под давлением (сепараторы, теплообменники, компрессоры, продуктопроводы). Аварийный выход из жилых помещений должен находиться с противоположной стороны от установок.

35. На морских объектах, требующих постоянного присутствия персонала, предусматриваются медицинские пункты по оказанию первой медицинской помощи и помещения изолятора, соответствующие численности персонала.

36. Медицинский пункт располагается ближе к вертолетной площадке и/или к месту эвакуации водным транспортом и оснащается носилками и средствами для безопасной транспортировки пострадавшего или больного.

37. В помещениях должна предусматриваться приточно-вытяжная вентиляция. Взаимное расположение выкидных и воздухозаборных шахт должно исключать засасывание отработанного воздуха.

38. Воздухозаборные устройства должны располагаться вне взрывоопасных зон и снабжаются устройствами автоматического включения системы вентиляции при достижении 20 процентов предельно допустимой концентрации взрывоопасных веществ.

39. В производственных помещениях, где возможно внезапное интенсивное выделение взрывоопасных газов или паров, предусматривается аварийная вентиляция. Запуск аварийной вентиляции должен быть автоматическим от сигналов датчиков газоанализаторов.

40. Вентиляционные агрегаты, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях должны быть во взрывозащищенном исполнении.

41. Объединение нескольких взрывоопасных помещений общими воздуховодами не допускается. Вентиляционные системы оборудуются пожарными заслонками.

42. При повышенном риске загазованности до взрывоопасной концентрации, освещение применяется во взрывобезопасном исполнении. Предусматривается наличие сигнализаторов контроля взрывоопасной концентрации газа (сероводорода, двуокись серы, диоксид азота, оксид углерода, бензол, толуол и ксилол).

43. В производственных помещениях, где возможен разлив нефтепродуктов, химических реагентов, предусматриваются съемные настилы, предотвращающие скольжение и не имеющие выступов.

Конструкция настила морских нефтегазовых сооружений предусматривает уклон в сторону блока сбора сточных вод и канализационной системы.

44. Настил подвыщечной части портала изготавливается с отводом стоков и блок промышленных стоков.

В настиле рабочей площадки у ротора предусматривается отверстие для шланга со съемной крышкой.

Места сопряжения стволов бурящихся и эксплуатационных скважин, шурфовой трубы и кассет для утяжеленных бурильных труб с настилем площадки должны обеспечивать герметичное соединение.

45. Настил для сбора стекающих жидкостей должен предусматриваться на каждом ярусе морских нефтегазовых сооружений. Настил имеет отбортовку по всему периметру платформы, высотой 150 миллиметров.

Настил подвыщечной части портала должен изготавливаться из дерева, и иметь отвод стоков в блок промышленных стоков.

46. Все оборудование, трубопроводы и арматуры расположенные в производственных помещениях и подвергающиеся нагреванию, обеспечиваются устройствами, предотвращающими или ограничивающими выделение конвективного и лучистого тепла (теплоизоляция, экранирование, отведение тепла).

Горячие металлические поверхности с температурой выше 70 градусов Цельсия ограждаются или покрываются теплоизолирующим материалом.

47. Рабочие площадки, возвышающиеся более чем на 1 метр от уровня пола, снабжаются лестницами, ограждаются перилами. Ширина лестниц (трапов) должна быть не менее 650 миллиметров. Угол наклона трапов (лестниц) должен быть не более 60 градусов.

48. Конструкция многоярусных морских нефтегазовых сооружений должна обеспечивать расположение устьев эксплуатационных скважин и оборудования эксплуатационного комплекса на нижних ярусах, а устьев бурящихся скважин на верхнем ярусе платформы.

49. На морских нефтегазовых сооружениях и плавучих буровых установках (далее – ПБУ) по периметру каждого яруса устанавливаются ограждения, высотой не менее 1,2 метра.

50. Конструкция многоярусных морских нефтегазовых сооружений в блочно-модульном исполнении верхнего строения платформы и ПБУ для одновременного бурения и эксплуатации скважин должна обеспечивать расположение устьев добывающих скважин на нижнем ярусе и противовыбросового оборудования бурящихся скважин и устьев бурящихся скважин на верхних ярусах.

51. Аварийный дизель-генератор устанавливается на верхнем ярусе в составе или вблизи модуля жилого блока в отдельном помещении и отделяется от взрывоопасных помещений противопожарными стенами и перекрытиями.

52. При блок-модульном исполнении эксплуатационного оборудования хранилище топлива и масла на морских нефтегазовых сооружениях в количестве, не более 30 дневного запаса размещается с внешней стороны блок - модулей, по периметру. Емкости для хранения метанола устанавливаются на нижнем ярусе морских нефтегазовых сооружений, емкости для хранения топлива для дозаправки вертолетов устанавливаются на нижнем ярусе с краю платформы под вертолетной площадкой.

Емкость для хранения топлива с температурой вспышки 60 градусов Цельсия и выше, устанавливается под энергетическим блок - модулем на расстоянии по горизонтали не менее 10 метров от жилого блока, технологического оборудования, включая устье скважины.

Топливные и метанольные емкости, защищаются термоизоляцией толщиной 40 - 50 миллиметров.

Трубопроводы для приема топлива и метанола с судов обслуживания должны быть стационарно выведены на причальные площадки и находиться на расстоянии не менее 10 метров от жилого блока.

Топливные трубопроводы прокладываются вне взрывоопасных помещений. Не допускается прокладка топливных трубопроводов на рабочих площадках или в других местах, где они могут быть подвергнуты повреждению.

53. Металлоконструкции и блок - модули морских нефтегазовых сооружений снабжаются устройствами для крепления их к палубе краново-монтажного судна (далее - КМС) или буксируемого плавучего средства.

54. В составе каждого блок - модуля предусматриваются технологические трубопроводы и коммуникации с быстросъемными соединениями.

55. Места стыковки отдельных блок - модулей должны исключать загрязнение моря выбуренной породой, сыпучими материалами, нефтью и нефтепродуктами.

56. Конструкция блок - модулей морских нефтегазовых сооружений должны обеспечивать смену технологического оборудования с помощью грузоподъемных средств, размещенных на морских нефтегазовых сооружениях.

57. Металлоконструкции и блок-модули ПБУ должны иметь устройства для крепления к палубе КМС или буксирного судна. На блок-модулях применяют трубопроводы с быстросъемными соединениями.

Места стыковки отдельных блок-модулей должны быть герметичными и исключать загрязнение моря выбуренной породой, сыпучими материалами, нефтью и нефтепродуктами при эксплуатации ПБУ.

Конструкции блок-модулей обеспечиваются устройством для строповки исключающими возможность задевания стропами при их натяжении оборудования и коммуникаций, смонтированных в блок-модуле.

58. Эксплуатационные стояки размещаются с края морских нефтегазовых сооружений вне зоны причала судов. Не допускается устанавливать стояки на расстоянии менее 15 метров от жилого блока и вводить стояк под платформу. Расстояние между стояками должно быть не менее 500 миллиметров.

Размещение эксплуатационных стояков на платформе, их монтаж, крепление и защита должны обеспечивать безопасную эксплуатацию.

Работы, связанные с креплением эксплуатационных стояков к конструкции морских нефтегазовых сооружений и их обслуживанием, производятся с люлек, площадок, подмостей в спасательных жилетах.

59. ПБУ должна иметь не менее четырех швартовных устройств, расположенных с учетом возможности посадки и высадки людей с судов при ветре различного направления, а также консольные площадки, выступающие за габариты посадочных и причальных площадок.

Конструкция отбойных паловшвартовных устройств должна иметь амортизационные устройства, смягчающие удары, возникающие при причаливании судов обслуживания.

60. Надводные элементы морских нефтегазовых сооружений должны обеспечивать безопасный осмотр и обслуживание.

Рабочие площадки, возвышающиеся более чем на 1 метр от уровня пола, снабжаются лестницами, ограждаются перилами.

61. Работы по установке опорных блоков ПБУ на точке строительства проводятся в дневное время суток.

Опорный блок из транспортного-горизонтального положения в вертикальное положение переводится после удаления судов обслуживания на безопасное расстояние.

Управление приемом балласта в секции ног блока обеспечивается дистанционным управлением с борта КМС.

62. Верхние части опорных блоков ПБУ относительно друг друга устанавливаются в одной горизонтальной плоскости. Конструкция опорного блока оборудуется устройством для заполнения внутреннего объема нижних секций водой с целью перевода в вертикальное положение при установке на грунт в заданной точке.

63. Снятие строп опорного блока производится после установки его на точке строительства и обеспечения горизонтальности верхней его части.

64. Для демонтажа вспомогательных понтонов и монтажа несущей конструкции надводной части вдоль элементов верхней панели блока предусматриваются монтажные подходы с односторонним перильным ограждением высотой 1 метр.

Конструкция опорного блока ПБУ в верхней части должна иметь крепление вспомогательных понтонов для приведения металлоконструкции в вертикальное положение после спуска ее на воду, и устройства для заполнения внутреннего объема нижних секций водой с целью перевода в вертикальное положение (в случае транспортировки их на плаву) и установки на грунт в заданной точке.

65. Закрепление опорного блока осуществляется КМС, оснащенным сваебойным оборудованием.

66. После установки опорных блоков на точке, проводится подводное обследование сооружения по выявлению возможных деформаций металлоконструкции.

67. Конструкция вышки должна обеспечивать надежность ее крепления к portalу (постаменту) и эксплуатацию без оттяжек.

Внутри вышки должны устанавливаться два стояка манифольда буровых насосов.

Буровая установка должна оснащаться комплексом механизмов автоматического спуска и подъема.

Балкон вышки должен быть оборудован устройством для срочной эвакуации рабочего и переговорным устройством.

68. Высота подвыщечного портала должна обеспечивать безопасность и удобство работ по обслуживанию и эксплуатации противовыбросового оборудования.

Подвыщечный портал должен оборудоваться переходными площадками и трапами к оборудованию циркуляционной системы, приемному мосту и аварийным выходам.

Для монтажа, демонтажа и ремонта растворопроводов подвыщечный портал должен оборудоваться пешеходной дорожкой с перильными ограждениями.

69. Подвыщечный портал должен снабжаться грузоподъемным устройством для перемещения и монтажа противовыбросового оборудования.

70. Противовес якорного каната, контргрузы машинных ключей, шурфовые направления для ведущей трубы и утяжеленных бурильных труб не должны препятствовать производству работ над порталом (постаментом). Противовес и контргрузы должны иметь защитные ограждения.

71. При многорядном бурении куста скважин в конструкции подвыщечного портала должны предусматриваться устройства, обеспечивающие его перемещение по направляющим в продольном и поперечном направлениях.

72. Направляющие перемещения подвыщечного портала должны оборудоваться на концах упорами и конечными выключателями.

73. Система гидроуправления перемещением подвышечного портала в продольном и поперечном направлениях должна иметь блокировку, исключающую возможность одновременного включения перемещения портала в обоих направлениях.

74. Размещение пультов управления перемещения подвышечного портала должна обеспечивать удобство их обслуживания и обзор за процессом перемещения.

Параграф 3. Требования к обеспечению промышленной безопасности при бурении скважин

75. При подготовке ПБУ к переходу на новую точку должны предусматриваться:

- 1) план вывода ПБУ с точки и постановку на точку бурения;
- 2) приемка запасов топлива, воды, расходных запасов продовольствия и необходимых материалов;
- 3) заявка на гидрометеорологическое обслуживание;
- 4) заявка на ледокольное сопровождение;
- 5) заявка на заход в порт;
- 6) изучение маршрута перехода, наличие комплекта карт, лоций и навигационных пособий;
- 7) проверка наличия, готовности и исправности судового оборудования, устройств и систем ПБУ;
- 8) проверка готовности и исправности бурового и технологического оборудования, инструментов, приспособлений и материалов.

76. Талевый блок с компенсатором необходимо перевести в нижнее положение и закрепить элементы талевой системы и устройства для подачи труб, принять меры для предотвращения смещения оборудования.

77. План постановки ПБУ на точку бурения должен содержать:

- 1) координаты точки бурения;
- 2) гидрометеорологические условия в районе постановки;
- 3) инженерно-геологические условия, состояние морского дна, отсутствие кабелей, трубопроводов и объектов, представляющих опасность для бурового судна.

78. На ПБУ постоянно регистрируются и контролируются следующие данные:

- 1) глубина моря;
- 2) скорость и направление ветра;
- 3) параметры бортовой, килевой и вертикальной качки;
- 4) рыскание (вращение вокруг вертикальной оси);
- 5) горизонтальное смещение;
- 6) осадка судна;
- 7) угол наклона морского стояка;
- 8) высота волны;
- 9) скорость течения.

79. Разрешение на выполнение отдельных технологических операций и применение ограничений эксплуатации бурового оборудования, указания о прекращении бурения и отсоединении морского стояка по погодным условиям выдаются лицом, ответственным за безопасное проведение работ ПБУ.

80. При усилении волнения моря и ветра, при перемещении ПБУ над точкой бурения выходящими за допустимые пределы, в случае появления дрейфующих ледяных полей, бурение прекращается и проводится расстыковка морского стояка от устья для ухода ПБУ, с выполнением мероприятий, обеспечивающих повторный ввод бурильного инструмента в скважину при возврате ПБУ на точку.

81. В процессе бурения производятся работы по прогнозированию и определению пластовых давлений.

82. При первых признаках газонефтеводопроявления (далее – ГНВП) устье скважины герметизируется и принимаются меры по глушению скважины.

Лицо, ответственное за безопасное проведение работ на ПБУ сообщает о случившемся руководителю буровой организации.

83. На судне организовывается наблюдение за возможным возникновением аварий с образованием грифонов. В случае возникновения грифонов в районе расположения ПБУ и создания угрозы для ПБУ руководитель буровой установки принимает меры для ухода бурового судна с точки бурения.

Работы по отсоединению от устья и герметизации скважины проводятся под руководством лица, ответственного за безопасное проведение работ.

84. При уходе от подводного устья скважины, когда скважиной вскрыты пласты с аномально высоким пластовым давлением или продуктивные горизонты, герметизацию устья скважины проводится при нахождении бурильного инструмента в забое последней обсадной колонны.

85. Сооружения и установленное оборудование, приборы и технические средства проходят периодические проверки, техническое обслуживание и контрольные испытания в соответствии с руководством по их эксплуатации и ремонту.

86. В деле скважины фиксируются отчеты с данными по параметрам и компонентам бурового раствора, компоновке бурового инструмента и режим бурения, методы, объемы и результаты геолого-геофизических работ, описание ликвидации аварии, инцидентов и выполненных работ по консервации и ликвидации скважины.

87. При укладке труб на стеллажах в штабели высотой более 1,25 метра для обеспечения безопасного ведения работ должно предусматриваться:

- 1) фиксируемая лестница для подъема на стеллажи;
- 2) металлические стойки стеллажей, предохраняющие трубы от раскатывания;
- 3) ограждения стеллажей по длине труб, предохраняющие падение работающего;
- 4) не менее двух проходов на приемный мост с торцевых сторон стеллажей.

88. Трубы со стеллажей должны подаваться на приемный мост с помощью стреловых кранов грузоподъемного механизма, установленного на платформе. Скатывание труб со стеллажей на приемный мост не допускается.

89. Система циркуляции бурового раствора устраивается замкнутой, со сбором сточных вод и бурового шлама.

90. Участки циркуляционной системы, с имеющейся вероятностью скопления газа в опасных концентрациях, снабжаются вентиляцией и оснащаются газоанализаторами.

91. При наличии сероводорода (далее - H_2S), технология бурения должна предусматривать использование ингибиторов, поглотителей, дегазаторов, химических реагентов и устройств для снижения воздействия H_2S на оборудование.

92. При использовании ингибированных, эмульсионных растворов на нефтяной основе должны приниматься меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды.

93. При прохождении продуктивных или газовых пластов в которых давление ожидается выше гидростатического, буровая установка должна обеспечиваться рабочим раствором в циркуляционной системе в количестве 1,5 кратного объема скважины и запасным раствором в количестве 1 объема скважины.

94. Циркуляционная система на портале буровой установки должна снабжаться:

1) системой контроля уровня бурового раствора в приемных емкостях, показывающий прибор, который устанавливается в поле зрения бурильщика;

2) системой постоянного контроля о наличии газа в буровом растворе, выходящим из скважины; сигнализация о появлении газа устанавливается на посту бурильщика и центральном посту управления;

3) системой дегазации бурового раствора, включаемой при первых признаках появления газа в буровом растворе.

95. Уклон трубопровода подачи раствора циркуляционной системы должен обеспечивать поток бурового раствора самотеком от устья скважины в сторону очистных устройств.

96. Линия нагнетания бурового раствора, стояк, шланг и ведущая труба испытываются опрессовкой на максимально допустимое рабочее давление насоса. Линия нагнетания бурового раствора, стояк, шланг и ведущая труба испытываются на 1,5 кратное рабочее давление. Буровой насос должен иметь автоматическое устройство отключения двигателя насоса и предохранительное устройство сброса давления, срабатывающие при возрастании давления нагнетания, превышающем на 10-15 процентов рабочее давление.

97. На морских сооружениях, с ожиданием сероводорода, должен разрабатываться План профилактических мероприятий по безопасности при работе с сероводородом, с определением необходимых мероприятий для защиты персонала от токсичного

воздействия сероводорода и снижения агрессивного воздействия на оборудование и окружающую среду.

План профилактических мероприятий при работе с сероводородом, включает мероприятия безопасности при эксплуатации оборудования, обучение и практические занятия персонала.

98. При ожидании присутствии сероводорода должны предусматриваться противовыбросовое оборудование (далее - ПВО), устьевое, технологическое оборудование и трубы в коррозионно-стойком исполнении, соответствующее правилам по предотвращению сульфидного растрескивания.

99. На морских нефтегазовых сооружениях должны устанавливаться системы мониторинга и обнаружения сероводорода, с подачей звукового и визуального сигнала тревоги по всему объекту.

При ожидании сероводорода устанавливаются стационарные датчики контроля сероводорода на кожухе соединяющем ПВО с желобом, вибрационном сите, участках для транспортировки и хранения бурового раствора, пульте бурильщика, участке забора воздуха для вентиляционной системы, в непосредственной близости от устьевого оборудования, манифольдов, процессорного оборудования работающего под давлением. При работе в слабо вентилируемых или закрытых участках персонал обеспечивается переносными газоанализаторами сероводорода.

100. На морских нефтегазовых сооружениях устанавливаются переносные приборы по обнаружению сероводорода, готовые к использованию в случае выхода из строя основной системы обнаружения.

101. Персонал, работающий на участках по переработке жидкости, где концентрации сероводорода превышают 50 процентов ПДК, обеспечивается индивидуальными датчиками, подающими звуковой и световой сигнал, при приближении концентрации углеводородных газов или сероводорода к 20 процентам взрывной концентрации газовой смеси.

102. При бурении на устье скважины устанавливается ПВО.

До цементирования кондуктора и установки ПВО для предотвращения неконтролируемого выброса при бурении на малых глубинах используется устьевой отклонитель.

Тип ПВО определяется с учетом расчетного или ожидаемого пластового давления, наличия сероводорода.

103. Наземное ПВО состоит из двух превенторов с трубными плашками, одного универсального превентора, одного превентора с глухими (срезающими) плашками и двух гидравлических задвижек, направляющей трубы с обратным и шаровым клапаном ;

При применении бурильной колонны из труб разного наружного диаметра дополнительно к вышеперечисленному оборудованию добавляются превенторы с

различным диаметром трубных плашек, вмонтированных в полости одного превентора или из двух плашечных превенторов одного для самой большой и одного для самой малой бурильной колонны;

Подводное ПВО дополнительно к вышеуказанному имеет двойное управление, в том числе автоматическое;

Для скважин, бурящихся в сложных геологических условиях (сероводород и аномально высокое пластовое давление) предусматривается превентор со срезающими плашками.

104. ПВО обвязывается с манифольдами глушения и дросселирования, и опрессовывается на рабочее давление. Штурвалы ручного закрытия плашечных превенторов, установленных под полом буровой установки оборудуются отбойными металлическими щитами.

105. Манифольды ПВО размещаются на верхнем ярусе. Крепление линии манифольда противовыбросового оборудования к опорам и стойкам производится хомутами на болтах (без применения сварки). Расстояние между опорами не более 4 метра.

106. Опрессовка обсадных труб до спуска в скважину производится на ожидаемое давление с запасом 10 процентов.

Результаты опрессовки оформляются актом комиссии созданной приказом руководителя организации.

107. ПВО проверяется визуально (внешний осмотр) и функционально (закрытие - открытие) после завершения каждой спускоподъемной операции (далее - СПО). Проверка производится не реже одного раза в сутки. Результаты проверки заносятся в вахтовый журнал.

108. Эксплуатационная колонна перед перфорацией оборудуется крестовиной фонтанной арматуры и превенторной установкой с глухими плашками.

При оборудовании устья скважины применение колонных головок и элементов обвязки на сварке не допускается.

109. Прочность промежуточных колонн и установленных на них превенторных установок должна обеспечивать закрытие устья скважины при открытом фонтане.

110. На морских нефтегазовых сооружениях предусматривается площадка для хранения и осмотра противовыбросового оборудования, хранения запорной арматуры и инструмента, оснащенная грузоподъемным механизмом.

111. Для фиксации противовыбросового оборудования на устье скважины применяются съемные шпильки с гайками.

Фиксация противовыбросового оборудования на устье распорками и на сварке не допускается.

112. На морских нефтегазовых сооружениях обеспечивается постоянная постоянная высота линий манифольда превенторов, определяемая из условия установки последнего фланца колонной головки на высоте 0,5 метров от настила.

113. Группа задвижек на линиях манифольда противовыбросового оборудования и сам манифольд располагают в легкодоступных местах, обеспечивающих удобство их обслуживания и замены.

114. Коммуникации управления противовыбросовым оборудованием располагаются на морских нефтегазовых сооружениях таким образом, чтобы исключалось возможность их повреждения.

115. Дистанционное управление превенторами осуществляется с поста бурильщика и пульта, установленного на расстоянии не менее 20 метров от устья скважины.

116. При бурении нефтегазонасыщенных пластов под ведущей трубой устанавливается шаровый кран.

117. При начале газонефтепроявлений и открытого фонтана принимаются меры по закрытию превенторов, вызову спасательных судов и аварийно-спасательных служб (далее – АСС) для ликвидации фонтана, отключению электрооборудования, приведению в действие систем орошения и лафетных стволов.

118. Количество скважин на морских нефтегазовых сооружениях, расстояние между скважинами и их взаимное расположение должны определяться для каждого месторождения с учетом геологического строения месторождения, применяемой техники и технологии бурения скважин, добычи нефти и газа, обеспечения условий для успешной ликвидации возможных осложнений и аварий, создания удобств и безопасности для обслуживающего персонала при последующей эксплуатации и ремонте скважин.

119. Бурение скважин на морских сооружениях, допускается при наличии утвержденной проектной документации, прошедшей экспертизу промышленной безопасности, декларации промышленной безопасности и укомплектованной персоналом буровой бригады.

120. Бурение скважин включает следующие основные этапы, производственные и технологические процессы:

- 1) подготовка и выдача технического задания на проектирование;
- 2) разработка, экспертиза, согласование и утверждение проектной документации;
- 3) оформление отвода земли, топографо-геодезические изыскательские работы, регистрация объекта;
- 4) строительно-монтажные работы по буровой установке, зданиям и сооружениям, пуско-наладочные работы;
- 5) бурение, крепление и испытание скважин;
- 6) передача скважин в эксплуатацию, консервацию или ликвидацию.

121. Местоположение скважины и размещение комплекса буровой установки и морских сооружений определяется с учетом рельефа местности, с составлением акта с указанием географических координат.

122. На этапах строительства скважин осуществляется ведение производственной, технологической и технической документации, регистрация работ в журналах и актах.

123. Проектом бурения куста наклонно-направленных скважин должна предусматриваться очередность бурения скважин, определяемая глубинами зарезки наклонных стволов, от минимальной до максимальной.

На участке искривления стволов при появлении признаков вхождения в опасную зону бурение производится под руководством лица ответственного за безопасное проведение работ по разработанному плану.

В целях фиксации контактов долота и бурильного инструмента с обсадными колоннами пробуренных скважин устанавливаются приборы (шумомеры).

124. При бурении разведочных (поисковых) скважин производится прогнозирование пластового давления.

125. Проект на бурение куста наклонно-направленных скважин предусматривает нумерацию всех скважин, размещение устьев скважин на платформе, привязку их к проектным положениям забоев, очередность бурения.

126. При выявлении существенных отклонений в фактическом местоположении или ориентации морских нефтегазовых сооружениях бурение скважин допускается после уточнения местоположения и ориентации платформы маркшейдерской службой и внесения корректив в проектные параметры наклонных скважин.

127. При необходимости бурения дополнительной скважины на морских нефтегазовых сооружениях для ликвидации аварийных ситуаций, проводка ее осуществляется по отдельному проекту.

128. Испытание вышек на статические нагрузки на морских нефтегазовых сооружениях проводится в соответствии с руководством по эксплуатации завода – изготовителя.

129. На спуск и цементирование обсадных колонн, испытания герметичности обсадных колонн, противовибросового оборудования и изоляционных мостов, испытания объектов в скважине - составляются соответствующие акты.

130. Формирование подводного устья скважины проводится по плану организации работ. План учитывает состояние дна моря, тип и способ спуска и установки буровой плиты, направляющего основания, спускаемой обсадной колонны и руководство изготовителя.

131. До начала подготовительных работ по формированию устья скважины руководитель буровой установки проводит инструктаж персонала ПБУ по основным

технологическим особенностям работ, по формированию подводного устья скважины, и безопасной эксплуатации бурового комплекса ПБУ. Проведенный инструктаж регистрируется записью в журнале инструктажа.

132. Руководитель ПБУ принимает решение о готовности ПБУ к формированию подводного устья скважины на основании актов о готовности к работе оборудования бурового комплекса, вспомогательного оборудования, инструмента.

133. Распоряжение руководителя ПБУ о начале работ по формированию подводного устья скважины фиксируется в судовом и буровом журналах.

Не допускаются работы по формированию устья скважины без стабилизации (ориентации) ПБУ на точке бурения.

134. Спуск опорной плиты ПБУ допускается при вертикальном перемещении ПБУ не более 1,5 метра.

135. Установку опорной плиты на створках спайдерной площадки необходимо проводить с совмещением центра плиты с осью спускаемого инструмента (центром ротора).

136. Опорная плита устанавливается на ровной поверхности дна моря с уклоном не более 3 градусов. Посадка опорной плиты на грунт должна проводиться с использованием компенсатора качки для обеспечения плавной посадки плиты и предотвращения удара.

137. Монтаж блока подводного ПВО должен проводиться в соответствии с руководством по монтажу и эксплуатации блока ПВО по схеме обвязки устья скважины.

138. При применении компенсатора бурильной колонны для пуска морского стояка с ПВО и посадки компоновки на устье скважины компенсатор предварительно регулируется на поддержание 80 – 90 процентов веса морского стояка.

При спуске блока ПВО через 8-10 метров проводят крепление шлангокабелей управления при помощи хомутов к линиям глушения и дросселирования или к канатам коллектора, опрессовывают линии глушения и дросселирования после наращивания каждой секции на давление опрессовки ПВО.

Посадку ПВО на подводное устье скважины проводят при включенном компенсаторе бурильной колонны, контролируя процесс при помощи подводной видеокамеры.

Все выступающие электрические соединения блока управления системы подводного видео-контроля в максимальной степени защищаются от механических повреждений, а электрический кабель - от перетирания.

После спуска морского стояка с ПВО и после соединения корпуса дивертора с растворопроводом проверяется герметичность.

Проверку надежности стыковки ПВО с устьем скважины проводят в соответствии с руководством по монтажу и эксплуатации ПВО.

139. Скважины считаются законченными строительством, когда по ним выполнены все предусмотренные проектом работы, включая работы по ликвидации или подготовительные работы для передачи в добычу нефти и газа. Акты об окончании строительства скважин утверждаются генеральным подрядчиком.

140. Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску колонны, спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по плану организации работ.

141. Прочность промежуточных колонн и установленных превенторов должно обеспечивать закрытие устья скважины при открытом фонтане с учетом заполнения скважины пластовым флюидом.

142. Спуск обсадной колонны в скважину осуществляться одной секцией и одного размера. Допускается спуск комбинированной колонны обсадных труб в случае, если общий вес эксплуатационной колонны при ее установке на всю длину от устья скважины до планируемой глубины не превышает допустимый вес на крюке буровой установки. При выборе буровых установок на стадии проектирования должен учитываться вес эксплуатационной колонны с учетом возможного прихвата.

143. При проведении СПО разрабатывается план организации работы, включающий в себя:

- 1) подачу бурильных труб с мостков на пол буровой (и обратно);
- 2) подачу бурильных свечей с подсвечника (и обратно);
- 3) крепление и раскрепление резьбовых соединений с помощью пневматических и механических ключей;
- 4) осуществление СПО в условиях ограниченной видимости, при сильном ветре или морозе и неблагоприятных погодных условиях.

144. Установки для бурения или ремонта скважин должны оборудоваться предохранительным устройством, предотвращающим затаскивание талевого блока на кронблок (противозатаскиватель) и ограничителем нагрузки на вышку или талевую систему. Проверка противозатаскивателя проводится с периодичностью раз в неделю и перед началом СПО.

145. Для предупреждения ГНВП при подъеме колонны бурильных труб производится, долив, бурового раствора в скважину.

146. Подсвечник вышки для бурильных труб, оборудуется устройством от падения. При разнице в длине свечей более 0,75 метров используется передвижная люлька верхового рабочего. Работа верхового рабочего без страховочного монтажного пояса запрещается.

147. Профилактический осмотр подъемного оборудования (талевого блока, крюко-блока, вертлюга, стропов, талевого каната, элеваторов, спайдеров) проводится, не менее одного раза в месяц. Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал.

148. Талевый канат периодически протягивается в зависимости от количества СПО и нагрузки на крюк. Периодичность переоснащения талевого каната устанавливается эксплуатирующей организацией.

149. После спуска обсадной колонны и установки ПВО, колонна опрессовывается на ожидаемое давление при ГНВП с учетом дополнительного давления на его ликвидацию.

150. Цементирование колонны в скважине проводится цементирующим оборудованием, расположенным на платформе буровой установки.

151. На морских нефтегазовых сооружениях допускается устанавливать не более двух буровых установок.

Бурение скважины второй буровой установкой допускается после спуска кондуктора и оборудования превентором устья скважины, бурящейся другой буровой установкой.

Допускается одновременное бурение и эксплуатация скважин на морских нефтегазовых сооружениях при соблюдении следующих требований:

1) газлифтные скважины оборудуются устьевыми и линейными клапанами – отсекающими;

2) фонтанные скважины оборудуются внутрискважинным клапаном - отсекающим и дистанционно управляемыми устьевыми задвижками.

Фонтанная арматура эксплуатационных скважин имеет сплошное ограждение сверху и со стороны противовыбросового оборудования бурящихся скважин;

3) при отсутствии в скважинной продукции токсичных газов (сероводорода) в объемах превышающих ПДК.

Допускается одновременный ремонт и бурение скважин, находящихся в одной группе, при технической возможности проведения данных работ одновременно.

152. При бурении куста скважин двумя буровыми установками допускается соединение их циркуляционных систем при условии, что полезный объем каждой циркуляционной системы соответствует проектным требованиям бурения двух скважин.

Расположение системы очистки бурового раствора между буровыми установками не допускается.

153. Подъемник и лаборатория промыслово-геофизической станции, газокаротажная станция должны совмещаться в один блок или располагаться параллельно друг друга.

154. Расположение станций должно обеспечивать свободный доступ к отдельным узлам подъемника и лаборатории при их проверке, регулировании, ремонте и обслуживании.

155. Места сопряжения стволов бурящихся и эксплуатационных скважин, шурфовой трубы и кассет для утяжеленных бурильных труб с настилом площадки должны обеспечивать герметичное соединение.

156. При ГНВП, расхаживании прихваченного инструмента, тампонаже, перфорации, освоении или перемещении подвышечного портала на одной из скважин работы по бурению, текущему и капитальному ремонту на другой скважине прекращаются с принятием мер против возможных осложнений.

157. При строительстве, реконструкции и ремонте скважин выполняются мероприятия и действия по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений.

На буровых установках устанавливаются системы аварийного отключения электрооборудования, с размещением у пульта бурильщика или у станции оператора по обслуживанию скважины, а в жилых помещениях у аварийных выходов.

Двигатели внутреннего сгорания (далее - ДВС), установленные в опасных зонах, оснащаются устройством для автоматического отключения в случае превышения допустимого количества оборотов вала.

158. В ПЛА, утвержденном техническим руководителем организаций, указываются мероприятия и оперативные действия по предупреждению и ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, осложнений, ГНВП и открытых фонтанов (далее – ОФ) в скважинах.

159. Для предупреждения ГНВП и ОФ производится подготовка и тренировка персонала по противофонтанной безопасности, перед вскрытием продуктивных горизонтов в скважине, и в дальнейшем регулярно, по графику организации.

160. Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными ГНВП выполняются мероприятия по предупреждению аварий и осложнений:

1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП и ОФ согласно ПЛА;

2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций работающих на территории буровой установки;

3) проверка состояния буровой установки, устьевого и противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;

4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, средств индивидуальной защиты органов дыхания и средств коллективной защиты персонала;

5) проверка систем противоаварийной и противофонтанной защиты, маршрутов эвакуации персонала;

6) проводятся учебные тренировки по графику, утвержденному техническим руководителем организации;

7) оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;

8) проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, газопоказаний и газоанализаторов;

9) результаты выполненных мероприятий, записываются в вахтовом журнале, составляются акты с предложениями по устранению выявленных нарушений.

161. При опасности ГНВП, ОФ, производится герметизация устья, трубного пространства и выполняются действия по ПЛА.

162. Превентор закрывается с пульта управления согласно технологическому регламенту, при подвешенной на талевой системе колонне труб, открытой выкидной линии, при нахождении резьбового соединения ниже плашек и высоте колонны над устьем 0,8 - 1 метров, с фиксацией плашек.

163. В вахтовом журнале регистрируются время обнаружения ГНВП, показания манометров на манифольде промывки скважины и в межколонном пространстве, вес трубной колонны, параметры бурового раствора, газопоказания, прямые и косвенные признаки по системе раннего обнаружения ГНВП.

164. После герметизации постоянно контролируется и регистрируется давление; проверяется состояние устья, ПВО, манифольда, территории; вводится пропускной режим.

165. Не допускается превышение давления на устье герметизированной скважины более 80 процентов от давления опрессовки обсадной колонны. При определении допустимого давления учитывают степень износа и коррозии обсадной колонны по данным геофизических исследований и толщинометрии.

Снижение давления производится постепенно 0,3 - 0,4 мегапаскаль в минуту.

166. Работы по ликвидации открытого фонтана выполняются в соответствии с ПЛА.

167. Для ликвидации ГНВП и открытого фонтанирования привлекаются подразделения и формирования АСС.

Вспомогательные работы выполняются производственным персоналом после инструктажа, при непосредственном участии руководителя работ.

168. Не допускается находиться в опасной зоне работникам, не принимающим участия в выполнении аварийных и вспомогательных работ.

169. Оборудование, технические устройства, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, для ликвидации ГНВП и ОФ, находятся в постоянной готовности на складах аварийного запаса организации проводящей нефтяные операции и АСС.

Дислокация складов и перечень оснащенности определяются ПЛА.

170. При подъеме аварийного инструмента трубы развинчивают без применения ротора и динамической нагрузки.

171. Перед работами, связанными с освобождением прихваченного инструмента с подъемного крюка снимаются стропы, роторные вкладыши скрепляются болтами, на шинопневматических муфтах для предупреждения проскальзывания устанавливаются аварийные болты.

172. При применении нефтяных и кислотных ванн для ликвидации прихвата в бурильном инструменте под заливочной головкой устанавливается обратный клапан. Гидростатическое давление составного столба промывочной жидкости должно превышать пластовое давление на проектную величину.

173. Для установки заливочной головки длина бурильного инструмента подбирается с условием, чтобы при навертывании исключалась работа на высоте. При невозможности выполнить это условие устраивается площадка с лестницей.

174. В процессе ловильных работ в скважинах с потенциальной опасностью ГНВП длина бурильной колонны подбирается из расчета нахождения гладкой части трубы против плашек превентора, ведущей трубы в роторе.

175. Подъем бурильной колонны из скважины, при поглощении промывочной жидкости, допускается после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

При невозможности выполнения этого условия составляются дополнительные мероприятия по обеспечению безопасности.

176. Бурение скважины с частичным или полным поглощением бурового раствора, с возможным ГНВП, проводится по ПЛА.

177. При снижении гидростатического давления ниже пластового, работы по расхаживанию бурильной колонны проводятся с загерметизированным затрубным пространством, с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением дополнительных мер безопасности, при участии АСС.

178. При возникновении сифона или поршневания производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема и обеспечивается полный долив скважины для предупреждения ГНВП и воздействия на пласт.

179. Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры) проводят по плану организации работ.

180. После шторма проводится обследование состояния бурового оборудования, эксплуатационных стояков, посадочных площадок и другого оборудования, установленного на платформе. Результаты осмотра заносятся в журнал технического состояния оборудования и принимаются меры по устранению выявленных нарушений.

181. Работы в замкнутом пространстве и на высоте, огневые, газоопасные работы на морских нефтегазовых сооружениях, проводятся под руководством лица, ответственного за безопасное проведение работ, по наряд-допуску, в котором указываются меры безопасности, средства защиты и спасения.

182. В случае ГНВП и ОФ огневые работы на морских нефтегазовых сооружениях, по ранее выданным наряд-допускам, прекращаются. Для продолжения работ повторно оформляется наряд-допуск.

183. Проведение работ осуществляются с дежурством спасательного и пожарного судов.

184. Проведение огневых работ в помещениях морских нефтегазовых сооружений, в местах возможного скопления газа вне помещений, допускается после контроля воздушной среды газоанализаторами и в присутствии лица, ответственного за безопасное проведение работ, указанного в наряд-допуске.

185. Вдоль подводных объектов при строительстве и эксплуатации вводится охранная зона в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси крайних ниток подводных объектов на 100 метров с каждой стороны.

186. При участии в строительстве, прокладке или ремонте подводных объектов нескольких судов, организация, осуществляющая строительство, прокладку или ремонт подводных объектов, выделяет капитана-наставника для общего руководства работами.

187. Между судами, участвующими в строительстве, прокладке или ремонте подводных объектов, и береговыми базами устраивается непрерывная радиотелефонная или спутниковая связь.

188. Подводные объекты проектируются на основе гидрологических, метеорологических, инженерно-геологических данных и топографических изысканий, с учетом существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной среды в месте прокладки подводных объектов и их коммуникаций, перспективных дноуглубительных работ в заданном районе.

189. В проекте строительства подводных объектов предусматриваются автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное для людей и окружающей среды состояние.

190. В проекте учитывается возможность беспрепятственного отключения запорной арматурой подводных трубопроводов и их отдельных участков при чрезвычайных и аварийных ситуациях, и профилактических и ремонтных работах.

191. Прокладка подводных объектов производится с заглублением в дно моря (реки, канала) на глубину с учетом условий, техническим заданием на проектирование. На мелководье подводные объекты заглубляются до отметки, обеспечивающей безопасность судоходства, эффективность рыболовства и естественные экологические условия обитания и миграции рыб.

192. При разработке подводной траншеи канатно-скреперной установкой предварительно проверяется крепление узлов механизма, тормозные устройства,

надежность заделки в землю якорей для крепления лебедки, беспрепятственное движения каната (каменей, бугров). Рабочее место у электрической лебедки обеспечивается диэлектрическими галошами, перчатками и ковриком.

При обрыве каната, подъем из воды осуществляется при выключенной лебедке.

Во время работы канатно-скреперной установки не допускается:

- 1) промерять траншеи в зоне движения скреперного ковша или каната;
- 2) сдвигать грунт бульдозером из отвала;
- 3) опускать водолаза в зоне действующего рабочего органа;
- 4) направлять руками движущийся ковш или очищать его от грунта вручную.

193. При строительстве и прокладке подводных объектов должен осуществляться мониторинг метеорологических условий в зоне производства работ на основе полусуточных, суточных и трехсуточных прогнозов погоды с передачей информации трубоукладочному судну.

194. Предельные значения температуры наружного воздуха, скорости ветра в данном климатическом районе, при которых приостанавливаются работы или организовывается перерывы в работе, с целью недопущения аварий, устанавливаются руководителем объекта, осуществляющим строительство и прокладку подводных объектов в соответствии.

195. Обследование дна трассы прокладки подводных объектов на наличие объектов, препятствующих безопасному ведению строительных работ, проводится на участке шириной не менее 20 метров (по 10 метров в каждую сторону от намеченной трассы).

196. При проведении работ по вибрационному уплотнению донных отложений спуск водолазов под воду не производится. Осмотр участка уплотнения донных отложений выполняется после остановки виброуплотняющего агрегата.

197. Оборудование, используемое при строительстве и прокладке подводных объектов, оснащается средствами регулирования, блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию.

198. Организация и технология производства работ по балластировке и закреплению подводных трубопроводов осуществляются в соответствии с проектом строительства.

199. Трубопроводы до сдачи в эксплуатацию должны подвергаться наружному осмотру, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Вид испытания и величины испытательных давлений для каждого трубопровода указывается в проекте организации работ.

200. Не допускается производить испытание трубопроводов до полного окончания работ и подписания акта о результатах очистки полости трубопровода.

Испытание трубопроводов выполняется под руководством ответственных лиц за своевременную подачу рабочего реагента для опрессовки, и правильное его

использование. Испытание трубопроводов производится гидравлическим (водой, не замерзающими жидкостями) или пневматическим (воздухом) способами.

Применение для испытаний трубопроводов природного газа не допускается.

201. Место и время проведения испытания подводных газонефтепроводов предварительно сообщаются гидрографической службе флота для оповещения судоводителей и диспетчерской службы организации, а также местных исполнительных органов близлежащих населенных пунктов.

202. Проверка на герметичность участков всех категорий с применением испытательной среды производится после испытания на прочность.

Воздух, используемый для испытания трубопроводов, одорируется для выявления возможных утечек из трубопроводов.

Осмотр трассы при проверке на герметичность производят после снижения испытательного давления до рабочего.

При обнаружении утечек участок трубопровода подлежит ремонту.

203. Организация принимает подводные объекты в эксплуатацию после завершения комплекса работ, предусмотренных проектом строительства, средств электрохимической защиты, технологической связи, устройств автоматики и телемеханики.

Параграф 4. Требования к обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических и сопутствующих объектов на морских нефтегазовых сооружениях

204. При эксплуатации технологических и сопутствующих объектов на морских нефтегазовых сооружениях, для технологических процессов с образованием взрывоопасных газовых смесей предусматриваются автоматические системы аварийной защиты.

205. Объекты сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа должны оснащаться:

- 1) сигнализаторами контроля взрывоопасной концентрации газа;
- 2) датчиками пожарной сигнализации;
- 3) системой автоматического контроля за положением уровня жидкости и давлением в сепараторах, отстойниках и резервуарах;
- 4) системой линейных отсекающих устройств или другой автоматизированной запорной арматурой с автономным и дистанционным управлением.

При возникновении на объектах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа аварийных ситуаций технологические процессы останавливаются.

206. Каждая фонтанная скважина на морских нефтегазовых сооружениях должна оборудоваться комплектом внутрискважинного клапана-отсекателя, обеспечивающего остановку работы скважины при разрушении устьевого арматуры, возникновении

пожара на устье скважины, изменении давления в выкидном коллекторе выше или ниже заданного, струнными задвижками-отсекателями с дистанционным управлением, позволяющими отключать отдельные скважины или группу эксплуатационных скважин в аварийной ситуации с местного поста или с диспетчерского пульта.

207. Работоспособность внутрискважинных и линейных клапанов - отсекателей проверяется по графику в соответствии с руководством по эксплуатации на эти клапана

208. На каждой фонтанной скважине осуществляется контроль давления в затрубном, кольцевом, трубном и межколонном пространствах скважины.

209. В затрубном пространстве скважин с установленным пакером должно поддерживаться искусственное давление для предотвращения пропусков в резьбовых соединениях. При разгерметизации пакера и повышении давления в затрубном пространстве принимаются меры к глушению скважины и замене пакера.

210. При эксплуатации скважин, имеющих коррозионные компоненты, применяется арматура, выполненная из материала, устойчивого к коррозии. В данные скважины должен вводиться ингибитор.

211. Обвязка фонтанной арматуры и трубопроводов до блок-манифольда производится коваными уголками и тройниками заводского изготовления. Выкидные линии надежно крепятся к платформе специальными устройствами предупреждающими износ и деформацию.

При этом предусматривается возможность свободного доступа обслуживающего персонала для осмотра и ремонта трубопровода. На каждом трубопроводе с интервалом в 10 метров краской наносится номер скважины и направление потока.

212. На нагнетательных скважинах устье оснащается задвижками регулирования давления, отдельно для заколонного пространства скважины.

213. Обсадная колонна, узел лифтовой колонны и пакера через которую происходит нагнетание в пласт, опрессовывается на максимально допустимое давление.

214. Наблюдение за нагнетаемым давлением и дебитом нагнетания отдельной нагнетательной скважины, ведется с записями в вахтовом журнале не реже одного раза в месяц.

215. При диаметре применяемых труб ≥ 200 миллиметров расстояние в свету между трубопроводами должно быть не менее 200 миллиметров. В других случаях расстояние в свету не менее 100 миллиметров. Расстояние трубопроводов до настила не менее 350 миллиметров.

216. При многорядном расположении скважин прокладка трубопроводов от эксплуатационных скважин между рядами скважин не допускается.

Трубопроводы должны быть закреплены, и иметь соответствующую маркировку давления и опознавательную окраску.

217. На выкидных линиях скважин перед блочной установкой по замеру и сепарации продукции скважин должны устанавливаться обратные клапаны.

218. Продувка и разрядка скважин, трубопроводов, сепараторов производится через технологический блок установки.

219. Не допускается прокладка трубопроводов с нефтью, газом и другими горючими жидкостями через жилой блок. Указанные трубопроводы располагаются на расстоянии не менее 10 метров от жилого блока и коллективных спасательных средств.

220. При пересечении трубопроводов с газом или горючими жидкостями с трубопроводами с не горючими продуктами, последние располагаются снизу.

221. Подводные устройства безопасности трубопроводов должны включать:

1) глубинный клапан безопасности, регулируемый с поверхности;

2) автоматический глубинный клапан безопасности;

3) нагнетательный клапан, предотвращающий обратный поток в нагнетательных скважинах.

222. Закрытые помещения объектов добычи, сбора и подготовки нефти и газа (скважины, пункты замера, сбора и подготовки, компрессорные станции) должны иметь рабочую и аварийную вентиляцию с выводом показателей основных технологических параметров и показаний состояния воздушной среды на объекте на центральный диспетчерский пульт.

223. Объекты управления оборудуются сигнальными устройствами предупреждения отключения объектов и обратной связью с диспетчерским пунктом.

224. Отдельный управляемый с диспетчерского пульта объект оборудуется системой блокировки и ручным управлением непосредственно на объекте.

225. Сбросы с предохранительных клапанов технологического оборудования направляются в емкость (каплеотбойник), а газ - на факел.

Продувка, разрядка и прокачка коммуникаций и скважин должны осуществляться через блок продувки с последующей откачкой жидкости насосами.

226. На морских нефтегазовых сооружениях объекты подготовки газа при технологическом процессе, связанном с применением огня, располагаются на максимально возможном удалении (не менее 15 метров) от аппаратов, содержащих газ, легко воспламеняющиеся горючие жидкости, и от добывающих и бурящихся скважин.

227. Размещение на морских нефтегазовых сооружениях складских резервуаров для хранения добытой нефти не допускается. Нефть перекачивается на технологическую платформу, береговую базу или хранится в резервуарах на отдельных платформах. Допускается наличие на морских нефтегазовых сооружениях буферных емкостей для нефти, общим объемом не более 200 метров кубических.

228. Технологические установки на морских нефтегазовых сооружениях должны иметь средства автоматической защиты со звуковыми и световыми сигналами, обеспечивающие автоматическое отключение скважин и газосборных коллекторов в

случае повышения давления выше допустимого, порывов выкидных линий и технологического оборудования.

Все резервные линии должны находиться в рабочем состоянии.

229. Автоматические запорные устройства должны устанавливаться в начале трубопровода и в конце на морских нефтегазовых сооружениях или на берегу для отключения при аварийных ситуациях.

230. Подводный трубопровод для транспортировки нефти и газа опрессовывается на давление, установленное проектом.

231. Перед пуском насоса, расположенного в помещении, и заполнением нефтью включается приточно-вытяжная вентиляция. Не допускается пуск насоса в работу при неисправной или выключенной вентиляции.

232. Электропривод насоса, перекачивающего нефть, должен быть взрывозащищенного исполнения и иметь дистанционное отключение.

233. Шланги, соединяющие судовой трубопровод со сливо-наливными устройствами причалов, должны иметь длину, обеспечивающую возможность перемещения судна у причала.

Шланги поддерживаются при помощи мягких стропов или деревянных подставок.

234. Перед наливом проверяется правильность открытия, задвижек, и исправность отдельных сливо-наливных устройств, плотность соединений шлангов или телескопических труб.

Обслуживающий персонал причала и нефтеналивного судна ведет постоянное наблюдение за ходом работ по наливу и состоянием оборудования. В случае образования течи нефти ее немедленно устраняют. При невозможности устранить течь операция по наливу нефти приостанавливается до устранения неисправности.

235. Не допускается во время стоянки судов у причала подход к нему и швартовка судов, плавучих средств, не связанных с операциями по наливу нефти.

236. Не допускается выкачивание подтоварной воды или нефтепродуктов из нефтеналивных судов на акватории, налив при грозовых разрядах, отогревание замерзших трубопроводов открытым огнем.

Причал должен оборудоваться паровыми стояками.

237. Скважина, подлежащая капитальному ремонту, глушится и перекрывается запорной арматурой. На скважине вывешивается соответствующая табличка, указывающая на проведение капитального ремонта.

238. Подготовка скважин к ремонтным работам производится в соответствии с планом организации работ и составлением акта готовности скважины к ремонту, утверждаемого техническим руководителем организации. После ремонта скважина сдается в эксплуатацию по акту о проведении ремонта, утверждаемому техническим руководителем организации.

239. Перед производством ремонта фонтанных скважин предусматривается запас объема бурового раствора, установленных параметров, не менее 2-х кратного максимального объема ремонтируемой скважины.

240. После демонтажа фонтанной арматуры перед началом подъема насосно-компрессорных труб на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование и опрессовывается.

241. Перед началом ремонта скважины восстанавливается циркуляция и промывается буровым раствором до выравнивания параметров промывочной жидкости

242. При ГНВП в процессе производства ремонта скважин, бурение других скважин на морских нефтегазовых сооружениях прекращается с принятием мер против возможных осложнений на бурящихся скважинах. О ГНВП сообщается руководству организации, эксплуатирующей морские нефтегазовые сооружения и АСС.

243. При производстве ремонтных работ на фонтанных скважинах, связанных с расхаживанием или натяжкой труб, работы на бурящихся скважинах приостанавливаются с принятием мер против возможных осложнений.

244. Перед началом ремонта скважины пласт продуктивного горизонта изолируется, после чего восстанавливается циркуляция и промывается до выравнивания параметров промывочной жидкости.

245. Операции при помощи каротажного кабеля в скважине, вскрывшей продуктивный пласт должны проводиться с использованием лубрикатора, содержащего , не менее одного сальникового клапана.

Лубрикатор опрессовывается на максимально возможное давление, ожидаемое на устье скважины.

246. Радиоактивные материалы, должны храниться в защищенных, отдельно стоящих, герметичных и не тонущих контейнерах.

Для исследований применяются радиоактивные вещества и источники ионизирующих излучений в соответствии с проектом, технологическим регламентом.

На скважинах, при проведении исследований с применением радиоактивных изотопов, осуществляется контроль радиоактивности извлекаемого флюида.

247. Производство работ по перфорации колонны производится с соблюдением требований противofонтанной безопасности. Перфорация с депрессией на пласт допускается при установленной и опрессованной на соответствующее давление фонтанной арматуре и соответствующей обвязке устья.

Перфорация с репрессией допускается с использованием ПВО или перфораторной задвижки и лубрикатора. Для задавки скважины на сооружении хранится запас бурового раствора, не менее 2-х кратного объема скважины.

248. Зарядка и сборка прострелочных аппаратов на морских нефтегазовых сооружениях производится на специальном устройстве, на расстоянии не менее 20 метров от устья скважины и жилого блока.

249. Допускается временное хранение взрывчатых материалов на морской установке на время проведения прострелочно-взрывных работ в переносных контейнерах, установленных на площадках. Площадка оборудуется приспособлением для аварийного сбрасывания контейнеров в море в случае аварийной ситуации или пожара.

250. При испытании скважин, содержащих сероводород, составляется ПОР.

251. Пуск скважины пласто-испытателем или перфорированием колонны с последующим вызовом притока производится в светлое время суток. Оставшаяся часть исследования на приток, возможна в темное время суток при наличии освещенности.

252. Устьевое оборудование, ПВО, запорная арматура, манифольдный блок, штуцерная батарея, выкидные линии, сепараторы и элементы обвязки опрессовываются на ожидаемое устьевое давление.

253. Для контроля работы фонтанной скважины устанавливаются манометры в затрубном и трубном пространстве, и приборы, показывающие расход пластового флюида.

254. Для предотвращения замерзания устьевой обвязки скважин в период сильных морозов, при добыче нефти с высокой температурой застывания или при высоком содержании воды в продукции газоконденсатных скважин, обогрев скважин производится паром или горячей водой. Использование открытого пламени запрещается.

255. Освоение и ремонт скважин на морских нефтегазовых сооружениях производится по ПОР, разработанному для каждой конкретной скважины.

В ПОР указывается периодичность работ, мероприятия по безопасности, лица обеспечивающие безопасность работ.

256. Каждая осваиваемая и эксплуатируемая скважина на морских нефтегазовых сооружениях имеет возможность подключения через отводы, имеющие запорные устройства, к распределительному трубопроводу. На отводах трубопроводов устанавливаются обратные клапаны. Каждый ряд скважин имеет свой распределительный трубопровод.

Распределительные трубопроводы и запорные устройства рассчитываются на максимальное давление, ожидаемое на устье при эксплуатации скважины.

257. На линии присоединения распределительного трубопровода к манифольду насосов для глушения скважины должны устанавливаться запорные устройства.

Между запорными устройствами устанавливаются манометры для контроля давления.

258. Рабочая площадка вокруг скважины при освоении, эксплуатации, капитальном или текущем ремонте не загромождается излишним оборудованием и материалами.

Трубопроводы на морских нефтегазовых сооружениях объединяются в группы и прокладываются в одной плоскости.

На морских нефтегазовых сооружениях для обслуживания фонтанных арматур предусматриваются разборные площадки, регулируемые по высоте.

259. После демонтажа блок-модулей бурового оборудования на морских нефтегазовых сооружениях монтируется блок-модуль для глушения эксплуатационных скважин.

260. Освоение скважин на морских нефтегазовых сооружениях допускается при условии выполнения подготовительных работ, включая проверку состояния искрогасителей ДВС, подключение насосов для глушения к осваиваемой скважине и наличие на морских нефтегазовых сооружениях запаса бурового раствора.

261. Перед перфорацией скважины на морских нефтегазовых сооружениях необходимо проверить герметичность обвязки устьев скважин на морских нефтегазовых сооружениях. Обнаруженные пропуски ликвидируются.

262. До перфорации скважина заполняется буровым раствором, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием с дистанционным управлением.

263. При перфорации обеспечивается:

1) присутствие у морских нефтегазовых сооружений пожарного и спасательного судна;

2) наличие на морских нефтегазовых сооружениях для фонтанных скважин комплекта линейных и внутрискважинного клапана - отсекающего с пакером.

264. Подготовительные работы для проведения прострелочных и взрывных работ проводятся по ПОР, с обеспечением спуска перфоратора и торпеды в скважину и отстрелом перфоратора или взрыва торпеды в светлое время суток.

265. В период перфорации скважины не допускается проведение буровых и огневых работ. При этом принимаются меры по предотвращению возможных осложнений в бурящихся скважинах. Не допускается проведение текущего и капитального ремонта на эксплуатационных скважинах и подход к морским нефтегазовым сооружениям судов обслуживания.

266. Не допускается вызов притока в ночное время.

Площадка, на которой смонтировано оборудование для опробования скважины, должна иметь хорошую естественную вентиляцию.

267. Насосно-компрессорные трубы до спуска в скважину шаблонируются и опрессовываются. По результатам опрессовки составляется акт комиссии назначенной руководителем организации проводящей перфорационные работы.

268. В проектах на строительство скважин, обустройство и разработку месторождений нефти, газа и газоконденсата указываются условия безопасной консервации и ликвидации опасных объектов.

269. Консервация скважины проводится с обеспечением возможности повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней ремонтных и восстановительных работ.

Не допускается консервация скважины с межколонными пропусками газа.

270. На скважинах, находящихся в консервации, не реже одного раза в месяц проводится проверка состояния надводного оборудования и наличия избыточного давления на устье с соответствующей записью в вахтовом журнале. При обнаружении давления, пропусков на устье или грифонообразования необходимо немедленно сообщить руководству организации и АСС для принятия мер по их ликвидации.

271. На отдельной консервируемой скважине, пробуренной со стационарного морского нефтегазового сооружения, устанавливается репер - стальной стержень диаметром 0,025 метров и длиной 0,3 метров с приваренной стальной пластинкой размером 0,4x0,2x0,005 метров. На стальной пластинке репера сваркой наносится: номер скважины, наименование месторождения (площади) и организации, дата и срок консервации.

272. Отдельная консервируемая скважина должна оборудоваться фонтанной арматурой. При надводном расположении устья штурвалы задвижек (за исключением задвижки, выполняющей функции контрольной) снимаются, коммуникации арматуры отсоединяются, а внешние фланцы задвижек арматуры оборудуются фланцевыми заглушками. Манометры (за исключением контрольного) снимаются с места и устанавливаются заглушки.

273. При консервации скважины, находящейся в строительстве, на подводное устье скважины устанавливается специальная капотажная головка, обеспечивающая герметизацию подводного устья скважины и восстановление циркуляции при расконсервации.

Опорная плита консервируемой скважины оборудуется гидроакустическим маяком, позволяющим определить местоположение подводного устья законсервированной скважины.

Скважины, находящиеся в акватории моря, где отсутствуют ледовые условия, оборудуются плавучим знаком специального назначения.

274. При консервации нефтяных и газовых скважин устье скважины оборудуется подводной фонтанной арматурой. В диспетчерском пункте над панелью контроля и управления законсервированной скважины вывешивается табличка с указанием даты консервации. Питание систем дистанционного управления отключается.

После завершения работ по консервации скважины геологическая служба организации исполнителя составляет протокол о консервации скважины.

275. Объекты консервации и ликвидации защищаются от внешнего воздействия и опасности разрушения, находятся под охраной и наблюдением.

276. Объекты консервации, расконсервации и ликвидации скважин указываются в декларациях безопасности, учитываются при разработке ПЛА.

277. Контроль состояния и проведение мониторинга законсервированных скважин и ликвидированных скважин до передачи контрактных территорий обратно Республике Казахстан обеспечивает владелец объекта.

278. Расконсервация скважины производится по утвержденному плану, при условии обеспечения безопасности, после выполнения подготовительных работ с учетом ПЛА. Работы по расконсервации проводятся в присутствии АСС.

279. При ликвидации скважин, перед установкой цементных мостов скважины заполняются жидкостью (буровой раствор, вода) с плотностью, позволяющей создать на забое давление, превышающее на 15 процентов пластовое (при отсутствии поглощения).

280. При ликвидации скважин без спущенной эксплуатационной колонны в интервалах залегания нефтегазонасыщенных объектов устанавливаются цементные мосты. Высота отдельного цементного моста равна мощности пласта плюс 20 метров выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего продуктивного пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 метров.

281. При ликвидации скважин по причине деформации эксплуатационной колонны цементный мост устанавливается в зоне деформации и выше ее на высоту не менее 50 метров или в противном случае над зоной деформации на высоту не менее 100 метров.

282. При ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной:

1) разведочной - в связи с отсутствием промышленной нефтегазонасыщенности;
2) добывающей - в связи с полным истощением продуктивных объектов или их обводнением;

3) нагнетательной или наблюдательной скважин - в связи с выполнением своего назначения, в эксплуатационной колонне устанавливается цементный мост высотой не менее 50 метров непосредственно над зоной фильтра последнего объекта с закачкой цементного раствора под давлением в зону фильтра.

283. При ликвидации скважин, имеющих в конструкции спущенные "хвостовики", за которыми цементный раствор полностью не поднят или не перекрыта забойная зона предыдущих колонн, устанавливаются цементные мосты высотой по 20 - 30 метров выше и ниже "головы хвостовика".

284. Во всех ликвидируемых скважинах в последней (наименьшей) обсадной колонне, связанной с устьем скважины, устанавливается цементный мост высотой не менее 50 метров с расположением "головы" цементного моста на уровне дна моря.

285. При ликвидации скважин с подводным расположением устья, пробуренных с ПБУ, выступающая над дном моря обсадная колонна (в случае, если при бурении

скважины не использовалась специальная придонная колонная головка) удаляется на уровне дна. На выступающую над дном моря специальную придонную колонную головку устанавливается заглушка (глухой фланец).

286. После завершения работ по ликвидации скважины геологическая служба организации-исполнителя составляет протокол о производстве ликвидационных работ по скважине.

К протоколу прилагается один экземпляр акта обследования дна на отсутствие навигационных опасностей и видеосъемка устья и морского дна по периметру морских нефтегазовых сооружений или ПБУ плюс 10 метров.

287. При разработке принципиальной схемы сбора, подготовки и транспортировки продукции скважин на морских нефтегазовых сооружениях учитываются следующие условия:

1) на морских нефтегазовых сооружениях должно размещаться оптимальное число объектов и максимально сокращено количество технологических операций на морских нефтегазовых сооружениях;

2) проекты обустройства месторождения предусматривают использование модульного, блочно-комплектного оборудования, разработанного для морских условий. При его отсутствии допускается применять обычное оборудование, предназначенное для работы на суше, но приспособленное к монтажу и эксплуатации на морских объектах.

288. Не допускается эксплуатация трубопроводов, оборудования и аппаратуры при наличии неплотностей в соединениях. Пропуски нефти, газа и топлива, неустраненные в течение смены неисправности, записываются в вахтовом журнале.

289. При расположении задвижек и арматуры в труднодоступных местах предусматривается дистанционное управление (удлиненные штоки или штурвалы управления, электропневмоприводы), а также обеспечивается безопасный доступ на случай ремонта или замены.

290. Ремонт трубопроводов, запорной и распределительной арматуры должен осуществляться по графику планово-предупредительного ремонта, утвержденному техническим руководителем организации на основании проведенных обследований.

291. В план-график ремонта оборудования линейной части трубопроводов и отводов включается запорная и распределительная арматура.

292. По плану-графику организуется межремонтное обслуживание, и производятся ревизия, технический осмотр, текущий, средний и капитальный ремонты арматуры.

293. До начала основных работ на ремонтируемом участке трубопровода для безопасной работы принимаются следующие меры:

- 1) отключаются установки катодной и дренажной защиты;
- 2) перекрываются линейные краны и выпускается среда;
- 3) вытесняется среда из ремонтируемого участка;

4) отбирается проба из ремонтируемого участка в случае неудовлетворительных анализов продувка повторяется;

5) разрезается трубопровод с двух концов;

б) устанавливаются заглушки на открытых концах труб ремонтируемого и прилегающих участков.

294. Ремонт трубопроводов проводится при волнении моря не более трех баллов.

До начала ремонтных работ ответственному руководителю необходимо ознакомиться с актом водолазного обследования подлежащего ремонту участка.

Перед ремонтом давление в трубопроводе снижается до атмосферного.

К ремонту изоляции участков трубопроводов допускаются водолазы, с соответствующей квалификацией.

Трубопроводы по окончании ремонта испытываются с составлением акта.

295. На морских нефтегазовых сооружениях устанавливается факел для сжигания газа в аварийных ситуациях. Факел рассчитывается на сжигание ожидаемого количества газа.

Факел оборудуется запальным устройством, обеспечивающим возможность многократного и дистанционного зажигания подаваемого газа. Запальное устройство защищается от ветра.

296. Конструкция стояка факела должна обеспечивать устойчивое горение с учетом увеличения количества газа по мере последовательного ввода скважин в эксплуатацию.

Сигнализация о горении факела устанавливается в центральном посту управления.

297. Стояк факела обеспечивается надежным креплением, высота факельного стояка определяется расчетным путем с учетом допустимых значений теплового воздействия на обслуживающий персонал и технологическое оборудование.

298. Для улавливания конденсата на факельном трубопроводе устанавливается сепаратор. Во избежание попадания в факел конденсат периодически отводится из сепараторов в емкость объемом не более 3 кубических метров.

Факельный трубопровод имеет уклон в сторону сепаратора. Установка запорной арматуры на факельных линиях не допускается. На факельном трубопроводе у стояка факела устанавливается огнепреградитель, доступный для ремонта и осмотра.

299. Все трубопроводы, подводящие газ к факельному стояку, отдельные узлы системы, опрессовываются на полуторакратное рабочее давление системы.

Перед подачей газа на сжигание в факеле, факельный трубопровод продувается паром или инертным газом.

300. Не допускается сброс в факельный трубопровод газоздушных смесей.