

Об утверждении Инструкции по проведению технического диагностирования установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации

Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 12 июля 2021 года № 335. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 14 июля 2021 года № 23515.

В соответствии с подпунктом 125) пункта 16 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 октября 2020 года № 701, **ПРИКАЗЫВАЮ:**

Сноска. Преамбула - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 14.07.2023 № 382 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить прилагаемую Инструкцию по проведению технического диагностирования установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации.

2. Комитету промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан обеспечить:

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

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан;

3) в течении десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан сведения об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

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

*Министр по чрезвычайным ситуациям
Республики Казахстан Ю. Ильин*

"СОГЛАСОВАН"

Министерство энергетики
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство индустрии
и инфраструктурного развития
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики
Республики Казахстан

Утверждены
приказом Министра
по чрезвычайным ситуациям
Республики Казахстан
от "" 2021 года №

Инструкция по проведению технического диагностирования установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим сроком службы, с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Инструкция по проведению технического диагностирования установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации (далее - Инструкция) разработана в соответствии с подпунктом 125) пункта 16 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 октября 2020 года № 701. Инструкция устанавливает общие требования к периодичности, организации и методам технического диагностирования установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим сроком службы, и определяет порядок проведения, методы, критерии и объем оценки технического состояния, условия и возможность дальнейшей безопасной эксплуатации, необходимость проведения ремонта (модернизации), определяет дату проведения следующего технического диагностирования или необходимость приостановки дальнейшей эксплуатации.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 14.07.2023 № 382 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Инструкция предназначена для проведения технического диагностирования оборудования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с истекшим расчетным сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации, а также установления необходимости проведения ремонта или вывода из эксплуатации.

3. Введение в действие настоящей Инструкции не отменяет требований, предъявляемых к системе планово-предупредительного ремонта, регламентированных в эксплуатационной документации, инструкциях, регламентах.

Глава 2. Область применения

4. Инструкция распространяется на все типы установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, как отечественного, так и иностранного производства, с учетом особенностей конструкции и требований промышленной безопасности при эксплуатации на территории Республики Казахстан.

5. В настоящей Инструкции применяются следующие термины с соответствующими определениями:

1) установка для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин - комплекс оборудования, предназначенного для ремонта и бурения скважин;

2) владелец объекта - физическое и (или) юридическое лицо, владеющее объектом, на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления либо на любом другом законном основании;

3) дефект - каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям;

4) оборудование - применяемое самостоятельно или устанавливаемое на машину техническое устройство, необходимое для выполнения ее основных и (или) дополнительных функций, а также для объединения нескольких машин в единую систему;

5) опасная зона - пространство, в котором на человека воздействуют опасности исходящие от машины или оборудования;

6) жизненный цикл машин и оборудования - процессы проектирования, производства, эксплуатации (в том числе ремонт, техническое и сервисное обслуживание), хранения, транспортировки, реализации, уничтожения и утилизации;

7) безопасность машин и оборудования - отсутствие недопустимого риска, связанного с причинением вреда жизни, здоровью человека и окружающей среде; 8) подтверждение соответствия машин и оборудования - процедура, результатом которой является документальное удостоверение соответствия (в виде декларации о соответствии или сертификата соответствия) машин и (или) оборудования требованиям, установленным техническими регламентами, документами по стандартизации или условиями договоров;

9) изготовитель - физическое или юридическое лицо производящее продукцию для последующего отчуждения или собственного потребления в производственных целях;

10) персонал - лица, занятые в запуске, эксплуатации, наладке, текущем обслуживании, чистке, ремонте, хранении или транспортировке машин и оборудования ;

11) предельное состояние - состояние машины и (или) оборудования, при котором их дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление их работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

12) отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния машины и (или) оборудования вследствие конструктивных нарушений при проектировании, несоблюдения установленного процесса изготовления или ремонта, невыполнения правил или руководства (инструкции) по эксплуатации;

13) надежность - свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования;

14) техническое обслуживание - комплекс организационных мероприятий и технических операций, направленных на поддержание работоспособности (исправности) объекта и снижение вероятности его отказов при использовании по назначению, хранении и транспортировании;

15) ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурса изделий или их составных частей;

16) ремонтный цикл - наименьший повторяющийся интервал времени или наработка изделия, в течение которого выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической или эксплуатационной документации все установленные виды ремонта;

17) внеплановый ремонт - ремонт, постановка изделий на который осуществляется без предварительного назначения;

18) расчетный ресурс - суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация машины и (или) оборудования прекращается независимо от их технического состояния;

19) остаточный ресурс - суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние;

20) допускаемая (расчетная) нагрузка - сила или комбинация сил, которую по расчету выдерживает конструкция без превышения допустимого напряжения в любом элементе;

21) динамическая нагрузка - нагрузка, характеризующаяся быстрым изменением во времени ее значения, направления или точки приближения и вызывающая в грунтах основания или строительной системе силы инерции, подлежащие учету при расчете фундаментов;

22) основная нагрузка - осевая нагрузка, воздействующая на оборудование в процессе эксплуатации;

23) техническое диагностирование - процесс, охватывающий теорию, методы и средства определения технического состояния объектов;

24) аттестованная организация - организация аттестованная уполномоченным органом в области промышленной безопасности на право проведения работ в области промышленной безопасности;

25) уполномоченный орган в области промышленной безопасности - центральный исполнительный орган, осуществляющий руководство и межотраслевую координацию, разработку и реализацию государственной политики в области промышленной безопасности.

Глава 3. Проведение технического диагностирования

6. По истечении расчетного срока службы установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, установленного в конструкторской и эксплуатационной документации, дальнейшая еѸ эксплуатация без проведения работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации не допускается.

7. Предусматриваются три вида технического диагностирования с целью продления срока эксплуатации: первичное, повторное, внеочередное.

8. Первичное техническое диагностирование установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводится после истечения установленного срока службы, предусмотренного конструкторской и эксплуатационной документации.

В случае отсутствия установленного срока службы в конструкторской и эксплуатационной документации, срок службы принимается – 10 лет.

9. Срок продления эксплуатации сверх назначенного срока службы и срок проведения повторного технического диагностирования определяются на основании результатов предыдущего технического диагностирования, проведенного аттестованной организацией.

10. Повторное техническое диагностирование проводится неоднократно и сроки его проведения зависят от фактического состояния установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

11. Внеочередное техническое диагностирование проводится в следующих случаях:

- 1) появление трещин в несущих металлоконструкциях и элементах;
- 2) при наличии деформаций и повреждений металлоконструкций;
- 3) нарушения установленных требований по эксплуатации в конструкторской и эксплуатационной документации;
- 4) после проведения сварочных работ на несущих конструкциях установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

12. На основании данных технического диагностирования проводится оценка технического состояния установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин и их остаточного ресурса, и принимается одно из решений:

- 1) продолжение эксплуатации на установленных рабочих параметрах;
- 2) продолжение эксплуатации с ограничением рабочих параметров;

- 3) проведение ремонта;
- 4) вывод из эксплуатации.

13. Решение принимается экспертной организацией, проводившей техническое диагностирование и оценку остаточного ресурса.

14. Техническое диагностирование установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводят аттестованные организации, имеющие лабораторию неразрушающего контроля и технической диагностики на праве собственности или ином законном основании.

15. Техническое диагностирование установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин допускается выполнять подразделению эксплуатирующей организации при наличии аттестата на право проведения экспертизы промышленной безопасности.

16. Для выполнения работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин создается комиссия, в составе не менее трех человек во главе с председателем, которая назначается приказом руководителя организации, эксплуатирующей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Члены комиссии выбираются из числа лиц, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. В приказе указываются сроки проведения технического диагностирования, дата вывода установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин из эксплуатации и наименование аттестованной организации, проводящей техническое диагностирование, фамилии руководителя и членов комиссии. Форма приказа о проведении технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин приведена в приложении 1 к настоящей Инструкции.

17. Приказом руководителя аттестованной организации создается группа специалистов для проведения технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с определением полномочий для каждого члена группы в соответствии с приложением 2 к настоящей Инструкции.

18. Продление срока эксплуатации зависит от фактического технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, качества ремонта и действующих технологических нагрузок, но не более трех лет.

19. Техническое диагностирование установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводится по графику организации, эксплуатирующей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

20. В целях установления необходимой полноты сведений, аттестованная организация рассматривает заявку на проведение технического диагностирования для продления срока безопасной эксплуатации и прилагаемые к ней документы, в которых приводится достоверная информация о состоянии установки для бурения и ремонта

нефтяных и газовых скважин. Срок рассмотрения заявки составляет не более 14 календарных дней.

21. Организация, эксплуатирующая установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин отвечает за достоверность информации, представленной аттестованной организации для определения безопасного срока эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

22. Аттестованная организация запрашивает дополнительную документацию, связанную с эксплуатацией, ремонтом и заменой узлов, деталей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, в процессе технического диагностирования.

23. Техническое диагностирование металлоконструкций мачт и оснований установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводится в летний период и в светлое время суток.

24. При проведении внеочередного технического диагностирования объём выполняемых работ определяется комиссией с учётом причин, вызвавших выполнение этого технического диагностирования.

25. Перед техническим диагностированием проводятся следующие мероприятия:

1) Установление необходимости проведения работ по продлению сроков безопасной эксплуатации.

2) Определение объектов технического диагностирования, согласование с эксплуатирующей организацией установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, перечня технического оборудования и технических устройств, подлежащих техническому диагностированию.

3) Подача и рассмотрение заявки на проведение работ по техническому диагностированию для продления срока эксплуатации и прилагаемых к ней документов

4) Утверждение приказа о составе комиссии и о предстоящем объёме работ.

5) Обеспечение подвесными площадками и необходимым инструментом для осмотра металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

6) Подготовка установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин к обследованию в работоспособном, укомплектованном состоянии, очищенной от грязи и ржавчины.

7) Обеспечение безопасности проведения работ при обследовании установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

8) Анализ результатов предыдущих технических диагностирований, данных об имевших место повреждениях или авариях и выполненных ремонтах.

26. Ознакомление и анализ эксплуатационной и ремонтной документации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин - это детальное ознакомление с конструктивными и эксплуатационными особенностями установки для

бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, с характером его износа, а также с объемами и причинами выполненных ремонтов оборудования, для предварительной оценки повреждений установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

27. Эксплуатационная документация включает в себя:

- 1) Паспорт установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин;
- 2) перечень оборудования и технических устройств установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с документацией изготовителя;
- 3) чертежи;
- 4) схему подключения оборудования в работу с указанием рабочих параметров;
- 5) технологические регламенты;
- 6) ремонтную документацию;
- 7) информация по предыдущим проведенным техническим диагностированием;
- 8) данные о поверке приборов, подлежащих поверке в соответствии с требованиями законодательства об обеспечении единства измерений.

28. Анализ эксплуатационной документации позволяет:

- 1) установить тип установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, изготовителя, наличие информации о постановке на учет в территориальном подразделении уполномоченного органа, даты изготовления, регистрации и ввода в эксплуатацию;
- 2) получить информацию о конструктивных особенностях оборудования, размерах, материальном исполнении его основных элементов, а также о результатах контроля качества и испытания оборудования после изготовления и в процессе эксплуатации;
- 3) оценить соотношение проектных технических характеристик и фактических рабочих параметров, а также характер эксплуатационных нагрузок;
- 4) уточнить объем технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин;
- 5) установить фактическую продолжительность эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Глава 4. Техническое диагностирование

Параграф 1. Общие положения

29. Техническое диагностирование установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводится с целью определения фактических отклонений геометрических параметров элементов и металлоконструкций в целом от паспортных данных, а также проверку состояния страховочных и крепежных элементов. Техническому диагностированию подлежат следующие основные узлы и элементы установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин:

- 1) вышки с платформой верхового рабочего, с магазином для обеспечения спуско-подъемных операций, с подкранблочной площадкой;
- 2) основание вышечного блока;
- 3) основание насосного блока;
- 4) укрытие буровой площадки;
- 5) устройство для подъема вышки;
- 6) лестницы и площадки;
- 7) консольно-поворотный кран;
- 8) проверку состояния электрооборудования, электроаппаратуры, приборов систем безопасности;
- 9) проверку состояния гидро- и пневмооборудования;
- 10) проверку функциональной работоспособности узлов и агрегатов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин; 11) проверку состояния канатов.

30. Техническое диагностирование установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин включает следующие этапы:

- 1) внешний осмотр состояния несущих и вспомогательных элементов, а также сварных и болтовых соединений;

- 2) дополнительную проверку элементов металлоконструкций, сварных и болтовых соединений, предположительно имеющих дефекты;

- 3) проверку прямолинейности и измерение деформаций элементов металлоконструкций;

- 4) отбор проб для определения химического состава и механических свойств металла, несущих и вспомогательных элементов металлоконструкций (производится по решению аттестованной организации);

- 5) анализ обнаруженных неисправностей и составление заключения о результатах обследования.

31. При проведении внешнего осмотра обращают особое внимание на наличие следующих дефектов, влияющих на работоспособность и эксплуатационную пригодность металлоконструкций и представляющих возможную опасность последующего разрушения:

- 1) трещин в основном металле;
- 2) трещин, дефектов в металле сварных швов и околошовной зоне;
- 3) местных механических повреждений (разрывы, вырубки, изломы, вмятины);
- 4) расслоений основного металла;
- 5) закатов основного металла;
- 6) местных коррозионных повреждений и дефектов антикоррозийной защиты;
- 7) подтеков металла;
- 8) изменений геометрических форм элементов.

32. Для получения наиболее достоверной информации о дефектах применяются методы неразрушающего контроля:

- 1) ультразвуковой контроль;
- 2) радиографический контроль;
- 3) капиллярный контроль;
- 4) магнитный контроль;
- 5) тепловой контроль;
- 6) акустико-эмиссионный контроль;
- 7) вихретоковый контроль;

33. При выявлении трещин, обращается внимание на их направление развития и распространение на следующие элементы:

- 1) стыковые соединения;
- 2) фланцевые соединения;
- 3) узлы примыкания элементов конструкций;
- 4) стыки поясов;
- 5) зоны резкого перехода сечений;
- 6) сварные швы, расположенные поперек действующего в растянутых элементах усилия;
- 7) зоны сближения кромок сварных швов менее 50мм;
- 8) болтовые соединения.

34. Степень поражения металла коррозией определяют путем сравнения размеров толщин элементов металлоконструкций в пораженном коррозией месте с паспортными значениями или неповрежденным сечением элемента (непосредственным измерением толщины открытого сечения элемента стандартным измерительным инструментом, или при помощи ультразвукового толщиномера). Допускаемые уменьшения толщины металла несущих элементов металлоконструкции устанавливаются технической документацией изготовителя. Места измерения толщины металлоконструкции необходимо подготовить до начала проведения измерений. Толщина металла определяется как среднее арифметическое значение по результатам трех измерений.

35. Для болтовых соединений контролируется степень коррозии, затяжки (100% контроль), наличие предохранительных элементов против отвинчивания (пружинных шайб, отгибных шайб, контргаек, шплинтов). Используются методы неразрушающего контроля для выявления трещин.

36. Пальцы, оси и соединяющие элементы металлоконструкций, при выявлении повреждений фиксирующих элементов демонтируются и их посадочные места подвергаются тщательному осмотру, на предмет выявления дефектов (увеличенный люфт, погнутость осей и пальцев, их эллипсность не допускаются).

37. Проверка отклонений от прямолинейности ног вышки производится при помощи стальных струн диаметром от 1,5 мм до 2 мм, натягиваемых параллельно ноге

вышки на определенном расстоянии, позволяющем обойти имеющиеся на конструкции выступы (кронштейны, фланцы, проушины).

38. Деформацию балок, ферм и металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин определяют с помощью натянутой струны, относительно которой измеряют расстояние до соответствующего элемента конструкции.

39. Скручивание балок, фермы горизонтально расположенных конструкций определяют с помощью отвесов с замером расстояний от кромок верхнего и нижнего поясов до отвеса в 3-х, 4-х сечениях, равномерно расположенных по пролету между опорами.

40. Деформации (погнутости) отдельных стержней определяют величиной прогиба относительно струны, натянутой между узлами параллельно стержню.

41. Проверка перпендикулярности вертикально расположенных конструкций производится при помощи отвеса или применением теодолита и реек.

42. Расчеты несущей способности металлоконструкции установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин выполняются с учетом результатов технического диагностирования. При этом учитываются фактические геометрические параметры сечений, расчеты на несущие способности металлоконструкции вышки (прямолинейности), изменения взаимного положения элементов конструкции, состояние сварных соединений на соответствие требованиям документации изготовителя установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

43. Расчеты на несущую способность выполняются на основании конструкторской и эксплуатационной документации. Учитывается влияние на несущую способность конструкции, как отдельных факторов, так и по совокупности.

44. При оценке несущей способности конструкции проводятся расчеты, уточняющие напряженно-деформированное состояние.

45. Пример технического диагностирования и устранения дефектов узлов металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин приведен в таблице 2 приложения 3 к настоящей Инструкции (далее-Форма карты осмотра).

46. Пример перечня технических устройств установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин подлежащих техническому диагностированию и методы контроля приведены в таблице 3 Формы карты осмотра.

47. Проверка состояния электрооборудования, электроаппаратуры, приборов систем безопасности осуществляется в соответствии с "Правилами устройства электроустановок" утвержденными приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" утвержденными приказом

Министерства энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

48. Техническому диагностированию подлежат 100 % элементов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Параграф 2. Определение химического состава и механических свойств металла элементов металлоконструкций

49. Необходимость определения химического состава и механических свойств металла может возникнуть в следующих случаях:

1) отсутствие документов, удостоверяющих марку, химический состав и механические свойства металла на основные несущие и вспомогательные элементы металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин;

2) несоответствие температурного режима эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, указанного в паспорте, температурному режиму, указанному в документах или сертификатах качества, для данных марок сталей;

3) отсутствие в паспорте сведений об использованных материалах при ремонтах или модернизации (реконструкции) установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин;

4) если в проверяемой металлоконструкции возникли трещины.

50. Отбор проб для химического анализа механических свойств металла осуществляют в соответствии с приложением 4 к настоящей Инструкции.

51. Измерение твердости проводится, если показатель твердости является одной из определяющих характеристик свойств основного металла и сварных соединений, а также в результате аварийной ситуации, если произошли необратимые изменения этого показателя.

52. Измерение твердости проводится для оценки механических свойств металла, в случае необходимости идентификации материалов при отсутствии сведений о них, а также в случае необходимости идентификации материалов импортного производства.

Параграф 3. Анализ обнаруженных неисправностей металлоконструкций и составление заключения о результатах обследования

53. Анализ результатов технического диагностирования проводит аттестованная организация.

54. В процессе обследования металлоконструкций фиксируются и подвергаются анализу дефекты на предмет их влияния на работоспособность конструкции.

55. В зависимости от фактического состояния объекта обследования, по результатам принимается решение о необходимости проведения испытаний.

56. По всем обнаруженным дефектам проводится анализ состояния конструкции и сопоставление величин неисправностей с допустимыми величинами, руководствуясь соответствующими нормативными документами.

57. После анализа состояния металлоконструкций и принятия конкретного решения по каждому обнаруженному дефекту и по вышечному блоку в целом, комиссия, проводящая техническое диагностирование записывает результаты проведенной работы (ремонт, замена, снижение грузоподъемности, списание) в соответствующем разделе Протокола обследования технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин в соответствии с приложением 5 к настоящей Инструкции (далее - Протокол технического диагностирования).

58. Решение о необходимости продления срока безопасной эксплуатации металлоконструкций принимается на основе анализа изменения несущей способности (прочности) конструкции. Не допускается снижению несущей способности металлоконструкций выходить за пределы, установленные конструкторскими и эксплуатационными документами.

59. Расчет остаточного ресурса элементов металлоконструкций вышки подвергающихся действию коррозии приведен в приложении 6 к настоящей Инструкции.

60. Расчет несущей способности металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин приведен в приложении 7 к настоящей Инструкции.

61. Расчет грузоподъемности изношенных деталей для талевого системы приведен в приложении 8 к настоящей Инструкции.

Глава 5. Обследование состояния механизмов, канатно-блочных систем, грузозахватных приспособлений и узлов

Параграф 1. Общие положения

62. Обследование состояния механизмов, канатно-блочных систем, грузозахватных приспособлений и оборудования включает следующие этапы:

1) визуальный внешний осмотр агрегатов, узлов и деталей оборудования и проверка их состояния без разборок;

2) проверка состояния агрегатов и их элементов, связанная с разборкой и инструментальными измерениями неисправностей;

3) проверка функциональной работоспособности агрегатов и узлов;

4) анализ обнаруженных неисправностей узлов и деталей и составление заключения о результатах технического диагностирования.

Параграф 2. Визуальный внешний осмотр агрегатов, узлов и деталей

63. Визуальный внешний осмотр и проверку состояния без разборки проводят для всех агрегатов, узлов и деталей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин:

- 1) буровые лебедки (барабаны, валы, редукторы);
- 2) тормозные устройства (ленточные, гидродинамические и электромагнитные тормоза, рукоятки тормозные);
- 3) агрегаты талевого системы (кронблочные, талевые блоки, шкивы, крюки и специальные подвески, устройства для крепления неподвижной ветви талевого каната);
- 4) талевые канаты;
- 5) муфты (постоянные, сцепные, электромагнитные);
- 6) цепные передачи (звездочки, цепи);
- 7) карданные валы;
- 8) вертлюги;
- 9) буровые роторы с трансмиссией;
- 10) манифольд;
- 11) оборудование циркуляционной системы;
- 12) комплекс дизель-гидравлического привода;
- 13) дополнительные механизмы, обеспечивающие спускоподъемные операции (ключи для свинчивания и развинчивания свечей, устройства для удержания колонны бурительных труб, пневмораскрепители, вспомогательные лебедки);
- 14) буровые насосы;
- 15) приводы буровых установок (механические, гидравлические и пневматические);
- 16) тали вспомогательных грузоподъемных устройств;
- 17) лебедки вспомогательные;
- 18) компенсаторы монтажные;
- 19) система пневмоуправления;
- 20) сосуды, трубопроводы, работающие под давлением.

64. При проведении внешнего осмотра обращают особое внимание на наличие:

- 1) трещин всех видов, размеров и направлений в деталях и сборочных единицах;
- 2) мест с возможными трещинами;
- 3) механических повреждений и разрушений деталей и сборочных единиц;
- 4) общих и местных деформаций элементов оборудования;
- 5) износа трущихся поверхностей сопрягающихся пар;
- 6) коррозионных повреждений узлов и деталей;
- 7) ослабленных креплений агрегатов и узлов (такое как отсутствие болтов, ослабление затяжки);
- 8) чрезмерной затяжки подшипниковых узлов (определяют по нагреву узла);
- 9) загрязненности агрегатов и узлов от смазки и течи масла из редукторов, коробок скоростей и аналогичных мест размещения смазочных материалов.

65. Места, в которых можно предполагать наличие трещин и аналогичных, плохо просматриваемых дефектов, необходимо осматривать при помощи лупы 10-ти кратного увеличения.

66. Проверка наличия смазочных материалов в агрегатах, имеющих масляные картеры, производится с помощью масляного щупа или аналогичных устройств, для контроля уровня масла.

Параграф 3. Проверка состояния агрегатов и их элементов после разборки и инструментальные измерения неисправностей

67. После предварительного внешнего контроля агрегатов, узлов и доступных для осмотра открытых деталей производят вскрытие смотровых крышек или разборку механизмов для проверки их состояния и проведения инструментальных измерений обнаруженных неисправностей.

68. Для обнаружения в деталях дефектов используются лупы 10-ти кратного увеличения и неразрушающие методы контроля, изложенные в приложении 9 к настоящей Инструкции.

69. Для измерения величин деформации деталей, износа, отслоений, поверхностного контактного выкрашивания, коррозии можно пользоваться линейкой, рулеткой, штангенциркулем, штангензубомером, шаблонами для различных профилей (такими как ручки блоков, канавки на грузовых барабанах).

70. Величина износа или коррозии участка(ов) детали определяется сравнением замеренного параметра с размером по чертежу либо по участку, где износ отсутствует или имеет незначительную величину.

71. Обследование редукторов и коробок перемены скоростей, агрегатов и механизмов буровой установки независимо от их типа, конструкции и габаритов включает следующие виды работы:

- 1) проверка целостности корпуса и опорных фланцев;
- 2) проверка крепления к раме механизма (наличие болтов, ослабление затяжки);
- 3) контроль качества уплотнения валов и разъемов;
- 4) проверка состояния зубчатых зацеплений (наличие трещин в основании зубьев, поломанных, деформированных и изношенных зубьев, рабочих поверхностей зубьев с контактным выкрашиванием);
- 5) проверка состояния подшипниковых узлов (целостность подшипников, износ колец и тел качения);
- 6) контроль валов на наличие трещин;
- 7) контроль наличия смазочных материалов;
- 8) проведение всех необходимых замеров параметров неисправностей.

72. Обследование грузовых барабанов буровых и вспомогательных лебедок включает проверку:

1) состояния корпуса барабана (поверхностного износа цилиндрической обечайки гладкого барабана и реборд при многослойной навивке канатов, износа ручьев и гребешков барабана с нарезкой, наличие трещин в корпусе барабана);

2) состояния узла крепления каната к барабану;

3) состояния оси или вала барабана;

4) качества крепления зубчатого венца (при наличии) и состояния зубьев;

5) состояния подшипниковых узлов (при наличии).

73. Обследование тормозов и тормозных систем включает проверку:

1) крепления тормоза к раме (наличие болтов, ослабление затяжки болтов);

2) состояния тормозных лент и накладок (попадание смазки на рабочую поверхность, износ тормозных лент в ленточных тормозах и тормозных накладок в колодочных тормозах);

3) состояния стальных тормозных лент у ленточных тормозов и колодок колодочных тормозов и их крепление к раме тормоза;

4) радиального биения тормозного шкива, износа его поверхности, наличия трещин на рабочей поверхности и поверхностного выкрашивания;

5) состояния рычажной системы тормоза и износа осей, пальцев и отверстий под них;

6) состояния приводов тормоза (гидравлического толкателя, пневматического привода, пружин);

7) состояния коленчатого вала.

74. Обследованию подлежат все муфты, применяемые в установке для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин для соединения концов валов агрегатов и механизмов: глухие муфты; зубчатые муфты; шарнирные муфты (карданные валы); упругие муфты; сцепные кулачковые, зубчатые, фрикционные, шинно-пневматические муфты; электромагнитные муфты скольжения; электромагнитные порошковые муфты. Обследование включает проверку:

1) качества посадки полумуфт на концы валов;

2) состояния шпоночных и шлицевых соединений;

3) состояния фланцев, болтов, пальцев;

4) состояния зубьев в зубчатых муфтах;

5) состояния упругих элементов в упругих эластичных муфтах;

6) состояния валов, шарнирно соединенных с ними крестовин, крепления болтов;

7) состояния кулачков и зубьев в сцепных муфтах;

8) состояния фрикционных дисков, накладок во фрикционных муфтах;

9) наличия смазки в зубчатых постоянных муфтах;

10) наличия и состояния кожухов ограждения муфт и карданных валов.

При проведении обследования муфт необходимо руководствоваться инструкцией по эксплуатации. В процессе обследования проводят необходимые измерения по параметрам дефектов.

75. Обследование цепных передач и цепных редукторов агрегатов и механизмов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин включает проверку:

1) состояния цепей (наличие дефектных пластин, валиков, роликов; отсутствие в одном ряду отдельных элементов цепи из-за их разрушения, отсутствие отдельных шплинтов);

2) состояния натяжения цепей;

3) подвижности цепи в шарнирных соединениях;

4) отсутствия пропеллерности и серповидности отдельных пластин цепи;

5) отсутствия окалины, трещин, заусенцев и коррозии;

6) состояния звездочек цепных передач (отсутствие отдельных зубьев из-за поломки, деформация зубьев, износ рабочих поверхностей зубьев, наличие трещин);

7) целостности корпуса цепного редуктора и опорных фланцев;

8) крепления цепного редуктора и подшипниковых опор к раме (наличие болтов, ослабление затяжки);

9) состояния смазки цепных передач (наличие масла в картере редукторов, отсутствие утечек, масла).

76. В процессе обследования проводят необходимые замеры параметров неисправностей элементов цепных передач.

77. Обследование канатных блоков талевых и вспомогательных механизмов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин включает проверку:

1) состояния обода блока с желобом для каната (износ дна канавки и боковых стенок желоба, скол реборд блока);

2) состояния диска и ступицы блока (наличие трещин, механические повреждения;

3) состояния рамы кронблока и крепления ее к балкам несущей рамы (наличие болтов, степень затяжки);

4) состояния подшипниковых узлов;

5) состояния осей и траверс;

6) наличия смазки в подшипниковых узлах;

7) наличия и состояния защитных кожухов.

78. Проверку степени износа профиля желоба производят при помощи соответствующих шаблонов.

79. Обследование канатов включает проверку:

1) наличия обрывов проволок на всей рабочей длине каната;

2) наличия разрыва пряди каната;

3) поверхностного и внутреннего износа;

4) поверхностной и внутренней коррозии;

5) наличия зоны с местным уменьшением диаметра каната;

6) наличия деформации в виде волнистости, корзинообразности, выдавливания проволок и прядей, раздавливания прядей, заломов, перегибов каната, местного увеличения диаметра;

7) наличия различных механических повреждений;

8) состояния крепления концов каната на барабанах и на конструкциях установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

80. Обследование приспособления для крепления неподвижной ветви талевого каната включает проверку:

1) состояния станины устройства и крепления ее к раме основания БУ и (наличия болтов, ослабления затяжки болтов, качество сварных швов);

2) состояния крепления каната в зажимах;

3) состояния барабана, рычага и осей;

4) состояния подшипниковых узлов и наличия в них смазки;

5) состояния датчика натяжения каната.

81. Обследование крюков и специальных подвесок включает проверку:

1) состояния тела крюка и его зева (трещины, износ, механические повреждения, наличие заклепок у пластинчатых крюков);

2) состояния боковых крюков, предохранительного устройства, отверстия и оси крепления крюка к вилке штока, наличия стопорной планки оси;

3) состояния корпуса подвески;

4) состояния штока (ствола) с вилкой, наличия гайки на резьбовом конце и крепления стопорной планки;

5) состояния пружин;

6) состояния крепления крюковой подвески к талевой подвеске.

82. Обследование вертлюгов включает проверку:

1) состояния центрального ствола и корпуса вертлюга;

2) состояния штропа и его крепления к корпусу;

3) состояния подшипниковых узлов;

4) герметичности масляной ванны.

83. Обследование буровых роторов включает проверку:

1) состояния станины и ее крепления к металлоконструкциям основания;

2) состояния стола;

3) состояния конической передачи;

4) состояния подшипниковых узлов;

5) герметичности масляной ванны.

84. Обследование подшипниковых узлов агрегатов и механизмов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин включает проверку:

1) состояния крепления опор подшипников (наличие болтов, ослабление затяжки);

2) целостности корпусов опор подшипников;

3) состояния колец, тел качения, сепараторов (контактные выкрашивания на беговых дорожках колец и телах качения, целостность сепараторов, наличие осевых и радиальных люфтов из-за износа элементов подшипника);

4) состояния посадок подшипников в корпусе и на валу (оси);

5) состояния крышек подшипниковых узлов и уплотнений.

85. Обследование всех шарнирных соединений элементов механизмов включает проверку износа отверстий, наличия забоин, подтеков смазки, состояния оси и аналогичных дефектов.

86. Обследование состояния гидросистем, гидрооборудования и трубопроводов включает проверку:

1) шестеренчатых насосов (состояние их крепления, состояние корпусных деталей, шестеренок, узлов уплотнения, наличие гидравлической жидкости);

2) поршневых насосов и гидромоторов (состояние их крепления, состояние корпусных деталей, приводных валов, блоков цилиндров, подшипниковых узлов, поршней, шатунов, уплотнений, пружин);

3) гидроцилиндров (состояние их крепления, состояние корпусов, гильз, штоков, манжетодержателей, крышек, каналов для подвода жидкостей);

4) гидрораспределителей (состояние их крепления, состояние корпусных деталей, золотников, манжет, упорных колец, пружин, заглушек, уплотнительных колец, перепускных клапанов, рукояток, вилок, серУг, кронштейнов);

5) предохранительных клапанов (состояние корпусных деталей, золотников, пружин, седел, уплотнительных колец, гаек колпаков);

6) трубопроводов (состояние стальных труб и гибких рукавов, соединений);

7) баков (резервуаров), в том числе состояние корпусов, перегородок, крышек, заливочных фильтров, пробковых кранов, спускных пробок, фильтров;

8) фильтров (состояние сетчатых фильтрующих дисков, стержней, корпусов, крышек, клапанов, пружин, пробок);

9) гидрошарниров (состояние корпусов, обойм, колец трубопроводов);

10) радиаторов (состояние коллекторов масляных, бачков заливных, клапанов редуционных, пробок).

87. Гидросистемы и комплектующее ее гидрооборудование, в том числе предохранительные гидроклапаны, гидроаккумуляторы, гидромоторы и насосы, а также рабочая жидкость, трубы и рукава, обеспечиваются наличием соответствующих сертификатов.

88. Обследование состояния пневматического оборудования включает проверку:

1) состояния компрессорных станций (крепление к раме агрегатов станции, крепление рамы компрессорной станции к металлоконструкциям основания буровой установки);

- 2) состояния компрессоров (таких как целостность корпуса, коленчатого вала, шатуна, поршней с поршневыми кольцами, цилиндров, уплотнений, фильтра);
- 3) состояния пневматических муфт (диска, обода, баллона шинно-пневматического);
- 4) состояния контрприводов с разгрузочными устройствами;
- 5) состояния шкивов ременных передач;
- 6) состояния воздухоотборников;
- 7) состояния клапанов предохранительных;
- 8) состояния фильтров-влагоотделителей;
- 9) состояние вентилей, рукавов, трубопроводов и их соединений, кранов;
- 10) состояния вертлюжков одно- и двухканальных;
- 11) состояния пневматических тормозных цилиндров (крепление, состояние корпуса, поршня, штока, пружин, шарнирного соединения);
- 12) состояния пневматических тормозных цилиндров буровых лебедок (состояние корпуса, поршня со штоком, цапф);
- 13) состояния пневматических цилиндров пневмораскрепителей;
- 14) состояния тормозных кранов;
- 15) состояния воздушных резервуаров.

89. При обследовании состояния пневматического оборудования необходимо руководствоваться техническими требованиями, указанными в паспортах на оборудование.

90. Обследование состояния силового агрегата включает проверку:

- 1) дизельного двигателя;
- 2) турботрансформатора;
- 3) соединительной муфты;
- 4) масляных водяных радиаторов;
- 5) системы смазки дизеля;
- 6) замкнутой системы рабочей жидкости турботрансформатора;
- 7) системы водяного охлаждения;
- 8) топливной системы.

91. Обследование состояния оборудования циркуляционной системы включает проверку:

- 1) креплений узлов выдвижных балок с талями;
- 2) опорных балок под вибростатами и шламовыми насосами;
- 3) состояния вибростат, гидроциклонов и шламовых насосов;
- 4) состояния емкостей и трубопроводов;
- 5) состояния шлангов, сопел и труб, гидравлических перемешивателей, деаэратора, гидросмесителя, дегазатора;
- 6) редукторов лопастных перемешивателей.

92. Примерный перечень критериев допустимых дефектов узлов, деталей и нормы их отбраковки приведены в таблице приложения 10 к настоящей Инструкции.

Параграф 4. Контроль работы агрегатов и узлов буровых установок

93. Контроль работы агрегатов и узлов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин включает проверку соответствие с паспортными данными:

1) работоспособности пневмосистем (опрессовка пневмосистем компрессором на пробное давление, проверка работоспособности всех органов управления (пропуски воздуха не допускаются));

2) работоспособности тормозных систем;

3) работы силовых агрегатов, сверка показаний контрольно-измерительных приборов и средств автоматикис нормативными параметрами технологического процесса (развиваемая мощность, расход масел, наработка с начала работы в моточасах);

4) работоспособности гидросистем, гидрооборудования и трубопроводов (опрессовка гидросистем на пробное давление, проверка работоспособности всех органов управления (пропуски жидкости не допускаются));

5) работоспособности системы смазки;

6) работы роторов, буровых насосов;

7) работоспособности канатно-блочных систем на холостом ходу;

8) работы механизмов на холостом ходу (вибросит, шламовых насосов, механических перемешивателей, дегазатора).

94. При включении агрегатов определяется наличие шумов и вибрации при их работе.

95. Трубы и отводы испытываются на герметичность опрессовкой на величину, превышающую максимальное давление в 1,25 раза.

Параграф 5. Работы по обследованию ключа подвешного трубного

96. Перечень работ при обследовании включает:

1) анализ технической документации;

2) выбор методов неразрушающего контроля технического состояния ключа;

3) обследование зон с трещинами, участков с концентраторами напряжений (таких как резьба, шпоночные и шлицевые канавки, поперечные отверстия и канавки);

4) соответствие рабочих параметров эксплуатации ключа паспортным характеристикам;

5) выявление механических повреждений;

6) проверка резьбовых соединений и резинотехнических изделий.

97. Результаты контроля поверхностей деталей и сборочных единиц ключа регистрируются в картах с представлением эскизов проконтролированных участков.

98. Все данные, выявленные при обследовании ключа и характеризующие состояние металла основных деталей, уплотнительных элементов, резьб деталей, сварных швов, толщину стенок, деформацию, коррозию сопоставляются с параметрами, допускаемыми по действующей конструкторской документации изготовителя.

Параграф 6.Обследование состояния электрооборудования и электроаппаратуры

99. При обследовании необходимо руководствоваться технической документацией изготовителя.

100. Обследованию подвергается следующее:

- 1) кабели, провода и заземление;
- 2) электродвигатели приводов;
- 3) тормозные электромагниты и электродвигатели гидравлических толкателей;
- 4) панели управления;
- 5) устройства безопасности и контрольно-измерительные приборы;
- 6) выпрямители и трансформаторы;
- 7) пускорегулировочные резисторы;
- 8) командоконтроллеры, реле, контакторы, магнитные пускатели, предохранители;
- 9) электрическое освещение, отопление и сигнализация;
- 10) шкаф распределительный.

101. Обследование состояния электрооборудования и электроаппаратуры включает следующие этапы:

1) внешний осмотр электрооборудования и электроаппаратуры и проведение необходимых для безопасной работы проверок (измерений);

2) проверку работоспособности электрооборудования и электроаппаратуры;

3) разборку с проведением электрических и механических измерений для подтверждения возможности нормальной эксплуатации электрооборудования и электроаппаратуры;

4) составление заключения о результатах обследования.

102. Все обнаруженные неисправности электрооборудования и электроаппаратуры заносятся в "Сводную ведомость неисправностей и дефектов металлоконструкций, узлов и деталей, электрооборудования и электроаппаратуры" согласно приложению 11 к настоящей Инструкции (далее - Форма сводной ведомости неисправностей и дефектов).

103. После анализа работоспособности дефектных устройств электрооборудования и электроаппаратуры установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин принимается конкретное решение по каждой обнаруженной неисправности.

104. Комиссия, проводящая техническое диагностирование, на основании сделанного анализа составляет заключение о результатах проделанной работы, которое записывается в соответствующем разделе Протокола обследования технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин оформляются согласно Протокола обследования технического состояния.

105. При обследовании электрооборудования и электроаппаратуры установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин необходимо руководствоваться документацией изготовителя.

Параграф 7. Обследование центробежных насосов

106. По результатам аналитических исследований устанавливаются характеристики центробежных насосов, определяющих его техническое состояние:

Q - производительность;

H - напор;

V- объем утечек через уплотнения (утечка через корпусные детали не допускается);

F - уровень вибрации;

t - температура нагрева подшипников в рабочем режиме насоса.

107. Обследование центробежных насосов предусматривает выполнение следующих основных этапов работ:

1) осмотр;

2) проверка технических характеристик насоса в рабочем режиме;

3) дефектация узлов и деталей;

4) испытание.

108. Выбор метода дефектоскопии и объем контроля определяется комиссией, проводящей техническое диагностирование.

109. Метод измерения производительности Q и напора H насоса представлены в приложении 12 к настоящей Инструкции.

Параграф 8. Анализ обнаруженных неисправностей узлов и деталей, и составление заключения о результатах технического диагностирования

110. В процессе технического диагностирования конструкций, оборудования, узлов и деталей агрегатов и механизмов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин фиксируются и подвергаются анализу детали и узлы, имеющие неисправности, для принятия решения о возможности их дальнейшей эксплуатации.

111. Все обнаруженные дефекты деталей и узлов заносятся в "Сводную ведомость неисправностей и дефектов металлоконструкций, узлов и деталей, электрооборудования и электроаппаратуры" согласно Форме сводной ведомости неисправностей и дефектов.

112. Результаты методов неразрушающего контроля оформляются Техническим отчетом, который содержит результаты технического диагностирования металлоконструкции мачты и основания установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, с соответствующими протоколами использованных методов контроля в соответствии с приложением 13 к настоящей Инструкции.

113. Составляются эскизы деталей с изображением дефектов и с указанием всех необходимых размеров, характеризующих неисправность.

114. По всем обнаруженным дефектным деталям проводится анализ и сопоставление величин неисправностей с допустимыми величинами, определяемыми эксплуатационными и нормативными документами.

115. После анализа состояния дефектных деталей и узлов и оценки их влияния на работоспособность агрегатов и механизмов установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин принимается решение по каждому обнаруженному дефекту (ремонт детали, ее замена).

116. Комиссия, проводящая обследование, на основании проведенного анализа составляет заключение о результатах проделанной работы, которое записывается в соответствующем разделе Протокола обследования технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Глава 6. Испытания установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации

117. Испытание установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводится после полного обследования технического состояния оборудования, узлов и устранения всех обнаруженных неисправностей, с проверкой работоспособности механизмов и устройств.

118. Испытание установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводит организация, эксплуатирующая установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин под руководством ответственных работников в соответствии с паспортом установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин и эксплуатационной документацией изготовителя установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

119. Для испытания установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин (в зависимости от типа и модели) запускают двигатели силовых агрегатов или электродвигатели основных исполнительных механизмов, компрессоров, включают муфты и проверяют на холостом ходу работу трансмиссий, редукторов, лебедки, насосов, ротора. Во время работы двигателей внутреннего сгорания настраивают и проверяют синхронность их работы, подачу и расход топлива, давление и температуру, герметичность всех трубопроводов и показания приборов.

120. Если выявленные дефекты не позволяют провести статические испытания, то обследование приостанавливается для устранения дефектов.

121. Испытательная нагрузка на вышку (мачту) устанавливается в соответствии с требованиями эксплуатационной документации изготовителя и зависит от типа, модели установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

122. Проводить статические испытания установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин над устьем скважины не допускается. Для передвижных установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин выбирается и подготавливается специальная площадка.

123. При испытании установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин с грузом, контроль нагрузки ведется по индикатору веса, оттарированному с учетом диаметра каната, испытательной нагрузки и коэффициента полезного действия талевой системы.

124. Оценка технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин осуществляется по параметрам технического состояния конструкции, оборудования и узлов, обеспечивающих ее надежную и безопасную эксплуатацию согласно конструкторской документации, а остаточный ресурс - по параметрам технического состояния.

Глава 7. Оформление результатов технического диагностирования

125. По результатам технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин оформляется Протокол технического диагностирования, в котором дается заключение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин или о необходимости проведения ремонтных работ с повторным обследованием, или вывода установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин из эксплуатации.

126. Протокол технического диагностирования составляют и подписывают председатель и члены комиссии по обследованию технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

127. Протокол технического диагностирования с актами и ведомостью дефектов хранится вместе с паспортом у эксплуатирующей организации и служит основанием для выдачи разрешения на дальнейшую эксплуатацию установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Протокол технического диагностирования является неотъемлемой частью паспорта установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

128. Второй экземпляр остается у аттестованной организации, выполнявшей обследование.

129. Решение о дальнейшей эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, в пределах продленного срока эксплуатации, его замене, ремонте или ограничению рабочих параметров, принимается эксплуатирующей организацией на основании экспертного заключения и не противоречившее его выводам.

Приложение 1
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Форма приказа о проведении технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

ПРИКАЗ

" ____ " _____ 20__ г. № ____

по _____
(наименование предприятия - организации, эксплуатирующей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин) С целью определения возможности дальнейшей эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, отработавшей назначенный срок службы,

_____ (тип, марка, заводской №, дата и год выпуска, инв. №)

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Провести обследование технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин в период _____
2. Установку для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин вывести из эксплуатации " ____ " _____
3. Техническое диагностирование провести в срок _____
4. Для обследования технического состояния установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин создать комиссию в составе:

Председатель _____

—
(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

Члены комиссии _____

(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

Руководитель предприятия _____

(подпись, Ф.И.О.(при его наличии))

5. Подготовку установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин к проведению технического диагностирования, проведения инструктажа на рабочем месте возложить на: _____

(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

6. Подготовку необходимой документации по обеспечению бурового оборудования возложить на главного механика _____

(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

7. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на _____

(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

Приложение 2
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Форма приказа о проведении технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин экспертной организацией

ПРИКАЗ

от "___" _____ 20__ г. № _____

"О проведении технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин"

С целью проведения работ по определению возможности дальнейшей эксплуатации установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, отработавшей назначенный срок службы и в соответствии с договором

№ _____ от "___" _____ 20__ г.

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Назначить экспертную группу для технической экспертизы буровой установки в следующем составе:

_____ - руководитель группы, эксперт _____ уровня.

_____ - член группы, эксперт _____ уровня.

_____ - член группы, эксперт _____ уровня.

2. Провести техническую экспертизу следующей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин:

Тип буровой установки	Заводской №	Год выпуска

3. Ответственность за соблюдением правил техники безопасности возложить на руководителя группы.

4. Перед выездом на работы по техническому диагностированию установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, группе произвести подготовительные работы и пройти инструктаж по технике безопасности.

5. Контроль за исполнением приказа возложить на _____
(должность, Ф.И.О.(при его наличии))

Руководитель аттестованной организации _____
(подпись, Ф.И.О.(при его наличии))

Приложение 3
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Форма Карты осмотра установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

Таблица 1

Карта осмотра установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

№ поз.	Наименование сборочной единицы	Зона осмотра	Метод контроля	Предполагаемые дефекты
1	Шасси	Ходовая рама	Осмотр, лупа, линейка, толщиномер, штангенциркуль, ультразвуковой контроль (далее-УЗК)	Разрыв балок, трещины в металле и сварных швах, остаточные пластические деформации, коррозия, ослабление крепления, износ
2	Опора мачты, аутригеры	Металл опоры, сварные швы балок аутригеров, зоны соединения аутригера с опорой, башмаки опор, вывешивающее	Осмотр, лупа, линейка, струна, штангенциркуль, толщиномер,	Отклонение от формы, остаточные пластические деформации, разрывы, трещины,

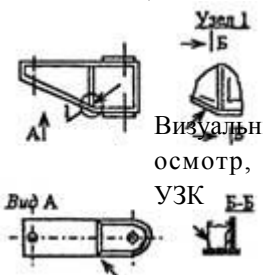
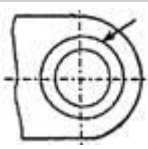
		устройство опор (винты, гидродомкраты)	простукивание болтов, УЗК	коробление, коррозия, износ
Продолжение таблицы 1				
3	Мачта телескопическая	Мачта (в целом), ее элементы, места соединения с рамой и гидроцилиндром. Места соединения опорной и выдвижной секции. Места крепления механизма выдвижения секций	Осмотр, лупа, струна, линейка, рулетка, угломер, толщиномер, штангенциркуль, УЗК	Изогнутость и скручивание коробчатых балок, неперпендикулярность и неплоскостность, выпуклость (вогнутость) стенок, отклонение осевых линий, трещины, деформации, износ, коррозия
4	Балкон для работы с трубами и штангами и площадки обслуживания	Площадки в целом и их элементы, пояса, раскосы, стойки решетки, места соединения с секцией мачты	Осмотр, лупа, струна, рулетка, линейка, угломер, толщиномер, штангенциркуль, простукивание болтов	Кривизна поясов и элементов, пластические деформации, трещины, скручивание, износ отверстий посадочных мест, ослабление крепления, коррозия
5	Транспортная опора мачты	Элементы стойки, места соединения, места крепления	Осмотр, лупа, линейка, штангенциркуль, УЗК	Изогнутость, пластические деформации, трещины, коррозионный износ
6	Механизмы	Редукторы (корпуса, валы, зубчатые колеса, цепи, звездочки, подшипники), тормоза, муфты, места крепления, барабаны	Осмотр, линейка, щупы, штангенциркуль, шаблоны, зубомер.	Излом корпуса, зубьев, трещины, износ, увеличенный зазор, выкрашивание зуба

7	Грузоподъемные устройства: основная лебедка; тартальная лебедка; вспомогательная лебедка	Канаты, блоки, крюк , крюковая обойма, коуш каната , места соединения, штропы, вертлюг	Осмотр, линейка, штангенциркуль, шаблон	Износ, обрыв ниток каната, коррозия, трещины, износ и излом блоков, износ крюка, трещины
8	Кабина машиниста (рабочее место)	Крепление кабины, каркас, дверь, замок , стекла, педали и рычаги управления, пульт и приборы, обшивка, отопитель	Осмотр, линейка	Ослабление крепления, деформация, трещины, пробоины, вырывы, вмятины, коррозия
9	Гидрооборудование	Гидронасос, гидроцилиндры, гидролинии, гидроклапаны, распределители, гидромуфты, реле давления, гидрозамки, обратные клапаны, манометры	Осмотр, выполнение замеров	Течь, поломки, деформация и трещины в гидролиниях, неисправность, износ мест крепления, трещины
10	Пневмосистема	Компрессор, ресивер, пневмолинии, пневмомуфты, распределители, клапаны, цилиндры, манометры	Осмотр, выполнение замеров	Течь, поломки, деформация трубопровода, неисправность механизмов, трещины, износ манжет и сальников
		Генератор, двигатель, электропроводка, реле, магнитные пускатели,		

11	Электросистема	токосъемники, сопротивление, пульт, взрывобезопасные оболочки	Осмотр, замеры сопротивления	Поломка, разрушение изоляции, износ и пригорание контактов, неисправность
12	Приборы безопасности	Узлы ограничителей рабочих движений, узлы указателей, узлы блокировок	Осмотр, выполнение замеров	Поломка узлов, износ соединений, ослабление соединений, неисправность
13	Прочие узлы		Осмотр	Неисправность, износ, ослабление крепления

Таблица 2

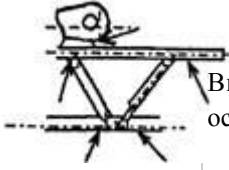

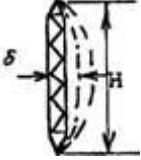
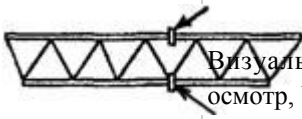
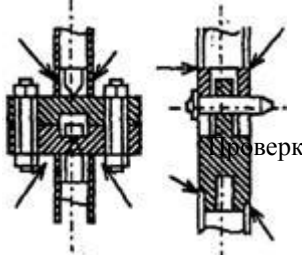
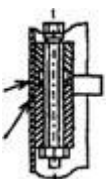
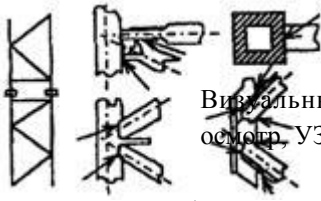
Методы диагностики и устранения характерных дефектов узлов металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин


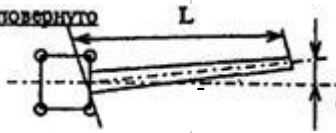


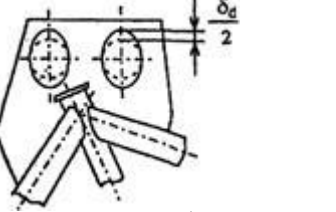
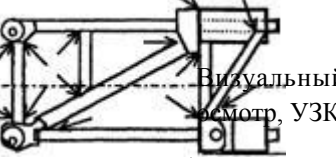
Узел	Контролируемая зона	Возможный дефект	Эскиз	Метод диагностики	Предел	Возможность дальнейшего использования	Рекомендации
1. Ходовая рама (рама шасси)	Задняя балка опоры	Трещины в сварных швах: соединения нижнего пояса со стенкой; в местах окончания накладки; в вертикальной стенке; соединение ребра с нижним поясом		Визуальный осмотр, УЗК	-	Не допускается	Ремонт
		Трещины втулки под ось крепления к раме		Визуальный осмотр при снятом флюгере	-	Не допускается	Замена втулки

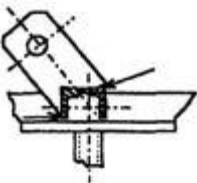
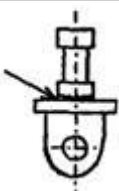
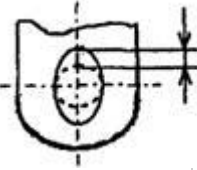
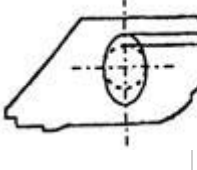
Продолжение таблицы 2

--	--	--	--	--	--	--	--

<p>2. Ходовая рама (рама шасси)</p>	<p>Задняя (концевая) балка</p>	<p>Трещины в сварных швах: соединение вертикальных листов проушины с нижним листом и стенкой концевой балки; соединение вертикальных листов проушины с верхним листом; соединение горизонтальной накладки с нижним листом проушины у основания; стыковые соединения нижних листов рамы (см. вид А). Трещины в основном металле у основания нижней проушины</p>		<p>Акустико-эмиссионный контроль (далее-АЭК) Визуальный осмотр, УЗК</p>	<p>-</p>
<p>3. Ходовая рама (рама шасси)</p>	<p>Концевая балка</p>	<p>Выработка отверстий проушин под ось крепления выносных опор, откидных платформ</p>		<p>Измерение диаметра отверстия штангенциркулем при снятой оси</p>	<p>$\delta_d \leq 2$ $\delta_d > 2$</p>
<p>3. Ходовая рама (рама шасси)</p>	<p>Концевая балка</p>	<p>Трещины в пальце крепления выносных опор, мачты, откидных платформ, блоков</p>		<p>Визуальный осмотр без разборки Ультразвуковая дефектоскопия и ли Магнитопорошковый (далее-МПД)</p>	<p>-</p>
<p>4. Мачта</p>	<p>Элементы мачты из тонкостенных оболочек (гнутого профиля)</p>	<p>Местная вмятина глубиной с размерами ($0,25Q < s < 0,75Q$)</p>		<p>Измерение с помощью линейки и штангенциркуля</p>	<p>$n \leq 1,25\delta$ $n > 1,25\delta$</p>

5. Мачта	Сварные неразъемные соединения решетки мачты	Трещины в сварных швах соединения раскосов с поясами		Визуальный осмотр, УЗК	-
6. Мачта	Крепления мачты с проушиной	Трещины в сварных швах соединения проушины с элементами мачты		Визуальный осмотр, УЗК	-
7. Мачта	-	Отклонение d от прямолинейности оси мачты высотой H		-	$\delta \leq \frac{H}{700}$
	-	-	-	-	$\delta > \frac{H}{700}$
8. Мачта	Стыковые соединения	Трещины в сварных швах		Визуальный осмотр, УЗК	-
		Ослабление затяжки болтов		Проверка гаечным или динамометрическим ключом	Момент затяжки указан в эксплуатационной документации
	Обрыв болта		Визуальный осмотр	-	
	Сварные неразъемные соединения решетки мачты	Трещины в сварных швах соединения раскосов, стоек с поясами		Визуальный осмотр, УЗК	-
		Трещины в сварном шве соединения проушины с поясом		Визуальный осмотр, УЗК	

9. Мачта	Проушины крепления мачты	Выработка отверстия под палец соединения с подкосом		Проверка по люфту с помощью линейки во время работы подъемника или штангенциркулем при разборке	$\delta_d \leq 3$ $\delta_d > 3$
10. Мачта	В целом	Отклонение от перпендикулярности оси к оси шарнира			$\delta \leq \frac{L}{400}$ $\delta > \frac{L}{400}$
	Секция	Отклонение от прямолинейности оси пояса или поперечины мачты из тонкостенных оболочек		Измерение с помощью струны и линейки, УЗК	$\delta \leq \frac{m}{400}$ $\delta > \frac{m}{400}$
11. Опора мачты	Подкосы стойки, проушины	Трещины в сварных соединениях		С помощью струны и линейки	$\delta \leq \frac{L}{400}$
					$\delta > \frac{L}{400}$
		Отклонение от перпендикулярности оси элементов		Проверка по люфту с помощью линейки во время работы	$\delta_d \leq 3$
		Выработка отверстия проушин под палец соединения с мачтой		и л и штангенциркулем при разборке	$\delta_d > 3$
12. Рама крепления мачты	Сварные соединения элементов рамы	Трещины в сварных швах соединения элементов рамы	 (Повернуто)	Визуальный осмотр, УЗК	-

1 3 . Транспортная опора мачты, балкон верхового рабочего	Сварные неразъемные соединения решетчатой конструкции	Трещины в сварных швах крепления расчалок		Визуальный осмотр, УЗК	-
1 4 . Шарнир-ноеое динения	Шкворень любой	Трещина в месте галтели		После разборки визуально, цветная дефектоскопия, УЗК- контроль	-
	Проушина	Увеличение диаметра отверстия под ось (выработка)		Измерение диаметра отверстия под ось при разборке штангенцир-кул ем	$\delta_d \leq 2$
					$\delta_d > 2$
Проушина	Выработка отверстия под ось шкворня		Измерение диаметра отверстия под ось при разборке штангенцир-кул ем	$\delta_d \leq 2$	
				$\delta_d > 2$	

Продолжение таблицы

Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Замена оси
То же	То же
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Ослабление затяжки не допускается	Подтяжка
Ослабление затяжки не допускается	Подтяжка
Не допускается при обрыве хотя бы одного болта	Замена болта
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Допускается	-

Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Допускается	-
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Ремонт
Не допускается	Замена шкворня
Допускается	-
Не допускается	Замена шкворня
Допускается	-
Не допускается	Ремонт

Таблица 3

Примерный перечень технических устройств установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин подлежащих экспертизе и методы контроля

№ п.п.	Обследуемый узел БУ	Место контроля	Метод контроля
	Таблички на всех контролируемых узлах	Оборудование /устройство	Визуальная проверка наличия и соответствия
1. Вышка (башенная, А-образная мачтовая)			
1		наголовник	Визуально-измерительный контроль (далее - ВИК), контроль прямолинейности (далее - КП), ультразвуковая толщинометрия (далее -УЗТ)
2		элементы решетки поперечные	ВИК, КП, УЗТ
3		элементы решетки диагональные	ВИК, КП, УЗТ
4		косынки	ВИК, ультразвуковая дефектоскопия (далее-УЗД)
5		фланцы	ВИК, вихретоковый контроль (далее - ВТК), КП
6		диагональные тяги	ВИК
7		муфты	ВИК
8		талрепы	ВИК
9		пояса	ВИК, КП, УЗТ

10		платформа верхнего рабочего	ВИК, КП
11		лестницы	ВИК
12		ограждения	ВИК
13		проушины	ВИК, КП, магнитная дефектоскопия (далее - МД)
14		пальцы	ВИК, КП
15		обводной ролик вспомогатель- ной лебедки	ВИК
16		ролик подвески ключей	ВИК
17		полухомуты	ВИК, МД
18		страховочные канаты (наличие количество жимков. износ)	ВИК
19		крепежные элементы (затяжка, шплинтовка)	ВИК
20		подкронблочн- ая площадка	ВИК, УЗД
21		шаровые опоры ног вышки	ВИК

2. Основание

1		площадки	ВИК
2		подсвечники	ВИК

Продолжение таблицы 3

3		подроторная балка	ВИК, УЗТ
4		несущие фермы, рамы	ВИК
5		лонжероны	ВИК, КП
6		направляющие	ВИК
7		механизм перемещения и выравнивания	ВИК
8		пальцы	ВИК, ВТК
9		крепежные элементы (затяжка, наличие контргаяк)	ВИК
10		тяги	ВИК, КП

3. Механизм, (устройство подъема вышки) МПВ (УПВ)

--	--	--	--

1		портал	ВИК, КП, УЗТ
2		подкосы	ВИК, КП, УЗТ
3		стойки	ВИК
4		фиксаторы (страховка)	ВИК
5		пальцы	ВИК
6		крепежные элементы (затяжка)	ВИК
7		Состояние каната (наличие сертификата износ)	ВИК
4. Комплекс механизмов спуско-подъема (КМСП)			
1		механизм захвата свечи с механизмом расстановки, стрела	ВИК
2		центратор подвижный	ВИК
3		элеватор автоматический	ВИК
4		гребУнка (страховка, крепление)	ВИК
5		балкон АСП, (страховка, крепление)	ВИК
6		подсвечники	ВИК
5. Кран на мостках			
1		стойка	ВИК
2		стрела	ВИК, КП
3		подкосы	ВИК
4		пальцы	ВИК
5		проушины	ВИК
6		редуктор	ВИК
6. Крюкоблок (Талевый блок)			
1		кожух шкивов	ВИК
2		шкивы	ВИК, ВТК
3		ось шкивов	УЗД
4		крюки подвески штропов	ВИК, ВТК
5		крюк основной	ВИК, ВТК
6		пружина	ВИК
7		подушка	ВИК, ВТК
8		защУлка зева крюка	ВИК
9		проушины крепления штропов	ВИК, МД
10		штропа подвески ЭА	ВИК, УЗД
7. Кронблок			
1		шкивы	ВИК, ВТК
2		рама кронблока	ВИК, ВТК
3		кожух шкивов	ВИК
4		ось шкивов	УЗД
8. ЛебУдка буровая			
		рама лебедки, крепление	

1		к основанию (затяжка)	ВИК
2		барабан	ВИК, ВТК
3		шкивы тормозные	ВИК, ВТК
4		ленты тормозные (контроль регулировки)	ВИК, УЗД
5		износ тормозных колодок (равномерность износа)	ВИК
6		болты с ушком, пальцы	ВИК, ВТК
7		балансир ленточного тормоза	ВИК, ВТК
8		полувтулки коленного вала	ВИК
9		рукоятка тормозная	ВИК
10		цилиндр	ВИК
11		муфты	ВИК, ВТК
12		цепи, звездочки	ВИК, ВТК
13		шинно-пневматические муфты	ВИК
14		воздухопровод	ВИК
15		редуктор (звездочки, цепи)	ВИК
9. Вспомогательная лебедка			
1		рама лебедки, крепление к основанию (затяжка)	ВИК
2		барабаны	ВИК, ВТК
3		муфта фрикционная (срабатывание)	ВИК
4		шкив тормозной	ВИК, ВТК
5		износ тормозных колодок (равномерность износа)	ВИК
6		ролики обводные	ВИК, ВТК
7		цепь	ВИК
10. Манифольд			
1		напорные линии	УЗТ, УЗД
2		шланг (страховка)	ВИК
11. Насос буровой, гидравлическая коробка			
1		пневнокомпенсатор	ВИК
2		предохранительный клапан (срабатывание)	ВИК
3		кривошипно-шатунный механизм	ВИК
4		шкив	ВИК
12. Вертлюг			
1		корпус вертлюга	ВИК, УЗД
2		пальцы	ВИК, ВТК
3		ствол	УЗТ, ВТК
4		переводник	УЗТ, ВТК
5		штроп	ВИК, УД
6		отвод	УЗТ, УЗД
7		подвеска вертлюга	ВИК, УЗД

13. Механизм крепления каната			
1		корпус, крепление к основанию (затяжка)	ВИК
2		барабан	ВИК, ВТК
3		палец	ВИК
4		ограничительные планки	ВИК
5		консоль	ВИК, ВТК
6		тяга (крепление)	ВИК, ВТК
7		планка прижимная	ВИК, ВТК
8		вкладыши	ВИК, ВТК
14. Воздухосборник			
1		корпус (овальность)	В И К , механические испытания (далее - МИ)
2		днище	МИ, УЗТ, гидравлическ ие испытания (далее - ГИ)
3		штуцера (бобышки)	капиллярная дефектоскопи я (далее -ПВК) , ГИ
4		предохранительный клапан (срабатывание)	ВИК
15. Блокировки, предусмотренные изготовителем и правилами безопасности			наличие, соответствие, срабатывание
16. Весоизмерительная система. Наличие, тип			Сертификат о поверке, тарировка весоизмерите ль н о й системы
17. Документация			
1		паспорт	наличие и соответствие (сведения о проведенных ремонтах, проходка в метрах, монтаж-демо нтаж, акты дефектоскопи и)
2		документы на проведенную экспертизу	заключение экспертизы, документы на модернизаци ю

Примечания:

1 Применение и количество методов неразрушающего контроля при проведении технического диагностирования определяет руководитель группы;

2 По согласованию с организацией, эксплуатирующей установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин перечень технических устройств подлежащих техническому диагностированию может быть дополнен.

3 Необходимо учитывать тип установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Сокращения:

ВИК - визуально-измерительный контроль.

ВТК - вихретоковый контроль.

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия.

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия.

МК - магнитная дефектоскопия.

ПВК - капиллярная дефектоскопия.

КП - контроль прямолинейности.

МИ - механические испытания.

ГИ - гидравлические испытания.

Приложение 4

к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения и
ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их
дальнейшей эксплуатации

Отбор проб для определения химического состава и механических свойств металла основных элементов мачт и оснований установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

1. Для химического анализа металла из конструкций основных элементов мачты или основания установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин берут по одной пробе. Пробы берут:

1) для сплошностенчатых конструкций из верхнего, нижнего поясов и из сжатой зоны вертикальных стенок балок;

2) для ферменных конструкций - из верхнего, нижнего поясов фермы, опорных раскосов и двух средних раскосов.

2. В случае, если главная ферма имеет раскосы, поставленные при ремонте металлоконструкций, для них также делается анализ металла (если отсутствуют данные на использованный при ремонте металл):

для балочно-ферменных конструкций - из верхнего, нижнего поясов и вертикальной стенки балок, верхнего, нижнего поясов фермы.

3. Проба устанавливается не менее 30г. Поверхность элемента в месте отбора пробы тщательно очищается от краски, ржавчины, окалины, масла и влаги (до металлического блеска).

4. Стружка для анализа может быть получена пневмозубилом с кромки элемента либо засверливанием отверстия.
В случае если стружка берется зубилом, то место взятия пробы обрабатывается шлифовальной машиной, обеспечивая плавную линию кромки.
Засверловка для взятия стружки производится на всю толщину металла. После засверловки отверстия не завариваются. В необходимых случаях обеспечить дренаж.
5. В элементах стержней проба берется на расстоянии не менее удвоенного, наибольшего поперечного размера элемента от окончания фаски или сварного шва.
6. Расстояние от кромки отверстия до кромки основного элемента устанавливается не менее 15мм.
7. Для сварных ферменных и листовых конструкций диаметр сверления 8-10мм.
8. Проба упаковывается и маркируется. На отобранные пробы составляется ведомость с указанием основного элемента, от которого отбиралась проба.
9. После отбора стружки отверстия надежно закрываются.
10. Определение механических свойств металла производят в случае отсутствия сертификатов на марку стали в паспортах конструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, или есть основания полагать, что металл не соответствует сертификатам, указанным в паспорте конструкции, и требованиям чертежа в отношении марки стали.
11. При испытаниях образцов определяют предел текучести, временное сопротивление разрыву, относительные удлинение и ударную вязкость стали при положительной и отрицательной температуре.
12. Образцы металла для определения механических свойств вырезают из наиболее напряженных несущих элементов металлоконструкций вышки, основания и конструкций с последующим восстановлением мест вырезки образца до первоначального рабочего состояния элемента.
Места отбора проб, указанные на эскизе, согласовывают с изготовителем. Эскиз прикладывается к паспорту узла.
13. На отобранных заготовках наносятся клейма керном или краской. Составляют ведомость с указанием элемента, места вырезки и клейма.
14. Отбор проб производится на участках наименьших силовых воздействий элемента. При вырезке заготовок для образцов из листовых конструкций необходимо учитывать направление прокатки.
Места взятия проб определяются с отступом от ближайшего внутреннего ребра жесткости, края элемента или от сварного шва не менее, чем на 70мм.
15. В таблице отражена форма предоставления результатов химического анализа металла.

Результаты химического анализа металла

Рисунок с указанием мест отбора проб*	Результаты химического анализа	Марка стали
Заключение: _____		
Химический анализ проводился в лаборатории _____ (наименование) " ____ " _____ 20__ г. Лаборант _____ Ф.И.О. (при его наличии). подпись Начальник лаборатории _____ Ф.И.О. (при его наличии). подпись		

Приложение 5
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения и
ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их
дальнейшей эксплуатации
Форма

ПРОТОКОЛ

технического диагностирования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

модели _____ зав. № _____ инв. № _____
" ____ " _____ 20__ г.

Комиссия в составе:

Председателя _____
(должность, Ф.И.О.(при его наличии), полномочия)

Членов: _____
(должность, Ф.И.О.(при его наличии), специальность)

провели обследование технического состояния буровой установки (еҮ узла), модели _____ зав. № _____, регистр. № _____,

Принадлежащей _____,
(организация, эксплуатирующая установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин) изготовленной _____ в ____ году, введенной в эксплуатацию в ____ году.

1. Данные о буровой установке (из паспорта и документации)

_____ (группа режима работы)

_____ (проводимые ремонты и замена основных узлов)

(основные технические данные)

(замечания эксплуатирующего персонала)

(данные о металле)

2. Результаты технического диагностирования металлоконструкций

Метод неразрушающего контроля

(акустико-эмиссионный, ультразвуковой, капиллярный)

Элементы и узлы, диагностируемые неразрушающим методом контроля _____

Рама шасси

(трещины, деформации, прогибы)

Опорные узлы (в том числе гидродомкратные опоры) _____

(трещины, деформации, прогибы)

Опорная рама вышки (мачты)

(трещины, деформации, прогибы)

Вышка (мачта) _____

(трещины, деформации, прогибы)

Балкон верхового рабочего

(трещины, деформации, прогибы)

Оборудование для установки труб и штанг _____

(трещины, деформации, прогибы)

Кронблок _____

(трещины, деформации, прогибы)

Опорная стойка мачты _____

(трещины, деформации, прогибы)

Шарнирные соединения _____

(трещины, деформации, прогибы)

Болтовые соединения _____

(трещины, ослабление затяжки)

3. Работа установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

на холостом ходу:

Механизмы передвижения _____

Основная лебедка _____

Тартальная лебедка _____

Вспомогательная лебедка _____

Механизм подъема мачты _____

Механизм выдвижения мачты _____

Аутригеры _____

Рычаги и педали управления _____

Болтовые соединения (крепления) _____

Места течи рабочей жидкости (воздуха, масла) _____

Прочие замечания _____

4. Результаты обследования механизмов, агрегатов и навесного оборудования:

1) Механизмы установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин:

Основная лебедка _____

Тартальная лебедка _____

Вспомогательная лебедка _____

Канат основной лебедки _____

Канат тартальной лебедки _____

Канат вспомогательной лебедки _____

Прочие канаты и оттяжки _____

Талевая система (кронблок, талевый блок, крюкоблок) _____

Крюки _____

Механизмы подъема мачты _____

Механизмы выдвижения мачты _____

Аутригеры _____

Прочие механизмы _____

2) Гидрооборудование

Бак гидросистемы _____

Гидронасосы _____

Гидромоторы _____

Гидроцилиндры _____

Гидрораспределители _____

Гидроклапаны _____

Гидролинии _____

Гидромуфты _____

Прочее гидрооборудование _____

Места течи _____

3) Пневмосистемы

Компрессор _____

Ресивер _____

Пневмоклапаны _____

Пневмораспределители _____

Пневмомуфты _____

Пневмолинии _____

Прочее пневмооборудование _____

Места утечек _____

4) Электрооборудование

Генератор _____

Электродвигатели _____

Магнитные пускатели _____

Токосъемники _____

Клемники _____

Электропровода _____

Прочее электрооборудование _____

5) Кабина машиниста

Жесткость крепления _____

Остекление и утепление _____

Оснащенность защитными устройствами _____

6) Приборы безопасности

Пульт контроля _____

Датчик усилия _____

Ограничитель высоты подъема крюка _____

Ограничитель рабочих движений _____

Блокировка _____

Настройка предохранительных клапанов _____

7) Прочие узлы буровой установки

5. Проверка работы приборов безопасности

6. Дополнительные замечания

7. Заключение

На основании обследования технического состояния установки для бурения
и ремонта нефтяных и газовых скважин _____ № _____

комиссия считает _____

(указать возможность безопасной эксплуатации, при каких условиях, каких рабочих характеристиках, на какой срок (до 3 лет), либо направить на устранение дефектов и вновь представить в срок)

Приложение:

Акты по п.п. _____

Ведомость дефектов _____

Карта осмотра _____

Подписи:

Председатель комиссии _____

(Ф.И.О. (при его наличии))

Члены комиссии: _____
(Ф.И.О. (при его наличии))

(Ф.И.О. (при его наличии))

Приложение 6
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения и
ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их
дальнейшей эксплуатации

Расчет остаточного ресурса элементов металлоконструкций вышки, подвергающейся действию коррозии

Остаточный ресурс металлоконструкций, подвергающихся действию коррозии, определяется по формуле:

$$T_{\kappa} = \frac{S_{\phi} - S_p}{a} \quad (1)$$

где: S_{ϕ} - фактическая минимальная толщина стенки элемента, мм;

S_p - расчетная (минимально допустимая) толщина стенки элемента, мм;

a - скорость равномерной коррозии, мм/год.

Формула (1), используется, если частота замеров N толщины стенок несущих элементов не превышает 3.

Скорость равномерной коррозии определяется следующим образом.

Если после проведения очередного обследования имеется только одно измерение контролируемого параметра $S_{\phi}(t_1)$, полученное при рассматриваемом обследовании, то скорость коррозии определяется по формуле:

$$a = \frac{S_u + C_0 - S_{\phi}}{t_1} \quad (2)$$

где

S_u - исполнительная толщина стенки элемента, мм;

C_0 - плюсовой допуск на толщину стенки проката, мм;

t_1 - время от момента начала эксплуатации до момента обследования, лет.

Если после проведения очередного обследования имеются два измерения контролируемого параметра $S\phi(t_2)$, $S\phi(t_1)$, то скорость коррозии определяется по формуле:

$$a = \frac{S\phi(t_1) - S\phi(t_2)}{(t_1 - t_2)K_1K_2} \quad (3)$$

где

$S\phi(t_1)$, $S\phi(t_2)$ - фактическая толщина стенки определенная при первом и втором обследованиях соответственно, мм;

t_1 , t_2 - время от момента начала эксплуатации до момента первого и второго обследования соответственно, лет;

K_1 - коэффициент, учитывающий отличие средней ожидаемой скорости коррозии от гарантированной скорости коррозии с доверительной вероятностью $g=0,7-0,95$;

K_2 - коэффициент, учитывающий погрешность определения скорости коррозии по линейному закону, от скорости коррозии, рассчитанной по более точным (нелинейным) законам изменения контролируемого параметра.

Значения коэффициентов K_1 и K_2 принимать в пределах $K_1 = 0,5-0,75$; $K_2 = 0,75-1,0$. При этом большие значения K_1 и K_2 принимаются при незначительной фактической скорости коррозии (меньше 0,1 мм/год) и при общей величине коррозии не превышающей проектную прибавку на коррозию (2-3 мм). Меньшие значения K_1 и K_2 принимаются при значительной скорости коррозии и при общей величине коррозии, превышающей проектную прибавку на коррозию.

Приложение 7
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Расчет несущей способности металлоконструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин по фактическому состоянию

1. Расчет установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Расчет установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин проводить на основе единой пространственной системы по деформированной схеме (с учетом деформации элементов при нагружении), реализуемой в виде конечно-элементной стержневой модели вышки.

Пространственный расчет выполняется с использованием проектно-вычислительных комплексов, рассчитывающих мачты (такие как SCAD Office, SUDM).

Установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин испытывают постоянные нагрузки, определяемые от собственного веса элементов мачты, оттяжек и веса оборудования и дополнительные нагрузки (такие как ветровые, снеговые). Нагрузки аварийного характера (ударные, взрывные) при расчетах вышек и мачт не учитываются, потому что они являются временными.

Действующую нагрузку на установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин (мачту) определяют для наиболее тяжелых условий (подъем наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб).

Номинальные значения предела текучести f_y и временного сопротивления f_u для конструкционной стали принимаются равными:

1) $f_y = R_{eh}$ и $f_u = R_m$ непосредственно по стандарту на прокат (по данным заводов-изготовителей либо поставщиков);

2) Внутренние силы и моменты необходимо определять, используя упругий общий расчет.

Расчетные значения несущей способности зависят от классификации поперечных сечений, которые необходимо принимать в соответствии НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012 (к СН РК EN 1993-3-1(2):2006/2011) "Проектирование стальных конструкций. Часть. Стальные башни, мачты и дымовые трубы" (далее - НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012).

2. Определение несущей способности оттяжек мачты

При проверке критического предельного состояния предварительно напряженных элементов оттяжек выполняется условие в соответствии с НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012:

$$\frac{F_{Ed}}{F_{Rd}} \leq 1,0 \quad (2)$$

где,

F_{Ed} - расчетное значение осевого усилия, действующего на канат;

F_{Rd} - расчетное сопротивление растяжению.

Расчетное сопротивление F_{Rd} для оттяжек 1 яруса из каната соответствующего диаметра определяется по формуле:

$$F_{Rd} = \frac{F_{uk}}{1,5\gamma_R} \quad (3)$$

где

γ_R - частный коэффициент безопасности,

F_{uk} - характеристическое значение разрывной прочности, определяемое для растянутых элементов оттяжек 1 яруса

$$F_{uk} = F_{min}k_e \quad (4)$$

где

$k_e = 0,8$ - коэффициент потерь для U-образных болтов-хомутов, принимаемый в соответствии НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012;

F_{min} - минимальное усилие разрыва, которое определяется в соответствии с СТ РК EN 12385-2 "Канаты проволочные стальные. Безопасность. Часть 2. Термины и определения, обозначения и классификация" для значений K , $d_i R_r$.

Согласно НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012 для каната соответствующего диаметра:

$$F_{min} = \frac{KR_r d^2}{1000} \quad (5)$$

где

– марка каната;

d – диаметр каната, мм;

K – коэффициент влияния на разрыв (в соответствии НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012).

Расчетное сопротивление F_{Rd} для оттяжек 1 яруса при частном коэффициенте безопасности для сопротивления оттяжек и их креплений при $\gamma_{Mg} = 2,0$ будет:

$$F_{Rd} = F_{uk} / \gamma_{Mg} \quad (6)$$

При применении материалов, параметры которых определены в соответствии с требованиями Еврокода, применять в Национальных Приложениях Строительных Норм Республики Казахстан значения частных коэффициентов безопасности:

сопротивление элемента текучести (прочность сечения) $\gamma_{M0} = 1,00$;

сопротивление элемента устойчивости $\gamma_{M1} = 1,00$;

сопротивление сечения нетто у болтовых отверстий $\gamma_{M2} = 1,25$;

сопротивление оттяжек и их креплений $\gamma_{Mg} = 2,00$;

сопротивление изоляционных материалов $\gamma_{Mi} = 2,50$.

При проверке несущей способности оттяжек 1 яруса выполняется условие:

$$\frac{F_{Ed}}{F_{Rd}} \leq 1,0 \quad (7)$$

Для предельного состояния по эксплуатационной пригодности каната, необходимо определить предельные напряжения σ_{uk} , зависящие от прочности на разрыв F_{uk} :

$$\sigma_{uk} = \frac{F_{uk}}{A_m} \quad (8)$$

где

A_m - площадь сечения металлических элементов каната.

Аналогичный расчет по проверке несущей способности оттяжек следующего яруса производится с учетом марки и размера каната.

При невыполнении условий по критическому предельному состоянию оттяжек требуется предусмотреть канат с увеличенным диаметром.

3. Определение несущей способности основных связей жесткости (раскосов) ствола мачты

Проверка на устойчивость основной связи жесткости (раскоса) мачты отвечает условию:

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} < 1,0 \quad (9)$$

где

N_{Ed} – расчетное значение сжимающей силы, принимаемое по схеме с максимальными усилиями, полученными при расчете по программе SCAD Office;

$N_{b,Rd}$ - расчетное значение несущей способности сжатого элемента по устойчивости.

Расчетное значение несущей способности основной связи жесткости (раскоса) мачты по устойчивости $N_{b,Rd}$, учитывая коэффициент уменьшения η , определяется по формуле:

$$N_{b,Rd} = \frac{\eta \chi A f_y}{\gamma_{M1}} \quad (10)$$

где,

χ – понижающий коэффициент для соответствующей кривой потери устойчивости;

A – площадь сечения;

γ_{M1} - частный коэффициент безопасности;

f_y - предел текучести материала.

4. Определение несущей способности основных связей жесткости (распорок) ствола мачты

По НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012 для жесткого закрепления на обоих концах, определяется эффективный коэффициент гибкости:

$$k = 0,7 + \frac{0,35}{\lambda_v}, \quad (11)$$

где

λ_v

– гибкость, зависящая от размеров конструктивного элемента и его положения.

Устойчивость основной связи жесткости (раскоса) удовлетворяет условию:

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} < 1,0 \quad (12)$$

Расчетное значение несущей способности основной связи жесткости (распорки) мачты по устойчивости $N_{b,Rd}$, учитывая коэффициент уменьшения η , определяется по формуле:

$$N_{b,Rd} = \frac{\eta \chi A f_Y}{\gamma_{M1}} \quad (13)$$

5. Определение ветровых нагрузок

При определении ветровых нагрузок руководствоваться требованиями НТП РК 03-03-1.1(2.1)-2012.

6. Оценка безопасности для усталости

Оценка безопасности для усталости рассчитывается по формулы:

$$\Delta \sigma_{E2} = \lambda \Delta \sigma_E \quad (14)$$

где

λ – эквивалентный коэффициент перехода DsE к $N_c = 2 \times 10^6$ циклам;

DsE – диапазон напряжений, связанный с N циклами, с учетом коэффициента концентрации напряжений, где необходимо.

Коэффициент эквивалентности λ определяется по:

$$\lambda = \left(\frac{N}{2 \times 10^6} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (15)$$

где

m - уклон кривой S-N (число циклов до разрушения - N , усталостная прочность - S).

При разработке реальных проектов для принятых новых сечений оттяжек необходимо выполнить новый расчет мачты, а также рассчитываются лацменные и анкерные узлы, узлы крепления связей жесткости (решетки мачты).

Приложение 8
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения и
ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Расчет грузоподъемности изношенных деталей талевой системы

1. Штруподветвевые, петлевые и двухветвевые (вертлюжные)

Грузоподъемность изношенных штрупов рассчитывается по формулам:

1) круглое сечение проушины:

$$Q_{И} = Q_{П} (h_{И} / h_{П})^{2.0} \quad (1)$$

где,

$Q_{И}$ - грузоподъемность изношенного штрупа, кН;

$Q_{П}$ - грузоподъемность нового штрупа (паспортная грузоподъемность), кН;

$h_{И}$ - высота изношенного сечения, мм;

$h_{П}$ - высота неизношенного сечения, мм;

2) каплевидное сечение проушины:

$$Q_{И} = Q_{П} (h_{И} / h_{П})^{2.5} \quad (2)$$

Для одноветвевых и петлевых штрупов величина грузоподъемности принимается наименьшей из двух проушин.

Величина износа проушины штрупа (снижение высоты сечения) не должна превышать:

1) для круглого сечения – 14%;

2) для каплевидного сечения – 10%.

Для дальнейшей эксплуатации штрупа необходимо проведение дефектоскопии на наличие усталостных трещин с периодичностью не реже 1-го года или при

перебазировке на новую точку бурения. При наличии трещин дальнейшая эксплуатация не допускается.

2. Элеваторы, траверсы

Грузоподъемность изношенных элеваторов и траверс рассчитывается по формуле:

$$Q_{И} = Q_{П} (I_{И} / I_{П}) \quad (3)$$

где

QИ - грузоподъемность изношенных узлов, кН;

QП - грузоподъемность новых узлов (паспортная грузоподъемность), кН;

ИИ - момент инерции изношенного сечения в зоне контакта, мм⁴;

ИП - момент инерции неизношенного сечения, мм⁴.

Величина износа сечения (снижение высоты сечения) не должна превышать 8%.

Для дальнейшей эксплуатации узлов необходимо проведение дефектоскопии на наличие усталостных трещин по аналогии со штропами.

При наличии трещин дальнейшая эксплуатация не допускается.

Приложение 9
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Неразрушающие методы контроля элементов конструкций установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

1. Визуально-измерительный метод

Визуальный контроль проводится для выявления отклонений от нормального состояния металлоконструкций и основных элементов мачт и оснований установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, которые возможно выявить визуально

Измерительный контроль проводится для установления различных видов отклонений, выявленных по результатам визуального контроля и требующих применения измерительного инструмента.

Контролю подлежат все сварные соединения с целью выявления в них следующих дефектов:

трещин;

свищей и пористости швов;

подрезов, наплывов, прожогов, незаплавленных кратеров;

смещение и увод кромок стыкуемых элементов свыше норм;
несоответствий форм и размеров швов требованиям технической документации;
наличия закатов металла; в случае его обнаружения зачистить место заката до
целого металла; при глубине дефекта до 1мм исправление не производится, свыше 1мм
произвести ремонтные работы;
деформации поверхностей.

Внешними признаками наличия трещин могут являться подтеки ржавчины,
выходящие на поверхность металла, и шелушение краски.

Особое внимание обратить на состояние сварных швов в зонах концентрации
напряжений, а также в местах возможного скопления конденсата и зонах проведенного
ранее ремонта.

При проведении контроля в случае возникновения сомнений по классификации и
размерам выявленного дефекта применять лупу 4-20-кратного увеличения, а также по
усмотрению специалиста необходимый метод неразрушающего контроля.

Результаты контроля требуется оформлять в виде протоколов, в которых
приводится описание размеров, формы и местоположения выявленных дефектов.

2. Ультразвуковой метод

Диагностированию с применением ультразвуковой дефектоскопии подлежат
сварные соединения металлоконструкций и основных элементов мачты и основания
установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, сварка которых
проведена встык.

Ультразвуковой контроль (далее - УЗК) применяется для выявления с помощью
ультразвуковой дефектоскопической аппаратуры различных дефектов (типа
разрушения сплошности и однородности металла), расположенных на наружной и
внутренней поверхностях, в толще стенок прямых металлических однослойных
бесшовных труб, изготовленных из черных и цветных металлов и сплавов, а также в
труднодоступных местах грузоподъемного оборудования.

Результаты контроля требуется оформлять в виде протоколов, в которых
приводится описание размеров, формы и местоположения выявленных дефектов.

3. Метод капиллярной (цветной) дефектоскопии

Капиллярный метод может выполняться одним из двух способов: керосиновой
пробой или цветной дефектоскопией. Керосиновая проба основана на проникновении
керосина в несплошности металла (такие как трещины, раковины, поры, расслоения) и
может применяться для выявления наружных дефектов металла и проверки
герметичности сварных и механических соединений.

Метод применяется в основном для выявления трещин в сварных швах, надрывах
металла в радиусах переходов различных поверхностей (осей, валов, валов-шестерен,
шестерен, колес, штоков гидро- и пневмоцилиндров), а также для проверки
сплошности металла тяжело нагруженных пальцев, осей и валов.

Метод капиллярной (цветной) дефектоскопии проводится для контроля поверхностных трещин в основном металле и сварных швах элементов металлоконструкций, недоступных для контроля методом магнитопорошковой дефектоскопии.

Результаты контроля требуется оформлять в виде протоколов, в которых приводится описание размеров, формы и местоположения выявленных дефектов. Расположение участков контроля и выявленных дефектов условно изображать на прилагаемой к протоколу схеме.

4. Магнитопорошковый метод контроля

Магнитопорошковой дефектоскопии подлежат не менее 20% однотипных основных элементов металлоконструкций, в том числе все элементы, находящиеся в наиболее неблагоприятных условиях эксплуатации по уровню напряжений, особенно в зонах возможных механических повреждений, агрессивности внешней среды, вибрации.

Выборочное диагностирование однотипных элементов металлоконструкций заменяется полным, если в процессе его выполнения обнаружено: наличие дефектов и повреждений, существенно снижающих их эксплуатационную пригодность (такие как трещины, существенный коррозионный износ).

Результаты контроля требуется оформлять в виде протоколов, в которых приводится описание размеров, формы и местоположения выявленных дефектов.

5. Акустико-эмиссионный метод контроля

Метод АЭК обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов. Поэтому он позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности. При этом положение и ориентация дефекта не влияет на выявляемость.

Предпочтительна схема контроля, при которой в случае обнаружения дефектов традиционными методами (УЗК, МПД, ВИК, капиллярным), опасность того или иного дефекта выявляется в результате контроля методом АЭК. В этих случаях решение о допуске в эксплуатацию или о проведении ремонта принимается по результатам проведенного АЭК. В случае наличия дефекта, выявленного одним из методов неразрушающего контроля, метод АЭК может быть использован для слежения за развитием этого дефекта во времени.

Возможна схема контроля, при которой в целях сокращения объема работ по подготовке и контролю традиционными методами желательно первоначально провести АЭК объекта. В случае выявления источников акустических импульсов вместе их расположения провести контроль одним из традиционных методов неразрушающего контроля.

Применение АЭК позволяет обеспечить предупреждение возможности разрушения объекта. Метод АЭК желательно использовать при статических испытаниях или при

испытаниях по специально разработанной и согласованной методике нагружения объекта.

Результаты контроля требуется оформлять в виде протоколов, в которых приводить описание и местоположения выявленных дефектов.

6. Ультразвуковая толщинометрия

Ультразвуковая толщинометрия (далее - УЗТ) проводится в целях определения количественных характеристик коррозионно-эрозионных потерь стенок элементов металлоконструкции в процессе эксплуатации.

Для измерения толщины металла могут быть использованы ультразвуковые толщиномеры, соответствующие требованиям действующих нормативно-технических документов и обеспечивающие погрешность измерения не более $\pm 0,1$ мм.

Контроль толщины стенки проводится в местах элементов, указанных в типовых или индивидуальных программах диагностирования, утвержденных в соответствующем порядке, а также в зонах интенсивного коррозионно-эрозионного износа металла, в местах наиболее вероятного появления дефектов, на поверхности вмятин и выпучин.

Результаты УЗТ элементов металлоконструкции требуется оформлять в виде протокола, в котором приводить расположения мест замера толщины и таблицу значений измеренной толщины.

7. Твердометрия

Замер твердости и прочностных свойств металла допускается проводить без вырезки контрольного участка металлоконструкции при условии наличия сведений об основном металле металлоконструкций. Замер твердости основного металла производится на каждой секции мачты (при секционной конструкции мачты) не менее чем на пяти участках и при наличии подвыщечного основания не менее чем на десяти участках основания.

Замер твердости сварных соединений и основного металла проводится в случаях проведения их ремонта, при этом проводятся замеры твердости сварного соединения, околошовной зоны, зоны термического влияния и основного металла на ремонтируемом участке металлоконструкции.

Замеры твердости основного металла и сварных соединений требуется производить в следующих случаях:

для оценки механических свойств по показателю твердости в случае необратимых изменений этих свойств в результате условий эксплуатации металлоконструкции или в результате аварийной ситуации;

если показатель твердости является одной из определяющих характеристик свойств основного металла и сварных соединений;

для оценки механических свойств, в идентификации основных и сварочных материалов, при отсутствии сведений о них (например, при утрате и связанной с этим

необходимости восстановления паспорта), а также в идентификации импортных сталей

Результаты замера твердости элементов металлоконструкции требуется оформлять в виде протокола, в котором приводить расположения мест замера и таблицу значений твердости.

8. Металлографический анализ

Металлографические исследования металлоконструкций и основных элементов буровых мачт и оснований буровых установок со сроком эксплуатации более 10 лет проводятся как дополнительные.

Для проведения исследований проводится отбор образцов (сколов) не менее чем с двух участков мачты и основания. Допускается проводить исследования микроструктуры металла по оттискам (репликам), при этом исследованию подлежат не менее трех участков мачты и основания. При этом на каждом исследуемом участке снимается не менее пяти оттисков (реплик).

Вырезка (вырубка) образцов для проведения механических испытаний проводятся при отсутствии сертификатов качества на металл конструкций мачты и основания.

Приложение 10
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Пример критериев допустимых дефектов узлов, деталей и нормы их отбраковки

№ п.п.	Наименование узла или детали и вид дефекта	Величина допустимого дефекта и ограничения по эксплуатации
1	Зубчатые передачи цилиндрические, конические и червячные	
	1) Поломка зубьев	1) Эксплуатация не допускается. Необходима замена дефектной детали
	2) Трещины любого характера и расположения	2) Аналогично пункт 1)
	3) Контактное выкрашивание рабочих поверхностей зубьев	3) $DS < 0,3S$ и $d < 0,05s$, где DS и S - площадь выкрашивания и площадь рабочей поверхности зуба, мм ² ; d и s - глубина раковин и толщина зуба по делительной окружности, мм. При $DS > 0,3S$ и $d > 0,05s$ эксплуатация не допускается. Деталь с указанным дефектом заменяется.
		4) $Ds < 0,12s$ или $Ds < 0,2m$, где Ds - суммарный износ зуба (с одной или с 2-х сторон), мм; m - нормальный модуль, мм.

	4) Износ рабочих поверхностей зубьев	При $D_s > 0,12s$ или $D_s > 0,2m$ эксплуатация не допускается. Необходима замена дефектной детали. Замеры производятся штангензубомером, или специальным шаблоном и щупом.
--	--------------------------------------	---

Продолжение таблицы

2	Подшипники качения	
	1) Трещины или поломка (разрушение) элементов подшипника	1) Эксплуатация не допускается. Необходима замена дефектной детали
	2) Выкрашивание или шелушение усталостного характера на беговых дорожках колец подшипника и телах качения	2) Аналогично п. 2.1
	3) Раковины и чешуйчатые отслоения коррозионного характера.	3) Аналогично пункт 1)
	4) Ощутимые радиальные и осевые люфты (у нерегулируемых подшипников) при покачивании рукой	4) Аналогично пункт 1)
	5) Цвета побежалости на беговых дорожках колец и телах качения	5) Необходимо устранить причину повышенного нагрева подшипника
3	Валы и оси	
	1) Трещины любого характера и расположения	1) Эксплуатация не допускается. Необходима замена детали
	2) Износ посадочных поверхностей цапф под подшипники	2) Не допускается прокручивание внутреннего кольца подшипника или люфт при его покачивании. В противном случае эксплуатация не допускается и требуется замена детали
3) Изгиб (деформация) валов и осей с установкой на них: блоков, барабанов и др.;	3) $u \leq 0,0002 \times l$, где l - расстояние между опорами, мм; $u \leq 0,01m$, где m - нормальный модуль, мм; $u \leq 0,005mm$, где m - средний	

	цилиндрических зубчатых колес; конических зубчатых колес	окружной модуль, мм. При $u > 0,0002x1$; $u > 0,01m$; $u_k > 0,005mm$ эксплуатация вала или оси не допускается. Требуется ремонт или замена детали.
	4) Разрушение и местные деформации (сдвиг, смятие) шлицев на участке профильного соединения валов (при наличии)	4) Аналогично пункт 1)
	5) Срез или смятие витков резьбы (при наличии)	5) Разрушение более чем одного витка резьбы не допускается. Требуется замена детали
4	Корпусные детали редукторов, коробок передач, буровых роторов, компрессоров и др.	
	1) Трещины любого характера и расположения (разъемы, посадочные поверхности, картер и др.)	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена корпуса
	2) Разрушение лап, кронштейнов, фланцев для крепления	2) Аналогично пункт 1)
	3) Износ посадочных мест под подшипники	3) При свободном прокручивании кольца подшипника отверстие считается изношенным более допустимой нормы. Требуется замена детали.
	Грузовые барабаны гладкие и с нарезкой	
	1) Трещины любого характера и расположения	1) Эксплуатация не допускается. Деталь подлежит замене
	2) Износ стенки обечайки и реборд. Для барабанов с нарезкой - износ стенки по дну канавки	2) $Dd \leq 0,2d$, где Dd и d - абсолютная величина износа и толщина стенки обечайки и реборд, мм. При $Dd > 0,2d$ эксплуатация барабана не допускается и он подлежит замене

5	3) Износ ручья по профилю	3) Износ более 2мм не допускается. Требуется ремонт (наплавка с проточкой до получения размеров по чертежу) или замена
	4) Срез или износ гребня ручья	4) Срез или износ гребня ручья более 2мм по высоте на длине более 0,3 витка не допускается. Требуется ремонт (см. пункт 3)) или замена
	Шкивы тормозные	
	1) Трещины и разрушения, выходящие на рабочие и посадочные поверхности	1) Допускаются на рабочей поверхности шкива трещины длиной менее 50мм и шириной менее 0,5мм. При трещинах с величинами более указанных - эксплуатация не допускается. Требуется замена шкива
	2) Износ рабочей поверхности обода шкива	Для буровых установок ВЗБТ: $Dd1 \leq 10\text{мм}$, где $Dd1$ - величина абсолютного износа стенки обода. При $Dd1 > 10\text{мм}$ эксплуатация шкива не допускается. Требуется его замена
6		Для буровых установок УРАЛМАШ: $Dd1 \leq 15\text{мм}$. При $Dd1 > 15\text{мм}$ эксплуатация шкива не допускается. Требуется его замена

	3) Волны и риски на рабочей поверхности обода шкива	3) Волны и риски на рабочей поверхности обода шкива более 2мм не допускаются. Требуется ремонт или замена шкива
	4) Радиальное биение	4) $Dd \leq 0,002D$, где Dd и D - радиальное биение и диаметр тормозного шкива. При $Dd > 0,002D$ эксплуатация не допускается. Требуется его замена
7	Тормоза и тормозные системы	
	1) Трещины любого характера и расположения во всех деталях тормоза или тормозных систем	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена дефектных деталей
	2) Износ тормозной ленты или накладки	2) При износе колодок до толщины 10мм необходима замена дефектного элемента
	3) Износ осей	3) $Dd \leq 0,03d$, где D и d - величина абсолютного износа и диаметр оси, мм. При $Dd > 0,03d$ эксплуатация не допускается. Требуется замена.
	4) Разрушение пружин тормозов и тормозных систем	4) Эксплуатация не допускается. Требуется замена детали
	5) Попадание смазки на рабочие поверхности тормозных лент и накладок	5) Эксплуатация не допускается. Необходимо очистить от смазки рабочие поверхности тормозных лент и накладок, устранить причины попадания смазки
	Канатные блоки	

8	1) Трещины любого характера и расположения	1) Эксплуатация не допускается. Необходима замена блока
	2) Частичные разрушения (сколы, обломы) реборд	2) Аналогично пункт 1)
	3) Износ ручья	3) $D_r \leq 6\text{мм}$, где D_r - абсолютная величина износа ручья блока. При $D_r > 6\text{мм}$ эксплуатация не допускается. Блок подлежит замене
9	Канаты	Отбраковку канатов производят в соответствии с требованиями нормативных документов к грузоподъемным механизмам
10	Крюки	
	1) Трещины любого характера и расположения в теле крюка	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена крюка
	2) Износ зева крюка в вертикальном сечении	2) $D_h \leq 0,1h$, где D_h и h - абсолютная величина износа и высота вертикального сечения крюка. При $D_h > 0,1h$ эксплуатация не допускается. Требуется замена крюка
	3) Износ по ширине зева крюка	3) $D_b \leq 0,12b$, где D_b и b - абсолютная суммарная величина износа и ширина зева крюка, мм. При $D_b > 0,12b$ эксплуатация не допускается. Требуется замена крюка
	Ходовые колеса и ролики	

1) Трещины любого характера и расположения	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена.
2) Износ поверхности катания	2) $DD \leq 0,03D$, где DD и D - абсолютная величина износа поверхности катания и диаметр ходового колеса или ролика, мм. При $DD > 0,03D$ эксплуатация не допускается. Требуется ремонт (наплавка с последующей обточкой диаметра до проектного размера) или замена детали
3) Износ трущейся стороны поверхности реборд	3) $Db \leq 0,4b$, где Db и b - абсолютная величина износа и толщина реборды, мм. При $Db > 0,4b$ эксплуатация не допускается. Требуется ремонт (см. пункт 2)) или замена детали
4) Отслоения на поверхности катания	4) Отслоения, превышающие толщину 0,3мм, не допускаются. Требуется ремонт (см. пункт 2)).
5) Отдельные раковины на поверхности катания	5) Суммарная площадь раковин, превышающая 3% поверхности катания при глубине более 3мм, не допускается. Требуется ремонт (см. пункт 2))
Пружины	
1) Разрушения, трещины и расслоения	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена детали.

12	2) Остаточные деформации	2) Остаточные деформации, нарушающие работоспособность механизма или превышающие 10% номинального размера, не допускаются. Требуется замена пружины
13	Детали с резьбой 1) Трещины 2) Срез или смятие витков 3) Износ или коррозия резьбы 4) Смятие граней под ключ головки болта	Дефекты, указанные в пунктах 1), 2), 3), 4) не допускаются. Требуется замена дефектных элементов.
14	Цепи цепных передач 1) Разрушения элементов цепи 2) Вытяжка цепи, связанная с износом шарниров	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена разрушенных элементов 2) Вытяжка цепи более 2% от первоначальной длины не допускается. Требуется замена цепи
15	Звездочки цепных передач 1) Трещины любого характера и расположения 2) Износ зубьев звездочки: профиля зуба, толщины зуба	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена детали 2) $D_s \leq 0,1s$, где D_s и s - абсолютная величина износа и толщина зуба на диаметре делительной окружности, мм. Измерения производят шаблоном. $D_b \leq 0,1b$, где D_b и b - абсолютная величина износа и толщина зуба, мм. При $D_s > 0,1s$ и $D_b > 0,1b$ эксплуатация

		цепной передачи не допускается. Требуется замена звездочки
	3) Торцевое биение звездочек	Контроль по пунктам 3) и 4) производить по инструкции завода-изготовителя .
	4) Параллельное смещение плоскостей звездочек цепной передачи	
16	Шкивы ременных передач	
	1) Трещины любого характера и расположения, разрушения, выходящие на рабочие и посадочные поверхности	1) Эксплуатация не допускается. Требуется замена шкива
	2) Непараллельность установки осей шкивов	2) Непараллельность должна быть менее 1мм на длине 100мм . При превышении необходима регулировка установки шкивов
	3) Смещение канавок шкивов клиноременных передач	3) Смещение должно быть не более 2мм на длине 100мм. При превышении необходима регулировка установки шкивов
17	Ремни ременных передач	
	1) Усталостное разрушение, расслоение	Указанные в пунктах 1), 2), 3) дефекты не допускаются. Требуется замена ремня (ремней).
	2) Износ	
3) Чрезмерная вытяжка		

Примечание - В случае отсутствия сведений о неисправностях конкретных деталей и нормах отбраковки решение о дальнейшей эксплуатации дефектных элементов агрегатов и механизмов установок для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин принимает комиссия, проводящая обследование по согласованию с изготовителем или специализированной организацией по буровым установкам.

Приложение 11
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения

Форма сводной ведомости неисправностей и дефектов металлоконструкций, узлов и деталей, электрооборудования и электроаппаратуры

Сводная ведомость неисправностей и дефектов металлоконструкций, узлов и деталей, электрооборудования и электроаппаратуры

Буровая установка _____ (тип, марка)
Заводской № _____, инв. № _____
изготовленной _____, " ____ " _____ Г.
(наименование изготовителя) (дата)

Таблица

Сводная ведомость неисправностей и дефектов

Наименование и обозначение узла и элементов	Описание дефектов, повреждений и способ их проверки	Заключение и устранение неисправностей и срок их устранения
1 Металлоконструкции буровой установки:		
1.1		
1.2		
2 Механизмы, узлы и детали:		
2.1		
2.2		
3 Электрооборудование и электроаппаратура:		
3.1		
3.2		

Руководитель комиссии по обследованию _____

(подпись, дата, Ф.И.О.(при его наличии))

Члены комиссии:

(подпись, дата, Ф.И.О. (при его наличии))

Приложение 12
к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Метод измерения производительности и напора насоса

1. Измерения производительности Q и напора H насоса производятся следующим образом:

На входе и выходе насоса устанавливаются манометры класса точности 0,6; на выходе насоса устанавливается расходомер и, регулируя производительность насоса с помощью задвижки, устанавливается ее паспортное значение с допуском плюс/минус 0,05 (время измерения в течение 5 или 10 минут с помощью секундомера);

измеряется давление на входе в насос;

измеряется давление на выходе из насоса;

измеряется точное значение Q ;

рассчитывается напор H по формуле:

$$H = \frac{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}}{\rho},$$

где, H -напор насоса, м;

$P_{\text{вых}}$ - давление на выходе, кгс/см²;

$P_{\text{вх}}$ - давление на входе, кгс/см²;

ρ -плотность перекачиваемой жидкости.

2. Измерение расхода жидкости на утечки через уплотнения производится с необходимой погрешностью не более 5% с помощью мерного сосуда с делениями или путем определения массы утечек с последующим учетом плотности жидкости при данной температуре.

3. Измерение температуры нагрева подшипников проводится путем измерения нагрева корпуса подшипника. Погрешность измерения не должна превышать данных, приведенных в инструкциях по эксплуатации.

4. Измерение вибрации производится с помощью виброметров, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 25275-82, класса точности не ниже 2,0. Вибрация измеряется на корпусе подшипникового узла в двух взаимно перпендикулярных направлениях, проходящих через ось вращения рабочего колеса насоса. При этом одно из направлений измерения вибрации должно быть параллельно оси напорного патрубка насоса.

5. Дефектация узлов и деталей, не рассмотренных в "Картах осмотра", производится согласно требованиям технических условий на капитальный ремонт по каждой конкретной модели центробежного насоса.

6. Срок продления эксплуатации насоса (на основании решения комиссии) указывается в соответствующем акте.

к Инструкции по проведению
технического диагностирования
установок для бурения
и ремонта нефтяных и газовых
скважин с истекшим сроком
службы, с целью определения
возможности их дальнейшей
эксплуатации

Форма технического отчета

1. Форма титульного листа

(наименование и местонахождение организации,
проводившей техническое диагностирование и ремонт)

Технический отчет № ____

По результатам технического диагностирования методами неразрушающего контроля металлоконструкций мачт и оснований установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин:

(наименование установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, тип,
вид) 20__ г.

2. Форма содержания технического отчета

Содержание	Стр.
1 Общие сведения об объекте технического диагностирования	
2 Виды применяемых методов технического диагностирования	
3 Объем технического диагностирования	
4 Применяемые приборы, оборудование и нормативная документация	
5 Протокол визуального и измерительного (далее - ВПК) контроля	
6 Протокол результатов измерения магнитной памяти металла	
7 Протокол результатов ультразвуковой толщинометрии	
8 Протокол замера твердости металла	
9 Заключение по результатам неразрушающего и металлографического контроля	
10 Состав рабочей группы по техническому диагностированию	
11 Приложение: 1) схема-чертеж объекта технической диагностики; 2) копии удостоверений специалистов по неразрушающему контролю.	

3. Краткое содержание разделов технического отчета

1) Общие сведения об объекте технического диагностирования

Наименование: _____

Место установки: _____

Назначение: _____

Состояние: _____

Проектно-конструкторская документация имеется (отсутствуют).

2) Виды применяемых методов технического диагностирования:

Визуальный и измерительный контроль:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Метод магнитной памяти металла:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Ультразвуковая дефектоскопия сплошности металла:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Контроль твердости:

цель: _____

характер выявляемых отклонений: _____

Магнитопорошковая дефектоскопия:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Капиллярная (цветная) дефектоскопия:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Радиографический контроль:

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

Металлографический контроль (для буровых установок со сроком эксплуатации более 10 лет):

цель: _____

типы выявляемых дефектов: _____

3) Объем технического диагностирования:

Визуальный и измерительный контроль;

Метод магнитной памяти;

Магнитопорошковая дефектоскопия;
Капиллярная дефектоскопия;
Радиографический контроль;
Ультразвуковая дефектоскопия сплошности металла;
Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений;
Контроль твердости металла;
Металлографический контроль (для буровых установок со сроком эксплуатации более 10 лет).

4) Применяемые средства измерения, приборы, оборудование и нормативная документация:

Визуальный и измерительный контроль:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Метод магнитной памяти:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Магнитопорошковая дефектоскопия:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Капиллярная дефектоскопия:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Радиографический контроль:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Ультразвуковая дефектоскопия сплошности металла:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Контроль твердости металла:

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

Металлографический контроль (для буровых установок со сроком эксплуатации более 10 лет):

средства измерения, приборы, оборудование: _____

нормативная, техническая документация: _____

5) Форма Протокола ВПК контроля

Протокол № _____ от _____ г.

Визуального и измерительного контроля

Наименование установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин: _____

Использованные средства измерений, приборы и оборудование: _____

Схема контроля: _____

Подготовка поверхности к контролю: _____

Таблица 1

Результаты контроля визуального и измерительного контроля

Наименование элемента	Условный номер дефекта	Месторасположение дефекта	Характер дефекта	Площадь (размеры) дефекта, мм
-----------------------	------------------------	---------------------------	------------------	-------------------------------

Специалист _____ (Ф.И.О.(при его наличии))

б) Форма Протокол результатов измерения магнитной памяти металла

Протокол № _____ от _____ г.

Метод магнитной памяти металла

Наименование установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин: _____

Использованные средства измерений, приборы и оборудование: _____

Схема контроля: _____

Подготовка поверхности к контролю: _____

Таблица 2

Результаты контроля метода магнитной памяти металла

Наименование элемента	Условный номер дефекта	Месторасположение дефекта	Характер дефекта	Площадь (размеры) дефекта, мм
-----------------------	------------------------	---------------------------	------------------	-------------------------------

Специалист _____ (Ф.И.О.(при его наличии))

7) Форма Протокола результатов ультразвуковой толщинометрии

Протокол № по ультразвуковой толщинометрии

Проверка _____

наименование диагностируемого объекта

выполненного из стали: _____

Проведена толщиномером (дефектоскопом) _____ зав. № _____.

Сертификат о поверке № _____ от _____ г.

Рабочая частота: _____ МГц, толщина стандартного образца _____ мм

Таблица 3

Результаты толщинометрии

--	--	--	--	--	--

№ точки измерения по рисунку	Наименование элемента	Толщина стенки по паспорту, мм	Фактическая толщина стенки, мм	Максимальное утонение, %	Примечание
1					
2					
...					
15					
16					

Специалист-дефектоскопист _____

—
(Ф.И.О.(при его наличии))

Удостоверение специалиста II уровня

8) Форма протокола по результатам замера твердости металла

Протокол № _____ от _____ г.

результатов замера твердости металла

Объект контроля: _____

Применяемое оборудование: твердомер _____ зав. № _____

Замеры проведены в соответствии: _____

(наименование нормативного документа)

Таблица 4

Результаты контроля твердости основного металла по Бринеллю:

№	Наименование деталей элементов контролируемого оборудования	№ точки замера					
			1	2	3	4	5
Мачта/основание буровой установки							
		1					
		2					
		3					
		4					
		5					
		1					
		2					
		3					
		4					
		5					

Специалист-дефектоскопист _____

—
(Ф.И.О.(при его наличии))

Удостоверение специалиста по неразрушающему контролю _____

9) Форма заключения по результатам неразрушающего и металлографического контроля

Заключение № _____ по результатам неразрушающего контроля

Дата проведения контроля _____

Наименования установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

Основные виды контроля:

ВИК - визуальный (оптический) и измерительный контроль;

МППМ - метод магнитной памяти металла;

УЗД - ультразвуковая дефектоскопия;

ЦД - цветная дефектоскопия.

Нормативы контроля: _____

В результате неразрушающего контроля установлено:

Металлоконструкции мачты _____

(перечисляются имеющиеся дефекты (допустимые и недопускаемые))

Металлоконструкции основания _____

(перечисляются имеющиеся дефекты (допустимые и недопускаемые))

В результате ВИК: _____

В результате МППМ: _____

В результате ЦД: _____

Ультразвуковой контроль: _____

Выводы: (о пригодности/непригодности к дальнейшей эксплуатации, необходимости исправления дефектов).

Состав рабочей группы по техническому диагностированию

Руководитель: _____

(Ф.И.О.(при его наличии), организация, служба, должность, подпись, наименование и № документа о допуске к техническому диагностированию)

Члены: _____

(Ф.И.О.(при его наличии) организация, служба, должность, подпись, наименование и № документа о допуске к техническому диагностированию)