

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский
подпись

«___» _____ 2021

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов
нефтегазового производства»

«Метод выявления трещин вала в процессе эксплуатации насосных агрегатов»

Руководитель _____
подпись, дата

к.ф-м.н., доцент
должность, ученая степень

Н.А. Шепета
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.А. Оленцевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский
подпись

«___» _____ 2021

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Оленцевичу Дмитрию Андреевичу

Группа ГБ17-07Б Направление (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов
нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Метод выявления трещин вала в
процессе эксплуатации насосных агрегатов»

Утверждена приказом по университету № 2741/с от 25.02.21

Руководитель ВКР Н.А. Шепета, к.ф.-м.н., доцент, ТМОНГК ИНИГ СФУ

Исходные данные для ВКР:

Перечень разделов ВКР: Введение. Актуальность темы и современное
состояние проблемы.

Глава 1 – Рассмотрены основные причины возникновения дефектов на валах
насосных агрегатов; изучены задачи основные положения диагностирования
оборудования и методы неразрушающего (дефектоскопического) контроля
валов насосных агрегатов.

Глава 2 – Рассмотрены основные виды вибродиагностики и выбран самый
оптимальный, который больше остальных подходит для решения поставленных
задач.

Глава 3 – Более детально изучен метод выявления трещин вала в процессе
эксплуатации насосных агрегатов с помощью вибродиагностического
оборудования; виды датчиков, их различия между собой, достоинства и
недостатки; рассмотрена организация технического обслуживания и ремонта
оборудования; выполнен расчет собственной частоты вибрации на примере
центробежного насоса, а также расчет затрат на ремонт насоса при введении в
эксплуатацию вибродиагностического оборудования и затрат при планово-
предупредительном ремонте.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: чертеж вала
центробежного насоса.

Руководитель ВКР

подпись

Н. А. Шепета

Задание принял к исполнению

подпись

Д.А. Оленцевич

«____» _____ 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Метод выявления трещин вала в процессе эксплуатации насосных агрегатов» содержит 69 страниц текстового документа, 22 иллюстрации, 5 таблиц, 22 использованных источников, 1 лист графического материала.

Ключевые слова: вибрация, вибродиагностика, центробежный насосы, дефект, неразрушающий контроль, виброскорость, виброускорение, среднеквадратичная скорость.

Объект исследования: вибрационная диагностика.

Цель работы: анализ методов выявления трещин на валах в процессе эксплуатации насосных агрегатов.

Задачи:

- проанализировать методы дефектоскопического контроля;
- изучить метод обнаружения дефектов вала насосных агрегатов путем вибродиагностики;
- провести экономический расчет эффективности изучаемого метода диагностики.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	5
Введение.....	8
1 Дефектоскопический контроль.....	10
1.1 Причины возникновения дефектов валов насосных агрегатов.....	10
1.2 Задачи и основные положения диагностирования оборудования и систем НПС.....	17
1.3 Проведение неразрушающего (дефектоскопического) контроля валов насосных агрегатов	21
2 Вибродиагностика.....	25
2.1 Системы вибрационной диагностики	25
2.1.1 Диагностика по общему уровню вибрации	27
2.1.2 Диагностика по спектрам вибросигналов	28
2.1.3 Диагностика по соотношению пик/фон вибросигнала	31
2.1.4 Диагностика по спектру огибающей сигнала	33
3 Диагностика технического состояния оборудования с применением систем вибродиагностики	37
3.1 Выбор датчика.....	39
3.2 Сущность метода.....	43
3.3 Порядок выполнения вибродиагностических работ	50
3.4 Организация технического обслуживания и ремонта насосного оборудования	54
3.5 Расчеты насоса.....	57
3.6 Расчет капитальных затрат на приобретение, доставку и монтаж оборудования	59
3.6.1 Капитальные затраты.....	59
3.6.2 Расчет времени работы оборудования.....	59
3.6.3 Фонд оплаты труда.....	60
3.6.4 Дополнительная заработная плата	60
3.6.5 Отчисления от заработной платы.....	61
3.6.6 Расчет стоимости электрической энергии.....	61

3.6.7 Расчет общих затрат.....	61
3.7 Затраты при системе ППР	62
3.7.1 Расчет затрат на материалы и запчасти для технического обслуживания и ремонта оборудования	62
3.7.2 Расчет общих затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования	63
Заключение	65
Список сокращений	66
Список использованных источников	67
Приложение А	70
Приложение Б	71

ВВЕДЕНИЕ

Диагностика технического состояния основного оборудования нефтеперекачивающих станций является актуальной и требует наиболее детального рассмотрения, так как во многом определяет надежность пуска, остановки и переключений насосных агрегатов, срабатывания запорно-регулирующей арматуры, включение в работу систем вентиляции, маслоснабжения, охлаждения, пожаротушения и прочие. Высокие показатели работоспособности данных элементов повышают производственную и экологическую безопасность работы объектов нефтепровода.

Применительно к объектам НПС магистрального нефтепровода техническая диагностика позволит обеспечить необходимую надежность и безопасность объектов на этапе их эксплуатации, а также предотвратить производственный брак на стадии монтажа, обслуживания и ремонта оборудования.

Основными задачами диагностирования являются:

- контроль технического состояния объекта с целью установления его соответствия требованиям технической документации и определение его работоспособности на текущий момент, и на этой основе предотвращение аварийных ситуаций на НПС;
- ограничение работы машины при высоких динамических нагрузках;
- выявление причин, снижающих КПД и напор насоса.

Актуальность данной темы состоит в том, что множество деталей оборудования при системе планово-предупредительных ремонтов заменяется, не выработав свой срок службы, тем самым предприятие несет постоянные убытки на приобретение и замену соответствующих узлов агрегата. Вибродиагностика может позволить сократить затраты ресурсов, так как исключит преждевременную замену совершенно исправного оборудования.

Цель работы: анализ методов выявления трещин на валах в процессе эксплуатации насосных агрегатов.

Задачи:

- проанализировать методы дефектоскопического контроля;
- изучить метод обнаружения дефектов вала насосных агрегатов путем вибродиагностики;
- провести экономический расчет эффективности изучаемого метода диагностики.

1 Дефектоскопический контроль

1.1 Причины возникновения дефектов валов насосных агрегатов

Одним из наиболее серьезных отказов нефтяных насосов является поломка валов.

Разрушение вала при эксплуатации может привести к выходу из строя всего насоса, восстановление которого будет невозможным или экономически нецелесообразным. Кроме того, возможны другие последствия вплоть до возгорания нефти и пожара на нефтеперекачивающей станции.

Как показывают исследования, причинами разрушения валов являются: наличие дефектов металлургического характера; растягивающие остаточные напряжения; высокие локальные напряжения в отдельных участках вала; неоптимальность радиусного перехода между стенками и дном шпоночной канавки; дефекты, возникающие при ремонте валов и пр. Этому способствуют дополнительные нагрузки на вал при расцентровках, от гидравлических сил в проточной части насоса, особенно при изменении режима работы, от неравномерности теплового расширения и пр.

Зарождающиеся и неконтролируемые дефекты во время эксплуатации без принятия соответствующих мер существенно снижают межремонтный период работы насоса.

Дефекты или поломки валов имеют место в районе галтели при переходе конусной части вала в цилиндрическую, на резьбовой части валов, в месте крепления гайками радиально-упорных подшипников.

Многие дефекты возникают по причине образования усталостных микротрещин в районе шпоночных пазов, развития микротрещин в области внутренних пор, имеющих в материале вала флокенов или поверхностных трещин.

Анализ дефектов валов показывает заметную однотипность их в пределах одного управления магистральными нефтепроводами, что можно объяснить

определенной настройкой средств дефектоскопии и принятой на данном предприятии какой-то одной отработанной технологии дефектоскопии валов.

Валы насосных агрегатов изготавливаются из стали 40Х ГОСТ 4543-71. Заготовки могут быть горячекатаные или кованные диаметром или толщиной до 250 мм. Данные прутки могут иметь следующие дефекты:

трещины — поверхностные и внутренние разрывы, которые появляются из-за значительных напряжений в металле при деформации, а также вследствие термических напряжений, возникающих при изготовлении прутков;

волосовины — мелкие внутренние или выходящие на поверхность трещины, образовавшиеся из газовых пузырей или неметаллических включений при прокатке или ковке, направленные вдоль волокон металла; эти дефекты имеют вид тонких прямых линий длиной от нескольких долей миллиметра до нескольких сантиметров и расположены на поверхности и в подповерхностном слое;

закаты, возникающие при избытке металла в валках в виде заусенцев или от остатков усадочных раковин слитков, они похожи на продольные трещины;

расслоения — внутренние нарушения сплошности, ориентированные по направлению волокна, возникают при наличии таких дефектов слитков, как глубокие усадочные раковины, усадочная пористость, скопление пузырей или неметаллических включений;

флокены, представляющие собой волосные трещины, образующиеся внутри толстого проката или поковок (диаметром более 20 мм) из среднеуглеродистых и среднелегированных сталей, содержащих хром, при повышенном содержании в них водорода; это очень опасные дефекты, которые могут привести к разрушению готовых изделий.

При изготовлении валов могут возникнуть такие дефекты, как шлифовочные и термические трещины, обусловленные нарушениями режимов соответственно шлифовки и термообработки. Не исключены также, как показала практика, такие дефекты, как заглушка шпоночных пазов, выполненных не по чертежу.

Такие пазы иногда забивают заглушками с большим натягом, после чего заглушки зашлифовывают вместе с боковой поверхностью вала. При этом происходит не только нагартовка металла у краев заглушённых шпоночных пазов, но и разрывы этих краев, приводящие к возникновению и развитию усталостных трещин вплоть до разрушения вала при эксплуатации.

При эксплуатации валов могут появиться усталостные трещины, причинами их появления в основном являются дефекты металлургического характера (дефекты прутков) поверхностные или внутренние с выходом на поверхность, а также дефекты, возникающие при изготовлении валов. Эти дефекты поверхностные. Причинами возникновения усталостных трещин могут быть также концентраторы напряжений в углах шпоночных пазов. На рис. 1.1 показан пример износа вала.

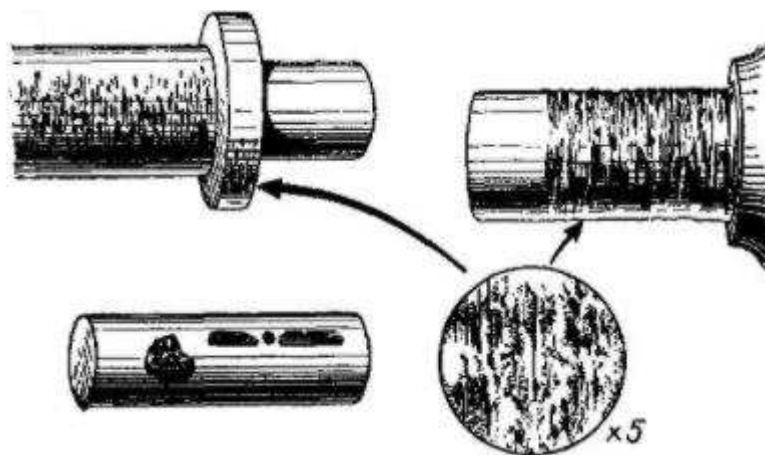


Рисунок 1.1 – Износ вала

Наиболее опасными местами, с точки зрения возникновения усталостных трещин, являются галтельные переходы и шпоночные пазы в местах посадки рабочего колеса и под муфтой. Трещины, развивающиеся в галтельных переходах, в начальный период часто имеют наклон 45° к оси вала, а затем их плоскость проходит перпендикулярно к оси. Трещины в районе шпоночных пазов могут развиваться под некоторыми углами к оси вала.

Анализ изломов разрушившихся валов магистральных насосов показал, что изломы носят, в основном, чисто усталостный характер, в них отсутствуют признаки сдвига, а также малоциклового усталости.

Разрушение вала насоса может произойти под рабочим колесом под действием циклических нагрузок. Местом зарождения трещин являются, как правило, шпоночные канавки, заглушённые металлическими пробками. Трещины развиваются под действием малоамплитудных высокочастотных циклических изгибных нагрузок [1].

Зарождение трещин происходит между дном и стенками шпоночных канавок на ведущей их стороне. Радиусный переход между стенками и дном часто отсутствует. В плане место зарождения находится в точке перехода от средней прямолинейной к скругленной части шпоночных пазов, т.е. там, где обычно обнаруживаются вмятина и растрескивания от прямоугольных шпонок. При ремонте вала эти растрескивания могут быть обнаружены.

Развитие усталостных дефектов происходит, видимо, под действием изгибных высокочастотных и малоамплитудных нагрузок. Усталостные изломы занимают большую часть поверхности разрушения, хрупкие поломы занимают порядка 10-18 % площади поперечного сечения вала в месте разрушения. Это говорит о малой величине действующих нагрузок на вал во время работы насоса, что подтверждено расчетными данными.

В наиболее тяжелых условиях работы находятся участки вала со шпоночными пазами под полумуфтой двигателя и рабочим колесом, именно здесь наибольшая вероятность возникновения усталостных трещин, и она резко возрастает при наличии дефектов металлургического характера на этих участках вала. В то же время анализ сломов говорит о медленном развитии возникших усталостных трещин. Анализируя изломы, можно сказать, что трещина до поломки вала может занимать до 30-40 % поперечного сечения вала.

Эксплуатационные дефекты валов носят усталостный характер, развитие их идет спокойно и довольно длительно из-за малых напряжений, действующих

на вал во время его установившегося режима работы, развиваются они, в основном в плоскостях, перпендикулярных к оси вала, отклонения от этих направлений развития обычно наблюдается в начальный период возникновения и развития усталостных трещин от углов шпоночных пазов. Все это говорит о контролепригодности валов во время эксплуатации применительно к ультразвуковому контролю, вихретоковому и магнитопорошковому.

Используя поперечные ультразвуковые волны можно контролировать галтельные переходы, резьбовые участки, а также определять глубину и протяженность развивающихся трещин от углов шпоночных пазов. Начальные моменты возникновения и развития усталостных трещин от углов шпоночных пазов контролировать с использованием ультразвукового метода затруднительно, но эти моменты очень хорошо регистрируются с помощью вихретокового и магнитопорошкового метода с использованием локального намагничивания.

На контроль валы должны поступать в полностью разобранном виде, очищенные от смазок, нефти, грязи и т.п. Все это возможно при проведении профилактических и ремонтных работ с насосными агрегатами.

Периодичность контроля валов отражена и определяется нагрузкой, наработкой, числом пусков, видом обнаруженных дефектов.

При эксплуатации возможен только контроль части вала, выступающей из корпуса насоса и находящейся под муфтой электродвигателя. При этом может быть визуально проконтролирована конусная поверхность вала на наличие следов фреттинга и фреттинг-коррозии, кроме того ультразвуковым способом с использованием поверхностных волн, а также магнитным и вихретоковым способом может быть проверено наличие трещин, возникших в результате фреттинга.

Наличие забоин и трещин на боковой поверхности шпоночного паза может быть обнаружено визуально. Трещины между боковой стенкой и дном паза обнаруживаются магнитным способом. Эти же трещины, а также трещины в резьбе на окончании вала могут быть обнаружены вихретоковым способом.

Таблица 1.1 – Способы обнаружения дефектов в валах магистральных насосных агрегатах [1]

Вид дефекта	Способ обнаружения	Оборудование
Риски и забоины на цилиндрической поверхности вала, а также в шпоночных пазах	Визуальный	Лупа с увеличением $\times 3-5$; с увеличением $\times 10-20$
Не предусмотренные чертежом отверстия, малость радиусного перехода между стенками и дном шпоночного паза	Визуальный	Лупы
Фреттинг и фреттинг-коррозия	Ультразвуковой с использованием поверхностных волн Магнитный	Ультразвуковые дефектоскопы Магнитные дефектоскопы
Трещины от фреттинга на поверхностях малой кривизны	Вихретоковый	Вихретоковые дефектоскопы
Трещины на поверхностях большой кривизны в углу между стенкой и дном шпоночного паза, в резьбах, галтелях	Визуальный Магнитный	Лупы Магнитные дефектоскопы
Подповерхностные металлургические дефекты	Вихретоковый Ультразвуковой	Вихретоковые дефектоскопы Ультразвуковые дефектоскопы

Контролировать гладкие цилиндрические поверхности вряд ли целесообразно. Способы обнаружения дефектов приведены в табл.1.1.

Наконец, при снятии рабочего колеса контролируется вся поверхность вала, включая находившуюся под рабочим колесом цилиндрическую

поверхность, на которой могут быть следы фреттинга, и симметричные шпоночные пазы под рабочим колесом.

Таким образом, наименее контролепригодной является часть вала под рабочим колесом, что требует ужесточения контроля за геометрией этой части вала перед установкой рабочего колеса, а также за соблюдением технологии его установки.

При использовании концепции гарантированного ресурса отбраковка валов после выработки определенного срока службы может производиться из-за износа трущихся поверхностей, из-за коррозии, появления трещин и из-за опасности усталостных и малоцикловых разрушений. Если принять положение о недопустимости наличия на детали трещинообразных дефектов, то усталостным или малоцикловым разрушением можно считать зарождение трещин в процессе эксплуатации. Причем, трещины могут зарождаться как от высокочастотных циклических изгибных и крутильных нагрузок при регулярном режиме эксплуатации, так и от гораздо более мощных малоцикловых крутильных нагрузок при пуске, остановке и смене режима работы насоса.

Вообще говоря, трещины могут возникать и от постоянных нагрузок из-за наводороживания материала в процессе эксплуатации, однако, это явление относится скорее к вариантам коррозионного поражения материала, так как в значительной степени определяется химическим составом перекачиваемой нефти. Во всяком случае, для оценки опасности наводороживания валов, если такая опасность существует, должны проводиться специальные экспериментальные исследования.

В процессе эксплуатации вал подвергается статическому и малоцикловому нагружению от включения и выключения насосов с частотой 10-20 раз в год, малоцикловому нагружению от смены режима работы насоса, имеющему частоту – 1000 циклов в год с амплитудой, достигающей до 0,5 максимального статического значения, а также высокочастотным изгибным и крутильным колебаниям.

Исходя из изложенного, при эксплуатации насосных агрегатов необходимо производить регулярные дефектоскопические обследования валов насосных агрегатов.[1]

1.2 Задачи и основные положения диагностирования оборудования и систем НПС

Анализ условий эксплуатации различного оборудования и систем промышленных объектов указывает на наличие естественных факторов, оказывающих разрушающее воздействие на элементы оборудования. К ним относятся механический и гидроабразивный износ, молекулярно-механическое изнашивание, коррозия и эрозия, объемное или упругое деформирование материала, образование микротрещин в результате усталости материала, релаксация и деструкция металлов.

Теория контролепригодности связана с разработкой методов и средств получения диагностической информации об объекте, проверки его состояния и поиска возникших в нем дефектов. Под контролепригодностью понимают приспособленность объекта к оценке технического состояния с заданной достоверностью при минимальных затратах труда, времени и средств.



Рисунок 1.2 – Структура технической диагностики [2]

В процессе диагностирования устанавливается состояние объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002-89 устанавливаются следующие понятия. [3]

Магистральный трубопроводный транспорт нефти по решению стратегических и экономических задач страны является важнейшей отраслью. Бесперебойное функционирование нефтепроводов во многом определяется стабильной работой нефтеперекачивающих станций.

Надежность и экономичность эксплуатации нефтеперекачивающих станций определяется следующими факторами:

- начальным техническим состоянием используемых в технологическом процессе перекачки нефти насосов, электродвигателей, средств и элементов систем автоматики и телемеханики, оборудования регулирования давления, систем смазки, охлаждения, вентиляции и пр.;

- качеством и своевременностью проведения технического обслуживания и ремонта (ТОР) оборудования и систем НПС;

- надежностью контролирования и достоверностью оценки технического состояния оборудования и нормального функционирования систем при их работе;

- оптимальной организационной структурой ремонта и технического обслуживания оборудования и систем НПС на базе передовой технологии и современных средств механизации ремонта и контроля его качества.

Количественно надежность оценивается показателями, основные из которых следующие: вероятность отказа $Q(t)$, вероятность безотказной работы $P(t)$, плотность распределения наработки до отказа $f(t)$ и интенсивность отказов $\lambda(t)$.

Вероятность отказа описывается функцией $Q(t) = Q(t_a < t)$, при этом момент отказа t_a для агрегата, детали и т.п. является случайной величиной. Поведение рассматриваемого элемента определяют два случайных события: отказ и безотказная работа. Вероятности отказа и безотказной работы взаимосвязаны следующей зависимостью:

$$P(t) = 1 - Q(t), \quad (1.1)$$

а соответствующая ей функция имеет вид $P(t) = P(t_a > t)$. Показатель $Q(t)$ есть вероятность того, что отказ произойдет в интервале $(0, t)$, а $P(t)$ – вероятность отказа после момента времени t .

Время работы до отказа является непрерывной случайной величиной. Его плотность вероятности

$$f(t) = dQ(t)/dt = -dP(t)/dt \quad (1.2)$$

Другим важным показателем является интенсивность отказов $\lambda(t)$, определяемая соотношением

$$\lambda(t) = -dP(t)/P(t)dt = f(t)/P(t) = f(t)/(1 - Q(t)) \quad (1.3)$$

Интенсивность отказов $\lambda(t)$ так же, как показатели $Q(t)$, $P(t)$, $f(t)$, является характеристикой распределения вероятности отказа. С помощью каждой из этих четырех величин могут быть получены остальные три.

Эта взаимосвязь представлена в табл.1.2

Таблица 1.2 – Взаимосвязь между показателями надежности

Показатель Надежности	Q(t)	P(t)	f(t)	$\lambda(t)$
Q(t)	Q(t)	1-P(t)	$\int f(t)dt$	$1 - \exp(-\int f(t)dt)$
P(t)	1-Q(t)	P(t)	$\int f(t)dt$	exp
f(t)	dQ(t)/dt	-dP(t)/dt	f(t)	
$\lambda(t)$				$\lambda(t)$

Определение надежности системы или элемента является статистической задачей. При этом количественные показатели надежности определяются, как правило, экспериментально при обработке фактических эксплуатационных показателей оборудования НПС.

Зависимость интенсивности отказов от времени для каждого конкретного оборудования имеет свой вид. Так, например, для электронных элементов системы автоматики НПС. После периода приработки t_1 причинами отказов в котором являются главным образом производственные дефекты, начинается период нормальной работы со случайными отказами, происходящими с интенсивностью $\lambda = \text{const}$ (период времени от t_1 до t_2). Следующий период эксплуатации характеризуется более интенсивным износом и усталостными повреждениями и вызывает рост числа отказов ($t > t_2$).

В механическом оборудовании, как правило имеет место другой характер зависимости интенсивности отказов от наработки.

Анализ надежности оборудования НПС, имеющих различные распределения случайных величин, проводится на основе однозначной зависимости характера распределения от конкретного вида рассматриваемого объекта. Применительно к оборудованию НПС основную роль в определении надежности имеют распределения Вейбулла экспоненциальное, что по $\lambda(x)$ однозначно можно получить показатели $Q(t)$, $P(t)$, $f(t)$.

Вероятность безотказной работы P в течение определенного времени t выражается функцией надежности $P(t)$. Оценки параметров этой функции получают с помощью выборки из генеральной совокупности элементов. Чтобы обеспечить требуемую вероятность безотказной работы, например насоса, до момента времени t_i в соответствии с функцией, может оказаться необходимым провести профилактические работы для поддержания его в исправном состоянии.

Чем больше для момента времени t_1 дисперсия плотности вероятности $P(t)$, тем шире при выбранной статистической достоверности доверительный интервал ΔP .

Алгоритм диагностирования включает нормализацию измеренных значений вибрации привода к их базовому режиму работы, как правило, соответствующему номинальному, сравнение текущих значений вибрации с предельно допустимыми и начальными и анализ скорости изменения вибрации по мере наработки.

При наличии на РДП информации о подаче, давлении и мощности насосного агрегата реализуется также параметрическая диагностика, оценивающая экономические показатели работы объекта и причины снижения напора и КПД насоса.

На основе оценки работоспособности насосного агрегата по средним квадратичным значениям вибрации, напора и КПД насоса, прогнозирования изменения указанных параметров по мере наработки реализуются задачи планирования технического обслуживания и ремонта на уровне ИВЦ. [5]

1.3 Проведение неразрушающего (дефектоскопического) контроля валов насосных агрегатов

В настоящем разделе излагаются методы и основы технологии проведения неразрушающего контроля (НК) валов магистральных насосов и роторов электродвигателей (в дальнейшем - валов, если не оговорено особо) с применением визуального (В), ультразвукового (УЗ), вихретокового (ВТ) и магнитопорошкового (МП) методов как при входном контроле, так и при их эксплуатации и ремонте.

При НК валов магистральных насосов и роторов электродвигателей по настоящей технологии выявляются поверхностные, подповерхностные и внутренние дефекты типа трещин, раковин и другие нарушения сплошности металла.

НК валов насосов должен проводиться:

– до начала монтажа вала и его эксплуатации в составе насоса (входной контроль);

- после наработки от 12 до 16 тыс. ч в зависимости от мощности и количества пусков насоса (первичный контроль);
- после наработки от 8 до 12 тыс. ч со времени первичного контроля (вторичный контроль);
- после наработки от 4 до 10 тыс. ч со времени предыдущего контроля (последующий плановый контроль);
- при подозрении на дефект (аварийный контроль).

На рис. 1.3 показан пример переносного (мобильного) устройства для проведения дефектоскопического контроля.



Рисунок 1.3 – Дефектоскопический контроль

НК валов роторов электродвигателей должен проводиться в те же сроки, что и валов насосов с учетом требований эксплуатационной документации.

НК проводится несколькими методами в следующей последовательности.

Визуальный контроль (ВК) проводится на начальном этапе при приобретении или монтаже нового или отремонтированного вала с

применением оптических приборов (лупа, увеличительное стекло и пр.) или невооруженным глазом. Выявляются поверхностные дефекты.

Вихретоковый контроль (ВТК) проводится после ВК с целью поиска поверхностных и подповерхностных дефектов в районах шпоночных пазов, проточек, резьбы. ВТК может проводиться и на других участках вала, при этом выявляются поверхностные и подповерхностные дефекты. Данный вид дефектоскопии при входном контроле нового вала можно не проводить.

Ультразвуковой контроль (УЗК) проводится с целью выявления внутренних и подповерхностных дефектов вала по всей длине при входном контроле или в наиболее опасных сечениях при проведении первичного, вторичного и последующего (планового) контроля.

С помощью УЗК проводится наиболее полное исследование поверхности, контролируются все участки вала кроме поверхностей шпоночных пазов и некоторых проточек.

Магнитопорошковый контроль (МПК) применяется для подтверждения результатов предыдущих исследований, т.е. для уточнения местоположения и геометрических размеров поверхностных и подповерхностных дефектов. Необходимость применения МПК устанавливает сам дефектоскопист.

Контроль вала заключается в последовательном контроле его элементов методами, указанными в табл. 1.

Особенности контроля поверхностей вала в процессе изготовления указываются в технологических картах.

Дефектоскопический контроль при изготовлении валов проводится после выполнения чистовых операций перед нарезанием резьбы и фрезерованием шпоночных пазов. Осуществляется контроль цилиндрических поверхностей.

Контроль вала проводится визуальным и ультразвуковым методами при его закреплении в центрах, например, токарного станка с возможностью вращения относительно преобразователя со скоростью 1-2 об/мин. Вал также может устанавливаться на специальные ложементы.

Контроль при ремонте насосных агрегатов проводится с целью обнаружения усталостных трещин визуальным, ультразвуковым, вихретоковым и (при необходимости) магнитопорошковым методами.

При эксплуатации дефектоскопический контроль проводится в местах, имеющих наименьшие запасы прочности, подверженных местным нарушениям сплошности материала и фреттинг-коррозии.

Контроль проводится после освобождения мест контроля от сопрягаемых деталей и очистки вала от грязи, остатков нефти и т.п. Применяются методы визуального, вихретокового, ультразвукового и магнитопорошкового контроля [6-8].

2 Вибродиагностика

2.1 Системы вибрационной диагностики

Вибрационная диагностика – это один из способов диагностирования технологического оборудования, который основывается на анализе параметров вибрации, которая создается работающим оборудованием, либо является вторичной вибрацией, которая обусловлена структурой исследуемого объекта. Вибродиагностика может решаться следующие задачи: выявлять причины высокого уровня вибрации агрегатов и обнаруживать скрытые дефекты конструкций. Данный метод является одним из основных методов контроля технического состояния оборудования. Вибрационная диагностика проводится специализированным персоналом при помощи приборов, которые позволяют достоверно определить характер и степень вибрации, а затем причины этих проявлений.

Колебания – движение частиц среды около своего положения равновесия.

Различают:

Свободные колебания – это колебания, которые получаются в результате того, что на объект действует сила, которая со временем возвращает тело в исходное положение. К таким силам может относиться сила тяжести, сила упругости, сила сопротивления. Одним из ярких примеров является колебание маятника на пружине. Вынужденные колебания – это колебания, которые протекают под влиянием внешних сил. Такие колебания не затухают.

Автоколебания – это колебания, которые также являются незатухающими, которые возникают под действием сил постоянного характера. Пример – маятник часов.

Параметрические колебания – колебания, вызванные изменением параметра системы, например, массы или скорости.

Резонанс – резкое возрастание значения амплитуды вынужденных колебаний, которое может наступать в том случае, когда частота внешнего

источника будет приблизительно равна одной из собственных частот конструкции.

Биения – явление, которое может возникать в случае наложения двух гармонических колебаний близкой частоты. Возникает биение вследствие отставания одного сигнала от другого по фазе.

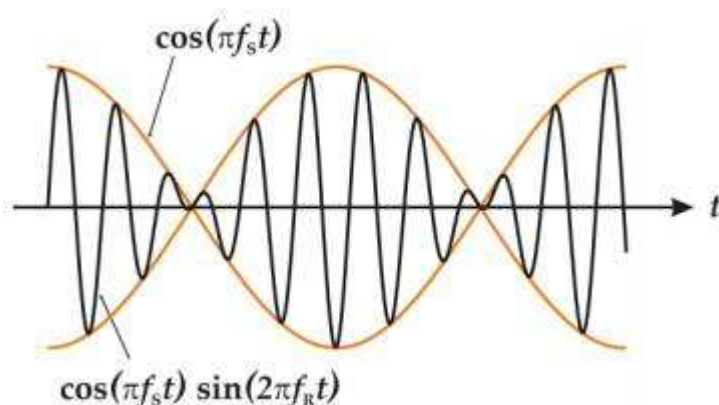


Рисунок 2.1– График колебаний при биениях

Биение звука можно слышать при настройке музыкального инструмента, имеющего струны. Если частота струны незначительно отличается от частоты камертона, то слышно, что звук пульсирует — это и есть биения. Струну нужно подтягивать или ослаблять так, чтобы частота биений уменьшалась. При совпадении высоты звука с эталонным биения полностью исчезают. Биения звука также можно услышать при игре на музыкальных инструментах, например пианино или гитаре, когда различной высоты звуки создают интервалы и многозвучия (аккорды).

Еще биения возникают при одновременной работе 2-х вентиляторов, двигателей, на насосных агрегатах с асинхронными двигателями при наличии одновременно механической и электромагнитной неисправности. Так как частота вращения двигателя 49 Гц, а частота питающей сети 50 Гц и при наличии неисправностей возникают биения с частотой 1 Гц.

Рассмотрим свободные колебания струны, закрепленной по концам (Рис. 2.2). Если отклонить струну от положения равновесия по синусоиде, то форма

колебаний будет сохраняться, такая форма называется собственной формой. Частоты, на которых реализуются собственные формы колебаний, называются собственными частотами (гармониками) [9].

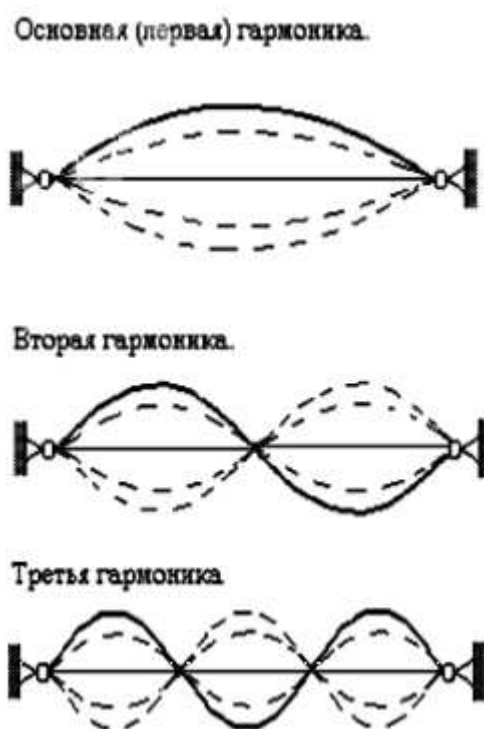


Рисунок 2.2 – Собственные формы колебаний струны.

Основной тон – это первая собственная частота f_1 ,

Вторая собственная частота $f_2=2*f_1$,

Третья собственная частота $f_3=3*f_1$.

2.1.1 Диагностика по общему уровню вибрации

Данный метод обнаружения дефектов в механизмах и узлах агрегатов входит в распространенную простейшую оценку общего технического состояния по общему уровню вибросигнала. Метод реализуется обслуживающим персоналом без специальной вибродиагностической подготовки, т. к. для проведения диагностики дефектов достаточно использовать виброметры простейшей конструкции.

К недостаткам метода можно отнести то, что такая диагностика позволяет определять дефекты только на самой последней стадии их развития, другими словами – это предаварийная диагностика дефектов.

В данном методе критерии степени развития дефекта полностью ориентированы на соответствующие нормативные уровни вибрации, соответствующие определенному механизму. Дефектным признается тот механизм, вибрации которого превысили общую принятую норму. При значениях уровня вибрации, превышающих допустимые, необходимо принимать решение о возможности дальнейшей эксплуатации агрегата, узла, механизма.

Оценка общего уровня вибрации, как правило, осуществляется по СКЗ виброскорости. Пересчет виброскорости должен производиться с учетом сложения всех гармонических составляющих [10].

2.1.2 Диагностика по спектрам вибросигналов

Диагностика по спектрам вибросигналов позволяет выявить большое количество дефектов оборудования. Во многих случаях методом можно диагностировать дефекты агрегатов с середины второго этапа развития, когда уровень энергии резонансных колебаний заметен в общей картине частотного распределения всей мощности вибросигнала. Реализация данного метода требует хорошего спектроанализатора и подготовленного персонала.

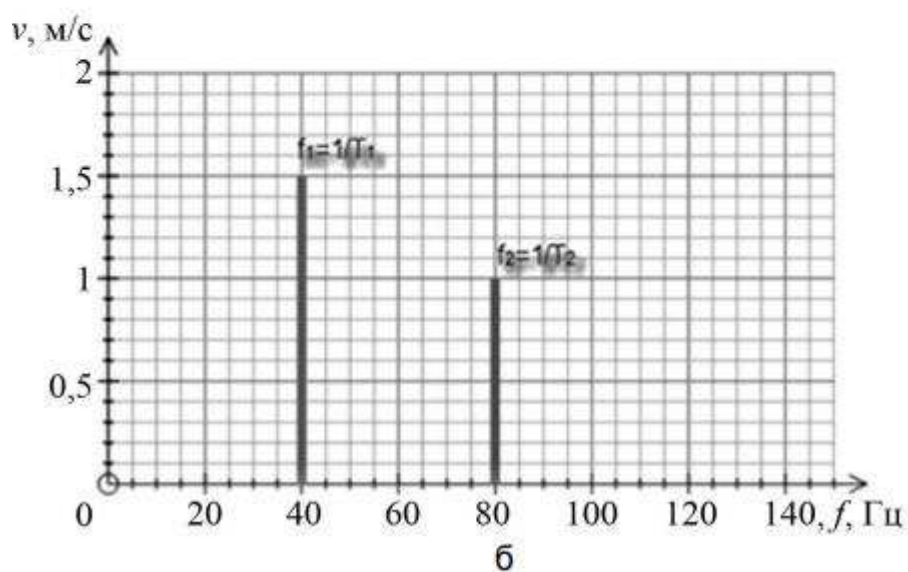
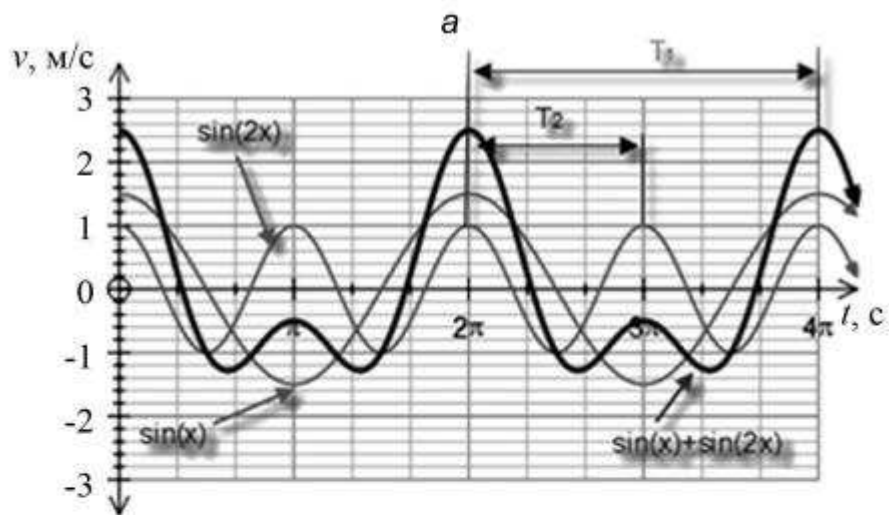


Рисунок 2.3 – Описание периодического сигнала:
 а – во временной области; б – частотных областях

При пропускании сигнала после вибропреобразователя через анализатор спектра с необходимой шириной полосы пропускания на выходе получим амплитудный спектр.

Разложение сложного сигнала в ряд Фурье дает составляющие спектра, представляющие собой при узкополосном анализе гармонические составляющие сложного сигнала. Зная частоты, на которых проявляются неисправности кинематических пар механизмов, по амплитуде составляющих спектра можно оценить их состояние.

Почти периодические колебания чаще всего встречаются при суммировании двух и более гармонических процессов, при этом возбуждаемые различными источниками частоты возбуждаемых колебаний не кратны. Для почти периодической вибрации измеряемыми величинами, так же как и для гармонических колебаний, являются пиковые, среднеквадратичные значения виброскорости, вибросмещения и виброускорения.

Пересчет виброскорости, вибросмещения и виброускорения должен производиться с учетом сложения всех гармонических составляющих:

$$v_e = \sqrt{S_1^2 \omega_1^2 + S_2^2 \omega_2^2 + \dots + S_n^2 \omega_n^2} \quad (2.1)$$

$$v_e = \sqrt{\frac{a_1^2}{\omega_1^2} + \frac{a_2^2}{\omega_2^2} + \dots + \frac{a_n^2}{\omega_n^2}} \quad (2.2)$$

$$V = \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + \dots + V_n^2} \quad (2.3)$$

где $\omega = 2\pi f$ – круговая частота; s_1, s_2, \dots, s_n ; a_1, a_2, \dots, a_n – амплитуда вибросмещения и виброускорения всех составляющих вибрации по частотам.

Большинство стандартов по вибрации и нормативных документов в качестве нормируемого параметра вибрации для контроля за техническим состоянием машины или механизма устанавливают СКЗ виброскорости в диапазоне частот от 10 до 1000 Гц. Однако следует сказать, что применение только одного параметра виброскорости сужает частотный диапазон для предварительной оценки состояния оборудования.

Достоверность большинства практических диагнозов по состоянию, например, подшипников качения, полученных при использовании классических спектров вибросигналов, является неожиданно низкой.

«Неожиданность» такого парадокса запрограммирована заранее и заложена в особенностях спектральной вибродиагностики. Ошибки ранних диагнозов заранее прогнозируемы и заключаются в том, что классический

спектр, по своему определению – это распределение в частотной области мощности исходного временного вибросигнала. Поэтому появление явно выраженных узких пиков на спектре в зоне характерных частот того или иного элемента механизма, имеющих большую амплитуду и существенную мощность, следует ожидать только при мощности дефекта, соизмеримой с мощностью четко диагностируемых пиков на спектре, т. е. дефект должен быть достаточно развитым[12].

2.1.3 Диагностика по соотношению пик/фон вибросигнала

Метод имеет несколько примерно одинаковых по эффективности модификаций:

- обнаружение высокочастотного сигнала;
- измерение ударных импульсов;
- измерение энергии импульса.

Модификации позволяют выявить дефекты агрегатов на достаточно ранних стадиях, начиная с конца первого этапа развития. Для реализации метода применяются достаточно простые и дешевые приборы.

Крест-фактор – быстро рассчитываемый и удобный параметр, который позволяет пользователю определить количество ударных импульсов во временном сигнале. Эта информация полезна, тем более что не всегда может быть получена при анализе спектров, т. к. на спектрах отсутствуют различия между ударами и «белым шумом». Удары на временном сигнале могут быть вызваны износом элементов подшипника качения, износом зубьев в зацеплении или кавитацией. Чаще крест-фактор используется при периодическом мониторинге для наблюдения за увеличением или уменьшением числа ударов.

Крест-фактор равен отношению пикового значения амплитуды временного сигнала к СКЗ. Основная цель вычисления крест-фактора – дать специалисту первоначальное представление о количестве ударов во временном

сигнале. Удары часто ассоциируются с износом подшипников качения, кавитацией и износом зубьев.

В синусоидальном сигнале с единичной амплитудой значение СКЗ равно 0,707, а значение крест-фактора соответственно 1,41. Сигнал не содержит ударных импульсов, поэтому значение крест-фактора выше 1,41 говорит о присутствии ударов во временном сигнале.

Крест-фактор удобно использовать при качественной оценке происходящих процессов, т. к. быстрое преобразование Фурье, несмотря на утверждение, что любой сигнал может быть разложен в сумму гармонических синусоидальных сигналов, не выполняется для неперiodических сигналов, ударов и «белого шума». И удары, и «белый шум» выглядят на спектрах одинаково, несмотря на существенные их отличия применительно к вибрационному анализу.

Ниже приведено сравнение двух временных сигналов.

На рис. 2.4 и рис. 2.5 показано изменение амплитуды виброускорения, отмечены пиковые значения для первого ($a_{\text{пик}} = 2,7 \text{ м/с}^2$) и второго случая ($a_{\text{пик}} = 1,7 \text{ м/с}^2$). При найденных СКЗ виброускорения – 0,87 м/с² и 1,06 м/с² соответственно, значение крест-фактора для временного сигнала на рис. 2.4 – 3,1, для сигнала на рис. 2.5 – 1,61.

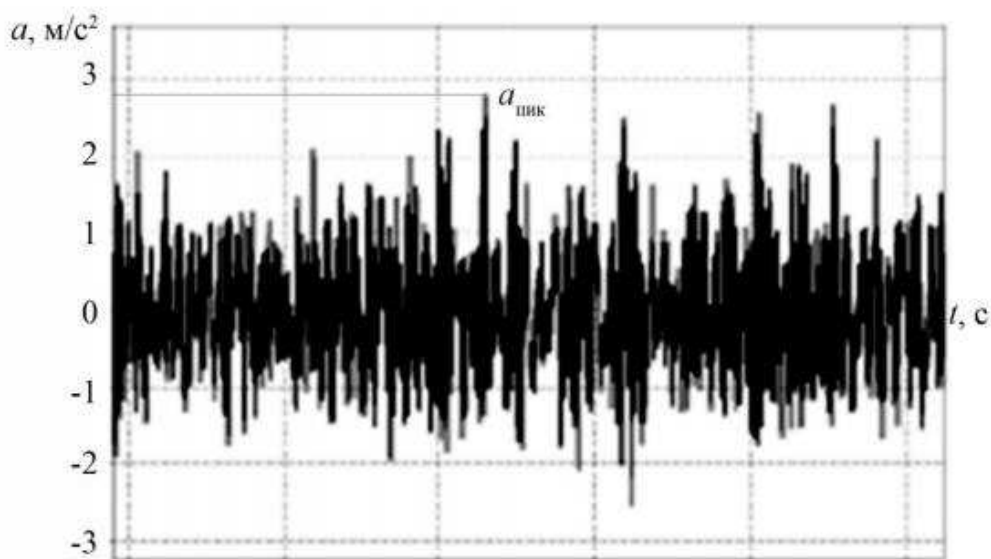


Рисунок 2.4 – Временной сигнал дефектного подшипника

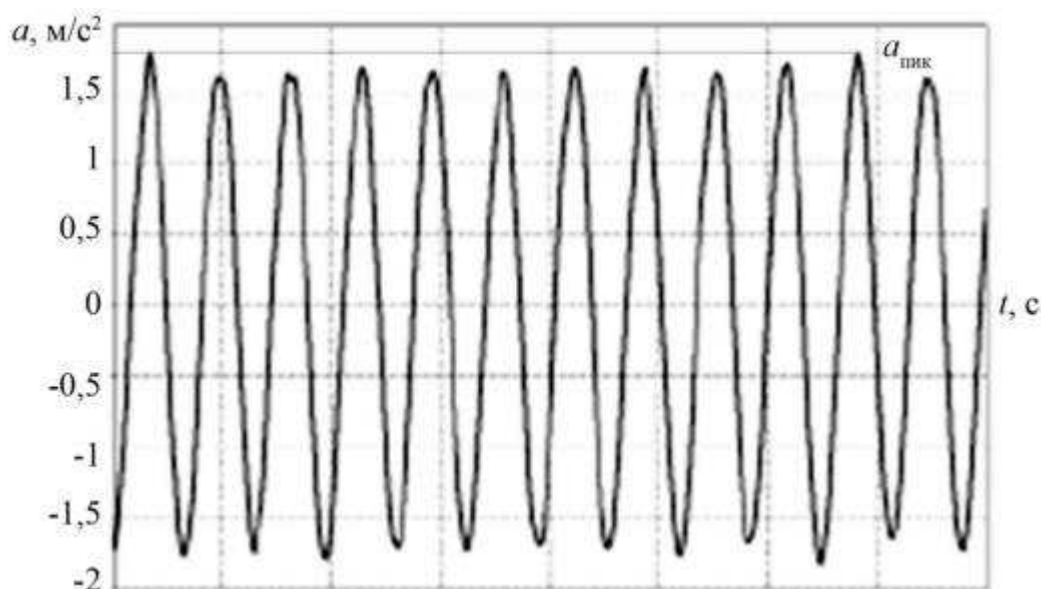


Рисунок 2.5 – Временной сигнал подшипника качения с люфтом

Значение крест-фактора 3,1 для временного сигнала указывают на сильный износ подшипника качения, что характеризуется присутствием ударов в подшипнике.

Значение крест-фактора 1,61 характеризует наличие люфтов, но импульсы, вызванные износом подшипника, отсутствуют [12].

2.1.4 Диагностика по спектру огибающей сигнала

Эффективный метод нахождения зарождающихся дефектов, т. к. меньше всего подвержен всевозможным помехам и имеет большую достоверность. Это и объясняет широкое применение данного метода на практике.

Спектр огибающей вибрации – спектр огибающей высокочастотных случайных составляющих вибрации, которые предварительно выделены из полного сигнала при помощи полосового фильтра.

Параметры спектра огибающей (частоты и амплитуды гармонических составляющих) позволяют определить свойства возникающей вибрации, которая приобретает амплитудную модуляцию, возникающую в узлах агрегата вследствие трения.

Типичный спектр огибающей случайной вибрации узла трения, а именно подшипника качения, приведен на рис. 2.6.

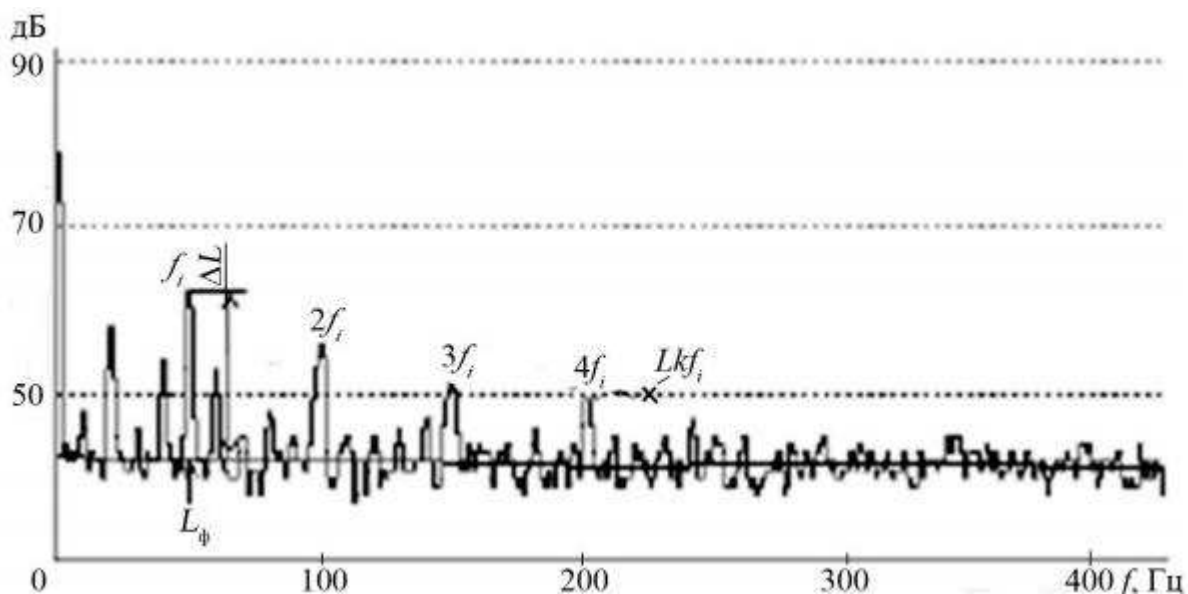


Рисунок 2.6 – Спектр огибающей вибрации подшипника качения с дефектом на внешнем кольце

В том случае, когда дефекты отсутствуют, спектр имеет только фоновые (случайные) составляющие с близкими по величине уровнями. Дефект поверхностей, имеющих трение между собой, приводит к модуляции вибрации с определенной частотой f_i . В спектре появляется ряд гармонических составляющих на частотах $k f_i$, причем k может иметь как одно значение, например $k = 1$, так и группу: $k = 1, 2, 3, \dots$. Вид дефекта определяется частотой модуляции f_i и числом k обнаруженных гармонических составляющих.

Величину дефекта можно определить ΔL максимальной из гармоник $L k f_i$ и фона L_{ϕ} .

На рис. 2.7 приведен алгоритм обработки сигнала, реализуемый при методе огибающей спектра.

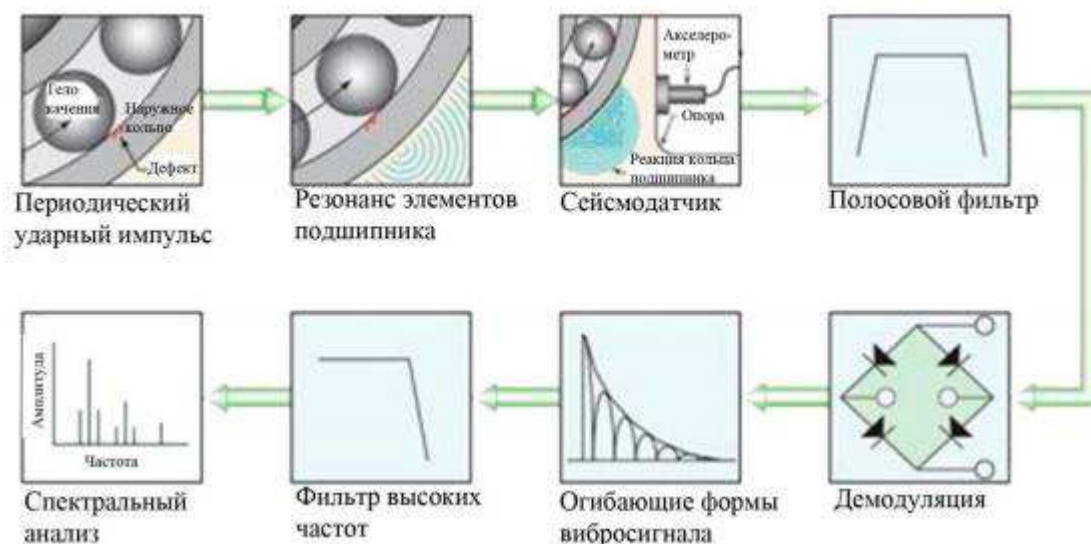


Рисунок 2.7 – Алгоритм обработки сигнала

Рост вибрации агрегата на частоте вращения ротора без изменения параметров вибрации на других частотах — это общий признак механической неуравновешенности ротора (как остаточной, так и тепловой), гидродинамической неуравновешенности и несовпадения осей передачи рабочего (крутящего) момента через соединительную муфту. Уточняют вид дефекта (из перечисленных) по осевой вибрации агрегата, по некоторым из признаков дефектов насаживаемых на ротор агрегата рабочих узлов, или с помощью тестовых воздействий на агрегат (скачек нагрузки).

Поэтому нужен параллельный контроль опасности обнаруженного боя по косвенным признакам модуляции вибрации агрегата на лопастной и др. характерных частотах агрегата, а также по появлению импульсной вибрации на высоких частотах.

Так, косвенным признаком опасного боя вала, а вместе с ним и ротора наиболее часто используемых в промышленности асинхронных электродвигателей с зазором в доли миллиметра является модуляция зубцовой вибрации частотой вращения ротора. Опасной можно считать глубину модуляции более 20%. Но более достоверным признаком боя вала вместе с ротором электродвигателя (динамический эксцентриситет зазора) можно

считать модуляцию частотой вращения ротора потребляемого электродвигателем тока, а опасной — глубину модуляции более 2% .

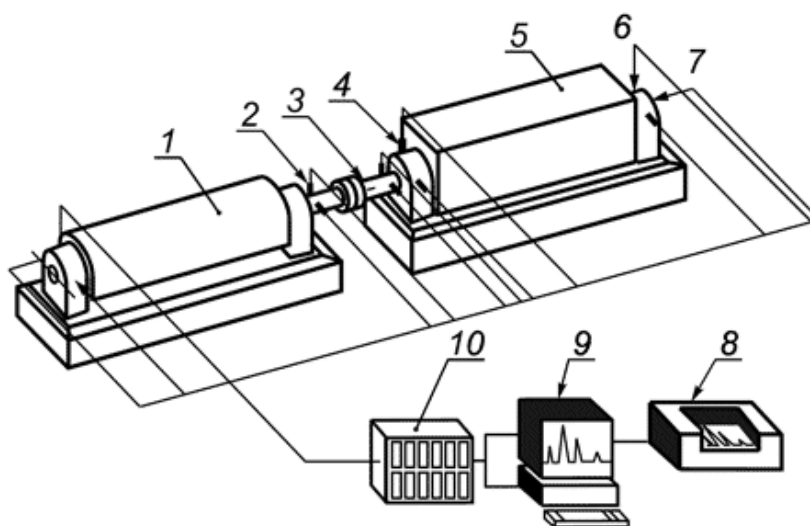
Трудности возникают при поиске индивидуальных диагностических признаков трещин в валах агрегата, а именно этот вид дефекта относится к группе наиболее опасных. Его рекомендуется обнаруживать тестовыми методами вибродиагностики. Например, методом акустической дефектоскопии, или методом сравнения собственных частот вертикальных колебаний горизонтального вала (ротора) для разных угловых положений ротора. Но для такого решения задачи необходимо вывести агрегат из эксплуатации, разомкнуть муфты, а, в некоторых случаях, провести частичный демонтаж агрегата. Поэтому задачу обнаружения такого дефекта на ранней стадии развития лучше всего решать в процессе выполнения работ по виброналадке.

Таким образом, диагностика ротора может выполняться по измерениям вибрации на опорах вращения ротора в одном (радиальном направлении) и на одной из опор в осевом направлении [13-14].

3 Диагностика технического состояния оборудования с применением систем вибродиагностики

Очень часто техническое обслуживание агрегатов в промышленности осуществляется лишь после планово-принудительных проверок, т.е. выполняется разборка приборов лишь в целях профилактического осмотра и последующего ремонта при необходимости. Такой подход к ремонтным работам не может предотвратить неожиданные повреждения подверженных износу деталей, а напротив лишь ускоряет их износ. Кроме того, неправильная сборка после профилактического осмотра вызывают последующие деформации, тем самым сокращая срок жизни машины.

Решить эту проблему можно, организовав непрерывный контроль изменения параметров состояния аппарата. Такой способ особенно рекомендуется для работы с дорогостоящими объектами, поломка которых может остановить весь производственный процесс. Рис. 3.1.



1 - механизм привода; 2 - датчик перемещений вала; 3 - отметка фазы; 4 - датчик на опоре; 5 - приводной механизм; 6 - радиальное направление измерений; 7 - осевое направление измерений; 8 - принтер; 9 - компьютер с устройством хранения данных; 10 - устройство формирования сигнала

Рисунок 3.1 – Типичная стационарная система контроля в реальном масштабе времени [17]

Одним из лучших разделов технического диагностирования, который обеспечивает оперативный контроль параметров текущего состояния машинного оборудования в процессе использования без его демонтажа, — виброакустическая диагностика. Исследуемый параметр которой — виброакустический сигнал, содержащий информацию о колебательном процессе.

Вид виброанализаторов представлен на рис. 3.2



Рисунок 3.2 – Виброанализаторы для стационарных систем вибромониторинга и диагностики

Рассмотрим вибродиагностику на примере насосных агрегатов на нефтебазах.

Нефтебазы оснащены разного вида насосными станциями, которые являются важнейшими объектами, предназначенными для перекачки и подачи нефти и других жидкостей. Вибрация насосов — основной показатель, который должен контролироваться с помощью средств измерения с определенной периодичностью.

Вибродиагностика электродвигателей насосов позволяет обнаружить появляющиеся дефекты, предупреждать их развитие и перейти на ремонт по фактическому техническому состоянию. Тем самым своевременная проверка обеспечивает безопасность и предотвращение аварий при транспортировке нефтепродуктов.

Для обнаружения дефектов агрегата используется информация, полученная в измерительных точках и направлениях измерения, будь то

вертикальные, горизонтальные или осевые векторы. Быстрые скачкообразные сдвиги сигнализируют о процессе разладки в механизме. Выявление причины повреждений, т.е. постановка диагноза неисправности, осуществляется на основе анализа меняющихся параметров сигнала.

Контроль осуществляется по следующим параметрам вибрации:

- мгновенные значения;
- пиковые значения;
- СКЗ;
- частоты основного тона и гармоник;
- крутизна фронта нарастания и длительности действия импульса ;
- спектральные характеристики [15].

3.1 Выбор датчика

Существует огромное множество электрических преобразователей, преобразующих механические колебания в электрический сигнал: пьезоэлектрические, индуктивные и вихретоковые, емкостные, пьезорезистивные и т.д. (рис. 3.3)

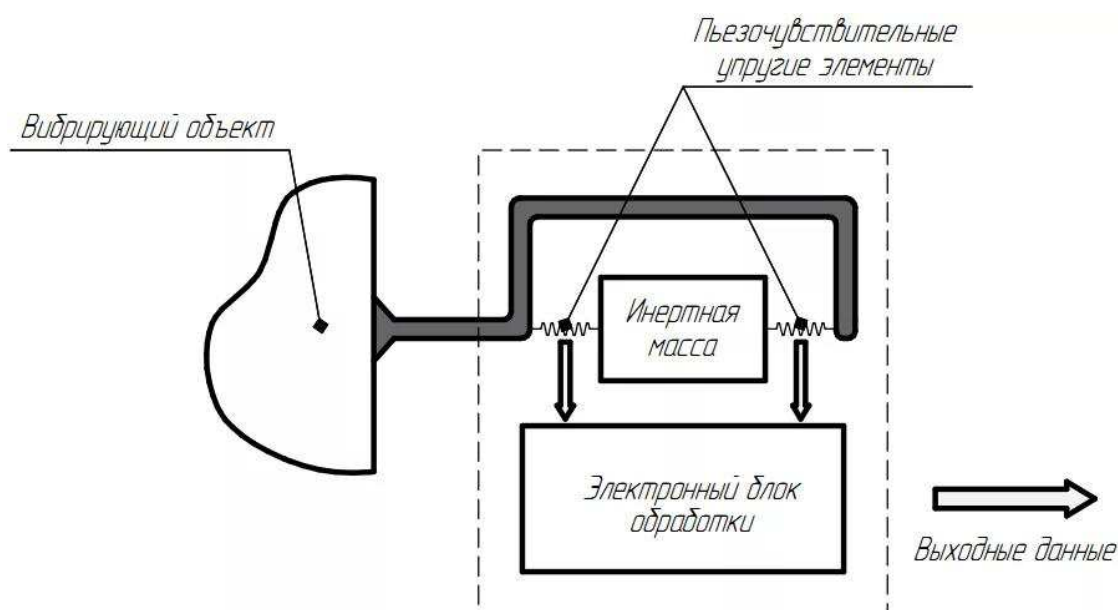


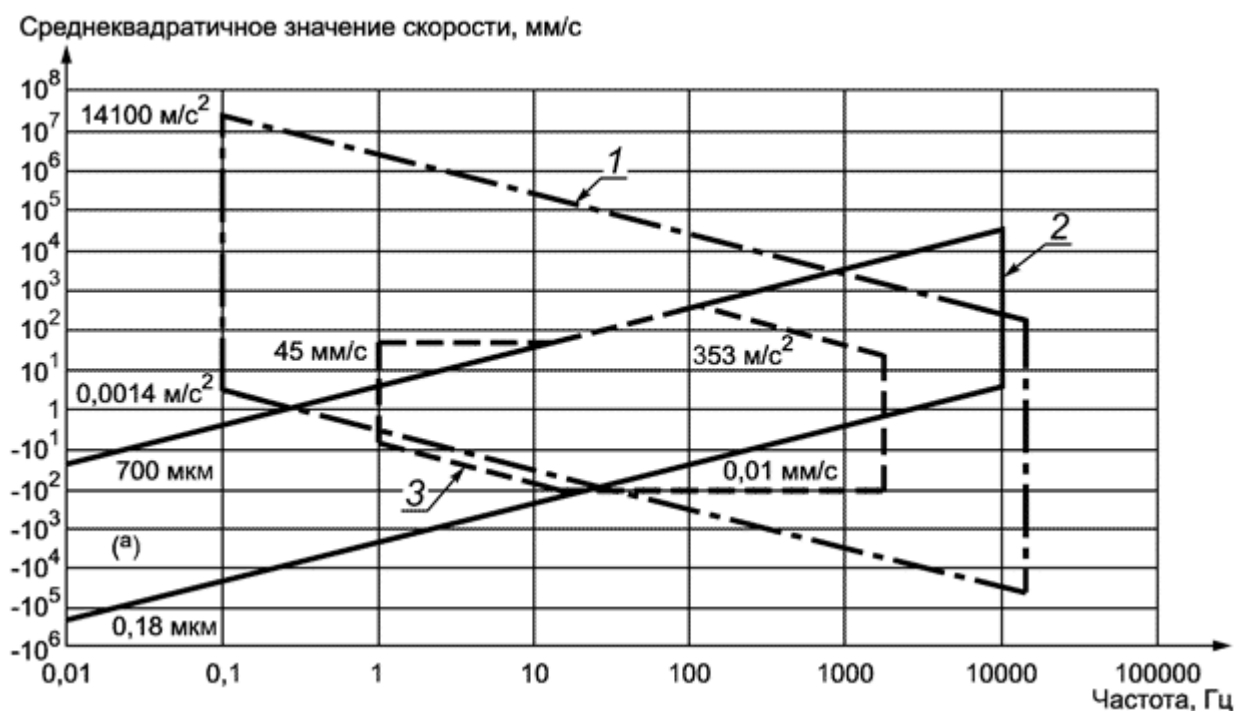


Рисунок 3.3 – Пьезоэлектрические преобразователи сигнала[17]

Выбор датчика зависит от условий его применения. В общем случае в целях вибрационного контроля состояния машин используют:

- акселерометры, выходной сигнал которых подвергается соответствующему преобразованию для получения требуемой величины (ускорения, скорости или перемещения);
- датчики скорости, выходной сигнал которых может быть проинтегрирован для получения сигнала перемещения;
- датчики бесконтактного типа, выходной сигнал которых пропорционален относительному перемещению вращающейся и невращающейся частей машины.

На рисунке 3.4 показаны типичные динамические и частотные диапазоны датчиков, применяемых в целях вибрационного контроля состояния машин. В особых случаях, в первую очередь, в целях диагностирования, применяют датчики с расширенными диапазонами измерений [18].



1 - пьезоэлектрический акселерометр; 2 - вихретоковый датчик; 3 - электромеханический датчик скорости

Рисунок 3.4 – Диапазоны применения датчиков разных типов в целях вибрационного контроля состояния машин [21]

В отличие от других типов пьезоэлектрические акселерометры эффективны при измерении всех колебательных величин практически в любых необходимых динамических и частотных диапазонах. Такие датчики часто используются для измерения механической вибрации и ударов.

Насосы разделяются на два типа: динамические и объемные. Динамические подразделяется на: центробежные, осевые, вихревые шнековые, струйные. Объемные на поршневые, винтовые, ручные.

Поскольку насосный агрегат — это рама с элементами крепления к фундаменту от приемо-выкидных трубопроводов к коллектору, при работе насосов рама подвергается сильным вибрациям. Измерение и мониторинг параметров таких вибраций может осуществляться с помощью акселерометров ВС 110.

Для того, чтобы оценить жесткость крепления рамы к фундаменту, вибрация измеряется на всех элементах крепления насоса. Измерения

производят в вертикальных направлении на анкерных болтах или рядом с ними на фундаменте, на расстоянии, не превышающем 100 мм от них. Измерение может проводиться при плановом и неплановом вибродиагностическом контроле. Важнейший и надежный признак нарушения жесткости — изменение характера вибрации при переходе через дефектные узлы сопряжения. Для обнаружения которых снимают контурную характеристику в разных местах объекта и его элемента, измеряя амплитуду и фазу вибрации на первой (и, иногда, высших) гармонике.

Роторная система насосов также подвергается интенсивным вибрация, она представляет собой роторы электродвигателя и насоса, соединенных упругой муфтой, и вкладышей подшипников.

При длительной работе в насосах обоих типов происходит износ подшипников, что приводит к повышенной вибрации агрегата. Длительная эксплуатация изношенных подшипников приводит к перекоосу ротора, последствия которого: рост потребления мощности, повышенный перегрев подшипников и стойки, задевание за корпус рабочего колеса, перекоос и задевание за корпус сальникового уплотнения.

Применяемые в измерениях и анализе акселерометры подключаются к анализатору спектра ZET 017-U8 без предварительных усилителей. Анализатор спектра обеспечивает поддержку измерительных преобразователей и содержит источник питания, преобразует аналоговый сигнал в цифровую последовательность и передает сигналы для дальнейшей обработки на ПК с установленным программный обеспечением ZETLab. Анализатором поддерживаются стандартные интерфейсы для связи с ПК: USB, Ethernet, Wi-Fi.

К анализаторам спектра также можно подключать и другие измерительные приборы для более детальной диагностики насосов, тем самым достигая минимума затрат на мониторинг и диагностику большого количества удаленного друг от друга оборудования.

На рисунке 3.5 изображена схема подключения вибродиагностического оборудования:

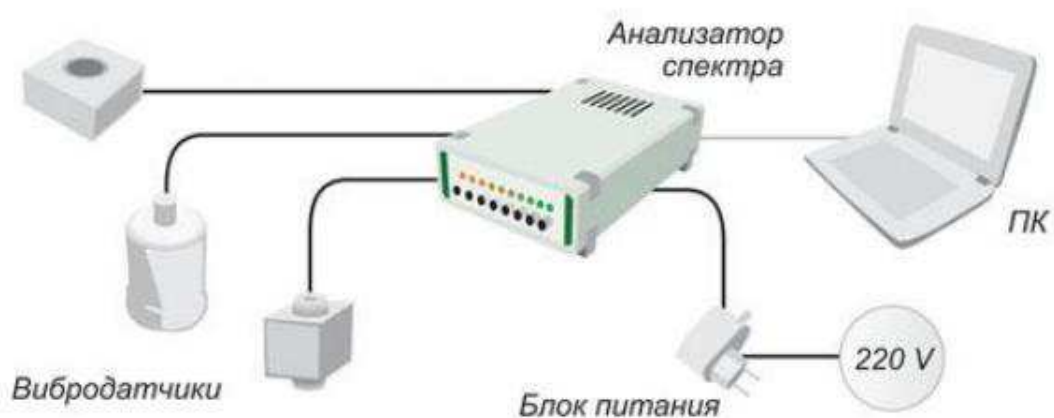


Рисунок 3.5 – Схема подключения вибродатчиков

Вибродиагностическое оборудование широко используется в нефтяной и газовой (компрессоры), химической (насосы), энергетической (турбины), металлургической (привода), судостроительной (двигатели), авиастроительной и других отраслях промышленности [18-21].

3.2 Сущность метода

Вибродиагностический метод контроля технического состояния машин (вибродиагностика) является одним из информативных и доступных методов диагностики. Применительно к оборудованию НПС вибродиагностика позволяет контролировать техническое состояние магистральных и подпорных насосных агрегатов в режиме постоянного слежения за уровнем вибрации, а также оценивать работоспособность вентиляторов, насосов систем охлаждения, маслоснабжения, отопления, откачки утечек и прочего оборудования путем периодического измерения и анализа параметров вибрации.

Широкое развитие вибродиагностики объясняется следующими факторами:

- доступностью установки датчиков вибрации на магистральных и подпорных насосных агрегатах, малыми габаритами и массой датчиков;

- возможностью осуществления постоянного автоматизированного контроля за техническим состоянием объекта путем непрерывного измерения и оценки вибрации, а в случае ее достижения предельных величин осуществлять «защиту» объекта путем подачи сигнала на аварийную остановку машины;
- большой информативностью параметров вибрации, позволяющей идентифицировать гидромеханические, механические и магнитно-электрические источники колебаний и распознавать многие неисправности;
- возможностью контролировать качество монтажа и ремонта оборудования.

Величина вибрации является одним из важных критериев, определяющих эксплуатационную надежность насосных агрегатов НА и другого оборудования НПС.

Настоящим стандартом ГОСТ 32106-2013 установлены два критерия оценки вибрационного состояния: по абсолютным значениям $a_{r.m.s.}$, $v_{r.m.s.}$, $d_{r.m.s.}$ и по скорости их изменения. Значения границ зон вибрационного состояния для оборудования разных видов указаны в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Границы зон вибрационного состояния для оборудования разных видов

Параметр	Границы зон	Критерий 1					
		Насос			Электродвигатель		
		Мощность, кВт			Высота оси вала, мм		
		<50	<200	200	132	225	400
$a_{r.m.s.}$, М/с	A/B	6,5	9	13,5	6,5	9	13,5
	B/C	8	12	16	8	12	16
	C/D	12	16	24	12	16	24
$v_{r.m.s.}$, мм/с	A/B	2,8	4,1	5,4	2,8	4,5	7,1
	B/C	6,3	8,7	11,2	4,5	7,1	11,2
	C/D	8,7	11,2	14,1	7,1	11,2	18
$d_{r.m.s.}$, МКМ	A/B	9	14,1	18	9	18	28
	B/C	18	28	36	14,1	28	36
	C/D	28	36	45	23	36	57

С учетом дополнительных требований по автоматизированной адаптации пороговых значений под разные скорости изменения контролируемых параметров в естественных условиях (пуск, прогрев, изменение температуры окружающей среды) и под разные скорости развития дефектов, структура программного обеспечения стационарных систем мониторинга состояния имеет вид, показанный на рис.3.6.

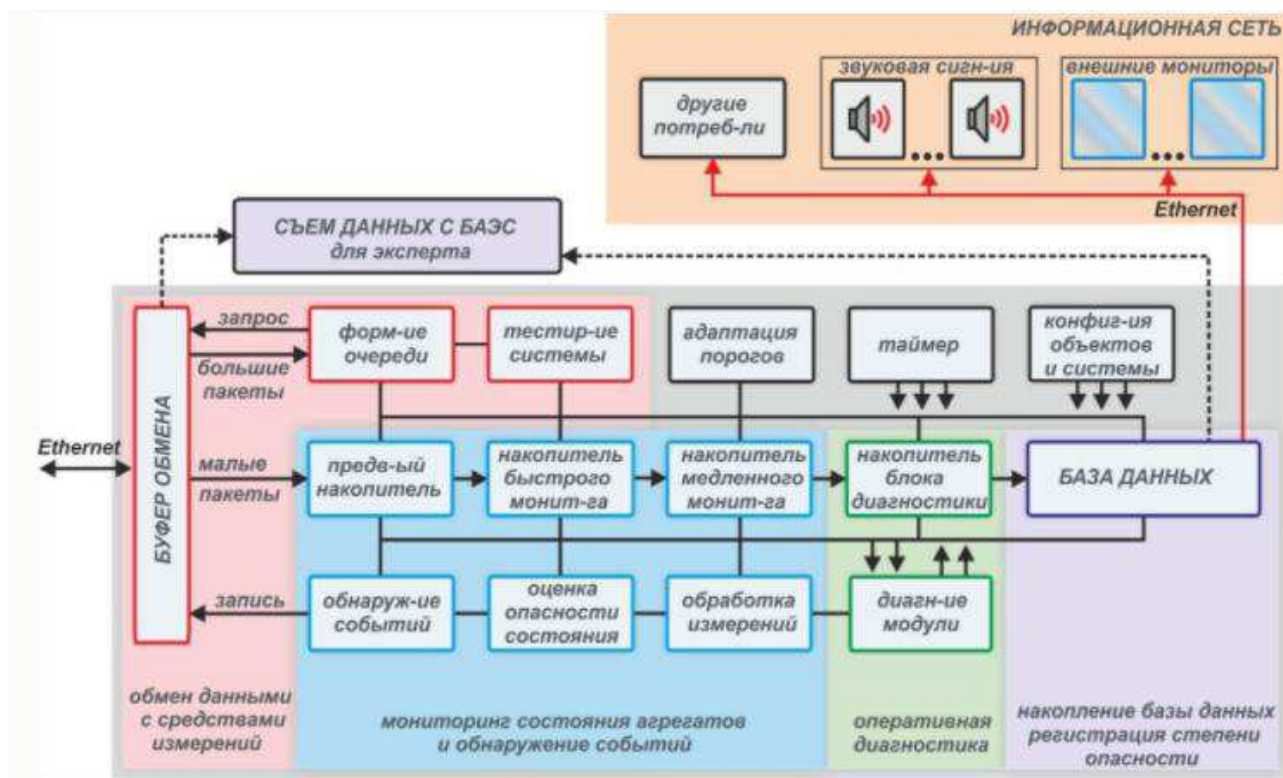


Рисунок 3.6 – Структура программы мониторинга состояния и оперативной диагностики

Контроль вибрации и меры, проводимые с целью поддержания ее на безопасном уровне, должны являться одним из важнейших технических мероприятий.

Сфера применения вибродиагностики в первую очередь относится к магистральным и подпорным насосным агрегатам, как к оборудованию наиболее нагруженному и ответственному, причем контроль уровня вибрации насосов должен производиться постоянно в автоматическом режиме по общему

уровню вибрации с применением контрольно-сигнальных измерительных систем, задействованных в системе автоматики и телемеханики НПС.

При контроле текущих значений вибрации должна быть обеспечена автоматическая выдача предупредительной сигнализации при достижении первого порогового уровня. При дальнейшем росте вибрации должен автоматически подаваться сигнал на отключение насосного агрегата.

До установки контрольно-сигнальных средств контроль и измерение величины вибрации осуществляются портативными (переносными) средствами виброметрии, которые должны быть на каждой НПС.



Рисунок 3.7 – Портативное устройство виброметрии

Контроль уровня вибрации вспомогательных насосов - насосов откачки утечек, маслонасосов, насосов систем водоснабжения и отопления должен осуществляться с помощью переносной аппаратуры.

Датчики контрольно-сигнальной виброаппаратуры устанавливаются обязательно на каждой подшипниковой опоре основного и горизонтального подпорного насосов для контроля вибрации в вертикальном направлении. Для вертикальных подпорных насосов датчики устанавливаются на корпусе опорно-

упорного подшипникового узла насоса для контроля вибрации в вертикальном (осевом) и горизонтально-поперечном направлениях.

При наличии многоканальной виброаппаратуры рекомендуется дополнительно устанавливать датчики для контроля вибрации в горизонтально-поперечном и осевом направлениях каждого подшипникового узла. Вертикальная составляющая вибрации измеряется в верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша. Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации измеряются на уровне оси вала насоса против середины длины опорного вкладыша. Вибрация всех элементов крепления насоса к фундаменту измеряется и контролируется в вертикальном направлении.

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосы со встроенными подшипниками), вибрация измеряется как можно ближе к оси вращения ротора.

Средства контроля вибрации и методы вибродиагностики должны обеспечивать решение следующих задач:

- своевременное обнаружение возникающих дефектов составных частей оборудования и предотвращение его аварийных отказов;
- определение объема ремонтных работ и рациональное их планирование;
- корректировка значений межремонтных интервалов и прогнозирование остаточного ресурса составных частей оборудования по его фактическому техническому состоянию;
- проверка работоспособности оборудования после монтажа, модернизации и ремонта, определение оптимальных режимов работы оборудования.

При эксплуатации насосных агрегатов имеет место два принципиально различных метода измерения вибраций (колебаний) - при помощи датчиков измерения абсолютных колебаний и относительных колебаний. Колебания насосных агрегатов создаются преимущественно их вращающимися частями и пульсациями давления в насосе и подводящих трубопроводах. При этом

главным возбудителем колебаний является неуравновешенность роторов насоса и электродвигателя. Ротор, имеющий дисбаланс, создает во время вращения свободные центробежные силы, зависящие от частоты вращения. Их величина вычисляется на основе следующего соотношения:

$$F = u \cdot r \cdot \omega^2 \quad (3.1)$$

где F - центробежная сила; u - дисбаланс; r - радиус; ω^2 - частота вращения.

Вызванные дисбалансом центробежные силы и действующие на ротор переменные силы (например, магнитные силы, гидравлические силы и т.п.) побуждают ротор и вал ротора к колебаниям. Через масляную пленку подшипников скольжения (или через подшипники качения) колебания и усилия передаются на опоры и на фундамент машины. Передаваемые колебания зависят от разных параметров. Самые существенные из них: жесткость и демпфирование масляной пленки, опор и фундаментов, а также масса роторов, опор и фундаментов.

Основой для определения текущего состояния оборудования являются измерения среднеквадратичного значения (СКЗ) виброскорости (мм/с), они проводятся на каждом подшипнике оборудования с горизонтальной осью вращения с последовательной фиксацией оси вибродатчика и измерением вибрации в трех взаимно перпендикулярных направлениях: вертикальном, поперечном и осевом (рис. 3.8), при этом существуют эмпирические правила анализа вибрации:

- горизонтальная вибрация означает дисбаланс (H);
- вертикальная – ослабление или износ фундаментных связей (V);
- осевая – несоосность (A).

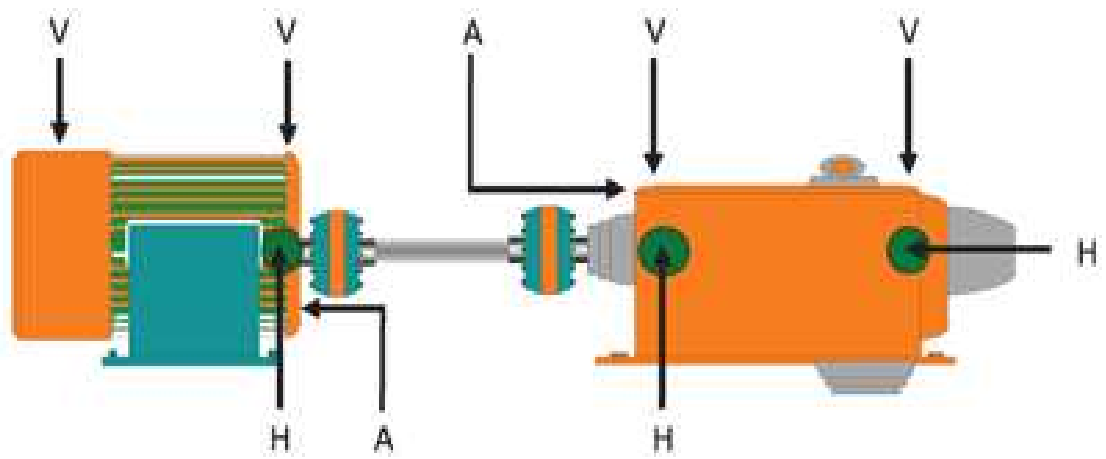


Рисунок 3.8 – Точки подключения датчиков, считывающих вибрацию:

H – горизонтальная; V – вертикальная; A – осевая.

Магистральный нефтяной насосный агрегат включает центробежный насос типа НМ и приводной трехфазный синхронный или асинхронный электродвигатель. Роторы насоса и двигателя соединяются зубчатой или упругой пластинчатой муфтой.

Магистральные насосные агрегаты предназначены для перекачки нефти по магистральным трубопроводам в составе НПС в диапазоне подач номинального режима 1250-10000 м³/ч и имеют частоту вращения ротора 3000 об/мин (50 Гц) для синхронных электродвигателей или близкую к ней для асинхронных двигателей.

Насос, входящий в состав агрегата – центробежный горизонтальный с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу и двухзавитковым спиральным отводом жидкости от рабочего колеса. Ротор насоса состоит из вала с насаженным на него рабочим колесом, защитными втулками и крепежными деталями. Ротор центрируется относительно корпуса насоса перемещением корпусов подшипников с помощью регулировочных винтов. Опорами ротора являются подшипники скольжения с принудительной смазкой. Осевые усилия ротора воспринимают два спаренных радиально-упорных подшипника, установленных на конце вала. Концевые уплотнения ротора – механические, торцовые, гидравлически разгруженные.

Электродвигатель насосного агрегата выполняется с одним рабочим концом вала и выпускается как во взрывобезопасном, так и в нормальном исполнении.

Сердечник статора состоит из пакетов, разделенных вентиляционными каналами, обмотка статора - двухслойная катушечная. Ротор двигателя имеет пазы, в которых уложена и опрессована обмотка возбуждения. На роторе установлены центробежные вентиляторы и направляющие аппараты, обеспечивающие безударный вход воздуха в вентиляторы. Опорами ротора служат литые стояковые подшипники скольжения с циркулирующей под давлением смазкой.

Подача масла в подшипники насосного агрегата обеспечивается отдельно стоящей маслоустановкой.

Насос и электродвигатель могут быть установлены на отдельных фундаментных рамах или на общей плите. Фундамент агрегата - общий, монолитный.

Конструкцией насоса предусмотрены места для установки вибродатчиков, приборов дистанционного контроля температуры подшипников, утечек жидкости через концевые уплотнения ротора, температуры перекачиваемой жидкости, давления на входе и выходе насоса.

Конструктивно насос и электродвигатель имеют выносные подшипники, корпуса которых используются для установки датчиков вибрации и датчика измерения частоты вращения ротора.

При эксплуатации насосных агрегатов необходимо проводить периодический контроль и оценку интенсивности вибрации агрегата в соответствии с нормами вибрации на них.

3.3 Порядок выполнения вибродиагностических работ

В общем случае вибродиагностические работы при эксплуатации насосного агрегата можно представить в следующем виде.

В начале эксплуатации, после окончания ремонтных работ, необходимо

провести контроль качества ремонта и паспортизацию начальных его технических параметров. В процессе эксплуатации до момента времени, после которого виброактивность машины превысит оценки «хорошо», проводится периодический экспресс-анализ по общему уровню вибрации. После превышения интенсивности вибрации оценки «хорошо» устанавливается предварительный диагноз, определяется срок очередного проведения обследования и возможность дальнейшей эксплуатации.

При увеличении интенсивности колебаний выше уровня (0,8 - 0,9) от предельно допустимого проводится техническое обследование с установкой окончательного диагноза, определяется срок и объем ремонтных работ.

В качестве нормируемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение виброскорости.

Оценка интенсивности вибрации агрегатов электронасосных центробежных нефтяных магистральных (нормы вибрации эксплуатационные) осуществляется в соответствии с РД и представлена обобщающей.

Измерение относительных колебаний валов и абсолютных колебаний подшипников стандартизовано разными международными и отечественными стандартами и рекомендациями. Большинство из этих стандартов и рекомендаций дает, кроме определения измеряемых величин, методы измерений и требований к измерительному прибору, также числовые значения для оценки колебательного состояния машин. Особенное значение для предохранения машин от повреждений имеют предельные значения для выдачи предупредительного сигнала тревоги и отключения.

Предельные значения колебаний валов, действительные для приемки некоторых машин по стандарту API.

Предельные значения для абсолютных колебаний подшипниковых опор некоторых электродвигателей согласно стандарту ISO 2373.

Предельные значения интенсивности абсолютных колебаний подшипников больших вращающихся машин с частотой вращения ротора от 10 до 200 с^{-1} в зависимости от вида фундамента.

В зависимости от требований по вибрации электрические машины при испытаниях подразделяются по ГОСТ 20815 на три категории:

- нормальное N ;
- с пониженной вибрацией R ;
- с особо жесткими требованиями по вибрации S .

Допустимые значения вибрации для машин с различной высотой оси вращения и двумя способами установки на фундамента.

Ротор, имеющий дисбаланс, приводит к колебаниям вала. Центр вала движется во время вращения по траектории, именуемой кинетической траекторией вала.

В случае изотропного вала и изотропных подшипников кинетическая траектория, вызванная дисбалансом, составляет круг для каждого сечения ротора. Но обычно подшипники машин анизотропные, т.е. они имеют разную податливость в своих обоих главных направлениях жесткости. Поэтому их кинетическая траектория вала принимает характер эллипса, который, в крайнем случае, может приобрести форму прямой. Кинетическая траектория вала, вызванная дисбалансом представлена на рис. 3.9.

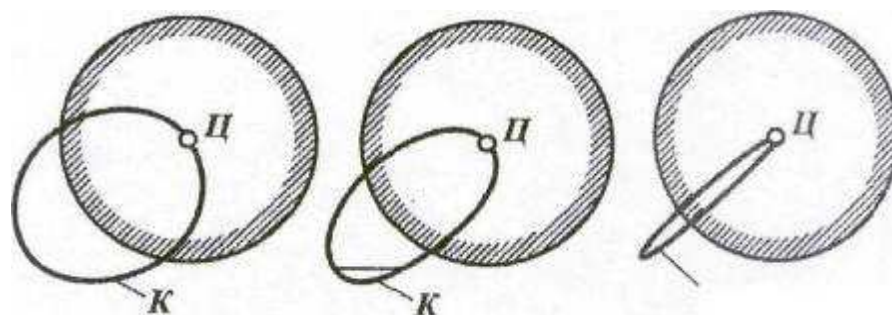


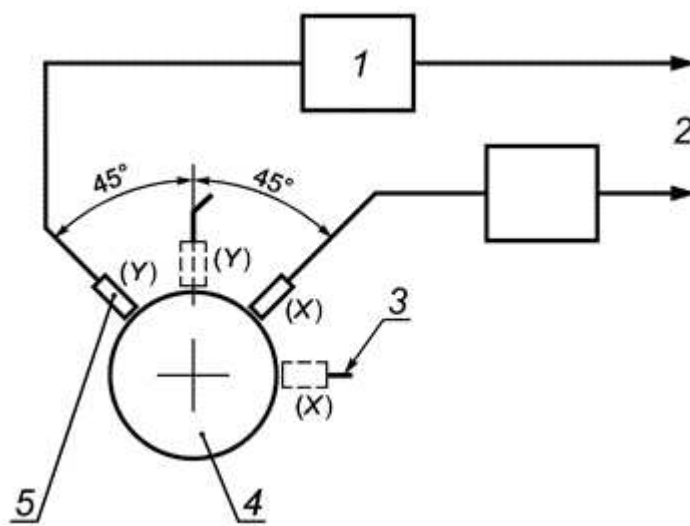
Рисунок 3.9 – Кинетическая траектория вала с изотропными (L) и анизотропными (B и C) подшипниками, вызванная дисбалансом: \mathcal{C} - центр вала или центр вращения ротора; K - кинетическая траектория вала

Величина, форма и положение кинетической траектории вала изменяется в зависимости от частоты вращения. Обычно кинетические траектории с

наибольшим отклонением от оси вращения достигают максимума при критической частоте вращения вала.

Кинетическая траектория вала содержит все информации о колебаниях вала ротора. Для получения кинетической траектории вала в одной радиальной плоскости ротора следует закрепить два датчика относительной вибрации в двух перпендикулярных к друг другу направлениях.

Относительные перемещения предпочтительно измерять с использованием двух датчиков бесконтактного типа, установленных в одной поперечной плоскости вала так, чтобы получать радиальные колебания вала или другого вращающегося элемента машины относительно ее неподвижной части. Схема установки датчиков представлена на рис. 3.9.



1 - устройства формирования данных; 2 - к устройству обработки данных; 3 - дополнительные положения датчиков; 4 - вал; 5 - датчики перемещения бесконтактного типа

Рисунок 3.10 - Система измерений относительных колебаний вала с использованием датчиков перемещений бесконтактного типа

Каждый датчик принимает измеряемые в соответствующем направлении вибросмещения вала $S_1(t)$ и $s_2(t)$. Синфазное сложение мгновенных вибросмещений дает мгновенную кинетическую амплитуду вала в плоскости измерения:

$$S_k(t) = \sqrt{S_1^2(t) + S_2^2(t)}. \quad (3.2)$$

Пример кинетической траектории вала и соответствующие вибросмещения в двух, находящихся под прямым углом направлениях. Движение содержит две гармоники $-f$ и $2f$; s_1, s_2 - мгновенные значения амплитуд колебаний $s_1(t)$ и $s_2(t)$ в направлении измерений 1 и 2; S_{o1}, S_{o2} - наибольшие значения; S_{u1}, S_{u2} - наименьшие значения; $S_{\max 1}, S_{\max 2}$ - максимальные значения; S_{pp1}, S_{pp2} - размах колебаний; S_k - мгновенная кинетическая амплитуда вала; S_{\max} - максимальное значение амплитуды вала, максимальная амплитуда; K - кинетическая траектория вала; t - время.

Из возможных величин измерения - вибросмещение, скорость и ускорение - для оценки колебаний вала принимается вибросмещение, измеряемое в микронах (мкм). Величину вибросмещения можно оценить максимальной амплитудой S_{\max} или наибольшим размахом колебаний S_{ppm} .

Измерение колебаний вала следует всегда проводить в зоне опоры. Максимальная амплитуда колебаний S_{\max} определяется как наибольшее значение кинетической амплитуды $S^{\wedge}ft$ в плоскости измерения. Наибольший размах колебаний S_{ppm} определяется как наибольшее значение зарегистрированных в обоих направлениях измерения размаха колебаний.

Для измерения относительных колебаний вала используются бесконтактные датчики вибросмещения, работающие по принципу вихревых токов [16-22].

3.4 Организация технического обслуживания и ремонта насосного оборудования

Обслуживание оборудования происходит в соответствии со следующими методами (рис.3.11):

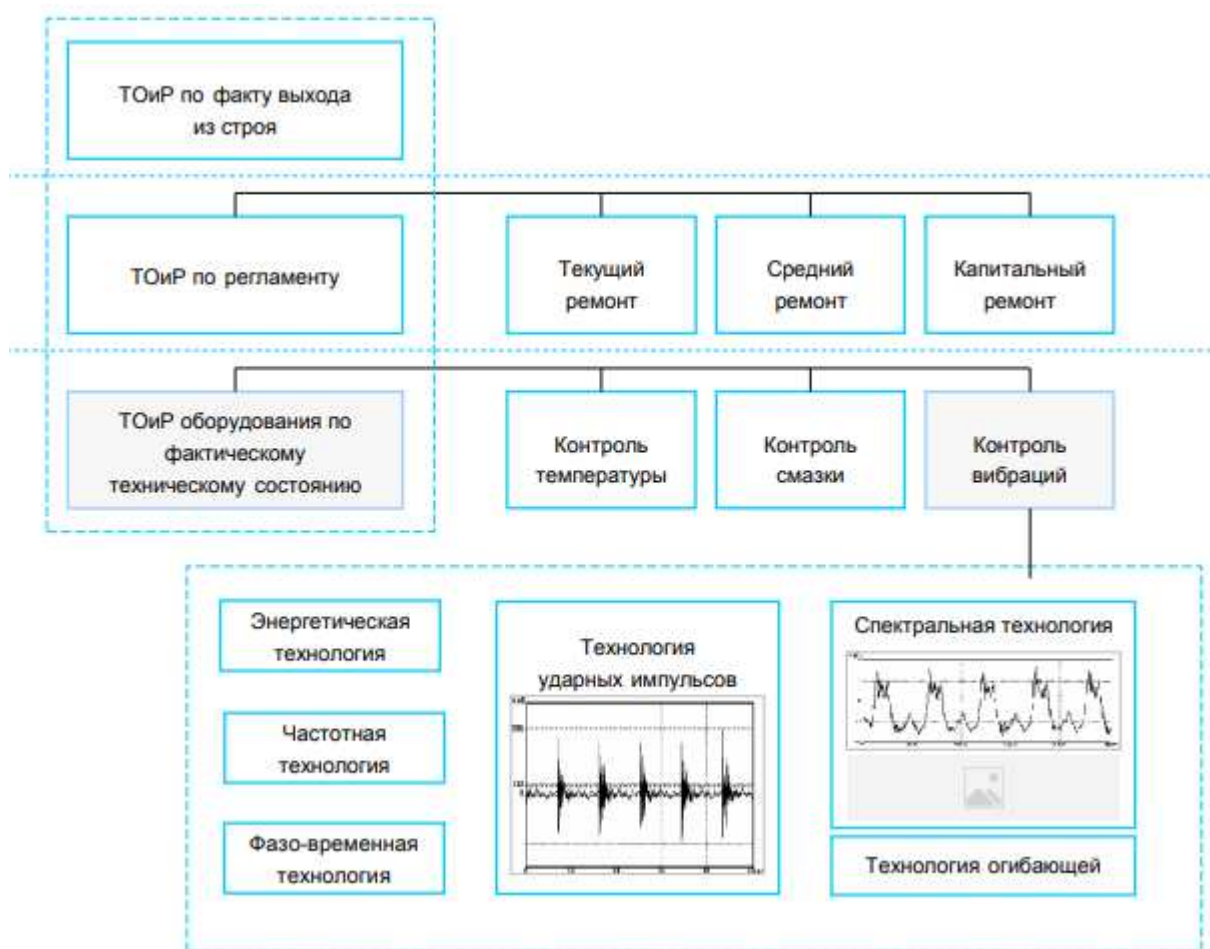


Рисунок 3.11 – Методы организации обслуживания и ремонта оборудования

Техническое обслуживание, а также ремонт оборудования по факту выхода его из строя — эксплуатирование оборудования до его выхода его из строя.

Техническое обслуживание, ремонт оборудования по регламенту — техническое обслуживание оборудования, которое производится через определенные промежутки времени и в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя вне зависимости от его технического состояния.

Техническое обслуживание и ремонт оборудования по фактическому техническому состоянию — проведение технического обслуживания только в том случае, когда это обуславливается наступлением высокой вероятности отказа оборудования.

ТОиР оборудования по факту его выхода из строя используется в большей степени только для дополнительного и весьма дешевого

оборудования. Этот метод является эффективным только тогда, когда затраты на замену оборудования не превышают затраты на его обслуживание и ремонт.

ТОиР оборудования по регламенту также называется планово-предупредительным ремонтом (ППР). Этот метод подразумевает принудительное и периодичное осуществление ремонтов, а также соответствующих профилактических работ.

Для данного метода характерно заблаговременное составление плана проведения периодических ремонтов машины. Ремонт оборудования предприятия чаще всего планируется на год и на месяц. В основе планирования лежат определенные для каждого агрегата или оборудования структуры ремонтных циклов, другими словами, порядок чередования проведения ремонтов (текущих или средних) в определенной последовательности и через определенные промежутки времени между капитальными ремонтами. Во время планирования ремонта устанавливается количество ремонтов, их виды и сроки выполнения, определяется трудоемкость, рационально распределяются дежурный персонал и ремонтные рабочие по цехам и участкам, определяется необходимый материал, его количество, запасные части, а также денежные затраты. Объем работ для каждого периодического ремонта машины заранее определяется планом, который в дальнейшем должен быть уточнен в соответствии с результатами осмотра перед началом ремонта.

Таким образом, такой вид планирования носит задачу возможного распределения возможных ресурсов (время, материал, деньги) для осуществления выполнения ремонтных циклов оборудования.

На сегодня разработки в области систем ППР сводятся к автоматизации с помощью процессов составления годовых и месячных графиков ремонтов, а также ведения учета оборудования и расхода материалов и деталей, которые необходимы для проведения возможных ремонтных работ.

Однако сам метод обслуживания оборудования по регламенту является весьма не эффективным, так как способен решать задачи ремонта и технического обслуживания оборудования только в отсутствии более

эффективных методов обслуживания оборудования, например, по фактическому состоянию.

Методы обслуживания оборудования по фактическому техническому состоянию гораздо эффективнее – обслуживание производится в объеме и вовремя, когда в этом есть необходимость. Использование данных методов позволяет:

- уменьшить количество ремонтов и сократить число запасных частей и материалов из-за проведения обслуживания на ранних стадиях развития дефектов;

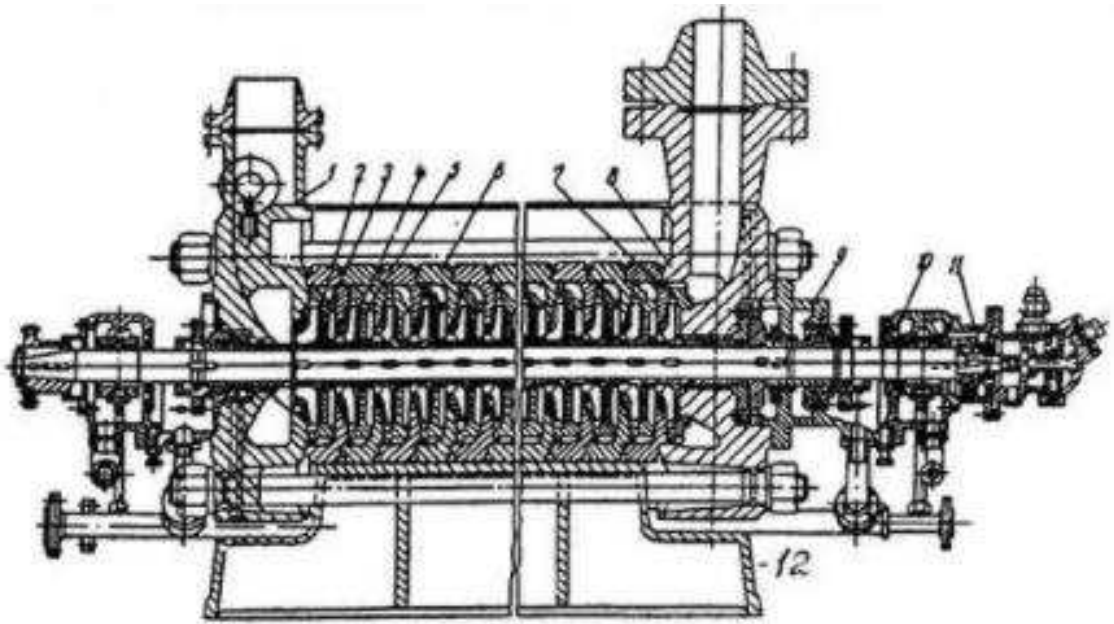
- повысить надежность работы оборудования, уменьшить число внезапных отказов и аварийных ситуаций;

- сократить прибыль из-за простоев оборудования.

Для возможности осуществления такого ремонта диагностика объекта с целью определения его реального состояния, что может позволить наилучшим образом спланировать время и объем ремонтов или обслуживания. При работе любого оборудования происходит износ его частей с последующим выходом их из строя. Любой износ или развивающиеся дефекты характеризуются изменениями некоторых параметров, которые необходимо обнаружить и контролировать [21].

3.5 Расчеты насоса

На примере насоса ЦНС 180-1900 произведем расчет собственных частот вибрации, а также сравним затраты на ремонт при ППР и при использовании метода вибродиагностики.



- 1 – крышка всасывания; 2 – рабочее колесо 1 ступени; 3 – направляющий аппарат 1 ступени;
 4 – рабочее колесо промежуточной ступени; 5 – направляющий аппарат промежуточной ступени; 6 – секция; 7 – направляющий аппарат промежуточной ступени; 8 – крышка напорная; 9 – концевое уплотнение; 10 – подшипник скольжения; 11 – отжимное устройство;
 12 – плита

Рисунок 3.12 – Центробежный насос ЦНС 180-1900

Произведем расчет собственных частот вибраций центробежного секционного насоса.

Данный насос имеет параметры:

- подача $Q = 180 \text{ м}^3/\text{ч}$
- напор 1900 м
- число лопаток (лопастей) $N=15$ шт;
- скорость вращения вала: $n=3000$ об/мин.

Расчет проводим по методике, изложенной в [11].

Определим частоту вращения вала:

$$f_{вр} = n/60 = 3000/60 = 50 \text{ Гц} \quad (3.3)$$

Найдем лопаточную (лопастную) частоту:

$$f_{л} = N \cdot f_{вр} = 15 \cdot 50 = 750 \text{ Гц.} \quad (3.4)$$

3.6 Расчет капитальных затрат на приобретение, доставку и монтаж оборудования

Затраты на внедрение системы вибродиагностики и осуществление ремонта с её применением включают в себя:

- капитальные;
- эксплуатация вибродиагностического оборудования (оплата труда рабочего персонала, затраты на электроэнергию, накладные расходы).

Поскольку установка мобильная, то затрат на монтаж не требуется.

3.6.1 Капитальные затраты

$$K = C_o + C_{т}, \quad (3.5)$$

где K – капитальные затраты, руб; C_o – стоимость оборудования, руб; $C_{т}$ – транспортные расходы (5% от C_o), руб.

Стоимость одной единицы вибродиагностического оборудования продукции ZETlab – 100000. Данных вибродатчиков для проведения работ на производстве нам потребуется 10.

$$K = 1000000 + 50000 = 1050000 \text{ руб.}$$

Таким образом, для того, чтобы приобрести 10 единиц вибродиагностического оборудования нам потребуется 1050000 рублей.

3.6.2 Расчет времени работы оборудования

Фонд рабочего времени оборудования в год:

$$FD = ((FK - B) * K_{см} * D_c) * (1 - K_{п}), \quad (3.6)$$

где FD – действительный годовой фонд рабочего времени оборудования, часов;
 $K_{см}$ – количество смен работы электрического оборудования (2); FK – календарный фонд рабочего времени (365 дней); B – количество выходных дней при вахтовом методе работы 15/15 (24 дня); D_c – длительность смены (12 часов); $K_{п}$ – потери рабочего времени (0,05% – 0,15%).

$$FD = ((365 - 24) * 12 * 2) * (1 - 0,15) = 6956,4 \text{ часа.}$$

3.6.3 Фонд оплаты труда

Основная заработная плата:

$$\Phi_{оз} = C_{ср} * T * D * K_{пр} * B, \quad (3.7)$$

где $C_{ср}$ – тарифная ставка (200 руб.); $T_{общ}$ – время работы за смену (12 ч.); $K_{пр}$ – коэффициент, который учитывает размер премий (1,3); D – количество рабочих дней в месяц (15); B – количество вахт за год (12).

Фонд основной заработной платы для данного цеха за год:

$$\Phi_{оз} = 200 * 12 * 15 * 1,3 * 12 = 561600 \text{ (руб.)}$$

3.6.4 Дополнительная заработная плата

$$\Phi_{д} = \Phi_{оз} * K_{дз}, \quad (3.8)$$

где $K_{дз}$ – коэффициент, учитывающий размер дополнительной заработной платы (1,1).

$$\Phi_d = 561600 * 1,1 = 617760 \text{ (руб.)}$$

3.6.5 Отчисления от заработной платы

соц. страхования – 4,72%;

фонд занятости – 1,24%;

пенсионный фонд – 31%.

Отчисления от заработной платы = 37%, т.е. 185328 (руб.).

3.6.6 Расчет стоимости электрической энергии

Годовые эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$W_n = P_n * FD, \quad (3.9)$$

где P_n – потребляемая мощность, кВт; FD – годовой действительный фонд времени оборудования, часы.

$$W_n = 0,00005 * 6956,4 = 0,34$$

Стоимость электроэнергии вычисляется по формуле:

$$C_{эл} = C * W_n, \quad (3.10)$$

где $C = 4,63$ руб – стоимость 1 кВт/ч электроэнергии.

$$C_{эл} = 4,63 * 10 * 6956,4 * 0,34 = 112026 \text{ (руб.)}$$

3.6.7 Расчет общих затрат

Затраты на ремонт оборудования вычисляются как:

$$C_{\text{рем}} = \Phi_{\text{дз}} + O + H_{\text{р}} + C_{\text{эл}} + C_{\text{п}}, \quad (3.11)$$

где $H_{\text{р}}$ – накладные расходы; $\Phi_{\text{дз}}$ – фонд оплаты труда; O – отчисления на соц. страхования; $C_{\text{эл}}$ – расходы; $C_{\text{п}}$ – расходы на проведение проверок.

Результаты всех затрат на ремонт при вибродиагностике представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Затраты на ремонт при вибродиагностике

Затраты	Сумма
1. Фонд оплаты труда рабочих	617760
2. Отчисления на социальное страхование	185328
3. Накладные расходы	370656
4. Расходы на электроэнергию	112026
5. Расходы на проведение проверок оборудования	80000
6. Итого	1365770

3.7 Затраты при системе ППР

Затраты при данной системе ремонтов состоят из затрат на сам ремонт, а также:

- затраты на материалы
- оплата труда рабочего
- накладные расходы

3.7.1 Расчет затрат на материалы и запчасти для технического обслуживания и ремонта оборудования

Затраты на материалы и запчасти для технического обслуживания и ремонта оборудования:

$$C_{\text{мат}} = C_{\text{об}} * 5\%, \quad (3.12)$$

где $C_{\text{об}}$ – стоимость промышленного оборудования.

Стоимость одного центробежного насоса для перекачки нефтепродуктов составляет 1000000 руб. Насосов такого типа для добычи нефти, поддержания пластового давления и проведения различных исследовательских работ требуется 10 единиц.

$$C_{\text{мат}} = 10000000 * 5\% = 500000 \text{ (руб)}$$

3.7.2 Расчет общих затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования

Затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования вычисляются как:

$$C_{\text{рем}} = \Phi_{\text{дз}} + O + C_{\text{мат}} + N_{\text{р}} + C_{\text{м}}, \quad (3.13)$$

где $N_{\text{р}}$ – накладные расходы; $C_{\text{м}}$ – монтаж оборудования (22% от стоимости нефтепромышленного оборудования).

Результаты всех затрат на ремонт при системе ППР представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Затраты на техобслуживание и ремонт при системе ППР

Затраты	Сумма
1. Фонд оплаты труда рабочих	617760
2. Отчисления на социальное страхование	185328
3. Стоимость материалов для техобслуживания и ремонтов	500000
4. Накладные расходы	400000
5. Итого	1703088

Срок эксплуатации оборудования – 10 лет.

Экономия = $1703088 - 1365770 = 337318$ руб.

В случае применения вибродиагностического оборудования будет происходить экономия в 337318 руб.

Окупаемость = $1365770 / 337318 = 4$ г.

Применяемое оборудование для вибродиагностики окупит себя через 4 года после введения в эксплуатацию.

При использовании системы вибродиагностики исключается замена работоспособного оборудования, в отличие от системы планово-предупредительных ремонтов, что ведет к снижению расходов на материал и увеличению срока службы оборудования в целом.

Диагностика увеличивает производительность насосных агрегатов за счет сокращения времени на поиск неисправности, запуск и остановку агрегата, проведение плановых осмотров и ремонтов и других показателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из вышеизложенного следует, что вибродиагностика играет значительную роль в сфере диагностики насосных агрегатов.

Внедрение средств технического диагностирования позволяет обеспечить:

- безаварийную работу;
- увеличение надёжности и ресурса;
- повышение безотказности и долговечности;
- уменьшение количества обслуживающего персонала;
- снижение затрат времени на ремонтные работы;
- оптимизацию количества запасных частей;
- сокращение эксплуатационных затрат;
- уменьшение затрат на страхование.

Потенциальные возможности диагностических систем определяются выбором диагностического сигнала и информационной технологии. Сигнал вибрации содержит достаточную диагностическую информацию для того, чтобы с помощью современных информационных технологий обнаружить дефектный узел машины, определить вид и глубину дефекта и дать долгосрочный прогноз его развития.

В результате проделанной работы был проведен анализ существующих методов организации ремонтов и технического обслуживания. Были рассмотрены системы вибрационной диагностики насосного оборудования на производстве.

В процессе проведения технико-экономического расчета была доказана целесообразность внедрения вибродиагностики в производство, так как данный метод диагностирования оборудования, по сравнению с другими системами мониторинга и контроля состояния оборудования, рассматриваемых в данной работе, является наиболее выгодной.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НПС – нефтеперекачивающая станция

НК – неразрушающий контроль

МН – магистральный нефтепровод

МНС – магистральная насосная станция

ППР – планово-предупредительный ремонт

СКЗ – среднеквадратичная скорость

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт

ЦНС – центробежный насос секционный

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефть, газ и энергетика [Электронный ресурс] : Причины возникновения дефектов валов насосных агрегатов. – Режим доступа: https://www.tehnik.top/2018/01/blog-post_995.html
2. Гумеров А.Г. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций: науч.изд. / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, А.М. Акбердин – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003 г. – 347 с.: ил.
3. ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машины по результатам измерения вибрации на не вращающихся частях. – Введ. 01.07.1999. – Москва : Издательство стандартов, 1999. – 15 с.
4. ВАСТ [Электронный ресурс] : Возможности нового поколения систем мониторинга и диагностики. – Режим доступа: <https://vibrotek.ru/russian/%20biblioteka/book15>
5. Барков А.В. Задачи внедрения технологий контроля состояния и диагностики работающих машин / А.В. Барков, Н.А. Баркова. – СПб.: Изд-во центр СПбГМТУ, 2009. – 3 с.
6. Бойкин С.П. Вибрация машин для «чайников»: Справочник / С.П. Бойкин. – М.: ЗАО «Кант». – 2011. – 78 с.
7. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 239 с.
8. Завгородский В.И. Управление виброустойчивостью технологической системы / В.И. Завгородский // ИТО. – 2009. – № 10. – С. 22–25.
9. Вибрация в технике: справочник в 6 т. / под ред. В.Н. Челомея (пред.). – М: Машиностроение, 1981. – Т. 6. Защита от вибрации и ударов / под ред. К.В. Фролова. – 456 с.
10. Генкин М.Д. Виброакустическая диагностика машин и механизмов / М.Д. Генкин, А.Г. Соколова. – М.: Машиностроение, 1987. – 283 с.
11. Баркова Н.А. Вибрационная диагностика машин и оборудования.

Расчет основных частот вибрации узлов машин, параметров измерительной аппаратуры и практическая экспертиза / Н.А. Баркова, А.А. Борисов. – СПб.: Изд-во центр СПбГМТУ, 2009. – 111 с.

12. Барков А. В., Баркова Н. А., Азовцев А. Ю. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации : учебное пособие / А.В. Барков, Н.А. Баркова. – СПб.: СПбГМТУ, 2000. – 159 с.

13. Барков А. В. Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации : учебное пособие / А.В. Барков, Н.А. Баркова. – СПб.: СПбГМТУ, 2004. - 156 с.

14. Баркова Н. А. Введение в виброакустическую диагностику роторных машин и оборудования : учебное пособие / Н.А. Баркова. – СПб.: СПбГМТУ, 2003. - 160 с.

15. Халитов Т.Ф. Использование высокочастотных составляющих спектра колебаний центробежного насоса для выявления трещин вала в процессе эксплуатации : автореф. дис. ... доктор тех. наук : 05.02.13 / Халитов Тимур Флюрович. – Уфа, 2010. – 24 с.

16. РусАвтоматизация [Электронный ресурс] : Вибродиагностика насосного оборудования. – Режим доступа: <https://rusautomation.ru/privodnaya-tehnika/vibrodiagnostika-nasosnogo-oborudovaniya>

17. Контрольно-измерительное оборудование ZETLAB [Электронный ресурс] : Цифровые датчики. – Режим доступа: <https://zetlab.com>

18. ГОСТ 32106-2013 Контроль состояния и диагностика машин. Вибрация центробежных насосных и компрессорных агрегатов. – Введ. 01.11.2014. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 10 с.

19. НОУ «Северо-Западный учебный центр» [Электронный ресурс] : Вибрационная диагностика. – Режим доступа: <https://vibro-expert.ru/vibrodiagnostika-defektov-vala-v-oporax-vrasheniya.html>

20. ГМС Ливгидромаш [Электронный ресурс] : Насосы ЦНС - 180. – Режим доступа: https://www.hms-livgidromash.ru/catalog/nasosy/cns/tsns_180_1422_model_35890.html

21. ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009 Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Общие методы. – Введ. 01.01.2011. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 20 с.

22. Коровин, Я. С. Методы и средства оперативной диагностики состояния электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин на основе нейронных сетей : дис. ... канд. тех. наук : 05.02.05 / Коровин Яков Сергеевич. – Таганрог, 2009. – 249 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Графические материалы

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



Отчет о проверке на заимствования №1



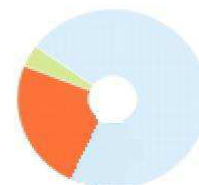
Автор: Оленцевич Дмитрий Андреевич
 Проверяющий: Башмур Кирилл Александрович
 Организация: Сибирский федеральный университет
 Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - <http://sfukras.antiplagiat.ru>

ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 145671
 Начало загрузки: 21.06.2021 12:34:22
 Длительность загрузки: 00:00:15
 Имя исходного файла:
 diplom_bez_titulnikov.docx
 Название документа: Метод выявления трещин вала в процессе эксплуатации насосных агрегатов
 Размер текста: 1 кБ
 Тип документа: Выпускная квалификационная работа
 Символов в тексте: 91310
 Слов в тексте: 19929
 Число предложений: 474

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)
 Начало проверки: 21.06.2021 12:34:38
 Длительность проверки: 00:01:31
 Комментарии: не указано
 Поиск с учетом редактирования: да
 Модули поиска: ИПС Адилет, Библиография, Сводная коллекция ЭБС, Интернет Плюс, Сводная коллекция РГБ, Цитирование, Переводные заимствования (RuEn), Переводные заимствования по eLIBRARY.RU (EnRu), Переводные заимствования по Интернету (EnRu), Переводные заимствования издательства Wiley (RuEn), eLIBRARY.RU, СПС ГАРАНТ, Медицина, Диссертации НББ, Перефразирования по eLIBRARY.RU, Перефразирования по Интернету, Патенты СССР, РФ, СНГ, СМИ России и СНГ, Модуль поиска "СФУ", Шаблоны фразы, Кольцо вузов, Издательство Wiley, Переводные заимствования



Заимствования – доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа.
 Самоцитирование – доля фрагментов текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника, автором или соавтором которого является автор проверяемого документа, по отношению к общему объему документа.
 Цитирование – доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты: общепотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации.
 Текстовое пересечение – фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.
 Источник – документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.
 Оригинальность – доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа.
 Заимствования, самоцитирование, цитирование и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа.
 Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в отчете	Доля в тексте	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте	Комментарии
[01]	7,27%	14,47%	10 Июнь 2016	Кольцо вузов	12	25	TPU_VKR_43892.pd http://portal.tpu.ru
[02]	2,8%	12,66%	29 Ноя 2020	Интернет Плюс	7	49	http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/28881/1/TPU198171.pdf http://earchive.tpu.ru
[03]	5,52%	11,89%	26 Мая 2015	Кольцо вузов	3	8	Трифонов
[04]	0%	10,95%	07 Июнь 2021	Интернет Плюс	0	23	Нефть, Газ и Энергетика: Причины возникновения дефектов валов насосных агрегатов http://tehnik.top
[05]	0%	10,95%	07 Июнь 2021	Интернет Плюс	0	23	Нефть, Газ и Энергетика: Причины возникновения дефектов валов насосных агрегатов https://tehnik.top
[06]	0,55%	10,75%	10 Июнь 2019	Интернет Плюс	3	25	Глава iv. анализ состояния и изменения во времени нефтедобычи, запасов нефти, ее экспорта и переработки по странам олек - НефтеМагнат https://neftemagnat.ru
[07]	0%	10,75%	21 Окт 2020	Интернет Плюс	0	25	Глава iv. анализ состояния и изменения во времени нефтедобычи, запасов нефти, ее экспорта и переработки по странам олек - НефтеМагнат https://neftemagnat.ru
[08]	0%	10,75%	18 Ноя 2020	Интернет Плюс	0	25	Глава iv. анализ состояния и изменения во времени нефтедобычи, запасов нефти, ее экспорта и переработки по странам олек - НефтеМагнат https://neftemagnat.ru
[09]	0%	6,27%	14 Июнь 2019	Сводная коллекция РГБ	0	8	А. А. Коршак, Л. Р. Байкова Диагностика объектов нефтеперерабатывающих станций : учебное пособие Уфа 2008 http://dlib.rsl.ru

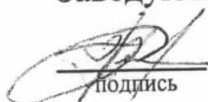
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


Э. А. Петровский


«21» июня 2021

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов
нефтегазового производства»

«Метод выявления трещин вала в процессе эксплуатации насосных агрегатов»

Руководитель 
подпись, дата

к.ф.-м.н., доцент
должность, ученая степень

Н.А. Шепета
инициалы, фамилия

Выпускник 2021-06.06.2021
подпись, дата

Д.А. Оленцевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021