

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
КУЗБАССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Т. Ф. ГОРБАЧЕВА

На правах рукописи

КОПЫТИН ДЕНИС ВАЛЕРЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ КОМПЛЕКСОВ ГЛУБОКОЙ РАЗРАБОТКИ
УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА РАЗРЕЗАХ КУЗБАССА**

Специальность 05.05.06
«Горные машины»

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
В. П. Тациенко

Кемерово 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1 Комплексы глубокой разработки пластов КГРП – обзор применения и причины отказов	10
1.1 Анализ горнотехнических условий эксплуатации КГРП на угольных месторождениях Кузнецкого бассейна	10
1.2 Назначение и опыт использования КГРП	21
1.3 Техническая характеристика, состав и сравнительный анализ моделей КГРП	28
1.4 Причины отказов рабочего оборудования КГРП при эксплуатации в условиях предприятия открытой добычи Кузбасса	31
1.5 Основные итоги и выводы	36
Глава 2 Мониторинг технического состояния КГРП (SHM) по уровню вибрации и спектральным опорным маскам	37
2.1 Методы технического обслуживания и ремонта технологического оборудования	37
2.2 Оценка технического состояния по общему уровню вибрации	43
2.3 Оценка технического состояния по спектральным опорным маскам узлов и агрегатов КГРП	49
2.4 Основные итоги и выводы	59
Глава 3 Особенности эксплуатации и ремонта гидравлического оборудования КГРП в условиях низких температур	60
3.1 Особенности работы гидравлического оборудования КГРП в условиях низких температур	60

3.2	Основные виды отказов гидромеханического оборудования КГРП	66
3.3	Совершенствование системы климатической адаптации КГРП	69
3.4	Определение рабочих параметров гидросистемы КГРП	78
3.5	Определение параметров теплоизоляции бака гидравлического масла	82
3.6	Основные итоги и выводы	87
Глава 4	Разработка методики вибродиагностики основных агрегатов КГРП	88
4.1	Разработка модели прогнозирования работоспособности агрегатов КГРП	88
4.2	Построение прогностических оценок работоспособности агрегатов КГРП	106
4.3	Методика вибродиагностики главных приводов КГРП	111
4.4	Результаты диагностического обследования КГРП	125
4.5	Основные итоги и выводы	131
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	135
	ПРИЛОЖЕНИЯ	150

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень проработанности темы исследования. Уголь в современной экономике играет одну из ключевых ролей. В структуре потребления энергетических ресурсов он занимает лидирующие позиции наряду с нефтью и газом. По мере отработки угольных месторождений действующими разрезами происходит ухудшение горно-геологических условий эксплуатации, которое выражается в склонности к неустойчивости вмещающего горного массива, более сложной горно-геологической обстановке, включая обводненность и газоносность пластов. При разработке новых участков необходимо учесть, что нетронутые угольные месторождения, как правило, располагаются в местах с неразвитой инфраструктурой, что ведет к удорожанию процессов добычи (эксплуатационные потери могут составлять 40-50%), переработки и доставки полезного ископаемого потребителю. В таких условиях возникает необходимость применять альтернативные технологии отработки существующих запасов полезного ископаемого.

Анализ горно-геологических условий пологопадающих угольных месторождений Кузнецкого, Минусинского, Иркутского и других бассейнов, где ведут открытую разработку угля, показывает, что в ряде случаев можно и целесообразно вести отработку доли запасов из бортов открытых горных выработок, что позволит извлечь часть запасов, относящихся к забалансовым.

Одними из технических устройств, позволяющих вести такую отработку запасов, являются комплексы глубокой разработки пластов КГРП, от технического состояния которых зависят не только экономические показатели предприятия, но и безопасность работы обслуживающего персонала.

Многолетний опыт эксплуатации различного горного оборудования показывает, что в зимний период увеличение параметра потока отказов составляет 30-40% от общего числа отказов. Одними из направлений решения этой проблемы является применение своевременной диагностики технического состояния машин с учетом:

– совершенствования системы ремонта и технического обслуживания (ТО);

– повышения качества ремонта и технического обслуживания;

– повышения профессионализма обслуживающего персонала.

В связи с тем, что опыт эксплуатации комплексов КГРП незначителен, исключительно важное значение приобретают первые два из указанных направлений при обеспечении высокой технологичности ремонта. Решение данной задачи вызвана еще и тем, что в ремонтной службе ощущается недостаток плановых поставок заводами-изготовителями ремонтной документации, оснастки, приспособлений для диагностики и специального оборудования.

Следует отметить, что исследования по оценке работоспособности КГРП на предприятиях до настоящего времени не производились, методика сбора и обработки статистической информации отсутствует. Поэтому можно утверждать, что обоснование и разработка методики мониторинга технического состояния КГРП на горных предприятиях является актуальной научной задачей.

Степень разработанности. Вопросами, связанными с обоснованием возможности и необходимости использования КГРП для извлечения забалансовых запасов угля, у нас в стране занимались Альтшулер В.М., Богатырев В.П., Бонецкий В.А., Веницкий К.Е., Грицко Г.И., Дранников С.А., Закутская З.Д., Качнова Ю.А., Киржнер Ф.М., Коковин В.А., Колесников В.Ф., Корякин А.И., Крючков В.В., Ламбров В.В., Лось И.Н., Михеев О.В., Нецветаев А.Г., Попков М.П., Пучков Л.А., Рагозин С.Л., Резников Л.М., Томаков П.И., Федорин В.А. и др., а вопросами диагностики горного оборудования и повышения его эксплуатационной надежности – Андреева Л.И., Герике Б.Л., Гетопанов В.Н., Гилев А.В., Демченко И.И., Ефременков А.Б., Кантович Л.И., Квагинидзе В.С., Кох П.И., Рахутин М.Г., Солод В.И., Тациенко В.П., Хорешок А.А. и др. Исследования, проведенные этими учеными, заложили технологические основы применения подобных комплексов для прибортовой добычи угля, и создали предпосылки по определению фактического технического состояния горного

оборудования. Однако оценке технического состояния таких сложных изделий, как КГРП, не было посвящено ни одной публикации.

Цель работы. Разработать методику мониторинга технического состояния комплексов глубокой разработки пластов для обеспечения эффективной их эксплуатации в условиях низких температур.

Идея работы заключается в использовании анализа механических колебаний для разработки методических основ мониторинга технического состояния узлов и агрегатов КГРП, что позволит повысить эффективность их эксплуатации в условиях низких температур.

Объект исследований: комплекс глубокой разработки пластов КГРП.

Предмет исследования: особенности эксплуатации КГРП в условиях низких температур.

Задачи исследований:

1. Провести анализ отказов оборудования КГРП и причин их возникновения при эксплуатации на угольных разрезах.
2. Определить допустимые значения уровня вибрации в основных узлах и агрегатах КГРП и частотные диапазоны спектральных масок для организации мониторинга технического состояния.
3. Оценить особенности эксплуатации КГРП в условиях низких температур, предложить решения, направленные на снижение уровня отказов гидравлической системы КГРП.
4. Разработать методику диагностирования основных агрегатов КГРП в процессе их эксплуатации на угольных разрезах и провести ее промышленную апробацию.

Методы исследований:

- анализ и обобщение литературных источников по проблематике исследований;
- методы теоретической теплофизики и прикладной гидромеханики при изучении теплообменных процессов в гидромеханической системе приводов;

- методы математического моделирования и математической статистики при изучении процессов возникновения и распространения механических колебаний в узлах и агрегатах комплексе типа КГРП и построении прогностических моделей их деградации;

- пассивные методы экспериментальных исследований при мониторинге и построении прогноза изменчивости технического состояния узлов и агрегатов КГРП.

Научные положения, выносимые на защиту:

- интегральным показателем технического состояния механогидравлического оборудования КГРП являются амплитудно-частотные характеристики виброакустических сигналов, параметры которых зависят от режимов работы комплекса, температуры окружающей среды и температуры рабочей жидкости, а также вида дефекта;

- выбор параметров и элементов гидравлической системы, обеспечивающих требуемые показатели кондиционирования рабочей жидкости механогидравлического оборудования комплекса КГРП в суровых климатических условиях, должен осуществляться с учетом разницы температур в нагнетательном и дренажном коллекторах в зависимости от температуры окружающей среды;

- мониторинг технического состояния опорных узлов агрегатов комплекса КГРП позволяет определять их состояние в текущий момент времени, а также на основе разработанной модели деградации прогнозировать, их остаточный ресурс с доверительной вероятностью $p \geq 80$ %.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обусловлена:

- корректной постановкой задач исследования;
- достаточным объемом экспериментальных исследований (обработан объем информации по работе 2-х комплексов глубокой разработки пластов на протяжении двух лет);

- использованием современных приборов и программного обеспечения при анализе механических колебаний;

– непротиворечивостью построенных моделей деградации механического оборудования основным постулатам теории надежности;

– положительными результатами применения технических решений, направленных на снижение уровня отказов гидравлической системы КГРП.

Научная новизна диссертации заключается:

– в обосновании применения методов спектрального анализа механических колебаний для оценки технического состояния гидромеханического оборудования комплексов КГРП;

– в разработке методики мониторинга технического состояния комплексов КГРП по общему уровню интенсивности вибрации V_e и спектральным маскам;

– в разработке модели прогнозирования потери работоспособности отдельными узлами и агрегатами комплекса КГРП, базирующейся на теоретико-вероятностном подходе и обеспечивающей достоверность не менее 80%.

Практическая значимость работы заключается:

– в создании системы нормирования параметров вибрации, которая позволяет для конкретной группы однотипного оборудования эффективно оценить степень опасности дефекта;

– в применении методов технической диагностики, как неотъемлемой части системы обслуживания по фактическому техническому состоянию, которая позволит повысить эффективность планирования и проведения ремонтов и технического обслуживания узлов и агрегатов КГРП;

– в модернизации гидравлической системы КГРП, позволившая исключить ее отказы при эксплуатации в условиях низких температур.

Научное значение работы заключается в разработке методики мониторинга фактического технического состояния комплексов глубокой разработки пластов на основе анализа механических колебаний, генерируемых в узлах и агрегатах, позволяющего объективно обнаруживать и фиксировать степень опасности различных видов неисправностей.

Личный вклад автора заключается:

- в проведении теоретических исследований, в обработке и анализе результатов диагностических исследований узлов и агрегатов КГРП, а также в обработке статистического материала, полученного в результате опытно-экспериментального опробования предложенных технических решений при эксплуатации КГРП на угольных разрезах;
- внедрение системы мониторинга механических колебаний в узлах КГРП.

Реализация выводов и рекомендаций работы.

Основные научные положения и рекомендации диссертации использованы при проведении экспериментов на разрезах «Южный» (г. Новокузнецк) и «Распадский» (г. Междуреченск))

Апробация работы.

Материалы диссертации докладывались и получили одобрение на кафедре горных машин и комплексов КузГТУ (Кемерово, 2008, 2009, 2020, 2021), на форуме «Наука и инновации – современные концепции» (Москва, 2020), на международной школе «Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр» (Москва, 2020), на международной научно-практической конференции «Проектирование, создание и модернизация» (Санкт-Петербург, 2021), на международной конференции «Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов» (Новокузнецк, 2021); на международной научно-технической конференции «Машиностроение и техносфера XXI века» (Севастополь, 2021).

Публикации. По результатам исследований опубликовано 16 научных работ, в том числе 5 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ; получено 2 патента РФ.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и двух приложений общим объемом 156 страниц, 12 таблиц и 56 рисунков, библиографического списка, включающего 139 наименований.

ГЛАВА 1. КОМПЛЕКСЫ ГЛУБОКОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ (КГРП) – ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ И ПРИЧИН ОСТАНОВОВ

1.1. Анализ горнотехнических условий эксплуатации КГРП на угольных месторождениях Кузнецкого бассейна

Анализ горнотехнических условий месторождений угля Кузнецкого бассейна, где ведется открытая разработка угля, показывает, что в ряде случаев можно и целесообразно вести добычу части запасов из бортов открытых горных выработок.

Вопросами открыто-подземной разработки угольных пластов занимались Альтшулер В.М., О.А., Богатырев В.П., Бонецкий В.А., Веницкий К.Е., Грицко Г.И., Дранников С.А., Закутская З.Д., Качнова Ю.А., Киржнер Ф.М., Коковин В.А., Колесников В.Ф., Корякин А.И., Крючков В.В., Ламбров В.В., Лось И.Н., Михеев О.В., Нецветаев А.Г., Попков М.П., Пузырьков М.К., Пучков Л.А., Рагозин С.Л., Резников Л.М., Томаков П.И., Федорин В.А., Шухов А.Н., Цепилов И.И. и др.

Известен открыто-подземный способ [1...3], предназначенный для выемки законтурных запасов на участках действующих разрезов и маломощных пластов на полях шахт и разрезов, непригодных к разработке, с точки зрения экономики [4].

В конце 80-х годов прошлого века используемая в условиях месторождений Якутии открыто-подземная технология разработки [5] дала возможность:

- снизить сроки ввода в эксплуатацию угольных предприятий на 2-3 года по сравнению с традиционным подземным способом (6 - 10 лет);
- обеспечить работу предприятий в период перехода с открытых горных работ на подземные;
- создать требуемые условия быстрого доступа и выемки углей коксующихся марок, минуя зону окисления;
- снизить потери угля в недрах (охранных целиках, у поверхности);

– снизить объем нарушенной земной поверхности, обеспечить охрану окружающей среды.

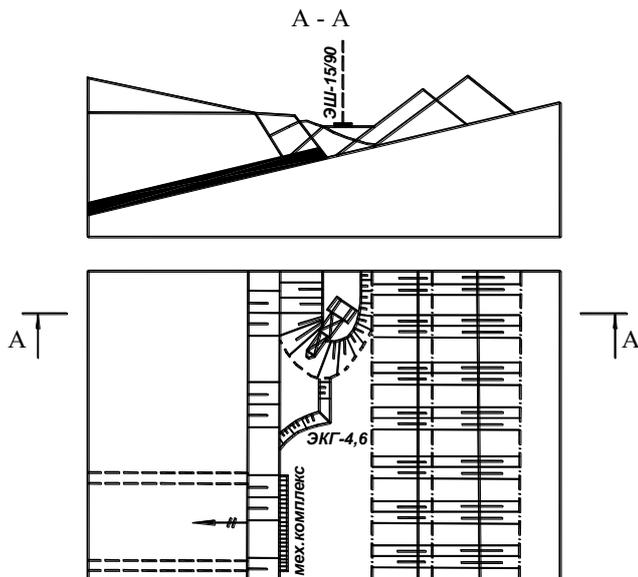


Рисунок 1.2 – Схема последовательного перехода от открытых к открыто-подземным горным работам

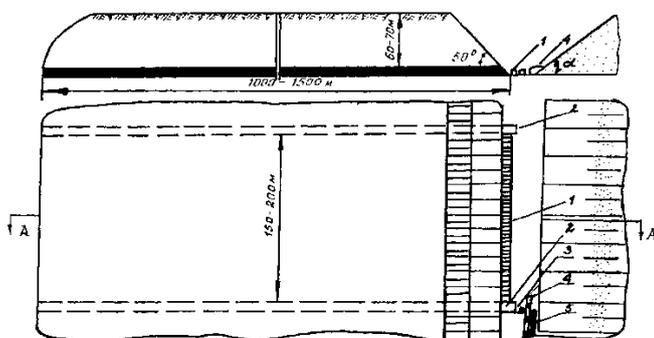


Рисунок 1.3 – Схема открыто-подземной обработки угольных пластов:
 1 – механизированный комплекс; 2 – выемочные штреки;
 3 – конвейер-перегрузатель;
 4 – временный склад; 5 – конвейер для транспортирования угля на постоянный склад

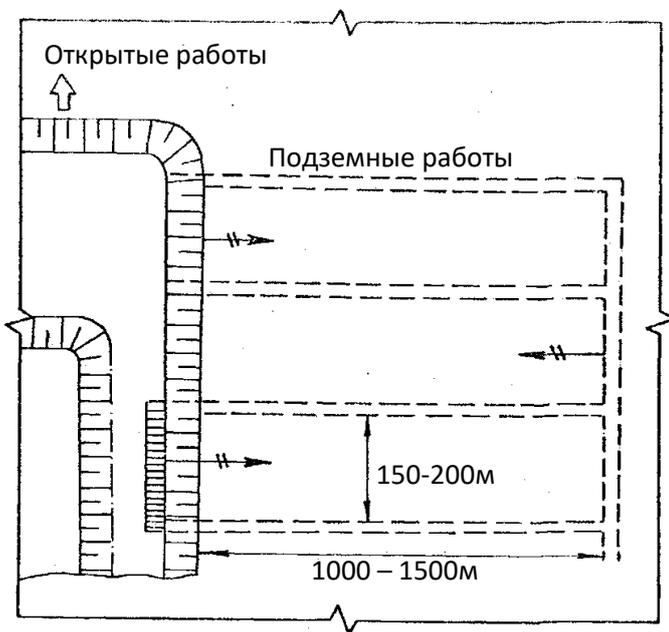


Рисунок 1.4 – Схема параллельного ведения горных работ открытым и открыто-подземным способами

Представленная технология позволяет производить отработку пластов открытым способом с переходом на открыто-подземный (рисунок 1.2), открыто-подземным способом с последующим переходом на подземный с соответствующей увязкой горных работ, только открыто-подземным способом (рисунок 1.3), а также дает возможность совмещать ведение открытых горных работ и работ открыто-подземным способом (рисунок 1.4).

В работе [6] рассмотрена технология опережающей отработки угольных пластов. Авторы предлагают первоначально выбуривать угольные пласты комплексом КГРП, располагаемым на рабочей площадке карьера, а впоследствии дорабатывать оставшиеся запасы (из межкамерных целиков) по классической технологии открытых горных работ. Подробно описаны параметры КГРП и этапы работ по выбуриванию угольного пласта. Однако авторами не приводится сколь-нибудь внятной последовательности работ, за исключением общеизвестной технологии выбуривания пластов; каким образом пласты будут отрабатываться в дальнейшем – совершенно непонятно. К тому же, на наш взгляд, безусловно необходим учет буровзрывных работ, поскольку вследствие образования камер появляются дополнительные поверхности обнажения, способствующие распространению ударного действия взрыва в массиве. Этот вопрос в данной статье никак не затронут. Даже с учетом того, что в работе описана выемка пологих пластов, буровзрывную подготовку массива необходимо вести, пусть и с недобуром, а это приведет к тому, что в результате взрыва межкамерные угольные целики будут практически разрушены или перемешаны с породой, то есть весь уголь, оставшийся после применения КГРП, уйдет в потери, либо потребует значительных затрат на обогащение и доведение до товарных кондиций. Кроме того, в работе не указано, каким образом учитываются дополнительные затраты на приобретение (либо аренду), доставку, монтаж/демонтаж КГРП и его техобслуживание. Поэтому с выводами авторов о том, что использование данного метода ведет к снижению текущего коэффициента вскрыши и себестоимости добычи, сложно согласиться.

В работе [7] авторы описывают опыт применения КГРП на Элегестском угольном месторождении. В статье приведены две технологические схемы отработки пласта комплексом КГРП, дано краткое описание параметров применяемой технологии. К сожалению, отсутствуют какие-либо характеристики самого комплекса, не указано, какая марка и модель использовалась. Общая же схема комплекса, равно как и фото режущего модуля КГРП, аналогичны приведенным в [6]. Однако в работе имеется конкретное указание на то, что работа КГРП позволила подтвердить основные геологические характеристики отрабатываемых угольных пластов, уточнить углы падения пластов и свойств пород кровли. Это, безусловно, положительный момент.

Авторы статьи [8] ставят основной целью оценку степени влияния нарушения массива пород на устойчивость борта разреза и очистных выработок. Рассмотрены два сценария развития добычи: рассмотрение ситуации, предусматривающей совместную отработку межкамерных и межблочных целиков, и ситуации, предусматривающей разрушенные межкамерные целики при устойчивых межблочных. Приводятся расчетные данные распределения максимальных касательных напряжений и участков потерь устойчивости. На основе проведенных исследований сделан вывод о том, что основанием использования результатов математического моделирования НДС и устойчивости элементов горнотехнической конструкции, обусловленной выемкой пласта угля комплексом КГРП, могут являться прогнозирование участков обрушений пород с дальнейшей разработкой мероприятий по обеспечению безопасности ведения очистных работ в местах с повышенной напряженностью горного массива [4].

В работе [9] приводятся крайне общие сведения о возможности применения КГРП для доработки запасов угля разреза «Талдинский» (Ерунаковское поле). Сведения о геологическом строении участка приведены не в полном объеме (указано, что отрабатываются три пологопадающих угольных пласта и их средняя мощность), отсутствует хотя бы один геологический разрез. Приводится графическое изображение системы разработки угольного пласта с

применением КГРП (которая по факту является всего лишь технологической схемой), но не указываются параметры этой системы. Необходимо заметить, что данные рисунки взяты из автореферата диссертации [12]. В табличном виде ([9]; табл. 2) даны технико-экономические показатели, но неясно, каким образом были получены эти результаты; какая-либо математическая модель, либо расчетные формулы отсутствуют. С учетом того, что в статье указано значение средней производительности комплекса, равное 68 т/ч (фактические данные, впервые представленные в [9]), нетрудно подсчитать примерную годовую производительность комплекса. Кроме того, в том же источнике [10] дано конкретное значение максимального объема добычи в месяц – 37,746 тыс.т. Иными словами, даже при таком уровне добычи годовая производительность комплекса составит около 450 тыс.т. Однако в этой же таблице заявленная (либо, как было сказано выше, каким-то образом рассчитанная) производительность комплекса составляет 1,1 млн.т/год, что ставит под сомнение все полученные результаты [4].

Статья [11] представляет обзор безлюдных технологий добычи угля в целом. Соответственно, анализу применения КГРП уделена небольшая часть работы, что вполне объективно.

В работе [13] предложены четыре варианта использования безлюдной технологии: отработка запасов, оставшихся в бортах; выемка угля из мало-мощных пластов, залегающих во вскрышной толще; применение КГРП как основного комплекса в течение всего срока службы разреза; использование комбайна, начиная с определенного момента. Указано, что в результате выполненных исследований предложена методика вычисления ширины целиков, позволяющая определить ее величину с учетом конкретных горно-геологических условий, однако сама методика не приводится [4].

Отработка нарушенных пластов угля имеет свою специфику. Одно из возможных решений этого вопроса, в частности, приведено в [14], где авторы предлагают способ разработки пологозалегающих пластов полезных ископаемых с применением КГРП в условиях непереходимых дизъюнктивных

нарушений. При выемке пласта, имеющего нарушение с большой вертикальной амплитудой (больше допустимой), предлагается использовать коробчатый многозвенный транспортер. Отмечается, что знание мест расположения и амплитуд дизъюнктивных геологических нарушений позволяет расположить очистные камеры параллельно таким нарушениям, что исключает необходимость перехода этих нарушений, и увеличить длину очистных камер. На наш взгляд, недостатком заявленного способа является то, что не всегда возможно разместить комплекс в нужном направлении, поскольку не учтена выдержанность пластов по простиранию и возможное изменение угла простирания и мощности пласта [4].

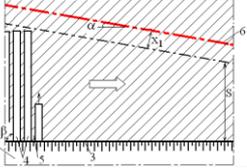
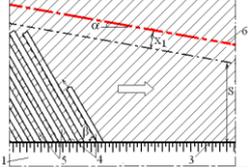
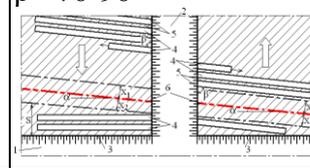
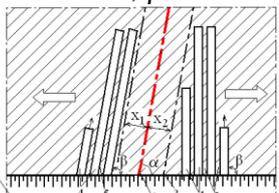
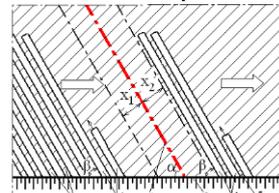
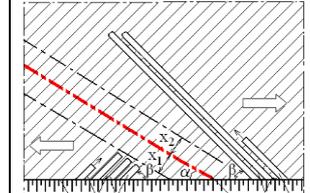
В [15] авторами выполнен ряд исследований по совершенствованию технологии разработки угольных пластов с использованием КГРП. Надо отметить, что здесь авторы уделяют основное внимание проблеме выемки пластов, нарушенных дизъюнктивными нарушениями с вертикальным смещением. С выводами о том, что определяющее отрицательное влияние на продолжительность простоев оказывают горно-геологические условия залегания пласта, следует согласиться. Авторы указывают, что с этим фактором связано, как непосредственно, так и косвенно, 80% и более случайных простоев КГРП от общего их количества. Кроме того, при отработке сложных участков суточный коэффициент машинного времени не превышал 0,25-0,37, что крайне снижало производительность комплекса. В итоге сделан вывод о том, что необходима разработка классификации непереходимых геологических нарушений и создание типовых схем развития горных работ для каждого класса таких нарушений [4].

В работе [16] приводятся результаты работы комплекса КГРП при работе в сложных горно-геологических условиях разреза «Талдинский». Подробно описана технология выемки пласта 67, дан анализ простоев комплекса по различным причинам, установлены основные из них. Как указывается в работе, причинами преждевременной остановки проходки камер являются: обрушение кровли камеры (52%), приток воды в камеру (36%), отказ

оборудования (6%), вертикальное смещение рабочего органа в камере (подработка кровли или почвы камеры — 5%) и др. (1%) [16]. Выявлено, что породы разреза имеют склонность к размоканию и потере связности, что приводит к появлению воды в камерах, которая, в свою очередь, возникает вследствие пересечения камерой границы депрессионной воронки, образовавшейся из-за выработанного пространства разреза. Сделаны некоторые выводы об области применения КГРП с точки зрения физико-механических свойств вмещающих пород, установлено, что применение комплекса позволит дополнительно добыть почти 400 тысяч тонн угля. Отмечено, что, по мнению автора, процессы затопления камеры и обрушения ее кровли являются взаимосвязанными [4].

В диссертационной работе Осминина Д. В. [4, 17], помимо всего остального, подробно изучаются причины простоев комплекса глубокой разработки пластов. Автором в целях оперативного выбора схемы развития горных работ относительно непереходимых геологических нарушений разработана классификация по характерным производственным ситуациям (таблица 1.1).

Таблица 1 Классификация непереходимых дизъюнктивных геологических нарушений и рекомендуемые схемы расположения очистных камер [17]

Тип непереходимого дизъюнктивного геологического нарушения	Рекомендуемые принципиальные схемы расположения камер относительно борта разреза и непереходимого дизъюнктивного геологического нарушения		
Дизъюнктивное геологическое нарушение не пересекает борт разреза	<p>Схема №1: $\alpha = 0-20^\circ$, $S_{\min} > 150 \text{ м}$, $\beta = 60-90^\circ$</p> 	<p>Схема №2: $\alpha = 0-20^\circ$, $S = 50-150 \text{ м}$, $\beta = 30-60^\circ$</p> 	<p>Схема №3: $\alpha = 0-20^\circ$, $S_{\max} \leq 50 \text{ м}$, $\beta = 70-90^\circ$</p> 
Дизъюнктивное геологическое нарушение пересекает борт разреза	<p>Схема №4: $\alpha = 70-90^\circ$, $\beta = 70-90^\circ$</p> 	<p>Схема №5: $\alpha = 30-70^\circ$, $\beta = 30-70^\circ$</p> 	<p>Схема №6: $\alpha = 20-30^\circ$, $\beta = 30-90^\circ$</p> 

Условные обозначения, принятые в таблице 1.1: 1 – рабочая площадка; 2 – дополнительная траншея; 3 – борт разреза; 4 – очистные камеры; 5 – межкамерные целики; 6 – геологическое нарушение; α – угол между трещиной разлома геологического нарушения и бортом разреза; S – расстояние от борта разреза до геологического нарушения, β – угол между очистной камерой и бортом разреза, \rightleftarrows направление развития фронта очистных работ.

Также Осминина Д. В. установлено, что одним из главных факторов снижения уровня эффективности использования оборудования является ранняя остановка добычных работ в камерах (рисунок 1.5) [4].

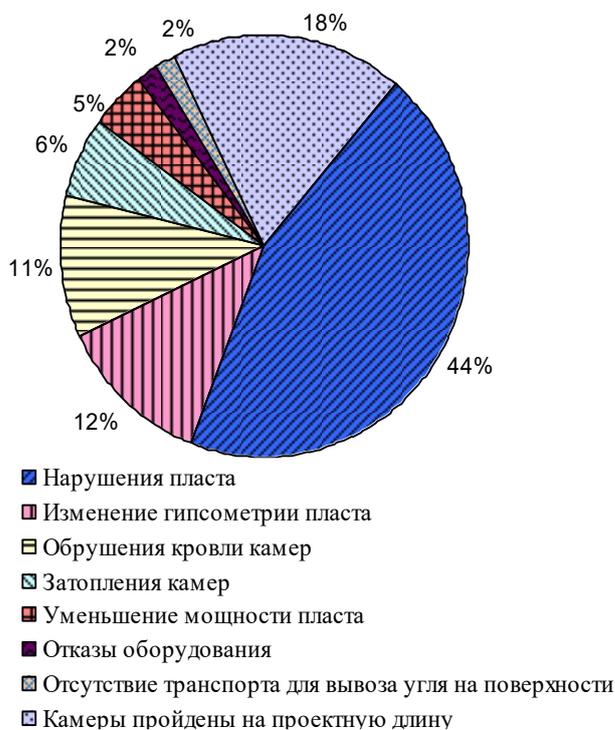


Рисунок 1.5 – Основные причины остановки добычных работ в камерах

Отмечается, что фактически достигаемые и расчетные, по техническим возможностям КГРП, показатели работы могут отличаться в несколько раз. При этом потери угля, связанные с ранним прекращением работ в очистных камерах (рисунок 1.6), сопоставимы с потерями в междукamerных и блоковых целиках и приводят к увеличению эксплуатационных потерь на 40-50%.

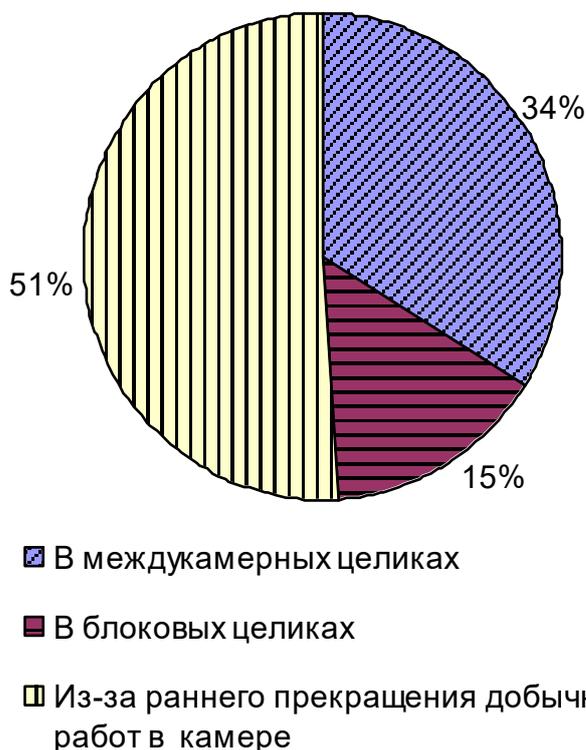


Рисунок 1.6 – Распределение потерь угля при ведении добычных работ комплексом глубокой разработки пластов

Установлены значения среднесуточных простоев КГРП [4] в зависимости от расстояния от борта разреза до непереходимого геологического нарушения (рисунок 1.7).

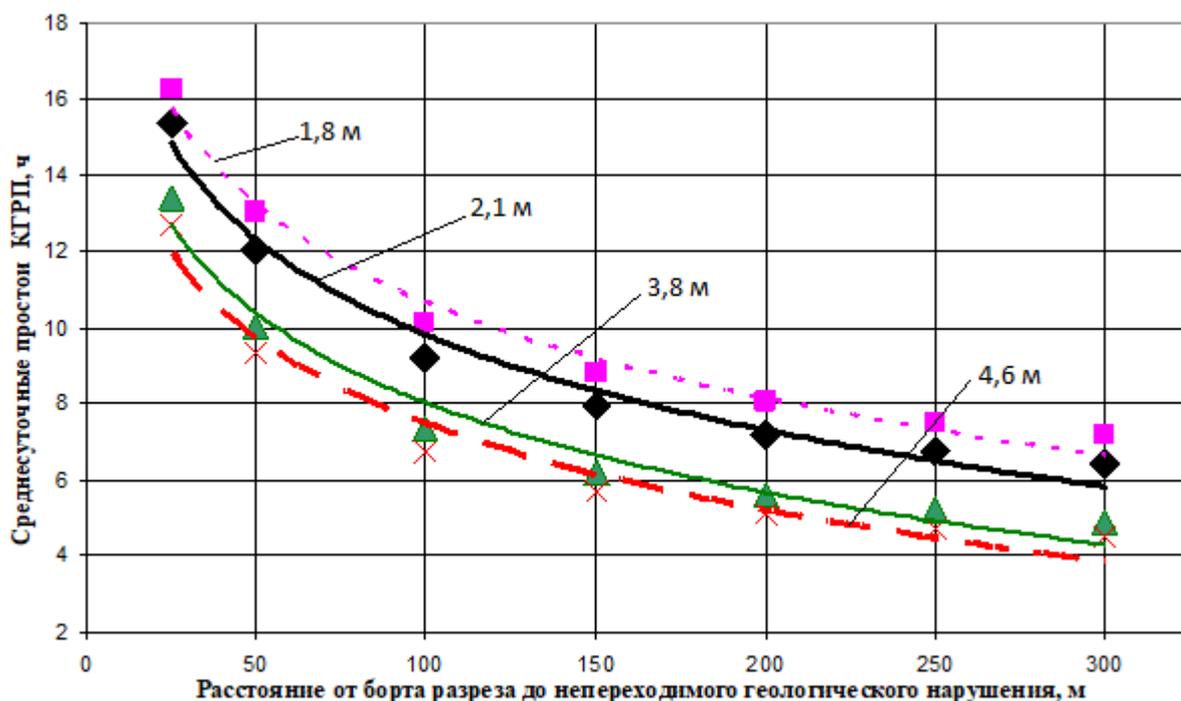


Рисунок 1.7 – Влияние непереходимых геологических нарушений на продолжительность простоев КГРП линии тренда (сверху вниз): мощность обрабатываемого пласта 1,8; 2,1; 3,8; 4,6 м [17].

Логично согласиться с данным выводом: при небольшом расстоянии от борта до нарушения комплекс будет иметь весьма малое время чистой работы по отношению к вспомогательным операциям; при большом расстоянии влияние наличия дизъюнктивного нарушения играет меньшую роль, поскольку время проходки будет превалировать над прочими операциями (рисунок 1.7). Также из рисунка следует, что время простоев будет снижаться с увеличением мощности обрабатываемого пласта [1].

Одним из важнейших выводов данной работы является следующее: при планировании очистных работ с использованием КГРП необходимо различать переходимые и непереходимые дизъюнктивные геологические нарушения. Предельные значения амплитуд вертикальных смещений пласта, при превышении которых геологическое нарушение следует относить к непереходимым, зависят от расстояния между геологическим нарушением и устьем очистной

камеры, максимально допустимого угла изгиба коробчатого многозвенного транспортера и минимальной вынимаемой мощности пласта при использовании КГРП [16].

Необходимо отметить крупномасштабный цикл работ, выполненных под руководством д.т.н. А.Г. Нецветаева, в частности, [19...26]. В этих статьях даны как подробные обзоры реального применения комплексов глубокой разработки пластов в России и за рубежом, так и приводятся сведения об использовании КГРП на действующих горных предприятиях Кузбасса – разрезах «Распадский» и «Южный» [4].

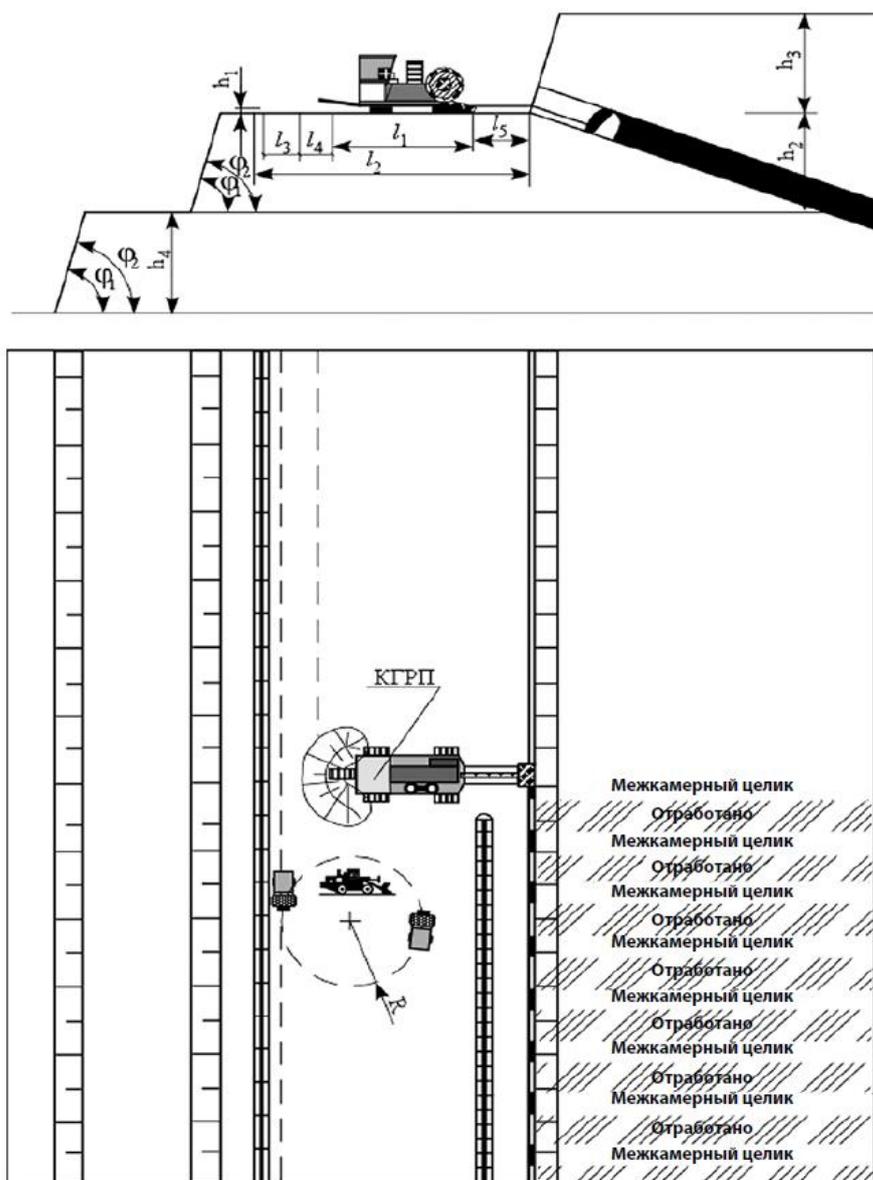


Рисунок 1.8 – Технологическая схема отработки пласта 67 (разрез «Талдинский») комплексом КГРП [25]

Кроме этого, обоснованы геомеханические параметры выемки угля с использованием КГРП; создан алгоритм расчета геомеханических параметров,

обеспечивающих безопасность технологии безлюдной добычи угля; представлен опыт управления горным давлением методом применения оптимальных технологических параметров, исследована динамика деструктивных процессов в кровли пласта при отработки его комплексом глубокой разработки пластов (КГРП). Также приводятся технологические схемы работы комплекса в реальных условиях (рисунок 1.8) [4].

В работах [4, 25] установлено, что к основным мерам по обеспечению безопасности относятся применение гибкого выбора технологических параметров для данной системы разработки и рационального способа управления горным давлением, проведение необходимых наблюдений за состоянием горного массива над выемочными камерами, составление постоянного оперативного прогноза состояния массива.

Также стоит упомянуть ряд работ [4, 27-35], в той или иной мере посвященных изучению проблем внедрения открыто-подземной геотехнологии с использованием КГРП, и связанного с этим комплекса различных вопросов.

1.2. Назначение и опыт использование КГРП

Кузбасс является одним из крупнейших угольных бассейнов Российской Федерации, поставляющим на российский и мировой рынок большую долю угля. В обстановке значительного объема поставок твердого топлива остается проблема добычи угля в зоне ранее отработанного угольного разреза, либо угольной шахты. Такие сложности имеют место в горной отрасли не только в Кузнецком бассейне, но и на других угольных месторождениях России и мира, что стало предметом для обсуждения и разработки технологий и механизированных комплексов, которые способны вести добычу из пластов в затрудненных горнотехнических условиях.

Согласно источникам [36...38] разработка и создание комплексов приобортовой добычи угля нового технологического уровня для зон отработанного разреза, началось в 1977 году. Развитие базировалось на технологии шнекобуровой выемки с применением комплексов и агрегатов для подземных условий, коснулось разработок различных схем транспортировки угля на поверхность,

обеспечивающих повышение технико-экономических показателей, чем достигались машинами шнекового бурения.

Известным комплексом является The Thin Seam Miner, разработчик тонких пластов (РТП) голландской фирмы «Dieseko» (1979) [38, 39]. В основе комплекса стояла концепция – «бурение-извлечение». Базовая комплектация включала следующие основные компоненты: рама, каркас системы с энергетическим модулем от дизельного привода, кабина оператора, два барабана с кабелями для подачи электроэнергии к двигателям режущего модуля (рисунок 1.9).

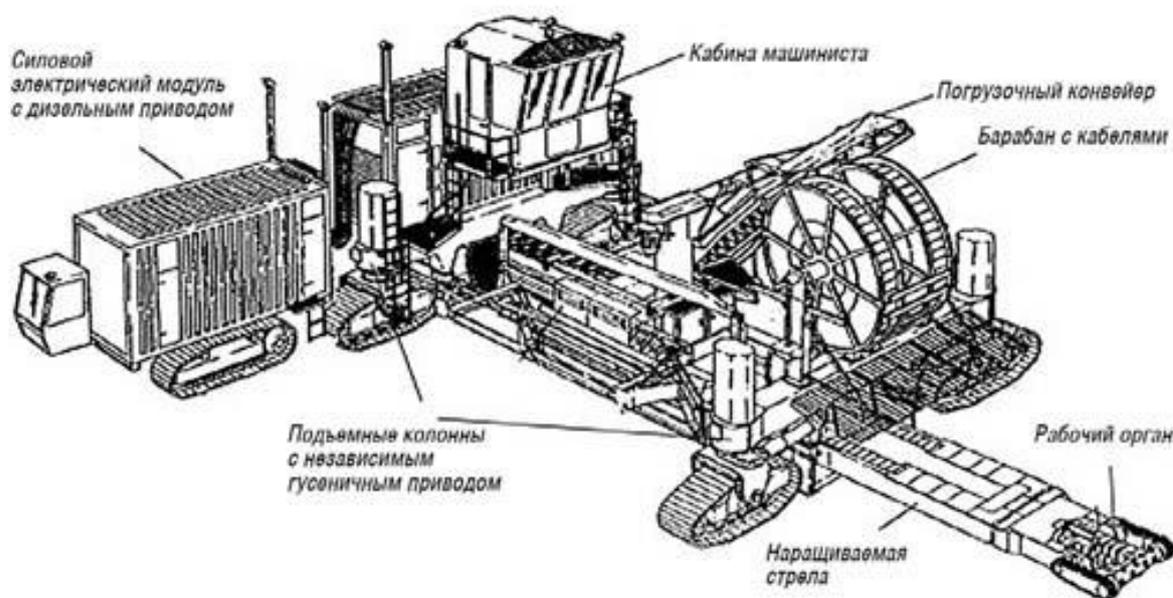


Рисунок 1.9 – Конструктивная схема комплекса The Thin Seam Miner компании «Dieseko»

Для подачи рабочего органа на угольный забой и возвращение его в исходное положение на несущей раме установлен механизм балки-толкателя с двумя гидроцилиндрами повышенной мощности и длиной по 6,1 м каждый, а также привод шнекового конвейера и загрузочное устройство шнекового конвейера.

Шнековый конвейер состоит из комплекта коробчатых секций длиной по 6,1 м каждая, внутри которых размещены два шнека вращающиеся в противоположных направлениях для транспортировки угля от исполнительного органа к разгрузочному устройству комплекса.

При сопоставлении с современными моделями комплекс РТП не был укомплектован подборщиком отбитого угля, гамма-датчиками определения поверхности раздела пустой породы и угля. Комплекс рассчитан на мощность выбуриваемого пласта не более 1,4 м с шириной захвата 2,9 м. Целики между смежными выработками составляли всего 0,8 м, а глубина выработок достигала 75 м. Рекламные проспекты компании «Dieseko» указывали, что производительность комплексов составляет 23 т/мин, а мощность отрабатываемых пластов от 0,94 до 4,1 м при длине выработок – до 180 м. Расчетный уровень извлечения запасов достигал 66%, который был выше уровня извлечения запасов шнекобуровыми машинами (50%) [40].

В 1981 году несколько комплексов РТП работало на разрезах в Западной Вирджинии. Неспособность комплекса извлекать уголь из глубины более 75 м и другие причины, связанные с конструктивными недоработками, привели компанию к реорганизации под именем Metec. Усовершенствованные комплексы были электрифицированы, режущие модули фирмы «Joу» позволяли вести работы в более мощных пластах. Глубина отработки достигла 183 м. Компанией Metec произведены значительные улучшения комплексов, но в начале 1990-х годов производство комплексов было прекращено [4].

В 1994 году компания Super Highwall Miner (SHM) получила права на технологию, оборудование. Опираясь на улучшения, сделанные Metec, SHM создали более совершенную модель комплекса – РТП-разработчик тонких пластов (рисунок 1.10) [4].



Рисунок 1.10 – Конструктивная схема комплекса SHM с вертикальной разгрузкой, модель 1995 г.

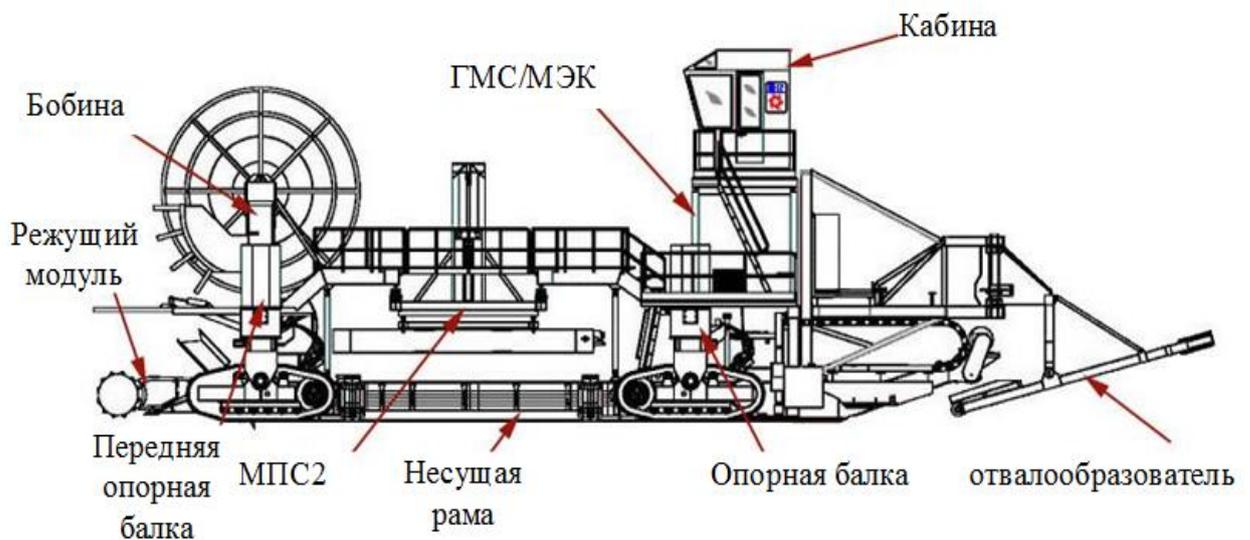


Рисунок 1.11 – Конструктивная схема комплекса SHM, модель 2002 года: ГМС/МЭК – гидравлическая маслосистема/плунжерный электронасос; МПС – механизированная система установки ставов (рештаков)

К началу 2000 года глубина выработок увеличилась до 305 м. Производство комплексов РТП располагалось в штате Западная Вирджиния, городе Беркли, Комплексы, которые осуществляли разгрузку полезного ископаемого через шнековую вертикальную колонну, а затем на короткий ленточный отвалообразователь выпускались с 1996 по 2002 год (под заводскими номерами 1–20) [39]. Шнековая колонна оснащалась одним разгрузочным шнеком и двумя подающими. Такое техническое решение отрицательно сказалось на производительности комплекса. Также отрицательную роль на производительность

комплекса и сыграл конструктивный недостаток загрузочного механизма для которого требовался очень высокий уровень точности в совмещении става и поворотной рамки относительно друг друга. Синхронизировать производительность разгрузочного модуля с подающими уголь из выработки шнеками ставов позволила замена шнековой колонны на конвейерную разгрузку через хвостовую часть комплекса. На рисунке 1.11 представлен комплекс РТП №21, который был выпущен в 2002 году [39].

В 2007 году компания TEREX приобрела компанию SHM и после реорганизации стала осуществлять свою деятельность под брендом TEREX-SHM. А затем в 2009 году компания BUCYRUS купила компанию TEREX-SHM и стала называться BUCYRUS-SHM. Далее в 2011 году корпорация CATERPILLAR приобрела компанию BUCYRUS-SHM и производить угледобывающие комплексы под брендом CAT-SHM [41].

Важно учесть, изначально конструктивные решения, применяемые на комплексах The Thin Seam Miner постоянно подвергались изменениям и продолжают модифицироваться, исходя из полученного производственного опыта (рисунок 1.12).



Рисунок 1.12 – Комплекс CAT-SHM модель 2011 года

Существенно, на совершенствование комплексов *CAT-SHM*, оказали следующие решения [39, 42...44]:

- горизонтальное расположение блока автоматизированного управления;
- новая конструкция соединения и крепления между собой секций шнекового конвейера;
- сертифицированные электрические соединения, возможность работы комплекса при частоте напряжения 50 Гц, против первоначальных 60 Гц, соответствующих стандарту напряжения США;
- разгрузка угля через хвостовой конвейерный отвалообразователь;
- механизированный загрузочный стол секций шнекового конвейера;
- автоматическая система навигации режущего органа (Through Fiber-Optic Gyro-FOG); и возможность управления режущим модулем в горизонтальной плоскости;
- генераторные установки собраны на основе дизельных двигателей CAT 3516. Комплексы CAT– SHM могут работать либо от дизельных генераторов, либо напрямую от электропитания 6,6 кВ, 50 Гц, 2250 кВА [39].

После внесения конструктивных изменений интерес к данной технике проявляют такие страны как Россия, Южная Африка, Китай, Австралия.

После того, как компания «Caterpillar» стала выпускать данную технику, комплексы стали модифицировать в соответствии со стандартами других стран. В Российской Федерации комплексы SHM, которые поставлялись с заводскими номерами 28, 29, 34, 57 и др. работают под брендом КГРП, что расшифровывается как, комплекс глубокой разработки пластов [4].

Сопоставительный анализ существующих комплексов показал, что для работы на угольных месторождениях российских регионов, в том числе Кузбасса, наиболее приемлемы комплексы глубокой разработки пластов (КГРП) «Superior Highwall Miners».

КГРП – это гибридная система, использующая в основном подземную технологию с открытой поверхностью зоны угольного разреза или специальной

разрезной траншеи. Эта система способна добывать запасы угля по более выгодной себестоимости и в более сжатые сроки, чем при традиционном способе добычи [44, 45], и находит все большее применение на разрезах Кузбасса.

В начале 2004 года в Кемеровскую область были поставлены 2 комплекса компании «Superior Highwall Miners», осуществляющих открыто-подземный способ добычи угля по безопасной технологии.

В настоящее время комплексы глубокой разработки пластов применяются на трех разрезах: «Восточный», «Ресурс», «Распадский угольный разрез».

Глубокое выбуривание пластов с применением КГРП представляет собой разновидность камерно-столбовой системы добычи угля. КГРП – высоко механизированный, самоходный высокопроизводительный угледобывающий комплекс, обеспечивающий полностью автоматизированную безлюдную выемку угля путем сооружения системы параллельных камер прямоугольного сечения с размерами по ширине 3,5 м и по высоте от 1,1 до 4,8 м, протяженностью до 300 м. Выемку можно осуществлять из подготовленной разрезной траншеи или полутраншеи, с уступа разреза, а также по контуру выходов пластов. Выемочный модуль КГРП представляет собой комбайн с телескопическим исполнительным органом, регулируемым по вертикале в пределах от 0,8 до 4,8 м, что позволяет реализовать выемку угля без нарушения природного ландшафта и большого объема вскрышных работ [4, 21].

Исполнительный орган КГРП состоит из режущих зубьев, которые располагаются на цилиндрическом барабане. Напорный механизм – толкатель с двумя гидравлическими цилиндрами обеспечивают необходимое усилие подачи исполнительного органа на забой, конструктивно объединяются с комбайном и расположены в центральной части комплекса. Упорные секции конвейера обеспечивают внедрение в пласт угля режущей головки. Секции наращиваются по мере углубления и образуют единый став. Режущая головка управляется дистанционно. Питатель с нагребными лапами направляет отбитый уголь на скребковый конвейер, который разгружает отбитую горную

массу на горизонтальные шнеки. Транспортная система выполнена в виде корбчатых секций длиной 6 метров с размещенными внутри двумя шнеками. Такая компоновка обеспечивает транспортировку добытого угля от забоя к устью и последующую отсыпку на рабочую площадку. Секции става имеют возможность перемещения друг относительно друга в вертикальном направлении в пределах $\pm 3^\circ$, что позволяет вести выемку в соответствии с гипсометрией вынимаемого пласта.

Комплексы находят применение на пластах малой мощности, где вскрышные работы малоэффективны. ООО «Инновационные Горные Технологии» применяет технологию добычи угля с использованием комплекса глубокой разработки пластов компании SUPERIOR HIGHWALL MINERS (CAT-SHM) [4].

В США эксплуатируется наибольшее количество КГРП (78 единиц): в штатах Западная Вирджиния, Вирджиния, Кентукки, Индиана и Огайо. Они работают в разных режимах и добывают 10 - 60 тысяч тонн в месяц, большое количество комплексов простаивает или работает неритмично. Это происходит по причине несвоевременной подготовки фронта для добычных работ. Самый производительный (комплекс №73) в среднем добывает порядка 600 тысяч тонн в год, работая низкопрофильным рабочим модулем на горизонтальном пласте мощностью 1,2 м при глубине отработки в 300 м.

За пределы США, не включая Россию, были поставлены:

– в Индию – два комплекса Viscurus -SHM- № 69, 74 из них № 69 успешно работает, а № 74 был запущен в работу в 2015 г.;

– в Индонезию – один комплекс Terex-SHM №62. К сожалению, этот комплекс был потерян при сходе грязевого потока с борта разреза в период сильных муссонных дождей и восстановлению не подлежит.

Всего, до конца 2014 г., было выпущено 85 комплексов, из них 84 комплекса изготавливались в городе Беркли, штат Западная Вирджиния, а начиная с № 85 комплексы стали производиться в городе Хьюстон, штат Пенсильвания на производственных мощностях компании Caterpillar (CAT).

1.3. Техническая характеристика, состав и сравнительный анализ моделей КГРП

Агрегат КГРП устанавливается на открытой площадке, которая образуется в результате извлечения вскрышных пород и угля по контору блока, предполагаемого к отработке с помощью данной системы. Минимально необходимая ширина рабочей площади составляет от 25,8 до 27,5 м при разных элементах системы разработки. Уголь от рабочего органа КГРП транспортируется по закрытым решатам с помощью расположенных в них шнеков [4, 47, 48].

На рисунке 1.11 представлена схема комплекса глубокой разработки пластов. В таблице 1.2 представлена техническая характеристики комплекса, а в таблице 1.3 внесены временные периоды операций данного комплекса.

Компания SHM на базе опыта предшественников и произведенных улучшений конструкции комплексов наладила прибыльное производство комплексов РТП в промышленных масштабах. Далее производство комплексов возглавил САТ-SHM с целью повышения капитализации предшествующих компаний [4].

Таблица 1.2 – Техническая характеристика КГРП

Показатели	Значение
Общая установленная мощность, кВт	1200
Длина машины, м	16,81
Ширина машины в режиме добычи, м	10,2
Максимальный угол подачи в забое, град	25
Максимальное понижение отработки пласта (0-25 град), м	0-11
Диаметр барабана режущего органа, мм>	910
Ширина реза, мм	3510
Высота реза, мм	
– минимальная	1100
– максимальная	4800
Длина камеры отработки пласта, м	300
Давление режущей головки, кгс/см ²	
– среднее	400
– максимальное (для отдельных вкраплений)	700
Уровень автоматического срабатывания датчиков метана, %	2

Таблица 1.3 – Временные периоды операций

Наименование	Единицы измерения.	КГРП
Время на установку (извлечение) одного става	мин	3
Время на переезд между камерами	мин.	46
Длина одного става	м	6
Время отработки камеры на один став	мин.	60
Общее время, приходящееся на 1 камеру	мин.	1080
Количество циклов на бурение 1 камеры	шт.	18
Количество угля, вынимаемое за один цикл	т	89
Коэффициенты, учитывающие:		
климатические условия		0,95
надежность работы оборудования		0,96
взрывные работы		1,00
орошение забоя		0,92
Рабочее время смены:		
продолжительность смены	мин.	480
подготовительно-заключительные операции	мин.	31
подчистка подъезда	мин.	10
отдых	мин	25
время на личные надобности	мин.	10
время чистой работы	мин.	404
Количество смен работы в сутках	шт.	3
Количество камер, выбуренных в смену	шт.	0,37
Среднее количество циклов в смену	шт.	6
Сменная производительность	т	596
Суточная производительность	т	1788
Годовая производительность	тыс.т	527

Хронология выглядит следующим образом:

1977-1983 гг. – Дайсеко, Голландия (убыточное производство);

1983-1994 гг. – Metec, США (убыточное производство);

1995-2007 гг. – SHM (начиная с № 1, прибыльное производство);

2007-2009 гг. – Terex-SHM (начиная с № 56, прибыльное производство);

2009-2011 гг. – Висyrus-SHM (начиная с № 69, прибыльное производство);
2011-н/в гг. – САТ-SHM (начиная с № 75 прибыльное производство).

По данным САТ, на начало 2015 г. в работе находится 67 комплексов, из них в США 63 комплекса. Кроме того, в США два комплекса были засыпаны при обрушении борта, один комплекс утоплен, остальные двенадцать комплексов стали «донорами» запасных частей для находящихся в работе комплексов. Оставшиеся семь комплексов были поставлены за рубеж, из них четыре комплекса находятся в работе. Объем угля, который добывается КГРП в США составляет более 30,0 млн. т/год [39].

1.4. Причины отказов рабочего оборудования КГРП при эксплуатации в условиях предприятия открытой добычи Кузбасса

В настоящее время большое распространение получает оборудование иностранного производства, которое, как правило, не приспособлено к жестким климатическим условиям эксплуатации, имеющим место на угольных предприятиях Сибири [4, 49, 50].

В этих условиях особо остро становятся вопросы технического обслуживания и ремонта этого оборудования [51, 52]. Это связано с тем, что изменяются подходы к эксплуатации горношахтного и горнотранспортного оборудования, усложняется сама техника и технологические процессы её эксплуатации, ужесточаются требования промышленной и экологической безопасности. Большое количество разнообразных узлов и агрегатов, входящих в состав этого оборудования, изначально имеют скрытый характер зарождения и развития неисправностей, что нередко становится причинами аварийных ситуаций, которые могут сопровождаться значительным экономическим и социальным ущербом, а также загрязнением окружающей среды [53]. Ряд аварий и техногенных катастроф различного масштаба последних лет заставляют по-новому переосмысливать требования к достоверности оценки текущего

состояния оборудования и определению его остаточного ресурса с учетом последних достижений науки в области технической диагностики [54, 55].

Метеорологические условия при открытых горных работах определяются особенностями климатогеографического района, находятся в прямой зависимости от времени года, суточной периодики и конкретных погодных условий. В зимнее время, на разрезах Сибири, температура воздуха может понижаться до $-(30...40)^{\circ}\text{C}$.

Высокая конкуренция предприятий угольной отрасли требует снижения себестоимости и повышения производительности угледобывающих комплексов, что служит основой для предъявления высоких требований к качеству конструкции горнодобывающего оборудования, одним из показателей которого является надежность.

О слабой приспособленности к работе в климатических условиях Кузбасса показывает опыт эксплуатации КГРП [4, 56].

Серьезной проблемой при работе комплекса при низких температурах является нарушение работоспособности его гидромеханических систем.

Одной из причин отказов в работе гидромеханического оборудования КГРП является изменение вязкости гидравлического масла при низких температурах (система смазки, гидравлические цилиндры, гидромоторы, гидравлические рукава, гидрораспределители и т.д.), так как большая часть приводов исполнительных механизмов расположена в зоне влияния зимних отрицательных температур (ниже -25°C).

Основными направлениями решения этой задачи являются [4, 57...64]:

- оценка влияние погодноклиматических условий эксплуатации КГРП на эксплуатационные показатели его надежности;
- распознавание технического состояния основных узлов и агрегатов КГРП методами функциональной диагностики;
- совершенствование гидромеханической системы КГРП для предотвращения замерзания рабочей жидкости;

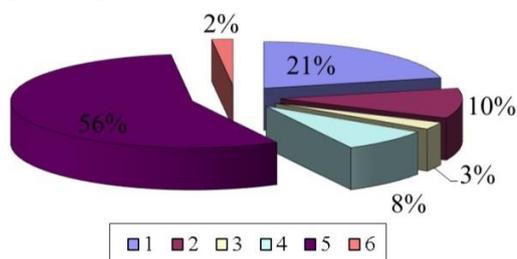
- повышение качества ремонта и ТО на основе системы профилактического обслуживания, базирующейся на результатах функциональной диагностики узлов и агрегатов КГРП [137-139].

В связи с вышеизложенным можно утверждать, что оценка технического состояния методами не разрушающего контроля нового технологического оборудования на горных предприятиях Кузбасса является актуальной научной задачей, для решения которой требуется разработка методики и средств диагностики угледобывающих комплексов, чему и посвящена настоящая работа [4].

Эффективная эксплуатация КГРП может быть достигнута при помощи оперативного определения изменений технического состояния объекта, что позволит снизить уровень внезапных отказов. Достижение высоких показателей эксплуатационной надежности возможно только при выполнении соответствующих организационных мероприятий по ремонту и техническому обслуживанию оборудования, находящегося в эксплуатации.

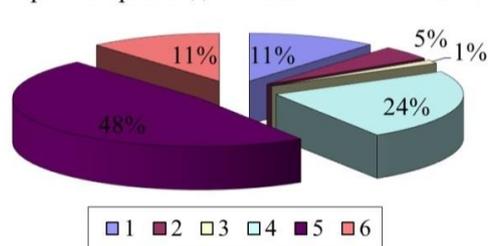
Хронометражными наблюдениями за работой КГРП №29 на ЗАО «Разрез» Распадский» в первый год эксплуатации было установлено, что лучшие показатели были достигнуты в июне месяце (рисунок 1.13а).

Диаграмма производительности КГРП №29 за июнь



а

Диаграмма производительности КГРП №29 обшая



б

Рисунок 1.13 – Показатели работы КГРП №29: (а) – лучший результат, (б) – в первый год эксплуатации

здесь 1 – время производительной работы; 2 – время вспомогательных операций; 3 – время технического обслуживания; 4 – время ремонта и наладки; 5 – время технологических простоев; 6 – время организационных простоев

При этом было установлено, что ежегодно в зимний период происходят технические неполадки, приводящие к нештатным остановам и потерям времени производительной работы (рисунок 1.13б) это обусловлено тем, что процесс зарождения дефектов металла в зимний период является структурно чувствительным.

Причины технических инцидентов, приводящие к остановам, и их продолжительность представлены в таблице 1.4 и на рисунке 1.14 (отказы за 2 года эксплуатации комплексов №28 и №29).

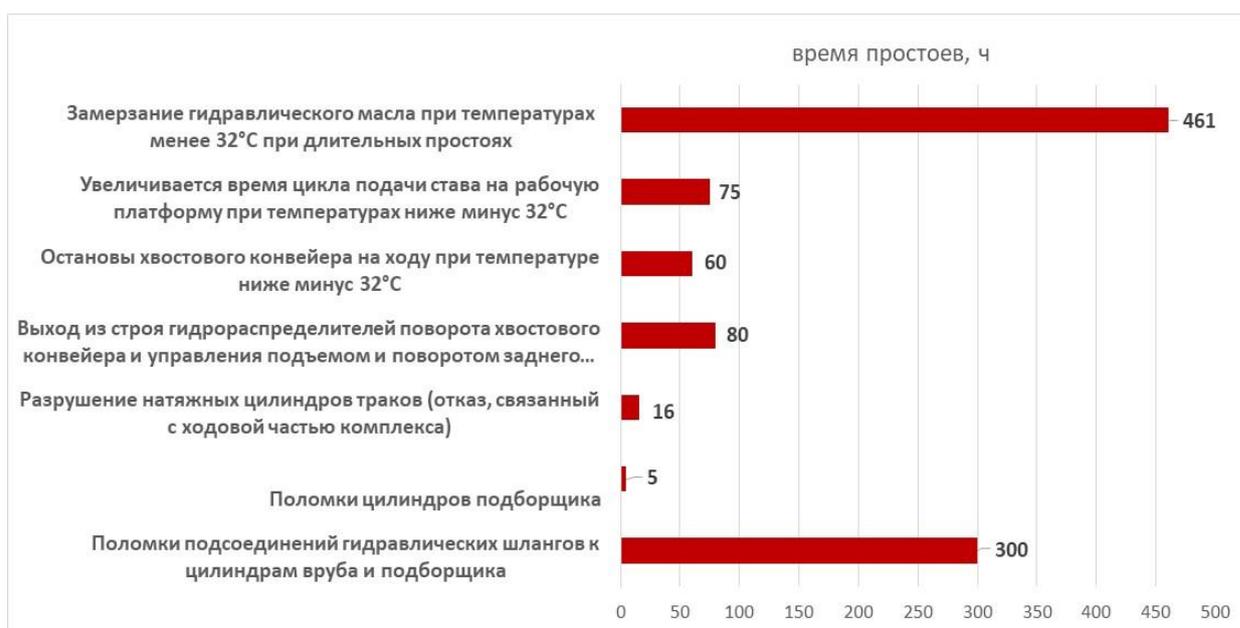


Рисунок 1.14 – Продолжительность простоев КГРП, связанных с ликвидацией отказов

Из анализа продолжительности простоев КГРП, приведенных на рисунке 1.14, следует, что наибольшая их продолжительность простоев связана не только с повышением вязкости гидравлического масла от значительного понижения температуры, но и от продолжительности простоев по техническим причинам (см. таблицу 1.3). При этом коэффициент технического использования КГРП снижается практически в 2 раза с $K_{ТИ} = 0,6$ (июнь месяц) до величины $K_{ТИ} = 0,3$ (среднегодовое значение). Представленные данные свидетельствуют о том, что вопросу поддержания постоянной регламентируемой температуры гидравлического масла в диапазоне наружных температур от -40 до $+55^{\circ}\text{C}$ необходимо уделять особое внимание.

Таблица 1.3 – Статистика причин отказов в работе КГРП

№ п/п	Причины и следствия отказов и нештатных ситуаций при работе КГРП за ЗАО «Разрез «Распадский»						
	Поломки подсоединений гидравлических шлангов к цилиндрам вруба и подборщика	Поломки цилиндров подборщика	Разрушение натяжных цилиндров траков (отказ, связанный с ходовой частью комплекса)	Выход из строя гидрораспределителей поворота хвостового конвейера и управления подъемом и поворотом заднего правого трака	Остановы хвостового конвейера на ходу при температуре ниже минус 32° С	Увеличивается цикл подачи става на рабочую платформу при температурах ниже минус 32° С	Замерзание гидравлического масла при температурах менее 32° С при длительном простое при отказах п/п 3-7
1	31 простой (2,5...6 ч. каждый)	4 случая/ (2...3 ч. каждый).	1 случай (8 ч.)	5 запусков в условиях низких температур/ (8 ч. каждый)	7 остановов/ (6 ч. каждый)	14/(3/4 ч. каждый)	186+2,67+ 8+40+42 = 278,67 ч.
2	19 простоев (2,5...6 ч. каждый)	3 случая/ (2...3 ч. каждый).	1 случай (8 ч.)	5 запусков в условиях низких температур/ (8 ч. каждый)	3 останова/ (6 ч. каждый)	7/(3/4 ч. каждый)	114+2,33+8+40+18 = 182,33 ч.

1.5. Основные итоги и выводы

На основании проведенного анализа статистического материала можно сделать вывод, что в нашей стране и за рубежом успешно используются установки КГРП «Superior Highwall Miners». Показана возможность эффективной и экономически рентабельной разработки угольных пластов с применением данной технологии. При использовании КГРП не требуется присутствия людей в очистном забое, что является свидетельством того, что переход на технологию «безлюдной» добычи угля является достаточно эффективным для всех стран мира, имеющих запасы твердого топлива.

Сравнивая конструктивные особенности КГРП №№ 28, 29, 57 и анализируя возникающие отказы во время эксплуатации можно, утверждать, что для повышения эффективности эксплуатации данного типа оборудования необходимо разработать методику и средства мониторинга технического состояния основных узлов и агрегатов КГРП для обеспечения эффективной эксплуатации в условиях низких температур, а также средства адаптации гидравлической системы к низким температурам в зимний период.

Для этого необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ отказов оборудования КГРП и причин их возникновения при эксплуатации на угольных разрезах.
2. Определить допустимые значения уровня вибрации в основных узлах и агрегатах КГРП и частотные диапазоны спектральных масок для организации мониторинга технического состояния.
3. Оценить особенности эксплуатации КГРП в условиях низких температур, предложить решения, направленные на снижение уровня отказов гидравлической системы КГРП.
4. Разработать методику диагностирования главных приводов комплексов горных типа КГРП в процессе их эксплуатации на угольных разрезах и провести ее промышленную апробацию.

ГЛАВА 2. МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КГРП (SHM) ПО УРОВНЮ ВИБРАЦИИ И СПЕКТРАЛЬНЫМ ОПОРНЫМ МАСКАМ

2.1. Методы технического обслуживания и ремонта технологического оборудования

Эксплуатационные затраты являются одной из наиболее регулируемых расходных статей предприятия, и снижение эксплуатационных затрат в итоге повышает производительность. Последствия нестабильной работы оборудования проявляются в срыве производственной программы, ухудшении качества и, что самое важное, уменьшении прибыли. Важнейшим резервом снижения эксплуатационных затрат, обеспечения безопасности персонала и сохранности оборудования является совершенствование методов технического обслуживания и ремонта технологического оборудования [63].

Применяемые в настоящее время методы технического обслуживания оборудования можно классифицировать следующим образом [54, 65...70].

Реактивное (реагирующее) техническое обслуживание – такой метод обслуживания, при котором ремонт или замена оборудования производится только в том случае, когда оно выходит из строя или вырабатывает свой ресурс. Реактивное (реагирующее) обслуживание имеет следующие недостатки: возможность внеплановых простоев из-за внезапных отказов оборудования и дорогостоящий и продолжительный ремонт из-за серьезности и обширности дефектов [63].

Планово-предупредительное техническое обслуживание (ППР) – это метод обслуживания, основой которого является плановое периодическое проведение профилактических работ оборудования, т.е. составление и соблюдение календарного графика выполнения через строго определенные интервалы времени работ по профилактическому ремонту (текущему, среднему или капитальному). Достоинством такого метода, по сравнению с реактивным

обслуживанием, является резкое снижение вероятности внезапного отказа оборудования.

Цель системы ППР состоит в исключении отказов оборудования и непредвиденных расходов путем планирования и проведения технического обслуживания ранее момента вероятного среднестатистического отказа [63].

Базисом деятельности служит обычно 52-недельный план-график технического обслуживания. Достоинством планово-профилактического обслуживания является то, что оно обеспечивает более высокий уровень управления обслуживанием, выходящий за рамки реактивного обслуживания.

Система ППР имеет и недостатки, поскольку зачастую выполняются ремонты фактически исправного оборудования, вследствие чего растут эксплуатационные издержки производства.

Профилактическое обслуживание (ПО) по фактическому техническому состоянию – этот метод обслуживания основан на выявлении фактического технического состояния агрегата путем измерения ряда его технических параметров и анализе изменений контролируемых параметров. Достоинствами такого метода обслуживания являются минимизация ремонтных работ и увеличение на 25...40 % межремонтного ресурса по сравнению с ППР. Недостатком такого вида обслуживания может быть ситуация, когда необходимость в проведении ремонтных работ на нескольких агрегатах одновременно превысит возможности ремонтной службы [63].

Профилактическое (упреждающее) обслуживание по фактическому техническому состоянию (ПО) – основная идея обслуживания по фактическому техническому состоянию состоит в устранении отказов оборудования путем применения методов распознавания технического состояния оборудования по совокупности его виброакустических характеристик, выявления имеющихся или развивающихся дефектов и определения оптимальных сроков проведения ремонтных работ.

Обслуживание по фактическому техническому состоянию имеет ряд преимуществ по сравнению с ППР:

– наличие постоянной информации о состоянии агрегатов, охваченных мониторингом (вибродиагностика позволяет определять проблемное и нормальное оборудование), позволяет планировать и выполнять техническое обслуживание и ремонт без остановки производства и практически исключить отказы (внеплановые остановки) оборудования;

– посредством внедрения ПО можно добиться увеличения эффективности производства от 2 до 10% за счет прогнозирования и планирования объемов технического обслуживания и ремонта проблемного оборудования, снижения расходов по техническому обслуживанию (увеличение межремонтного интервала) нормального оборудования;

– внеплановый объем работ, вызванный чрезвычайными ситуациями, обычно составляет менее 5% от общего объема работ, а время простоя оборудования – не более 3% от времени, затраченного на техническое обслуживание: опыт показывает, что типичные расходы на ремонт при аварийных отказах оборудования в среднем в 10 раз превышают стоимость ремонта при вовремя обнаруженном дефекте;

– обеспечивается более эффективное ремонтное обслуживание за счет послеремонтного вибрационного обследования: опыт показывает, что от 2 до 10% новых деталей имеют дефекты изготовления, которые могут привести к быстрому выходу замененной детали из строя и/или отказу оборудования, а также вызвать повреждение других нормально функционировавших деталей. Дефектная деталь или нарушения технологии сборки в ряде случаев могут быть обнаружены в процессе проведения виброиспытаний после ремонта;

– возможно более эффективное планирование распределения обслуживающего персонала, запасных частей, инструмента и др., а также сокращение резервного оборудования;

– повышается качество продукции, которое в ряде случаев определяется воздействием со стороны оборудования, имеющего механические дефекты. Мониторинг технического состояния и упреждающий ремонт позволяют не допускать такого изменения технического состояния оборудования, которое

может привести к браку, поскольку ремонт может быть произведен до того, как будет поставлено под угрозу качество продукта;

– улучшаются условия охраны труда, поскольку проведение ремонтных работ в чрезвычайной обстановке внезапного отказа и опасности внеплановой остановки производства приводит к повышению травматизма;

– экономятся энергоресурсы, т.к. устранение источников повышенной вибрации в некоторых случаях приводит к снижению удельных затрат энергии на 1...15 %.

Основой обслуживания по фактическому техническому состоянию является вибромониторинг оборудования. Затраты на вибромониторинг и вибродиагностику, в случае добросовестного, обоснованного и систематического применения, обычно окупаются за 2...6 месяцев использования. Если предприятие обладает достаточно обширным парком оборудования, то, как правило, сначала группа технической диагностики состоит из одного или двух специалистов, а плановые обследования распространяются только на самые ответственные и крупные агрегаты. Но спустя год или более, по мере нарастания экономического или технического эффекта от внедрения методики, а также приобретения положительного опыта от реализации программы ПО, парк диагностируемого оборудования расширяется и на вспомогательное, именно на котором вибромониторинг и вибродиагностика наиболее эффективны.

Анализ эксплуатационных расходов показывает, что переход от реактивного обслуживания одного и того же парка оборудования к ППР приводит к снижению затрат в 1,5 раза, а к ПО – почти в два раза, что видно из анализа данных, приведенных на рисунке 2.1 [65, 68].

Обслуживание оборудования по фактическому техническому состоянию базируется на применении ряда методов технической диагностики и распознавания технических состояний, которые в сочетании позволяют определять большую часть различных дефектов, возникающих в технологическом оборудовании предприятия.

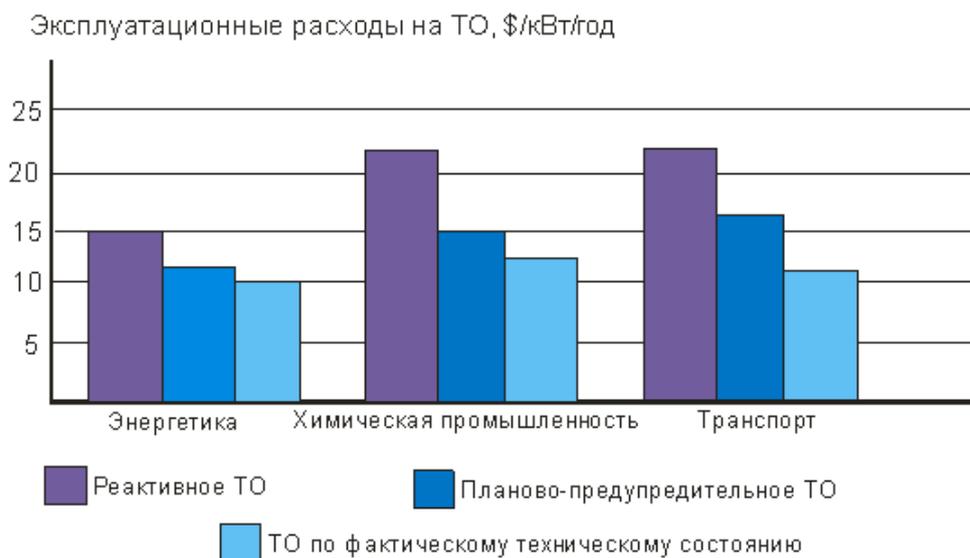


Рисунок 2.1 – Удельные эксплуатационные расходы на содержание основного оборудования для некоторых отраслей промышленности

Ниже представлен список наиболее распространенных методов технической диагностики и распознавания технических состояний оборудования, применяемых при ПО.

- вибродиагностика и вибромониторинг;
- акустико-эмиссионная диагностика;
- трибодиагностика (анализ качества смазки и выявление частиц износа);
- тепловидение и термография;
- анализ токов и электроимпульсное тестирование;
- аэроультразвуковой контроль утечек (вакуумные утечки);
- ультразвуковая дефектоскопия;
- параметрическая диагностика технологического процесса.

Активное техническое обслуживание (АО) – подход, направленный на снижение общего объема требуемого технического обслуживания и максимизацию срока службы оборудования путем систематического устранения источников дефектов, приводящих к преждевременному выходу оборудования из строя.

Идея активного технического обслуживания оборудования заключается в обеспечении максимально возможного межремонтного срока эксплуатации

оборудования за счет применения современных технологий обнаружения и подавления источников отказов.

Основой активного технического обслуживания являются:

- идентификация и устранение источников повторяющихся проблем, приводящих к сокращению межремонтного срока;
- устранение или значительное снижение факторов, отрицательно влияющих на межремонтный интервал или срок эксплуатации оборудования;
- распознавание состояния нового и восстановленного оборудования с целью проверки отсутствия признаков дефектов, уменьшающих межремонтный период;
- увеличение межремонтного интервала и срока эксплуатации оборудования за счет проведения монтажных, наладочных и ремонтных работ в точном соответствии с техническими условиями и регламентом.

Активное техническое обслуживание оборудования базируется на применении нескольких составляющих, сочетание которых дает максимальный эффект.

Неукоснительное соблюдение требований технических условий при монтаже и ремонте агрегата и исследование вибрации при выводе из ремонта могут значительно продлить последующий межремонтный интервал.

Оценка технического состояния агрегата после ремонта – важнейший этап проведения контроля технического состояния – проверка исправности всего агрегата при выводе его из монтажа или ремонта. Статистика показывает, что примерно в 20% случаев монтаж и ремонт производятся с нарушением требований технических условий, что приводит к сокращению межремонтного пробега оборудования.

2.2. Оценка технического состояния оборудования по общему уровню вибрации

Исследования показали, что при мониторинге технического состояния оборудования используются многочисленные стандарты, в основе которых лежит нормирование вибрации в зависимости от мощности агрегата, массы и (или) определенных частот вращения ротора агрегата, а также высоты оси вращения ротора и др. [71...74].

В общем случае оценка состояния агрегата проводится путем совместного учета всех вредных последствий, вызываемых вибрацией. При разработке норм эксплуатационного контроля вибрации в качестве критерия используют один из кинематических параметров (виброускорение, виброскорость или виброперемещение), по которому оценивают техническое состояние агрегата.

Главные алгоритмы оценки состояния оборудования, продаваемого на рынке программного обеспечения, распознают техническое состояние по общему уровню вибрации при широкополосном измерении (наиболее употребим), по вибрации в сравнительно узкой полосе частот или по огибающей спектра.

Успех любой системы вибромониторинга в основном зависит от методов оценки состояния агрегата, т.е. способов определения допустимых значений вибрации и параметров анализа вибрации, интегрированных в анализирующее программное обеспечение.

Разработанные международные (VDI 2056, ISO 2372, ISO 3945, ISO 10816 и др.) и российские стандарты и нормативно-методические рекомендации на предельные уровни вибрации основаны на допущении, что подобные по мощности, высоте оси вращения, частоте вращения ротора, способам установки, условиям монтажа и эксплуатации агрегаты имеют примерно одинаковые допустимые значения вибрации при достижении предельного состояния.

Ниже будут рассмотрены различные стандарты, применяемые к разным типам оборудования.

Для предприятий Министерства химической и нефтеперерабатывающей промышленности соответствует классификация ISO 2372, оценки соответствия приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Оценка технического состояния оборудования

Уровень вибрации V_e , мм/с	Паровая турбина	Электропривод	Мульти-пликатор	Компрессор
<1,8	Хорошо	Хорошо	Хорошо	Хорошо
1,8 ... 2,8	Удовлетворительно			Удовлетворительно
2,8 ... 4,5	Допустимо	Удовлетворительно	Удовлетворительно	Допустимо
4,5 ... 7,1	Предельно допустимо	Допустимо	Допустимо	
7,1 ... 11,2	Недопустимо	Предельно допустимо	Предельно допустимо	Предельно допустимо
>11,2		Недопустимо	Недопустимо	Недопустимо

В ISO 2372 принята следующая система оценок (в последующем принята и в отечественных ГОСТах):

хорошо – сборка узлов машинного агрегата оптимальна, вероятность появления дефектов на протяжении длительной эксплуатации минимальна;

удовлетворительно – сборка узлов обеспечивает минимальную вероятность появления эксплуатационных дефектов на протяжении межремонтного пробега;

допустимо – повышенная вероятность преждевременного выхода узла из строя, машинный агрегат требует ремонта, повышенный уровень механических колебаний должен быть устранен;

недопустимо – дальнейшая эксплуатация может привести к аварийному отказу машинного агрегата;

допустимо после ремонта (вводится в отечественных стандартах) – предельное значение интенсивности вибрации при приемочных испытаниях после ремонта.

При оценке вибрации агрегатов с вращающимся ротором в качестве нормируемых параметров в большинстве случаев устанавливается один из следующих:

- среднеквадратическое значение виброскорости, V_e , мм/с;
- среднеквадратическое значение виброскорости в октавной полосе частот, включающей в себя частоту вращения ротора, V_{eo} , мм/с;
- среднеквадратическое значение виброскорости на элементах крепления агрегата к фундаменту на месте установки, V_{ef} , мм/с;
- пиковое значение (размах) виброперемещения, S , мкм.

В соответствии с Российским стандартом оценка интенсивности вибрации при приемо-сдаточных, периодических, квалификационных, типовых и приемочных испытаниях машин электрических с частотой вращения ротора 3000 об/мин и массой ротора до 2000 кг должна соответствовать величинам, указанным в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Оценка технического состояния оборудования

Нормируемые параметры вибрации	Срок эксплуатации неограничен	Ограниченный срок эксплуатации	Эксплуатация недопустима
СКЗ виброскорости V_e , мм/с	< 4,5	4,5...7,1	> 7,1
СКЗ виброскорости V_{eo} , мм/с	< 3,3	3,3...5,2	> 5,2
СКЗ виброскорости V_{ef} , мм/с	-	-	> 2,0

Другой стандарт на машины электрические вращающиеся с высотой оси вращения свыше 355 мм (методы измерения и допустимые значения) при приемо-сдаточных, периодических, квалификационных, типовых и приемочных испытаниях регламентирует определять:

- для электрических машин с частотой вращения 600 об/мин и выше среднее квадратическое значение виброскорости опор подшипников;
- для электрических машин с частотой вращения менее 600 об/мин пиковое значение виброперемещения, допустимые значения которых приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Предельно допустимые уровни виброскорости V_e

Частота вращения, об/мин	Среднее квадратическое значение виброскорости V_e , мм/с	
	Способ установки	
	Упругая подвеска	Жесткое закрепление
От 600 до 1800	2,8	2,8
Свыше 1800 до 3600	4,5	2,8
Для осевой оставляющей вибрации подшипников, не являющихся упорными	4,5	4,5
Допустимое значение виброскорости сердечника статора	4,5	4,5
Пиковое значение виброперемещения опор подшипников S , мкм		
Менее 600	50	50

Оценку технического состояния электроприводов центробежных насосных агрегатов по интенсивности абсолютной вибрации следует определять в соответствии с нормами, приведенными в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Оценка технического состояния оборудования

Уровень вибрации V_e , мм/с	Высота оси вращения электродвигателя H , мм		
	$80 < H \leq 132$	$132 < H \leq 225$	$225 < H \leq 400$
<1,8	Допустимо после ремонта	Допустимо после ремонта	Допустимо после ремонта
1,8 ... 2,8	Удовлетворительно		
2,8 ... 4,5	Допустимо	Удовлетворительно	
4,5 ... 7,1	Предельно допустимо	Допустимо	Удовлетвори- тельно
7,1 ... 11,2	Недопустимо	Предельно допустимо	Допустимо
11,2 ... 18,0		Недопустимо	Предельно допустимо
>18,0			Недопустимо

Оценку технического состояния этих же насосных агрегатов в зависимости от мощности установленного привода следует определять в соответствии с таблицей 2.5.

Таблица 2.5 – Оценка технического состояния оборудования

Уровень вибрации V_e , мм/с	Потребляемая мощность N , кВт		
	$50 \leq N$	$50 < N \leq 200$	$200 < N$
$\leq 1,2$	Хорошо	Хорошо	Хорошо
1,2 ... 1,8	Допустимо после ремонта		
1,8 ... 2,8	Удовлетворительно		
2,8 ... 4,6	Допустимо	Удовлетворительно	Допустимо после ремонта
4,6 ... 6,3	Предельно допустимо	Допустимо	Удовлетворительно
6,3 ... 8,2	Недопустимо	Предельно допустимо	Допустимо
8,2 ... 10,5		Недопустимо	Предельно допустимо
$> 10,5$			Недопустимо

Оценка состояния оборудования по пиковому или среднеквадратическому значению виброскорости (виброперемещения) во всем частотном диапазоне измерений имеет три существенных недостатка:

- никак не могут быть учтены вибрационные проявления технологических и режимных отклонений при эксплуатации оборудования;
- уровень вибрации обычно определяется в фиксированной полосе частот (для большинства виброметров по рекомендации ISO 2372 в полосе от 10 Гц до 1 кГц), что иногда в принципе не может обеспечить достаточно высокую степень чувствительности параметра на начальной стадии развития дефекта;
- допустимые (предельные) значения вибрации обычно определяются на основе статистического анализа вибросостояния групп оборудования или однотипных агрегатов при нормальных эксплуатационных условиях и установлены одинаковыми для всего класса подобных агрегатов, в то время как, за

счет различия конструкционных передаточных функций, одинаковые дефекты даже на однотипных машинах могут возбуждать на корпусе и подшипниках колебания, уровни которых могут различаться на два порядка (~на 40 дБ).

Изначально, при первичных обследованиях КГРП, оценка технического состояния проводилась автором в условиях ЗАО «Разрез Распадский» в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ ISO 10816-1-97 «Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях» и ГОСТ 12.1.012-94. Классификация технического состояния механического оборудования произведена в соответствии с таблицей 2.6.

Таблица 2.6. – Оценка технического состояния узлов и агрегатов КГРП

Уровень вибрации V_e , мм/с	Оценка технического состояния
<1,8	Хорошо
1,8 ... 4,5	Удовлетворительно
4,5 ... 11,2	Допустимо
$\geq 11,2$	Недопустимо

Однако самым важным недостатком оценки состояния оборудования по общему уровню вибрации является то, что он практически нечувствителен к изменениям сравнительно низкоуровневых частотных составляющих (составляющих с малыми энергиями в колебательном процессе) вибросигнала, характерных, например, для ряда зарождающихся и развивающихся дефектов подшипников качения, зубчатых передач, электрических и ряда других дефектов [61, 65, 67, 70, 75, 76].

Если оценка состояния агрегата по общему уровню вибрации нацелена на детектирование высокоэнергетических развитых дефектов, таких как нарушение центровки или дисбаланс, значительные изменения амплитуды вибрации на частотах с низкими энергетическими уровнями будут недостаточны для срабатывания детектора тревоги по общему уровню.

Вышеизложенное позволяет сделать вывод о невысокой степени достоверности распознавания состояния агрегатов только по общему уровню вибрации.

При использовании современных цифровых виброанализаторов возможен мониторинг состояния оборудования по уровню вибрации в частотных полосах произвольно заданной ширины с установкой индивидуальных допустимых значений вибрации для каждой измерительной точки конкретного агрегата.

2.3. Оценка технического состояния по спектральным опорным маскам узлов и агрегатов КГРП

Методический подход определения неисправностей и зарождающихся дефектов методом спектральных опорных масок позволяет самостоятельно задавать диапазоны частотных полос и диапазон предельных значений измеряемого параметра, значения которого будут сравниваться с фактическими. Фактическое значение измеряемого параметра сравнивается с опорным значением и дает информацию об изменении технического состояния в контролируемом узле [77...79].

Ряд методов вибродиагностики основан на том, что определенные механические дефекты по мере развития генерируют вибрацию в определенных частотных полосах с определенным соотношением величин параметров. Таким образом, производя разбиение частотного диапазона измерений на сравнительно узкие, возможно перекрывающиеся, частотные полосы и применяя индивидуальные для каждой полосы допустимые значения и критерии, можно распознавать появление ряда зарождающихся дефектов [80, 81].

Определение технического состояния по спектральным опорным маскам позволяет определять дефекты в различных диапазонах:

- $(0,5...2,5) \times f_r$ – для обнаружения дисбаланса и расцентровки;
- $(7,5...15,5) \times f_r$ – для обнаружения дефектов в подшипниках качения;
- $(2,5...10,5) \times f_r$ – для предупреждения о нарушениях жесткости;
- $(0,1...0,9) \times f_r$ – для обнаружения дефектов масляного клина подшипников скольжения;

– $(z \pm 1) \times f_r$ – для распознавания дефектов зубчатых муфт и зубчатых передач и т.д.

Для определения допустимого уровня вибрации в рассматриваемых частотных диапазонах необходимо воспользоваться понятием «нормального» состояния оборудования комплексов горных типа КГРП – когда в качестве критериев «нормального» состояния принимались среднестатистические величины контролируемых параметров заведомо работоспособного агрегата, полученные при обработке результатов нескольких периодических измерений после его приработки (рисунок 2.2).

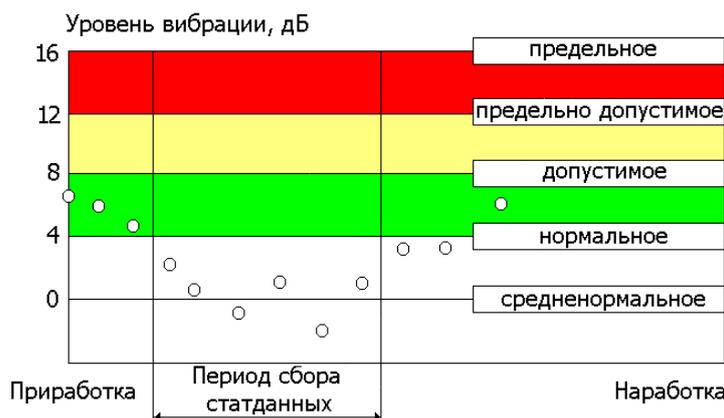


Рисунок 2.2 – Схема сбора данных для расчета средненормального уровня вибрации и допустимых значений вибрации различных состояний

Большинство стандартов, регламентирующих допустимые значения вибрации, основано на статистической обработке достаточно большого количества данных по самым разнообразным типам оборудования различными исследовательскими группами. При этом в них определена схожая градация по классам состояния на основе градации уровней на 4, 8, ... дБ (соответственно, примерно в 1,6; 2,5; ... раза). Эти относительные величины и принято использовать в качестве разделительных границ для оценок технического состояния оборудования по параметрам вибрации [65, 66, 80, 81].

В первую очередь из данных, предназначенных для анализа, были исключены вызывающие сомнение в их достоверности. При анализе массива экспериментального материала было установлено, что статистические данные с 80% доверительной вероятностью подчиняются нормальному закону распределения [82].

Для проверки однородности выборки, характеризующей достоверность статистических выводов, и исключения из дальнейшей обработки резко отклоняющихся значений, связанных с ненормальной работой агрегатов, целесообразно использовать критерий грубых ошибок наблюдений при допущении, что полученный экспериментальный ряд значений вибрации (выборка) подчиняется нормальному закону распределения [83...85]

$$X_{np} = X_m + S q_{q,n} \quad (2.1)$$

где X_m – среднее арифметическое результатов измерений; S – оценка среднеквадратического отклонения результатов измерений; $q_{q,n}$ – квантиль распределения величины, взятый из таблиц для уровня 99% ($q_{q,n}=3$).

Все спектры, полученные в одноименных измерительных точках, рассматривались в частотном диапазоне, содержащем до 40-й гармоники частоты вращения ротора, для определения зон наибольшей гармонической активности. Было подтверждено, что с увеличением номера гармоники амплитудная активность уменьшается.

Показатели вибрации были проанализированы отдельно по каждому узлу (электродвигателю, насосу, мультипликатору, компрессору, вентилятору) и направлению измерения (вертикальному, поперечному и осевому).

С точки зрения диагностики очевидно, что оптимальное состояние при эксплуатации агрегатов – это отсутствие вибрации опор подшипников, точнее требование, чтобы их уровень был ниже порога чувствительности средств измерений. Однако при установлении нормативных значений необходимо учитывать реальную возможность их выполнения и затраты, связанные с наладкой оборудования для достижения таких норм.

Поскольку рекомендации стандарта ISO 2372 положены в основу национальных стандартов промышленно развитых стран (в том числе и большинства из действующих стандартов России), то при развертывании программы

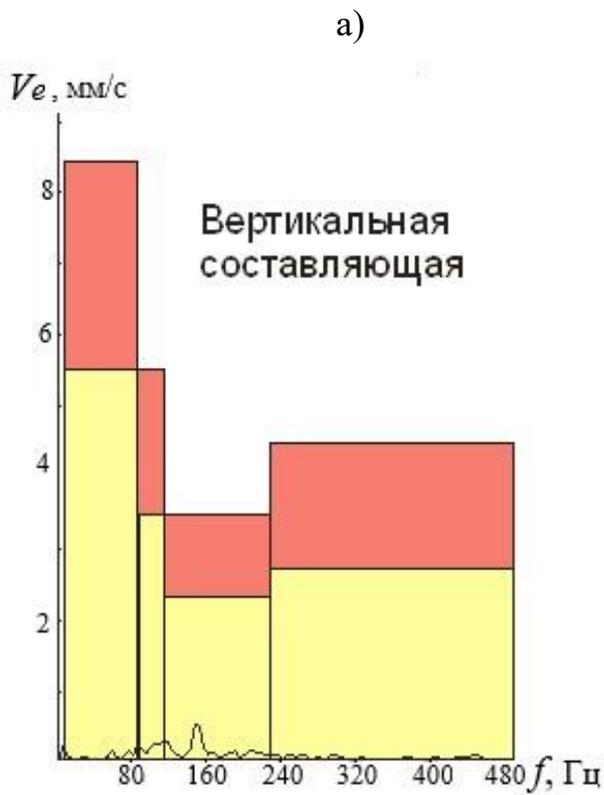
мониторинга технического состояния были использованы опорные спектральные маски, представленные в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Классы оценок технического состояния при мониторинге КГРП

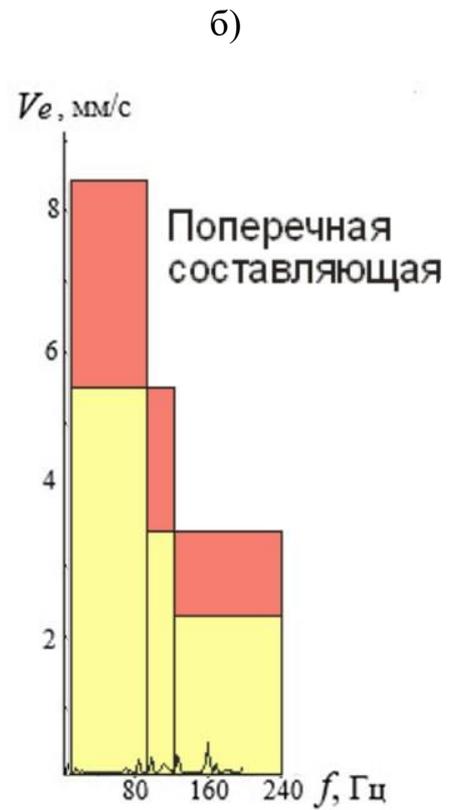
Частотная полоса, Гц	Коэффициенты к среднеквадратическому значению V_e			
	Нормальное состояние	Допустимое состояние	Предельно допустимое состояние	Аварийное состояние
10...1 000	0,25	0,40	0,63	1
2 (10)...1,5 $\times f_r$	0,20	0,32	0,50	0,75
2 $\times f_r$	0,12	0,20	0,32	0,50
(3...4) $\times f_r$	0,08	0,13	0,20	0,32
(5...20) $\times f_r$	0,13	0,16	0,25	0,40
(21...50) $\times f_r$	0,06	0,10	0,16	0,25
Пиковое значение виброускорения a , м/с ²				
10...10 000	5	10	20	40

В соответствии с таблицей 2.7 были построены опорные спектральные маски, характеризующие каждый тип узлов и агрегатов, входящих в КГРП (см. подраздел 2.4.1).

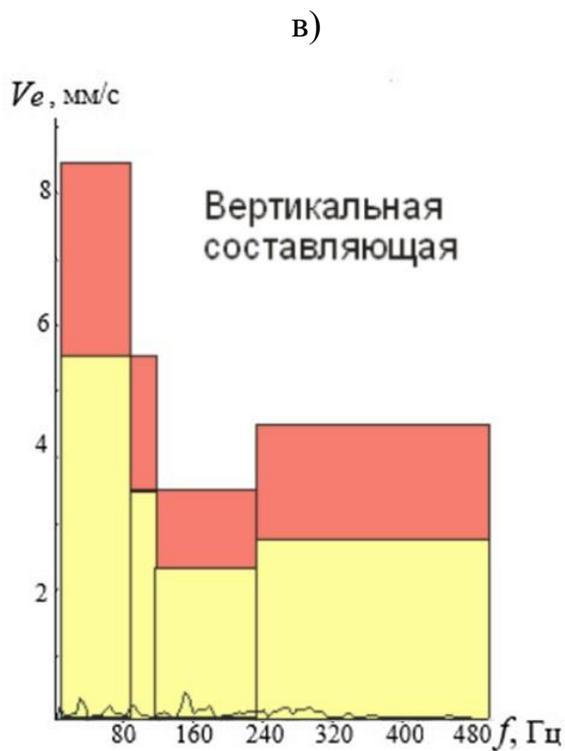
На рисунке 2.3 представлены опорные спектральные маски левого привода режущей части.



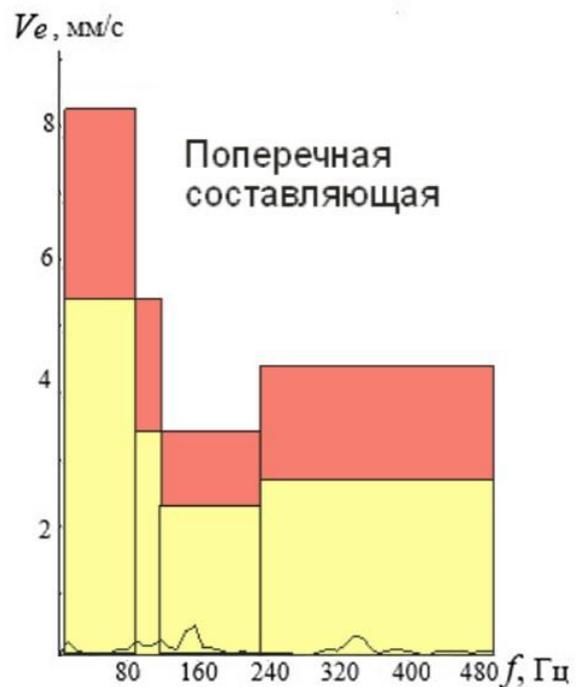
Двигатель: передний подшипник



Двигатель: передний подшипник



Двигатель: задний подшипник



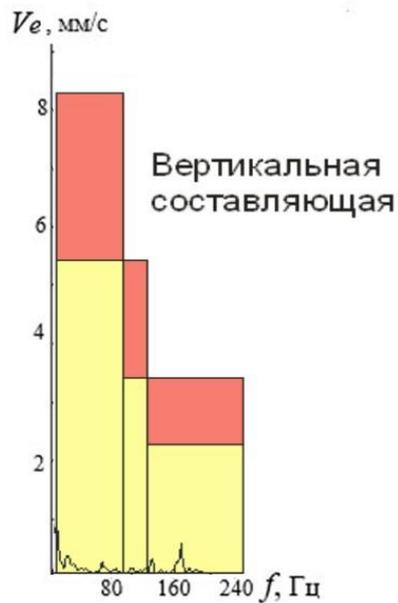
Двигатель: задний подшипник

Рисунок 2.3 – Опорные спектральные маски
левого привода режущей части

Из анализа графика на рисунке 2.3 видно, что уровни вибрации на всех частотах малы и состояния агрегатов находятся в норме.

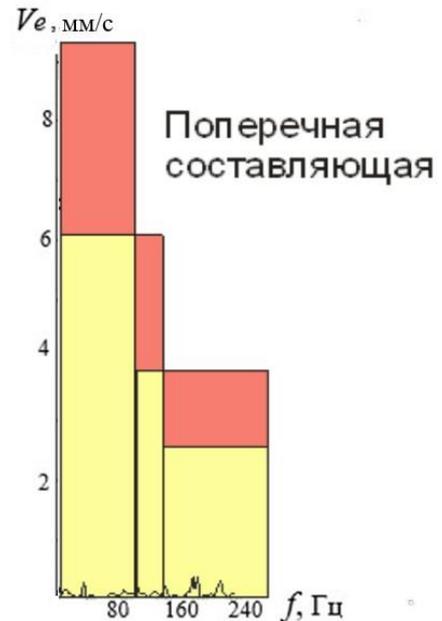
На рисунке 2.4 представлены опорные спектральные маски правого привода режущей части.

а)



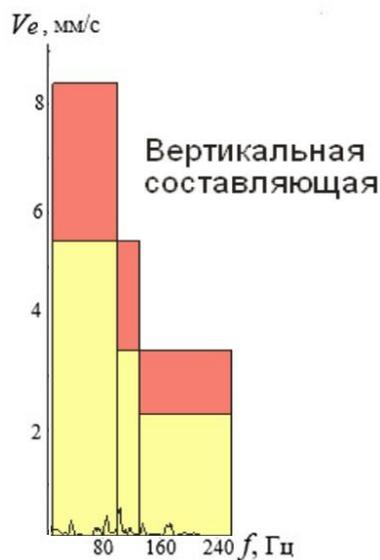
Двигатель: передний подшипник

б)



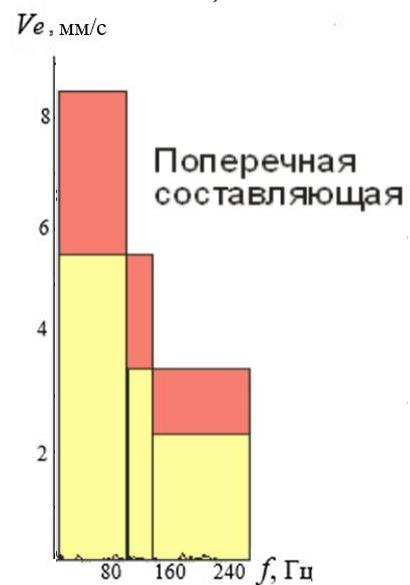
Двигатель: передний подшипник

в)



Двигатель: задний подшипник

г)



Двигатель: задний подшипник

Рисунок 2.4 – Опорные спектральные маски правого привода режущей части

Из анализа графика на рисунке 2.4 видно, что уровни вибрации на всех частотах малы и состояния агрегатов находятся в норме.

На рисунке 2.5 представлены опорные спектральные маски гидравлического двигателя ленточного перегружателя.

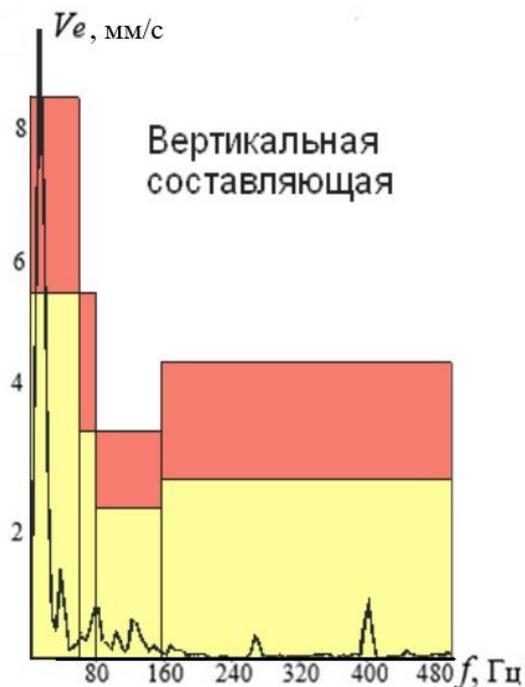


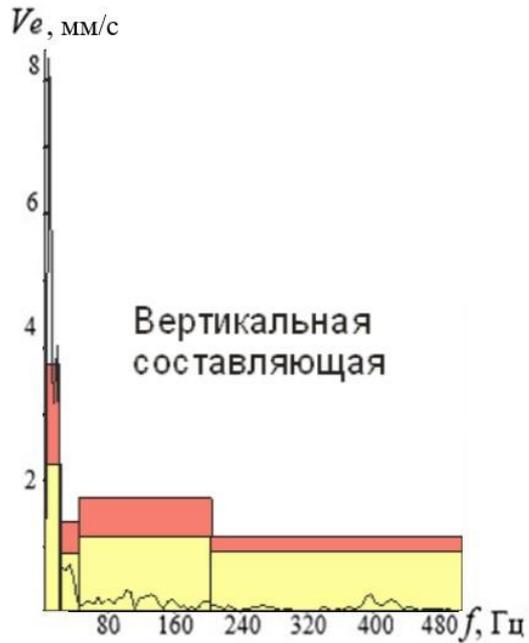
Рисунок 2.5 – Опорные спектральные маски гидравлического двигателя ленточного перегружателя

Из анализа графика на рисунке рисунка 2.5 видно, что уровни вибрации, как и в вертикальной составляющей, так и в поперечной составляющей указывает на недопустимый дисбаланс заднего подшипника гидравлического двигателя.

На рисунке 2.6 представлены опорные спектральные маски редуктора ленточного перегружателя.

Уровень вибрации, как и в заднем подшипнике гидравлического двигателя, так и на валу редуктора, показывает недопустимое значение. Из совокупности результатов измерения вибрации каждого отдельного узла агрегата можно рекомендовать балансировку выходного вала редуктора и приводного барабана.

а)



в)

б)

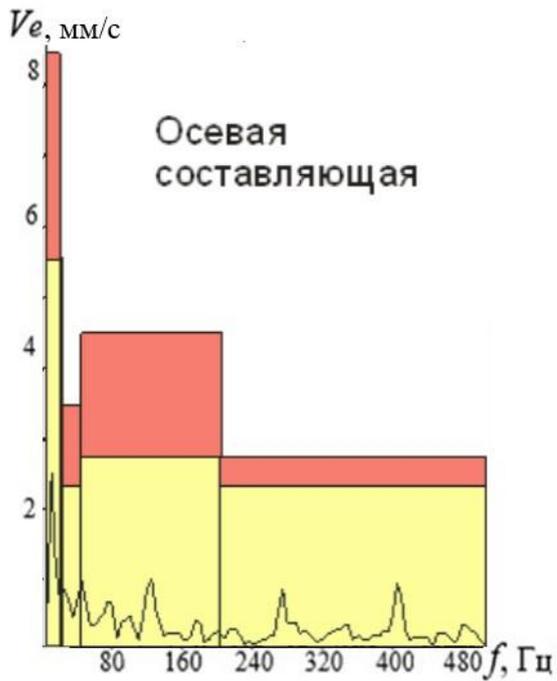
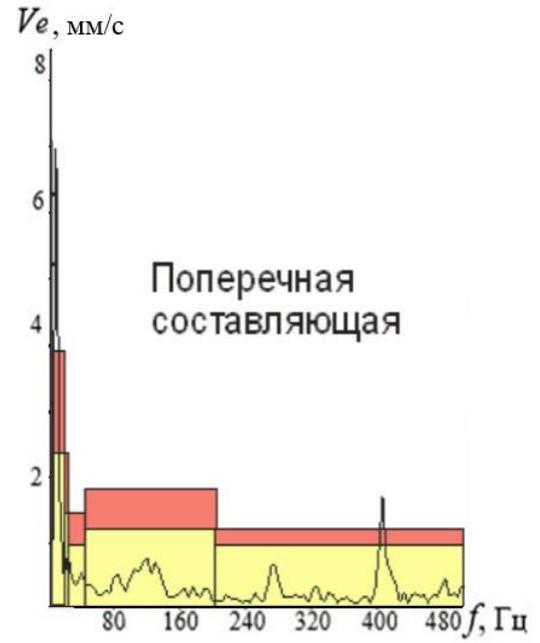
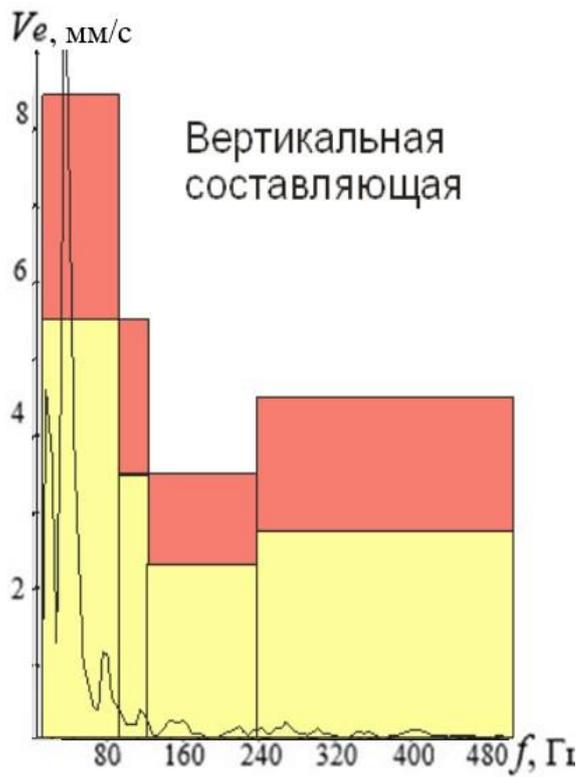


Рисунок 2.6 – Опорные спектральные маски редуктора ленточного перегружателя

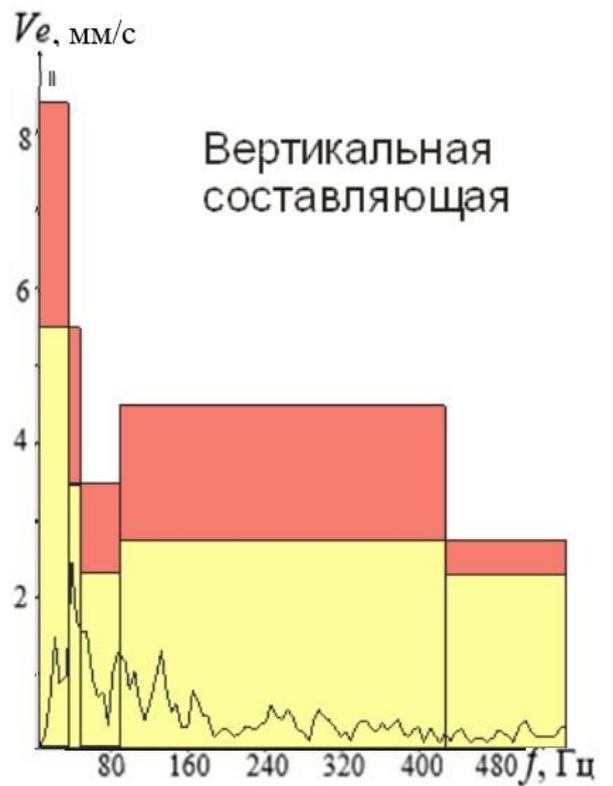
На рисунке 2.7 представлены опорные спектральные маски привода скребкового конвейера.

а)



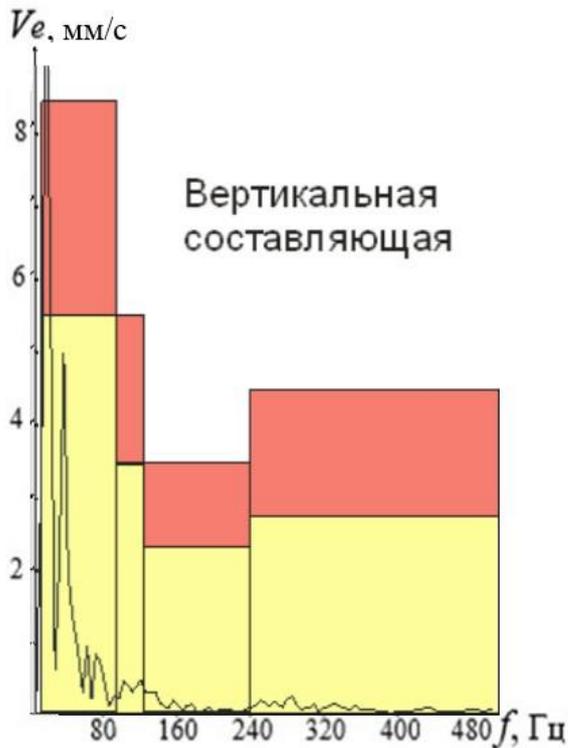
Двигатель: задний подшипник

б)



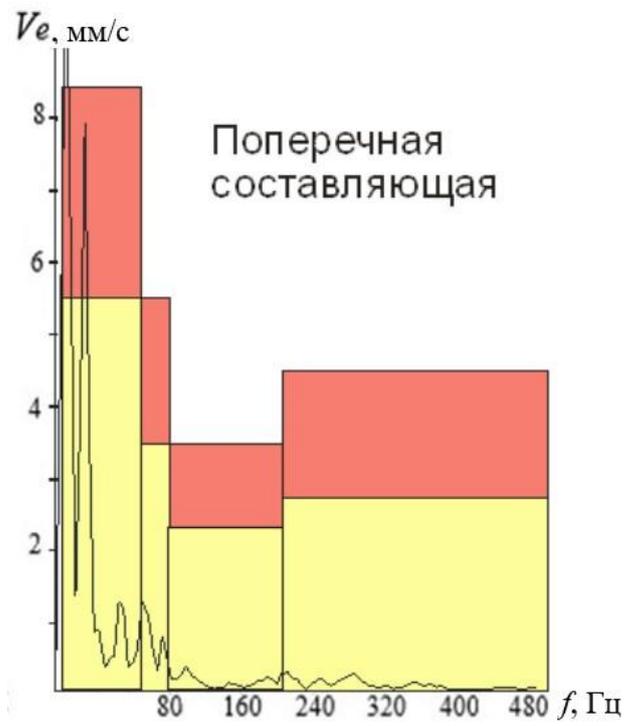
Двигатель: задний подшипник

в)



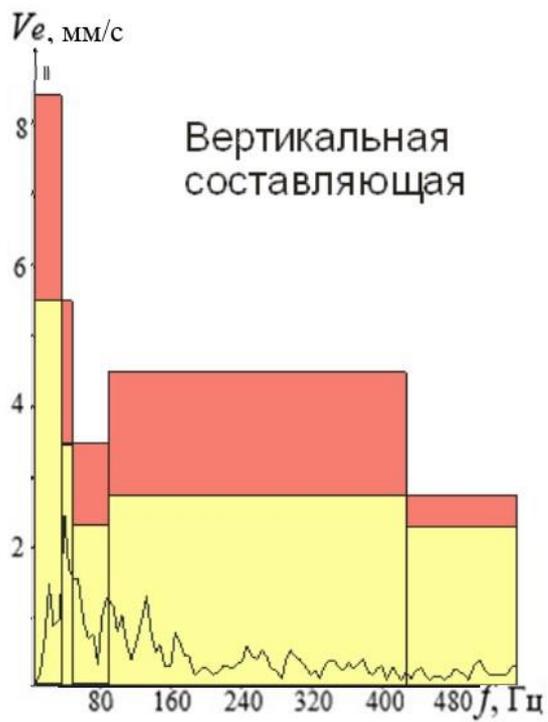
Двигатель: передний подшипник

г)



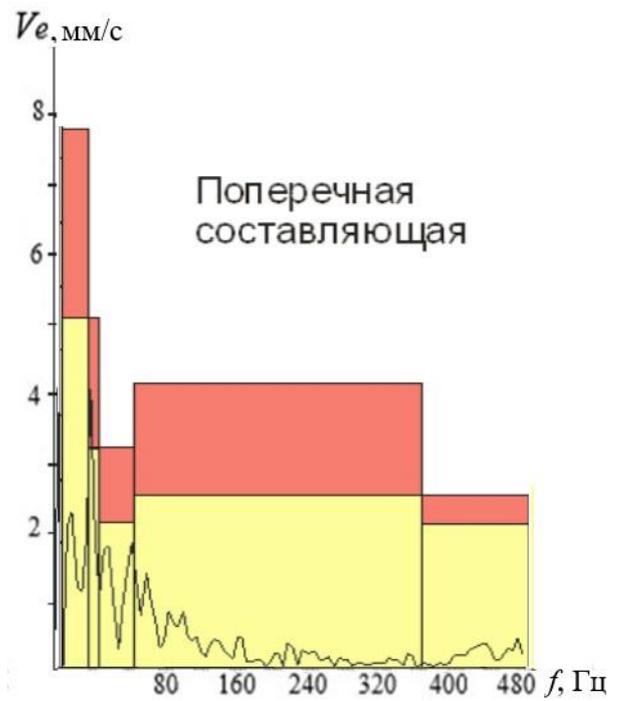
Двигатель: передний подшипник

д)

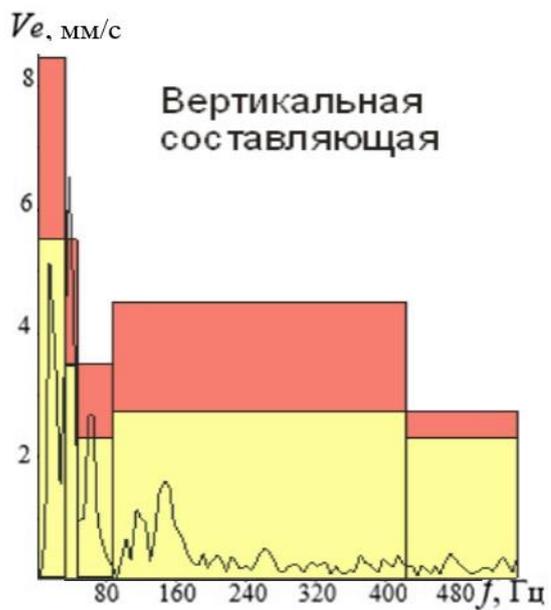


Редуктор: передний подшипник
ж)

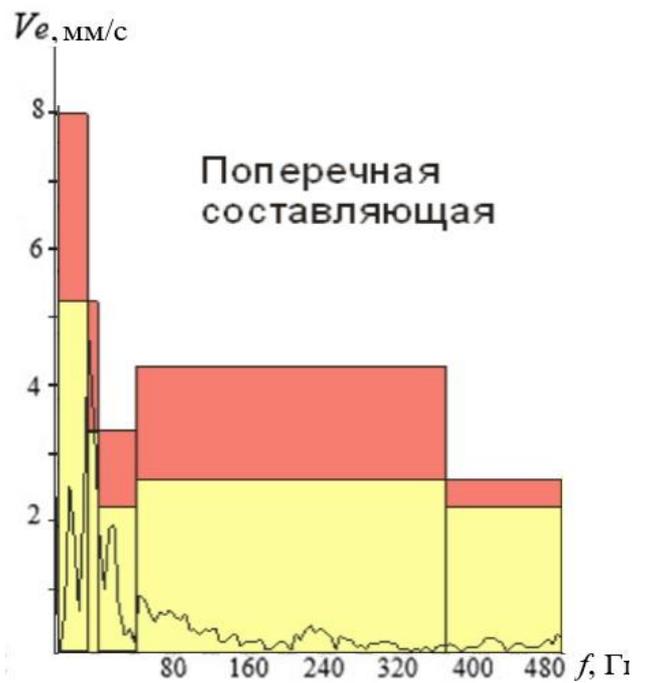
е)



Редуктор: передний подшипник
з)



Редуктор: задний подшипник



Редуктор: задний подшипник

Рисунок 2.7 – Опорные спектральные маски привода скребкового конвейера

2.4. Основные итоги и выводы

1. На основе результатов анализа различных форм организации ремонта и технического обслуживания для комплекса глубокой разработки пластов предложено использование профилактического обслуживания по фактическому состоянию по результатам вибродиагностики его основных узлов и агрегатов.

2. При использовании современных цифровых виброанализаторов возможен мониторинг состояния оборудования по уровню вибрации в частотных полосах произвольно заданной ширины с установкой индивидуальных допустимых значений вибрации для каждой измерительной точки конкретного агрегата.

3. В качестве оценки технического состояния основных узлов и агрегатов обосновано использовать спектральные опорные маски, нормирующие допустимые уровни интенсивности вибрации в различных частотных диапазонах с доверительной вероятностью не менее 80%, для конкретных элементов оборудования.

Глава 3. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ КГРП В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

3.1. Особенности работы гидравлического оборудования КГРП в условиях низких температур

Эксплуатация горной техники в районах с суровыми природно-климатическими условиями, к которым относится и Кузбасс, требует решения проблемы повышения эффективности её использования как за счёт применения оборудования повышенной надёжности, так и за счёт разработки мероприятий, улучшающих качество эксплуатации. По статистическим данным в зимний период времени резко увеличивается аварийность горной техники. Опыт эксплуатации комплекса глубокой разработки пластов на юге Кузбасса показывает, что в зимние месяцы, по сравнению с летними, значительно увеличивается доля аварийных простоев по причине разрушения узлов металлоконструкций и отказов пневмо и гидросистем. Параметр потока отказов [56] КГРП в зимние месяцы по сравнению с летними возрастает в 1,3...1,5 раза, что приводит к возрастанию длительности простоев и снижению технической производительности (рисунок 3.1).

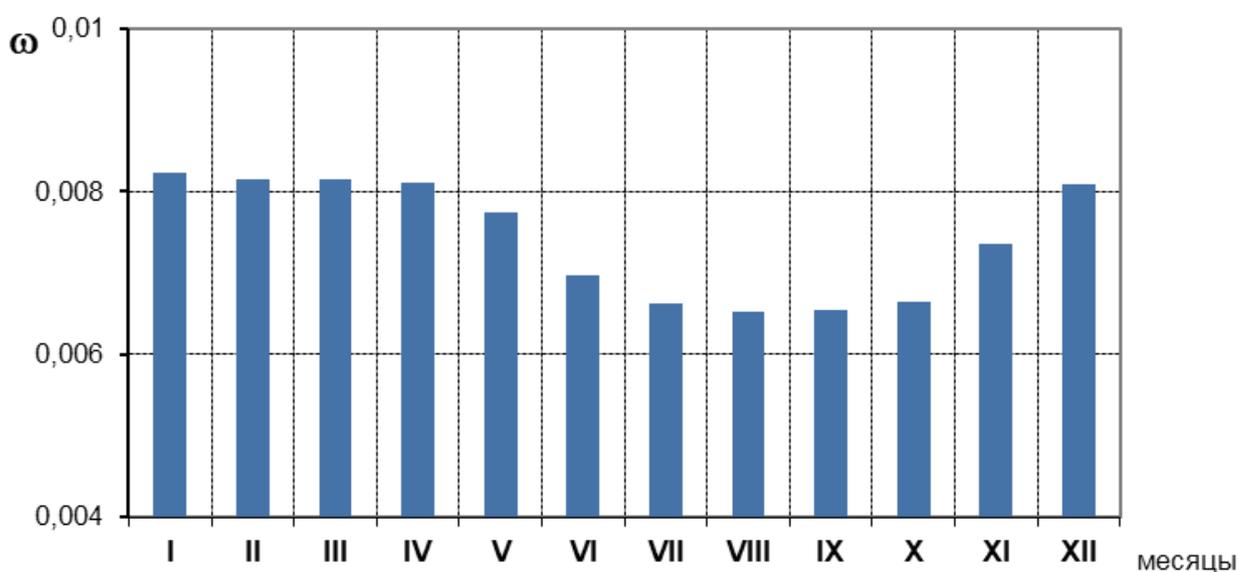


Рисунок 3.1 – Изменение параметра потока отказов по месяцам года

Установлено, что специфика эксплуатации техники зимний период заключается в суровом климате, комплексы используются при температуре окружающего воздуха до -45°C . Работающие КГРП по своей конструкции и применяемым материалам не отличается от стандартных машин, предназначенных для работы в зоне с умеренным климатом.

Эксплуатация комплексов в условиях низких температур сопряжена с серьезными трудностями, среди которых особо можно выделить проблемы с гидравлической системой. Происходит резкое снижение КПД гидросистемы вследствие повышения вязкости рабочей жидкости [103, 104]. Помимо снижения КПД, вследствие низких температур возникает еще ряд негативных последствий: происходит интенсивное ухудшение эксплуатационных свойств рабочих жидкостей, смазочных материалов, резинотехнических изделий и конструкционных материалов [105...107]. Все это снижает надежность комплексов. Из-за значительного повышения вязкости масла может происходить разрыв сплошности потока, явления кавитации и др. Значительно ухудшается всасывающая способность насосов. При длительных остановках машины в зимний период происходит конденсация влаги в баке, 1% содержания которой ускоряет образование пены. Наличие пены интенсивно окисляет масло и детали гидроаппаратов, а также ухудшает механические характеристики передачи.

Применение специальных «зимних» масел с пологой вязкостно-температурной характеристикой может решить проблему лишь частично, т.к. их использование рационально только в момент пуска и прогрева [108...110].

Отдельным пунктом в эксплуатации гидроприводов КГРП следует отметить цикличность действия ряда элементов, например, всех гидравлических цилиндров (кроме цилиндров толкателя), чья работа технологически определяется цикличным характером с большим временным промежутком. Масло в полостях этих гидроцилиндров охлаждается и при их работе не успевает нагреваться, а его рециркуляции недостаточно для полной замены на прогретое масло из гидробака, т.е. возникают ситуации локального прогрева масла и

гидросистемы с периодическим охлаждением и, как следствие, резким понижением вязкости.

При низких температурах автором был сделан еще ряд наблюдений, которые носят описательный характер и имеют цель определить направления совершенствования гидравлической системы КГРП.

Гидравлические моторы при снижении вязкости масла снижают производительность вплоть до полной остановки. Особенно ярко это явление выражено на гидромоторах хода, которые эксплуатируются достаточно редко (аналогично гидроцилиндрам), и на гидромоторе бобины, имеющему очень медленную скорость вращения. Периодически наблюдалось выдавливание сальниковых уплотнений из-за низкой вязкости гидравлического масла и высокого давления, создаваемого внутри гидравлического мотора. Также отмечались затруднения с запуском хвостового конвейера при температуре окружающей среды ниже -25°C , а при температуре окружающей среды ниже -32°C наблюдалась полная остановка хвостового конвейера на ходу.

Гидравлические рукава являются неотъемлемой частью гидравлического привода комплекса. Ввиду сильной разветвленности гидросистемы большинство их находится под воздействием низких температур и является достаточно мощным источником отвода тепла в атмосферу. При этом гидравлическая система механизма подачи ставов имеет большую протяженность, сопоставимую с длиной камеры отработки столба (более 200 м). В большей своей части диаметр этих рукавов не превышает 10 мм. Вследствие непродолжительного режима использования гидравлическое масло в этих рукавах застывало, что приводило к полному обездвиживанию этого механизма или его неправильной работе. Если механизм подачи ставов в нормальном режиме работы совершает цикл подачи става на рабочую платформу в течение 1 минуты, то в условиях низких температур этот процесс занимал около 45 минут.

Высокая теплопроводность и наличие каналов малого сечения в гидро-распределителях и каналах гидравлических плит при низких температурах приводит к возникновению больших сопротивлений в них. Кроме того, при

снижении температуры наблюдались «заклинивания» золотников, что приводило к самопроизвольному срабатыванию исполнительных органов с возможным риском аварии: при «заклинивании» гидрораспределителя цилиндров толкателя на КГРП №28 имело место несанкционированное его движение, а при заклинивании гидрораспределителя подъемных домкратов на КГРП №29 – опускание фронтальной части машины во время обслуживания рабочего органа. Оба этих случая могли привести к травмам обслуживающего персонала.

Помимо основной гидросистемы, на *систему смазки* также неблагоприятно воздействуют низкие температуры. Имеющийся электрообогрев бака густой и жидкой смазки носит локальный характер и не обеспечивает достаточной температурной пластификации по объему бака, а происходит спекание смазки вокруг ТЭНа, теплообмен с остальным объемом бака затрудняется, что приводит к перегреву и выходу из строя электроподогревателя.

Вследствие достаточной протяженности и малого сечения гидравлических рукавов подвода смазки наблюдалось также её замерзание в самих рукавах, что приводило к отсутствию смазки в узлах трения.

При повышении вязкости масла в трудных условиях оказываются и *фильтрующие элементы* – наблюдалось периодичное замерзание гидравлического масла в фильтрах тонкой очистки, вследствие чего на мониторе оператора возникало предупреждение о засоренности фильтровальных элементов, что пагубно влияло на производительность КГРП.

Тяжёлые условия эксплуатации рабочей жидкости в жёстких погодноклиматических условиях заставляют ответственно отнестись к вопросу о применяемых гидравлических маслах и их качественных показателях, которыми могут служить [111, 112]:

- температура вспышки;
- кинематическая вязкость при + 40°С;
- кинематическая вязкость при +100°С;
- содержание механических примесей (частицы угля и кремния, металлов серого и жёлтого цветов).

Остальные параметры, такие как кислотное число, наличие водорастворимых кислот и щелочей, температура текучести и застывания – не принимались во внимание из-за нерегулярности их определения и невозможности сформулировать достоверные выводы. Полный анализ по всем этим параметрам обязательно проводится в случае длительного простоя, вызванного аварийной поломкой какого-либо гидравлического узла.

Для установления изменения указанных свойств масел в процессе эксплуатации рассмотрена работа двух КГРП, эксплуатируемых в 2000-е годы на разрезе «Распадский» за двухлетний период. Период отбора проб из гидросистемы комплексов составлял полтора – два месяца. При возникновении аварийной ситуации, связанной с выходом из строя гидравлических узлов и компонентов, масло на пробу отбиралось на следующий день.

Полученные результаты позволили установить типичные изменения характеристик нового масла в гидросистемах КГРП (рисунок 3.2).

В таблице 3.1 приведены усреднённые показатели характеристик масла в гидросистемах рассматриваемых комплексов КГРП №№28 и 29 (приведены худшие показатели за весь период эксплуатации).

Анализ качественного состава масел, применяемых в гидравлической системе КГРП выявил ряд отклонения (таблица 3.1) от заявленных показателей:

- недостаточная эффективность фильтрации масла обосновывается наличием механических примесей в виде частиц угля и песка в течении всего периода наблюдений за работой КГРП;

- кинематическая вязкость и температура вспышки масла оказываются существенно ниже нормы, заявленной изготовителями, уже через 400...600 моточасов работы.

Таблица 3.1 – Характеристики масла в гидросистемах

Объекты	Показатели			
	Температура вспышки, °С	Кинематическая вязкость при температуре 40°С, сСт	Кинематическая вязкость при температуре 100°С, сСт	Механические примеси, %
КГРП №28	128	21,1	5,1	0,85
КГРП №29	137	24,5	4,9	1,64
Норма	220	30...35	7,6	0,01
Отклонение от нормы, %				
КГРП №28	42	40	33	8400
КГРП №29	38	30	36	16300

Показатели

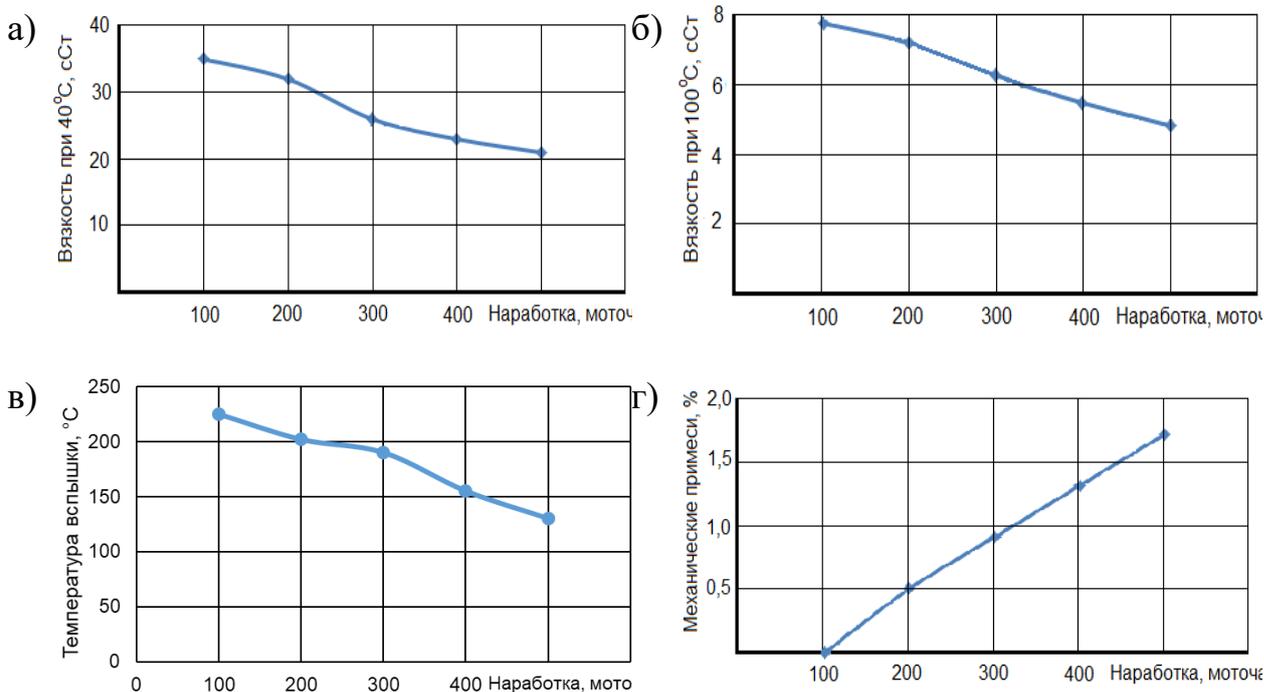


Рисунок 3.2 – Изменение качественных показателей масла во времени по худшему результату

Снижение термохимических характеристик можно объяснить относительно высокой рабочей температурой масла в теплое время года. При продолжительном действии высокой температуры ускоряется процесс окисления (процесс присоединения кислорода к наименее стабильным углеводородам). В результате окисления в жидкости образуются растворимые кислые продукты, а также продукты высокого молекулярного веса, которые выпадают в виде

лакообразных отложений и тяжёлых липких осадков [56, 109]. Положение не спасает наличие в масле ингибитора, способного удлинить индукционный период окисления.

Таким образом, опыт эксплуатации КГРП №№ 28 и 29 в климатических условиях юго-западной Сибири показал с одной стороны проблемы ухудшения свойств гидравлических масел в теплые периоды года, а с другой – их непригодность к работе при температурах ниже -25°C . При этом наиболее критичны проблемы именно зимних периодов, так как увеличивается время на устранение отказов и усложняются условия труда и требуются мероприятия для климатической адаптации КГРП к указанным условиям.

3.2. Основные виды отказов гидромеханического оборудования КГРП

При работе комплекса в тяжелых горно-геологических условиях в основном наблюдались отказы механических частей комплекса.

Поломки подсоединений гидравлических шлангов к цилиндрам вруба и подборщика. За время эксплуатации комплекса произошло порядка 50 прецедентов. Основная масса случаев таких отказов была вызвана обрушением кровли внутри выработки. Куски породы попадали между подборщиком и циклически движущейся платформы рабочего органа в месте крепления гидравлических цилиндров. И при движении платформы в нижнюю точку, кусками породы происходили поломки гидравлических подсоединений к цилиндру. Анализ данной поломки (в 90% случаев - излом по тонкой стенке) позволяет сделать вывод о недостаточной жесткости конструкции фитингов. Замена фитинга приводит к среднестатистическому простоему комплекса от 2,5 до 6 часов (вытягивание в среднем 10 секций шнекового ставов, очистка рабочего органа, замена фитинга, доливка масла, движение рабочего органа к месту остановки проходки), потерям масла (до 200 литров).

Поломки цилиндров подборщика (7 случаев, из них 3 привели к невозможным разрушениям цилиндров). Во всех случаях цилиндры испытали

непредусмотренное своей механической прочностью усилие на разрыв. Наиболее вероятной причиной данной поломки представляется отсутствие ограничивающей верхней точки плавающего режима подборщика, не позволяющей ему приближаться к углу, критическому для механической прочности цилиндров. Другим возможным решением данной проблемы является преднамеренное ослабление нижних «ушей» крепления цилиндров, тогда при возникновении разрывного усилия будут ломаться именно они (что и наблюдалось в 4 случаях), а это уже вполне ремонтпригодная поломка со временем восстановления порядка 40 мин. На настоящий момент частота поломок данного типа значительно снизилась.

Недостаточное усилие хода самих комплексов при движении к месту следующей выработки при углах подъема выше 8° .

Данная проблема решалась применением дополнительной тяговой техники (бульдозеров) для буксировки машин. Однако этот способ предполагает нежелательные механические нагрузки на несущую часть КГРП и может привести к её поломке.

Поскольку за время эксплуатации поломок у гидромоторов КГРП не наблюдалось наиболее приемлемым является подача более высокого давления на гидромоторы хода путем отбора давления с толкателя или установкой дополнительной гидравлической Д-Г схемы с большим, чем на главной помпе, выходным давлением. Альтернативное решение – замена редукторов хода на редукторы с большим передаточным числом.

К отказам, связанным с ходовой частью комплексов необходимо также отнести поломки натяжных цилиндров траков (2 случая). В обоих случаях цилиндры лопнули вдоль сварных швов, что говорит об их недостаточной механической прочности для работы с такими углами подъема при перегоне особенно в условиях низких температур. Также при ревизии ходовой части были заменены ходовые ролики (4 шт).

Высокий показатель потока отказов наблюдался и на ходовой части генераторов при перегонах. Конструкция гидромоторов хода генераторов, в

частности их осевых уплотнений, не выдерживает давления в гидросистеме, необходимого для их перемещений (при установке более низкого давления возможно возникновение ситуации, когда усилие хода комплекса позволяет ему перемещаться, а генератор останавливается). Данная поломка (выход из строя сальниковых уплотнений, около 20 случаев) вполне ремонтпригодна, но статистика её возникновения свидетельствует о конструктивном браке гидромоторов хода генераторов. Возникновение этого отказа приводит к значительным утечкам гидравлического масла, далее – к нарушению герметичности редукторов хода и, как следствие, потере гидравлического масла из редукторов.

Для устранения данного конструктивного недостатка была применена попытка установки дополнительных металлических уплотнений, но проблемы это не решило. Рекомендуемое решение – переточка сальниковых крышек под меньший осевой зазор и под установку сальника более жесткой конструкции.

Выход из строя гидрораспределителей поворота хвостового конвейера и управления подъёмом и поворотом заднего правого трака. Предположительная причина – запуск в условиях низких температур.

Заменено после повреждения 24 скребка и 4 соединительных звена скребкового конвейера. Предположительная причина – недостаточная защищённость скребкового конвейера от возможного обрушения кровли.

Вследствие попадания твердых кусков породы были искривлены шнеки у 50% шнековых секций. Этому также способствовало бурение при нестабильных углах проходки пластов. Искривление в области крепления подшипников скольжения восстановимо в условиях разреза, искривление самого шнека – только в заводских условиях.

Заменены шнеки толкателя в виду сильной осевой деформации шнеков. Предположительная причина – конструкция креплений шнеков толкателя предполагает наличие сильной деформации шнека при условии не соосности стыковки со ставами, что приводит к их осевому искривлению. Рекомендуемым решением является установка дополнительного подшипника скольжения

в месте разгрузки со шнеков на скребковый конвейер для уменьшения ударной нагрузки.

Повреждено крепление гидроцилиндра подъёма (правого заднего). Возможная причина – длительная работа с углами, предполагающими недопустимое механическое воздействие на данный узел.

Несоответствующая российским стандартам концевая заделка силовых кабелей подключения электродвигателей (рабочего органа, горизонтальных шнеков, системы охлаждения масла), что в 3 случаях приводило к замыканию во вводных коробках.

Выход из строя сальниковых уплотнений на гидравлических цилиндрах толкателя. Вследствие чего были большие потери гидравлического масла. Предположительная причина – работа комплекса на недопустимых углах наклона более 15 градусов.

3.3. Совершенствование системы климатической адаптации КГРП

В предыдущих параграфах описывалось негативное влияние низких температур на производительность комплекса. В связи с этим для улучшения эксплуатационных характеристик в условиях низких температур предлагается автором сделать ряд изменений. Эти рекомендации будут носить локальный характер и применяться к конкретному агрегату, входящему в состав комплекса.

Основная проблема при эксплуатации комплекса в зимний период – замерзание гидравлического масла. На комплексе имеется достаточное количество теплоносителя (гидравлического масла) и возможность его увеличения по объему (ограниченную лишь емкостью главного резервуара, используемой в данный момент на 30–40%) и по теплонасыщенности (подогрев масла электрообогревателями и циркуляцией через малые каналы). Более того, предусмотренная система охлаждения масла дает возможность перенастройки на тепловой режим, экономнее расходующий энергию теплоносителя.

Автором предлагается использовать данный теплоноситель для обогрева машины посредством постоянной циркуляции через временно неиспользуемые исполнительные механизмы или, при невозможности применения данной схемы (например, на гидравлических цилиндрах и моторах, чья фиксированное положение имеет принципиальное значение для работы комплекса), созданием обогрева для последних. Теоретически, идеальным решением было бы использование всего тепла, отдаваемого в атмосферу системой охлаждения масла, на обогрев комплексов при работе в условиях низких температур.

Далее будут рассмотрены рекомендуемые изменения, предлагаемые для климатической адаптации «проблемных» узлов.

Скорость движения потока жидкости зависит от давления. Заводская регулировка давления главной помпы установлена на уровне 3800 psi. Поскольку давление главного насоса является определяющим фактором для исполнительных механизмов (гидромоторов хода, бобины, хвостового конвейера, толкателя), часть возникающих с ними проблем обусловлена именно этим. В результате для решения данной проблемы автором было предложено произвести перенастройку давления главного насоса на более высокое в зимний период.

Низкая температура масла в баке, поддерживаемая автоматикой, препятствует возможности использования циркуляционного обогрева оборудования. Датчик, предупреждающий о низком уровне масла, также не позволяет оператору принять своевременное решение о возможной утечке масла. Затруднён контроль уровня масла в баке, что не позволяет систематизировать данные о расходе масла во время прохождения выработки.

Решением данной проблемы может стать увеличение объема гидравлического масла в главном резервуаре для:

- увеличения объема теплоносителя, используемого для обогрева комплекса;
- стабилизации температурного режима в баке (большой объем масла медленнее нагревается и остывает);

– увеличения «резервного» объема гидравлического масла, который позволит избежать аварийной остановки комплекса при возможной утечке масла вследствие повреждений гидросистемы (поломка фитингов и рукавов цилиндров вруба, подборщика, фиксации и блокировки става).

Увеличение используемого объема автором предлагается осуществить переустановкой и изменением конструкции датчика, предупреждающего о низком уровне масла в баке. Дело в том, что разница между предупредительным сигналом (низкий уровень масла, желтый сбой, возможно продолжение работы) и сигналом об аварийно низком уровне масла (красный сбой, остановка насосов) недостаточна для поставарийной работы (утечка фиксируется оператором по срабатываемому предупредительному сигналу, а ее объем, жёстко обусловленный положением толкателя на момент аварии, в большинстве случаев не позволяет продолжение работы без докачки масла). Возникновение подобной проблемы увеличивает время вытягивания ставов и ведет к очевидному возрастанию риска обрушения выработки с находящимся в ней рабочим органом и замерзанию гидравлической системы.

Решающей конструктивной недоработкой данного датчика является то, что он отслеживает уровень масла в баке вне привязки к положению толкателя.

На настоящий момент утечка масла отслеживается следующим образом: на контрольном уровне (масломерном стекле) нанесена линейка и помощник оператора визуально контролирует уровень масла при каждом цикле увеличения става в крайнем положении толкателя, что, очевидно, не является решением проблемы.

Автором предлагается использование датчика поплавкового типа в комплексе с использованием тросикового инкодера, связанного посредством компьютерной программы с текущим положением толкателя. Данная схема позволит после необходимой настройки предотвратить утечки гидравлического масла и разрешит настройку предупредительного сигнала на текущий уровень масла в баке с использованием большего объема главного резервуара.

Рекомендуемым местом размещения данного датчика является дополнительно установленная вблизи масломерного уровня труба, связанная с главным резервуаром, с достаточно большим (100...150 мм) сечением, исключающим воздействие поверхностных эффектов, временного запаздывания (связанного с течением вязкого масла при быстрых перемещениях толкателя) и позволяющая разместить в ней поплавков с необходимой плавучестью.

Должна быть предусмотрена компьютерная настройка датчика, предполагающая тарировку последнего по текущему уровню используемого объема бака.

Была попытка решения данной проблемы путем установки датчиков утечки. Эти датчики устанавливались в ветви подъема платформы режущего органа. А утечки возможны и до неё, сложность конструкции предполагает возможность ложных срабатываний.

Во время работы комплексов в зимних условиях систематически возникал следующий сбой. При срабатывании вентиляторов радиаторов охлаждения масла при относительно невысокой температуре последнего (до +40°C) и низкой температуре окружающей среды (ниже -25°C) масло в радиаторах «перемерзло» (быстро охлаждалось до температур резкого снижения текучести), что приводило к отключению электродвигателя насоса охлаждения масла от перегрузки. Для восстановления циркуляции по контуру охлаждения радиаторы отогревались при помощи тепловых пушек. Чтобы избежать данной проблемы используется следующая схема работы.

На магнитных пускателях вентиляторов системы охлаждения масла установлены переключки, не позволяющие компьютеру отслеживать фактическое состояние электродвигателей вентиляторов (включены они или нет). В результате программное управление вентиляторами охлаждения осуществляется по старой схеме только при взведенных автоматических выключателях электродвигателей вентиляторов.

Фактическое управление температурным балансом масла осуществляется непосредственным включением (отключением) одного (двух)

вентиляторов по решению оператора, основанному на показаниях датчика температуры масла в баке. Температура поддерживается в диапазоне от +40 до +55°C, как правило, для этого достаточно управления одним вентилятором.

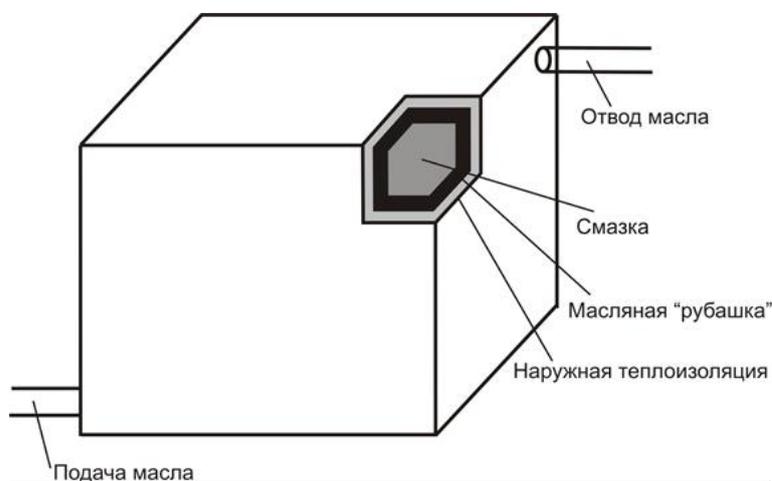
На основании вышеизложенного автором были рекомендованы и сделаны изменения:

– произведена замена программных установок срабатывания электродвигателей вентиляторов в зимнее время – первого кулера +50°C, второго +55°C. На компьютере предусмотрено переключение на зимний и летний режим работы системы;

– установлены регулируемые жалюзи на шкаф размещения кулеров с целью механической регулировки потока воздуха через радиаторы (и, следовательно, процесса теплообмена между ними и окружающей средой) в зависимости от погодных условий.

Следующее замечание относится к проблеме систем густой и жидкой смазки. Как было указано выше, обогрев баков смазки (особенно густой) с помощью ТЭНов недостаточно эффективен.

Автором предлагается изготовить на баках дополнительную «рубашку» (рисунок 3.3), заполненную гидравлическим маслом и подключенную к циркуляционному потоку системы охлаждения.



Для большей эффективности подобного подогрева необходима дополнительно наружная теплоизоляция баков (например, полиуретановой пеной).

Схема включения «рубашки» в гидравлическую систему комплекса представлена на рисунке 3.4 [113].

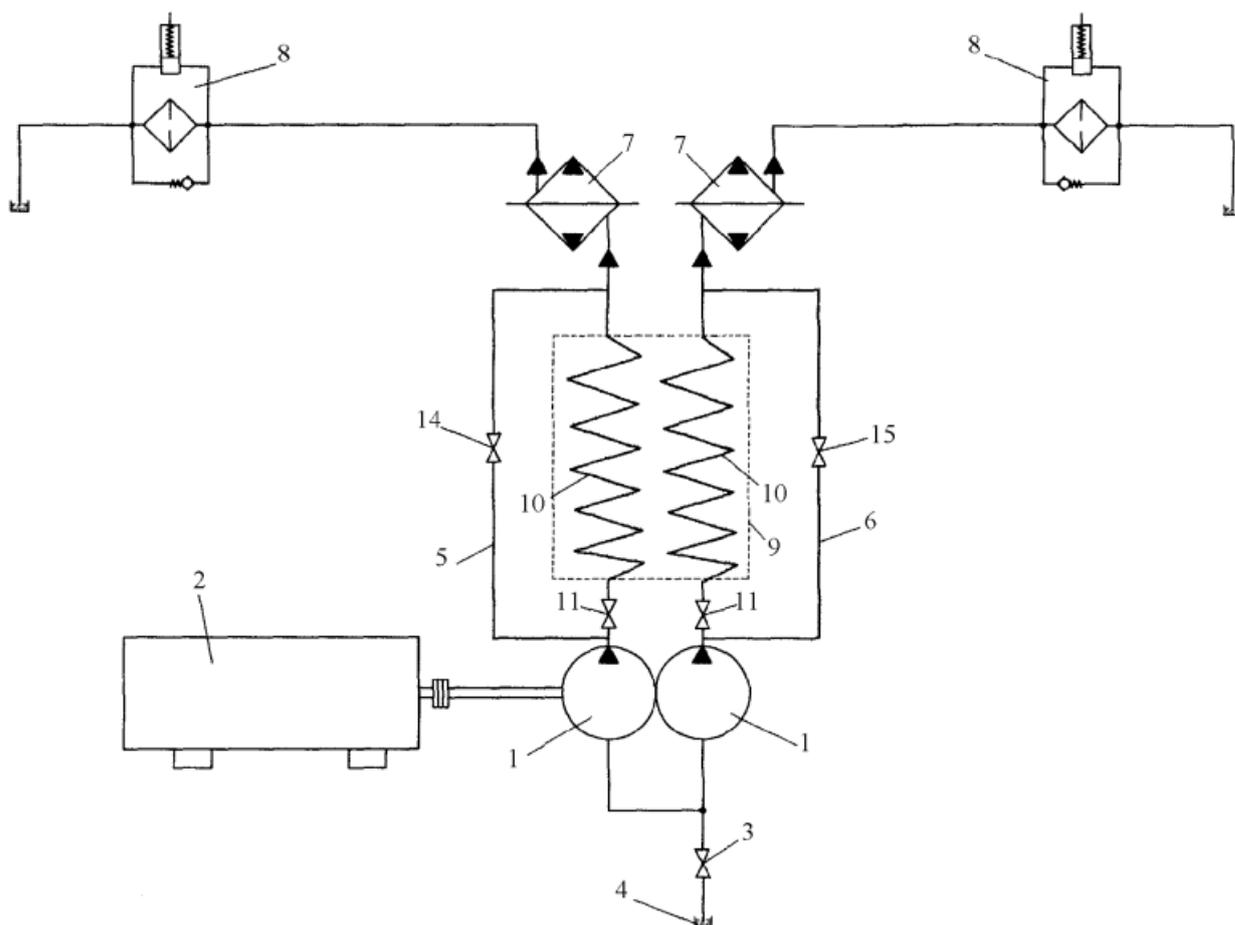


Рисунок 3.4 Схема включения бака с густой и жидкой смазками в гидравлическую систему комплекса

1 – Пневмонасос, 2 – Привод пневмонасоса, 3,11,14,15 – Кран отсекающий, 4 – Бак для гидравлического масла, 5,6- Гидравлические рукава, 7 – Радиатор охлаждения масла, 8 – Фильтр тонкой очистки масла, 9 -Бак с пластичной смазкой, 10 – «Рубашки» подогрева бака.

Систематически возникающие предупреждения системы о засоренности и необходимости замены фильтров «почки» связаны также с условиями эксплуатации при низких температурах (результат после замены фильтров тот же). Поскольку насос системы технического обслуживания масла работает в режиме кратковременных пусков с длительными остановками, во время которых масло в фильтрах остывает, повторный запуск электродвигателя насоса происходит с перегрузкой. Долговременная эксплуатация электродвигателя с

подобными пусковыми нагрузками может привести к преждевременному выходу его из строя.

На основании вышеизложенного фильтры тонкой очистки гидравлического масла по рекомендации были перемещены в обогреваемое помещение главной маслостанции.

Так же при эксплуатации комплексов в зимнее время были выявлены следующие недостатки:

- запуск хвостового конвейера из холодного состояния затруднён при температуре окружающей среды ниже -25°C ;
- при температуре наружного воздуха около -32°C наблюдалась остановка конвейера на ходу.

Как уже указывалось, узлами, наиболее подверженными влиянию низкой температуры, являлись:

- гидрораспределитель хвостового конвейера;
- гидромотор;
- поддерживающие ролики.

Внесенные в схему изменения позволили в зимний период избежать остановок от замерзания (зафиксированные рабочие температуры – до -42°C), что позволяет сделать вывод об их работоспособности.

Обогрев гидромотора осуществляется коллектором, представляющим собой гидравлический рукав малого сечения, намотанный непосредственно на гидромотор, и утепленный слоем наружной теплоизоляции. Коллектор подключен через регулятор потока параллельно самому гидромотору. Посредством настройки регуляторов потока (штатного, расположенного в блоке гидрораспределителя хвостового конвейера, и дополнительно установленного на коллекторе обогрева гидромотора) настраивается поток через систему обогрева и поток через гидромотор, определяющий скорость движения ленты.

Также был подключен еще один коллектор через редуцирующий клапан и соленоид. При выключении хвостового конвейера этот коллектор

включается посредством соленоида, что обеспечивает обогрев гидромотора при его выключенном состоянии.

Обогрев гидрораспределителя и гидравлических рукавов (даже при запуске из холодного состояния, когда гидромотор заморожен, и циркуляция через него отсутствует) осуществляется циркуляцией масла через контур обогрева.

Также был изменен тип смазки поддерживающих роликов хвостового конвейера в зимнее время на не теряющую пластичность при низких температурах (застывшая в роликах смазка является весьма серьезным сопротивлением, особенно при пуске из холодного состояния).

В связи с цикличным характером работы механизма подачи ставов, связанным с длительными остановками, гидравлическое масло остывает, что приводит к существенному замедлению или полной остановке работы механизма подачи ставов.

Для обогрева механизма подачи ставов (гидравлических рукавов до распределителя, гидрораспределителя, тонких рукавов подачи давления на захваты) на данный момент используется циркуляция масла через наиболее длинную гидравлическую ветвь (задний цилиндр захватов). Циркуляция включается посредством открытия запорного вентиля, подключенного параллельно данному цилиндру и приведением захватов в движение с пульта. Но при особенно низких температурах (-42°C) это решение мало эффективно, т.к. цикл установки става занимает до 40 минут хотя при нормальном режиме работы он составляет около 2 минут.

В зимний период были зафиксированы случаи остановки бобины во время работы и некорректной работы тормозов.

Для обогрева гидромотора и распределителя бобины установлен преключатель потока, подключенный параллельно гидромотору, который обеспечивает непрерывную циркуляцию тёплого масла из главного бака через гидрораспределитель и гидравлические рукава. Во время простоев комплекса при переезде или ремонте путем нажатия кнопки циркуляция приводится в

действие. Произведена регулировка перепускного клапана для повышения давления в ветвях гидромотора и тормозов. Гидравлическая схема представлена на рисунке 3.5 [113].

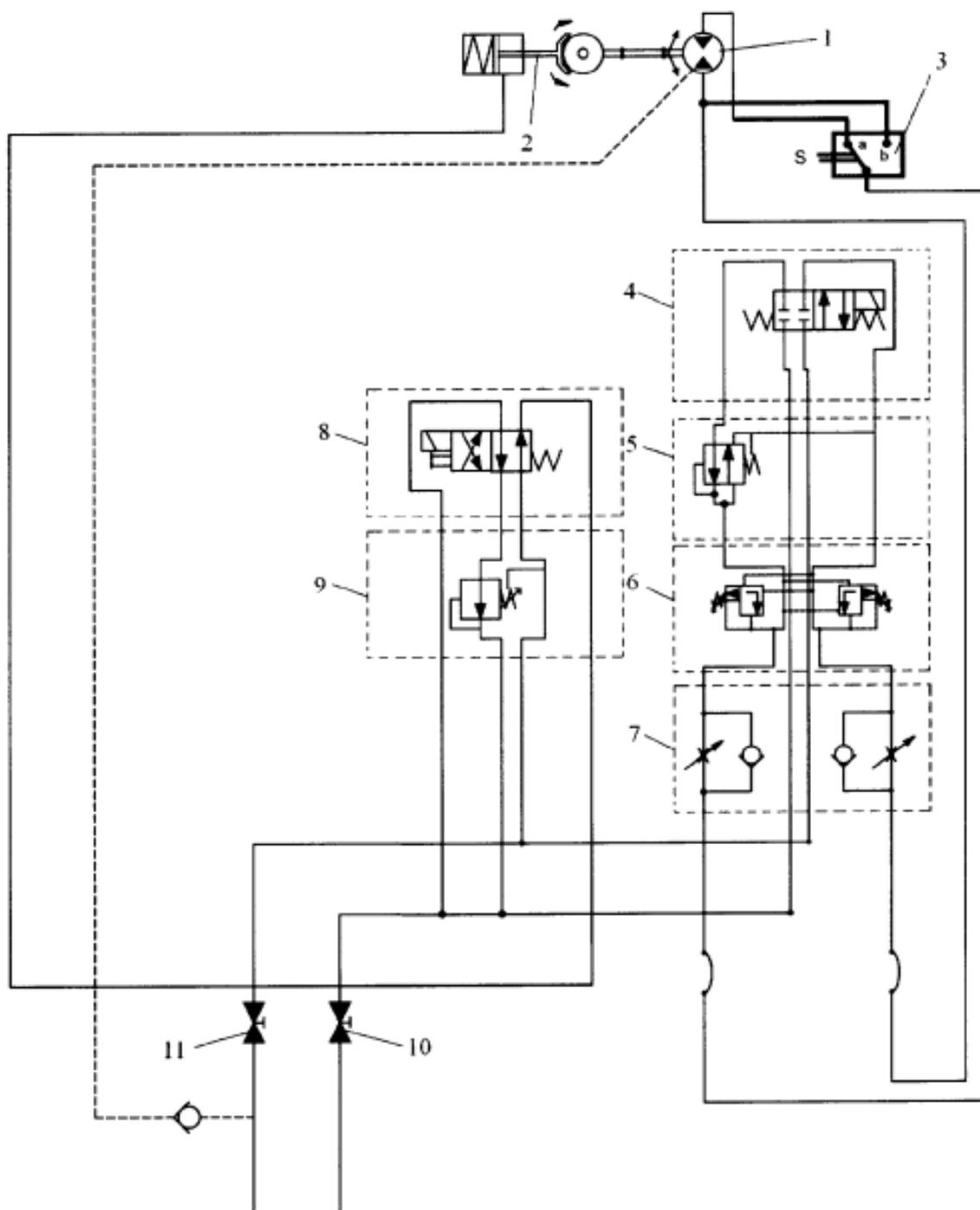


Рисунок 3.5 – Гидравлическая схема привода бобины

1 – Гидромотор, 2 – Гидравлический тормоз, 3 – Переключатель потока, 4 – контрольный клапан, 5, 9 – Клапан уменьшения давления, 6, 8 – Клапан управления, 7 – Контроллеры потока, 10, 11 – Кран отсекающий

При запуске после продолжительного простоя наблюдалось самопроизвольное движение толкателя, связанное с риском причинения травм обслуживающему персоналу по причине «заклинивания» распределителя толкателя от низкой температуры.

Предпусковой обогрев осуществляется лампой (ПКН-1,5), установленной перед главным распределителем толкателя.

При низких температурах обмерзание тросиков датчиков положения и повышение вязкости масла в потенциометрических датчиках приводит к их некорректной работе. Рекомендуется замена (в местах, позволяющих применение данного решения) тросиковых датчиков на оптические.

Изначально все отказы были зафиксированы в первый период понижения температуры. Практически все рекомендуемые изменения были реализованы перед следующими зимними периодами. Это существенно сказалось на режимах работы комплекса. Отказы, связанные с низкими температурами на модифицированных узлах, не возникали.

3.4. Определение рабочих параметров гидросистемы КГРП

В задачу расчета параметров гидросистемы входит определение потери давления на трение и местные сопротивления гидравлических рукавов и охлаждающей жидкости.

В гидравлической системе КГРП используется рукав высокого давления EN 8564SHDN25.

Потери давления на трение в гидравлических рукавах

1. Потерю давления на трение подачу и возврат масла в сети определим по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P_{TP} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \omega^2}{2}, \text{ Па} \quad (3.1)$$

где λ – коэффициент трения, зависящий от режима течения потока (вязкости, скорости) и от шероховатости стенки трубопровода; d – внутренний диаметр рукава гидравлического масла, м; l – длина рукава гидравлического масла, м; ρ и ω – плотность жидкости и скорость потока, кг/м³ и м/с, соответственно.

Расход масла определяется по формуле

$$V_{oil} = \omega \cdot S = \omega \frac{\pi d_{tr}^2}{4} \quad (3.2)$$

При скорости потока гидравлического масла 0,5 м/с в рукаве диаметром 25 мм расход масла будет составлять 0,00025 м³/с.

При скорости потока 1 м/с расход гидравлического будет 0,0005 м³/с.

Потери на трение на подаче и возврате масла в сети при температуре – 40°C составят 90769,8 Па, при температуре – 20°C – 71004,6 Па, а при температуре – 10°C составят 46974,6 Па.

Потери давления на местных сопротивлениях (соединения гидравлических рукавов)

Расчет потерь давления на местные сопротивления осуществляется по формуле:

$$\Delta P_m = \sum \zeta \frac{\rho \omega^2}{2}, \text{ Па}, \quad (3.3)$$

где $\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений в сети.

Сумма коэффициентов местных сопротивлений в сети определяется по следующей формуле

$$\sum \zeta = (A + B + C \cdot D) \quad (3.4)$$

где $A=0,2$ – вход с закругленными краями; $B=1$ – отвод на 90°; $C=0,35$ – коэффициент сопротивления фитинга диаметром 25 мм, $D=12$ – количество фитингов. Таким образом сумма коэффициентов местных сопротивлений в сети равняется 5,4.

Потери давления на местные сопротивления при температуре -40°C равны 600,68 Па, при температуре -20°C они составят 591,705 Па, а при температуре -10°C уже 587,1825 Па

Общие потери давления в гидравлических рукавах при разной температуре:

$$\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{ТР}} + \Delta P_{\text{М}}, \text{ Па} \quad (3.5)$$

При температуре -40°C потери давления в гидравлических рукавах равны 91370,4 Па, при температуре -20°C 71596,3 Па, а при температуре -10°C 47561,7 Па.

Расчет гидравлического сопротивления потоку гидравлического масла в цепи показывает, что при температуре -40°C , скорости потока в рукаве 0,5 м/с, необходимый перепад составляет около 1 атм. При скорости потока 1 м/с, необходимое давление на преодоление сопротивления трения и местных сопротивлений равно около 3,5 атм. Отметим, что чем меньше сопротивление на прокачку гидравлического масла в рукавах (цепи), тем больше остается напор, необходимый для работы и управления гидроцилиндрами. При скорости потока 1 м/с и температуре -10°C гидравлическое сопротивление трения и местных сопротивлений равно около 1,5 атм.

Потеря давления на трение в рукавах охлаждающей жидкости

1. Подача, возврат охлаждающей жидкости в сети осуществляется по рукавам высокого давления EN 8532SNDN 19.

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \omega^2}{2}, \text{ Па.} \quad (3.6)$$

При температуре $+90^{\circ}\text{C}$ $\Delta P_{\text{ТР}} = 577866,3$ Па, при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ $\Delta P_{\text{ТР}} = 579462,6$ Па, при температуре -40°C $\Delta P_{\text{ТР}} = 565094,2$ Па

2. Потери давления на местных сопротивлениях

а) соединения рукавов высокого давления

$$\zeta = A + B + (C \cdot D) + (E \cdot D) + F \quad (3.7)$$

где $A=0,2$ – вход с закругленными краями; $B=1$ – отвод на 90° ; $C=0,35$ – коэффициент сопротивления фитинга диаметром 25 мм, $D=12$ – количество фитингов, $E=1,1$ – коэффициент сопротивления фитинга диаметром 19 мм, $F=3,0$ – коэффициент сопротивления фитинга диаметром 10 мм. Таким образом коэффициент местных сопротивлений соединения рукавов высокого давления 21,6. При температуре $+ 90^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=10918,8$ Па, при температуре $+ 20^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=11761,2$ Па, при температуре $- 40^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=12193,2$ Па.

б) местные сопротивления в системе охлаждения двигателей (рубашки охлаждения)

$$\zeta = (A + B + E \cdot D) \quad (3.8)$$

где $A=0,2$ – вход с закругленными краями; $B=1$ – отвод на 90° ; $D=12$ – количество фитингов, $E=1,1$ – коэффициент сопротивления фитинга диаметром 19 мм. Таким образом коэффициент местных сопротивлений в системе охлаждения двигателей равен 14,4.

При температуре $+ 90^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=7279,2$ Па, при температуре $+ 20^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=7840,80$ Па, при температуре $- 40^\circ\text{C}$ $\Delta P_M=8128,8$ Па.

Общие потери давления в рукавах охлаждающей жидкости при разной температуре определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_M \quad (3.9)$$

При температуре $+ 90^\circ\text{C}$ $\Delta P_{\text{общ}} = 578958,2$ Па, при температуре $+20^\circ\text{C}$ $\Delta P_{\text{общ}} = 580638,8$ Па, при температуре $- 40^\circ\text{C}$ $\Delta P_{\text{общ}} = 566313,5$ Па

Расчет гидравлического сопротивления потоку охлаждающей жидкости в цепи показывает, что при температуре -40°C , скорости потока в рукаве $1,0\text{ м/с}$, необходимый перепад составляет около 6 атм . При скорости потока $0,5\text{ м/с}$, необходимое давление на преодоление сопротивления трения и местных сопротивлений равно около $1,5\text{ атм}$. Отметим, что чем меньше сопротивление на прокачку охлаждающей жидкости в рукавах (цепи), тем больше потери тепла в окружающую среду от поверхности рукавов, а значит, в летний период меньше нагрузка на охлаждение его в воздухоохладителях.

Производительности плунжерного насоса

Для обеспечения требуемой производительности необходимо выбрать насос, обеспечивающий потребное давление в исполнительных механизмах. Для этих целей наиболее подходящим является плунжерный насос ВР0513**00900, производительность которого определим по формуле:

$$V_c = F s n \eta, \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.10)$$

где F – площади поперечного сечения поршня (плунжера), м^2 ; s – ход поршня, м ; n – частота вращения привода (частота двойных ходов поршня), с^{-1} ; η – коэффициент подачи насоса.

Производительность предлагаемого плунжерного насоса, равная $V_c 0,09\text{ м}^3/\text{с}$ или $323\text{ м}^3/\text{ч}$, обеспечивает расход гидравлического масла для подачи на исполнительные органы (гидроцилиндры) по рукаву диаметром 25 мм со скоростью до 1 м/с , что меньше максимально допустимой величины 3 м/с .

3.5. Определение параметров теплоизоляции бака гидравлического масла

Установлено, что кроме выбора насоса, обеспечивающего требуемые параметры функционирования гидравлической системы при низких температурах, сильное влияние на рабочие параметры гидросистемы оказывает динамическая вязкость рабочей жидкости.

На рисунке 3.6 представлен график изменения вязкости гидравлического масла в зависимости от температуры. При понижении температуры с -10°C до -40°C динамическая вязкость увеличивается практически в два раза.

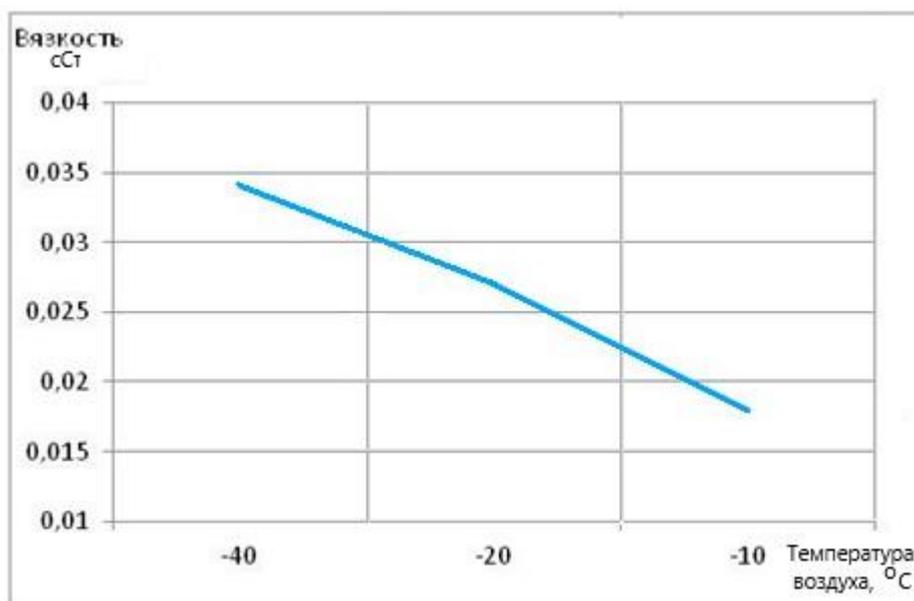


Рисунок 3.6 – График изменения вязкости гидравлического масла от температуры

В связи с этим, для уменьшения коэффициента трения, зависящего от числа Рейнольдса при движении гидравлического масла по рукаву, необходимо поддерживать его температуру, предпочтительно, около $+40^{\circ}\text{C}$.

Целесообразно сделать следующее - разместить рядом рукава гидравлического масла с рукавами антифриза. Вследствие чего будет проходить поддержание температуры гидравлического масла на уровне низкой вязкости, что особенно важно в холодное время года, когда во время простоя охлаждающая жидкость имеет температуру более высокую, чем гидравлическое масло. В этом случае тепловой поток будет направлен от горячего антифриза к охлажденному гидравлическому маслу. В летнее время обе жидкости имеют практически одинаковую температуру. В этом случае передача теплоты не будет осуществляться.

Схема расположения рукавов гидравлического масла и охлаждающей жидкости в бобине показана на рисунке 3.7. Для увеличения площади контакта рукавов пустоты (менисковая часть между двумя окружностями рукавов)

заполнена теплопроводной пастой, сохраняющей пластичность при низких температурах.

Расположение рукавов с маслом и антифризом

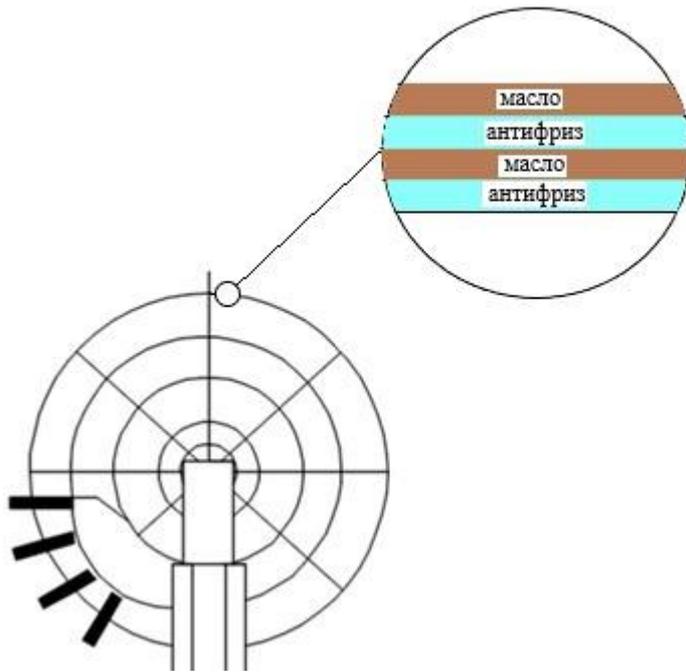


Рисунок 3.7 –
Схема расположе-
ния рукавов в бо-
бине

В качестве теплоизоляционного материала для гидравлического бака выбираем пенополиуретан с коэффициентом теплопроводности $\lambda_{изпну} = 0,019$ Вт/(м·К) или минеральную вату $\lambda_{измв} = 0,036$ Вт/(м·К).

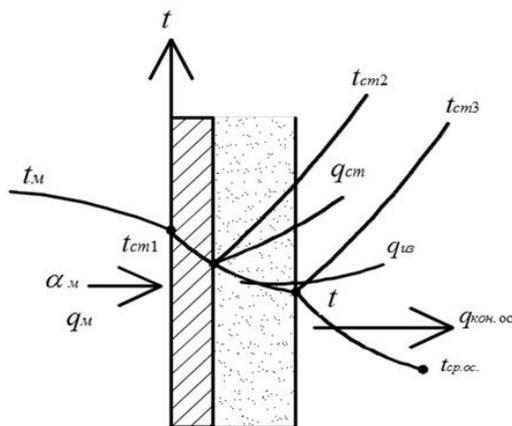


Рисунок 3.8 – Схема расчета теп-
лоизоляции маслобака

Коэффициент теплопроводности стенки масляного бака из стали $\lambda_{ст} = 0,76$ Вт/(м·К). На рисунке 3.8 представлена схема расчета тепловой изоляции, на основании которой был выполнен расчет толщины изоляции.

Равенство тепловых потоков по закону сохранения энергии запишем в виде:

$$q_m = q_{cm} = q_{из} = q_{кон.ос} \quad (3.11)$$

где q_m – тепловой поток от среды гидравлического масла к стенке, Вт/м²; q_{cm} – тепловой поток через стенку, Вт/м²; $q_{из}$ – тепловой поток через изоляцию, Вт/м²; $q_{кон.ос}$ – тепловой поток от поверхности изоляции в окружающую среду, Вт/м².

Расчет проведем из предположения, что температура поверхности изоляции при температуре теплопроводного масла +40°C не должна быть ниже +10°C с условием, что температура окружающей среды в предельном случае – минус 40°C. При этих условиях, зная характерную влажность воздуха и его влагосодержание в Сибирском регионе, не будет достигнута точка росы и поверхность изоляции не будет увлажняться.

Уравнение Ньютона-Рихмана для взаимодействия окружающей среды со стенкой в нашем случае для удельного теплового потока запишем как:

$$q_{кон.ос} = \alpha_{ос} \cdot (t_{cm3} - t_{cp.ос}) \quad (3.12)$$

где $\alpha_{ос}$ – коэффициент теплоотдачи при естественной конвекции в газовой среде, Вт/(м²·К). Он обычно принимает значение, равное 9; t_{cm3} – температура поверхности изоляции, °С; $t_{cp.ос}$ – температура окружающей среды, °С. Тогда $q_{кон.ос} = 9 \cdot [10 - (-40)] = 450$ Вт/м²

При стационарном тепловом режиме тот же тепловой поток пройдет путем теплопроводности через твердую (металлическую) стенку и тепловую изоляцию, соответственно.

$$q_{cm} = \frac{\lambda_{cm}}{\delta_{cm}} \cdot (t_{cm1} - t_{cm2}) \quad (3.13)$$

$$q_{uz} = \frac{\lambda_{uz}}{\delta_{uz}} \cdot (t_{cm2} - t_{cm3}) \quad (3.14)$$

где δ_{uz} – толщина изоляционного материала, определяемая при расчете, м; δ_{cm} – толщина твердой (металлической) стенки, м. Она известна и равна 6 мм.

Температура стенки со стороны теплопроводного масла t_{cm1} (при условии поддержания температуры с низкой его динамической вязкостью) равна +40°C. Температура между стенкой и тепловой изоляцией, идеально соприкасающихся между собой не установлена.

$$\left. \begin{aligned} (t_{cm1} - t_{cm2}) &= q_{cm} \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}; \\ (t_{cm2} - t_{cm3}) &= q_{uz} \frac{\delta_{uz}}{\lambda_{uz}}. \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

$$q \left(\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_{uz}}{\lambda_{uz}} \right) = t_{cm1} - t_{cm3} \quad (3.16)$$

Отсюда толщина изоляции из пенополиуретана $\lambda_{изппу}$:

$$\delta_{изппу} = \lambda_{из} \left(\frac{t_{cm1} - t_{cm3}}{q} - \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \right) \quad (3.17)$$

и $\delta_{изппу}=0,0012$ м, а также толщину изоляции из минеральной ваты $\lambda_{измв}$
 $\delta_{изппу}=0,050$ м

Из расчета видно, что необходимая толщина изоляции для соблюдения температурных условий из пенополиуретана равна 1,2 мм, а из минеральной ваты 50 мм. Конечно, целесообразно резервуар гидравлического масла покрыть изоляционным материалом из пенополиуретана.

3.6. Основные итоги и выводы

1. В зимний период эксплуатации параметр потока отказов КГРП возрастает на 30 – 50% по сравнению с летним периодом, что приводит к возрастанию длительности простоев и снижению технической производительности.

2. Основной причиной отказов гидромеханического оборудования КГРП является неудовлетворительная система кондиционирования рабочей жидкости, используемая в стандартной комплектации КГРП, поставляемого для работы в жестких погодноклиматических условиях Сибири.

3. Предложены мероприятия по климатической адаптации гидравлической системы КГРП, обеспечивающие её работоспособность при отрицательных температурах до -50°C и защищенные патентами на полезные модели Патент N 69153 РФ и Патент N 67639 РФ.

4. Производительность предлагаемого плунжерного насоса, равная $0,09 \text{ м}^3/\text{с}$ или $323 \text{ м}^3/\text{ч}$ обеспечивает расход гидравлического масла для подачи на исполнительные органы (гидроцилиндры) по рукаву диаметром 25 мм со скоростью в нем 1 м/с, что меньше максимально допустимой скорости 3 м/с.

5. Выполненные расчеты по теплоизоляции маслобака гидравлической системы КГРП и взаимному расположению рукавов с рабочей жидкостью и антифризом в кабельных каналах рабочего органа позволили определить рациональные параметры теплоизоляционной «рубашки» и схемы укладки рукавов.

Глава 4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА КГРП

4.1 Разработка модели прогнозирования работоспособности агрегатов КГРП

Продолжительное время эксплуатации механического оборудования без качественного обслуживания, как правило, приводит к изменению работоспособного состояния его составных элементов даже при отсутствии дефектов производства и правил изложенных в инструкции по эксплуатации [115], что определяется спецификой работы горных машин: стесненностью пространства, высокими нагрузками механических и гидравлических систем, высокой запыленностью рабочего пространства и изменчивостью горнотехнических условий, напряженно-деформированным состоянием металлоконструкций и изменчивостью внешних условий.

Эксплуатационные отказы горношахтного оборудования разделяются на три вида [116]:

- отказы исполнительных систем;
- отказы систем привода;
- отказы систем управления.

Отказы исполнительных систем вызваны нарушением работоспособности механической части исполнительного оборудования (из-за изнашивания, то есть снижения ресурсов, коррозии, поломок деталей, нарушения геометрической формы элементов оборудования, возникновения недопустимых сопутствующих процессов – вибрации, знакопеременных динамических ударов, перегрева подшипников и др.).

Ко второму виду относятся отказы различных систем приводов (электрических, гидромеханических, пневматических) исполнительных механизмов горных машин и оборудования.

Доля отказов третьего вида определяется, в основном, уровнем технологической дисциплины и культуры производства на конкретном рабочем месте

и определяется квалификацией оператора горно-шахтного оборудования. В настоящей работе этот вид отказов не анализируется.

Большая часть отказов механической и электрической систем горной машины (около 90%), проявляется в постепенном изменении одного или нескольких выходных параметров, поэтому их называют также параметрическими. Контролируемыми параметрами могут быть как непосредственно намеряемые величины повреждений (износ детали, глубина коррозии или эрозии, зазоры в сочленениях и т.п.), так и выходные параметры (производительность, крутящий момент, мощность, КПД и т.п.), а также косвенные показатели (параметры вибрации, шума, тепловых потоков и т.п.) работы оборудования.

Далее эти параметры, контроль которых позволяет прогнозировать моменты наступления отказов оборудования, называются параметрами технического состояния (ПТС).

Решая вопросы по определению и увеличению периода календарной эксплуатации горных машин необходимо решить следующий ряд вопросов [65, 75]:

- какие методы неразрушающего контроля и функциональной диагностики необходимы для определения остаточного ресурса;
- какова величина усталостных повреждений материалов силовых элементов в различный период эксплуатации;
- какие подходы необходимо применять для построения математической модели остаточного ресурса;
- определить причины естественной деградации свойств материалов, узлов, агрегатов.

Практически все виды горношахтного оборудования можно отнести к сложным техническим системам, каждая единица которого эксплуатируется в уникальных горногеологических условиях. Алгоритм диагностирования таких систем можно представить в следующем виде:

- определить последовательность систематических измерений функциональных параметров системы;

- выявить параметры, которые имеют отклонения от заданных (исходных) значений;

- сделать прогноз изменения отклонения параметров от нормы в процессе эксплуатации.

В условиях постоянного совершенствования горного оборудования повышаются требования к его безотказности, ремонтпригодности и безопасности эксплуатации, вследствие чего усложняется процесс диагностирования оборудования и увеличение количества функциональных параметров, характеризующих его состояние. При выборе номенклатуры контролируемых параметров следует учитывать следующие положения:

- периодический контроль работы узлов и агрегатов оборудования в период нормальной эксплуатации;

- исключение попадания инородных предметов у узлов оборудования и ошибочных действий операторов оборудования;

- постоянный мониторинг внешних параметров, которые могут оказать влияние на процесс эксплуатации оборудования:

- мониторинг состояния конструктивных элементов зданий и сооружений, и оценка влияния на них воздействия внешней среды;

- создание условий для безопасного выполнения работ ремонтным персоналом.

Для достижения высоких показателей безопасности необходимо учитывать следующие параметры [116].

- силовые усилия в механических и гидравлических системах;

- усилия в опорных и несущих конструкциях;

- тепловые режимы работы механизмов;

- шумы и вибрации;

- энергетические параметры;

- точность перемещения движущихся элементов.

При формировании номенклатуры контролируемых параметров необходимо учитывать:

- точность и достоверность измерений;
- возможность получения достаточного количества статистической информации для построения корректной прогностической модели;
- защищенность измерительного оборудования от внешних воздействий;
- применение единой системы оценочных критериев.

При определении предельных значений контролируемых параметров необходимо опираться на существующие (действующие) стандарты или технические условия [65, 118].

Методы оценки и прогнозирования ресурса оборудования можно разделить на четыре группы [65, 78]:

- 1) детерминированные;
- 2) экспертные;
- 3) физико-статистические;
- 4) фактографические.

Детерминированные методы подразумевают использование аналитических зависимостей, которые связывают следующие показатели: 1) время до отказа объекта и 2) характеристики эксплуатационных нагрузок и параметры физических и химических процессов.

Но эти методы не учитывают случайный характер нагрузок и изменения в материалах.

Экспертные методы предполагают наличие квалифицированных специалистов разных профилей, проводящих экспертизу.

Физико-статистические методы при оценке ресурса учитывают, с одной стороны, влияние разнообразных физико-химических факторов, способствующих развитию деградиационных процессов, а с другой стороны – действующие эксплуатационные нагрузки.

Из известных фактографических методов в основном используются две группы методов:

- статистические, основанные на статистической обработке данных об отказах и ресурсах аналогов;
- экстраполяционные, основанные на анализе тренда параметров технического состояния объекта диагностики.

Математическая модель оценки фактического состояния объекта диагностики строится на основе следующих условий и допущений [119, 120].

Имеющаяся на данный момент совокупность технических параметров объекта диагностики (образующих пространство оценок технического состояния) зависит от:

- начального состояния объекта;
- режима функционирования объекта;
- истории условий эксплуатации.

Уравнение 4.1 описывает изменение технического состояния объекта и в зависимости от входящих в правую часть величин может задаваться эволюционным или дифференциальным уравнением – детерминированным или стохастическим

$$x(t) = F\{x(t_0), u_{[t_0, t]}, K\}. \quad (4.1)$$

Прямые или косвенные измерения функциональных характеристик дают возможность судить о совокупности технических параметров, которая напрямую зависит от фактического технического состояния объекта, условий эксплуатации и условий проведения контрольных замеров. В силу своей природы уравнение имеет стохастический характер.

$$y(t) = G[x(t), u(t)]. \quad (4.2)$$

Оценка истинных значений технических параметров объекта будет выстраиваться по полученной совокупности результатов измерений. Этот процесс можно описать детерминированным уравнением оценок

$$\hat{x}(t) = Hy(t). \quad (4.3)$$

Далее оценивается фактическое состояние объекта (вектор в пространстве состояний), о котором судят по совокупности оценок истинных значений технических параметров объекта, полученных в данных условиях [119]

$$\Phi(t) = \Psi[\hat{x}(t), u(t)]. \quad (4.4)$$

Остаточный ресурс объекта рассчитывается по построенной математической модели и определяется совокупностью оценок технических параметров объекта, уравнением состояния, условиями эксплуатации, фактическим состоянием объекта и совокупностью предельных технических параметров

$$R(t) = W[t, \hat{x}(t), u(t), \bar{x}, \Phi(t)]. \quad (4.5)$$

В уравнениях (4.1)...(4.5) приняты следующие обозначения:

- $x(t)$ – вектор технических (диагностических) параметров;
- $u(t)$ – условия эксплуатации объекта в текущий момент времени;
- $u_{[t_0, t]}$ – условия эксплуатации объекта на промежутке времени $[t_0, t]$;
- K – вектор, характеризующий режим работы объекта;
- $y(t)$ – результаты диагностических измерений;
- $\hat{x}(t)$ – оценка вектора технического состояния;
- $\Phi(t)$ – оценка фактического состояния объекта в момент времени t ;
- $R(t)$ – оценка остаточного ресурса в момент времени t ;
- \bar{x} – предельные значения технических параметров.

При этом за t_0 в уравнении (4.1) должен приниматься момент начала эксплуатации объекта, а при определении остаточного ресурса – момент оценки технического состояния объекта.

По сути, оценка истинных значений технических параметров в соответствии с уравнением (4.3) является задачей распознавания состояния, в котором находится объект диагностики, для решения которой может быть применен вероятностный подход [122, 123].

В научной работе профессора Б.Л. Герике [75] приведены данные, которые использовались при диагностике оборудования. В случае «загрязнения» полученных диагностических данных посторонними шумами любые измеряемые параметры могут быть выражены суммой детерминированной и случайной компонент.

Для достоверного прогнозирования остаточного ресурса сложных систем необходимо построить и реализовать алгоритм полного разделения детерминированной и случайной составляющих.

При этом накопленные в течение какого-либо интервала времени данные могут быть представлены в следующем виде [75, 121]

$$K_i = \tilde{K} + k_i, \quad (4.6)$$

где K_i – значение диагностического параметра, зарегистрированного в момент времени t_i ;

\tilde{K} – детерминированная компонента диагностического параметра K_i ;

k_i – случайная компонента диагностического параметра.

Среди большого числа методов определения тренда значимой составляющей [124-126] наиболее распространен метод проверки статистического ряда на отсутствие тренда по критерию Стьюдента: ряд с числом членов N разбивают произвольно на две части с числом точек m и $(N-m)$, для каждой из которых рассчитывают оценки средних значений

$$\bar{K}_m = \frac{1}{m} \sum_1^m K_i; \quad \bar{K}_{N-m} = \frac{1}{N-m} \sum_{m+1}^N K_i \quad (4.7)$$

и среднеквадратических отклонений

$$s_m^2 = \frac{1}{m-1} \sum_1^m (K_i - \bar{K})^2; \quad s_{N-m}^2 = \frac{1}{N-m-1} \sum_{m+1}^N (K_i - \bar{K})^2. \quad (4.8)$$

Различия признаются значимыми, если выполняется следующее неравенство

$$\frac{|\bar{K}_m - \bar{K}_{N-m}|}{[ms_m^2 + (N-m)s_{N-m}^2]^{0,5}} \left[\frac{m(N-m)(N-2)}{N} \right]^{0,5} > t(P, N-2) \quad (4.9)$$

где $t(P, N-2)$ – табличное значение коэффициента Стьюдента для доверительной вероятности P и числа степеней свободы $(N-2)$ [126].

Для решения задачи по определению аналитической зависимости, которая соответствует детерминированному временному ряду, чаще всего применяют метод наименьших квадратов, базирующийся на допущении о распределении результатов измерений по нормальному закону относительно математического ожидания [83, 128, 129].

При условии несоответствия закона распределения диагностического параметра нормальному закону, можно использовать другие формы законов распределения (таблица 4.1 [130]).

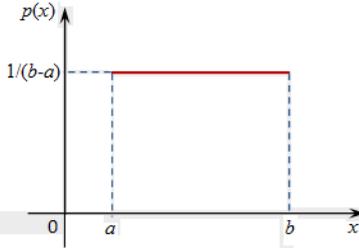
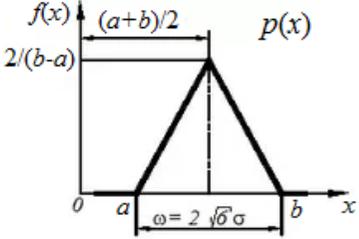
Так как в процессе зарождения дефекта значения контролируемых параметров изменяются по экспоненциальному закону [131], а результаты замеров представляются в логарифмических шкалах, то искомая зависимость тренда в уравнении (4.6) будет иметь линейный вид (рисунок 4.9). Повышение сложности других моделей может привести к повышению их аппроксимирующих свойств, но такие усложнения, как правило, приводят к неудовлетворительным экстраполярным свойствам [82].

Предельное техническое состояние любой системы может быть определено двумя способами [121, 125]:

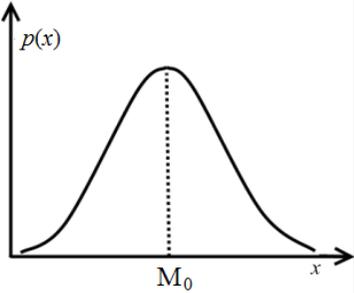
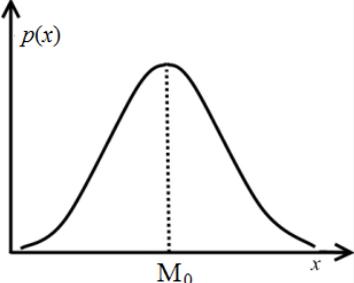
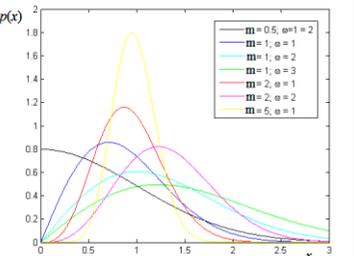
- на стадии проектирования, когда на основании расчетов устанавливают допустимые значения различных «отклонений», например, допустимый остаточный дисбаланс, допустимую величину расцентровки, допустимые зазоры в подшипниках и т.д.;

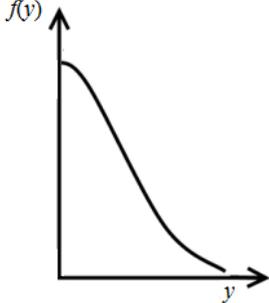
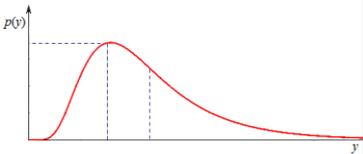
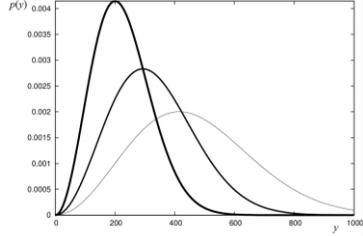
- во время эксплуатации, путем накопления и анализа параметров, характеризующих состояние системы.

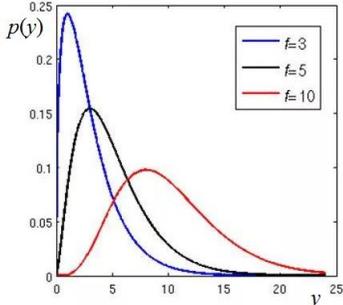
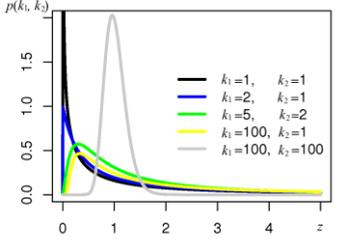
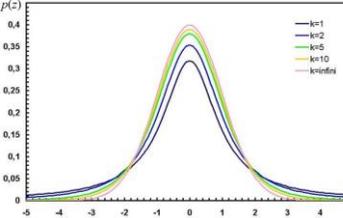
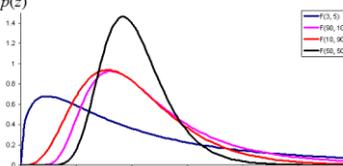
Таблица 4.1 – Непрерывные законы распределения, используемые при оценке остаточного ресурса диагностируемого оборудования

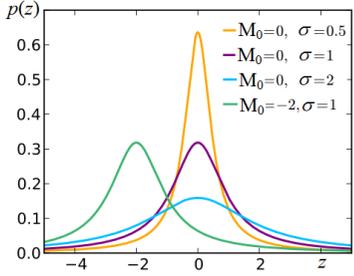
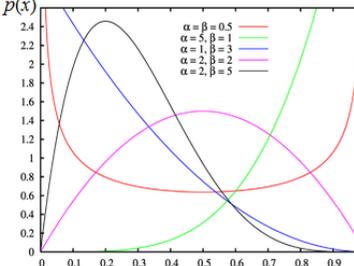
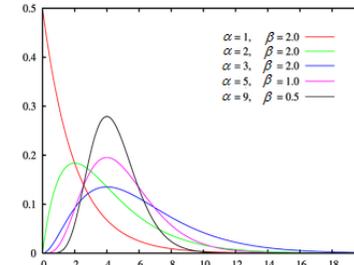
Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
Равномерный		$p(x) = \frac{1}{b-a}, \quad a < x < b$	$F(x) = \begin{cases} 0, & x < a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a < x < b \\ 1, & x > a \end{cases}$	$H(x) = \log(b-a) = \log(\sigma 2\sqrt{3})$	$\sigma^2 = \frac{(b-a)^2}{12}$ <p>Стандартизированная длина половины доверительного интервала $-1,7\sigma$</p> <p>Композиция двух одинаковых равномерных законов</p>
Треугольный (Симпсона)		$p(x) = \begin{cases} \frac{4(x-a)}{(b-a)^2}, & a < x < \frac{a+b}{2} \\ \frac{4(b-x)}{(b-a)^2}, & \frac{a+b}{2} < x < b \end{cases}$	$F(x) = \begin{cases} 0, & -\infty < x < a, \\ \frac{2(x-a)^2}{(b-a)^2}, & a < x < \frac{a+b}{2}, \\ 1 - \frac{2(b-x)^2}{(b-a)^2}, & \frac{a+b}{2} < x < b, \\ 1, & b < x < \infty \end{cases}$	$H(x) = \log \frac{(b-a)\sqrt{e}}{2} = \log(\sigma\sqrt{6e})$	$\sigma^2 = \frac{(b-a)^2}{24}$ <p>Стандартизированная длина половины доверительного интервала $-2,4\sigma$</p> <p>Композиция любого числа нормальных или большого числа произвольных законов</p>

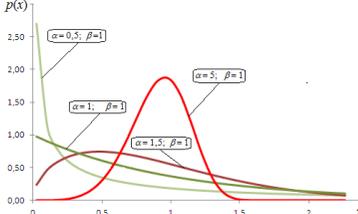
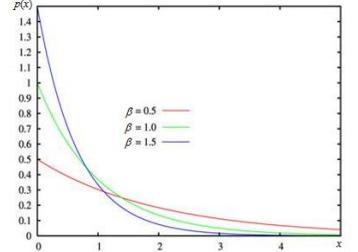
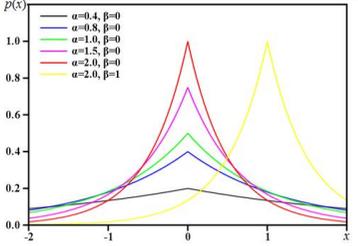
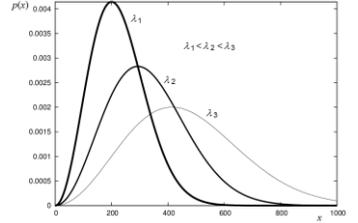
Продолжение Таблицы 4.1

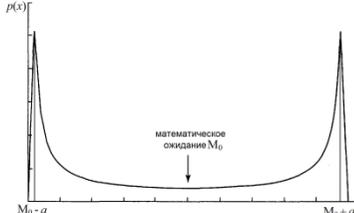
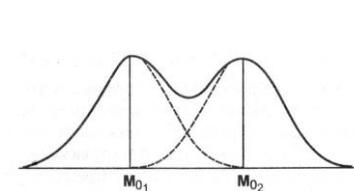
Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
Нормальный (Гаусса)		$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}}$	$F(x_\sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2}} \int_{-\infty}^{x_0} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} dx$	$H(x) = \log(\sigma\sqrt{2\pi e})$	<p>Стандартизированная длина половины доверительного интервала -3σ</p>
Нормированный нормальный		$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}$	$F(x_0) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x_0} e^{-\frac{x^2}{2}} dx$	$H(x) = \log(\sigma\sqrt{2\pi e})$	<p>$\bar{x} = 0; \sigma^2 = 1$ Табулирован</p>
Накагами		$p(x) = \frac{2}{\Gamma(m)} m^m \frac{x^{2m-1}}{\sigma^{2m}} e^{-m\frac{x^2}{\sigma^2}};$ $m \geq \frac{1}{2}$	$F(x) = \frac{\Gamma\left(m, m\frac{x^2}{\sigma^2}\right)}{\Gamma(m)}$		

Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
<p>Распределение модуля нормальной случайной величины X</p>		$p(y) = \frac{2}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}}$	$F(y) = \frac{\Gamma\left(\frac{1}{2}, \frac{y^2}{2\sigma^2}\right)}{\Gamma\left(\frac{1}{2}\right)}$	$H(y) = \log\left(\sigma \frac{\sqrt{2\pi}}{2}\right)$	<p>Получается из распределения Накагами при $m = \frac{1}{2}$</p> $y = x - \bar{x} = \sqrt{X^2}$ $p(X) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}$
<p>Релея</p>		$p(y) = \frac{y}{\sigma^2} e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}}$	$F(y) = 1 - e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}}; y > 0$	$H(y) = \left(1 + \frac{c}{2}\right) \log e,$ <p>где $c = 0,5772\dots$ – число Эйлера</p>	$y = \sqrt{X_1^2 + X_2^2}$ <p>Стандартизированная длина половины доверительного интервала $-3,3\sigma$</p>
<p>Максвелла</p>		$p(y) = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{y^2}{\sigma^3} e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}}$	$F(y) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \Gamma\left(\frac{3}{2}, \frac{y^2}{2\sigma^2}\right)$		$y = \sqrt{X_1^2 + X_2^2 + X_3^2}$

<p>χ^2-распределение (Пирсона)</p>		$p(y) = \frac{2^{-\frac{n}{2}}}{\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)} \frac{y^{\frac{n}{2}-1}}{\sigma^n} e^{-\frac{y}{2\sigma^2}}$	$F(y) = \frac{\Gamma\left(\frac{n}{2}, \frac{y^2}{2\sigma^2}\right)}{\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)}; y > 0$	<p>При $s = 1$ $H(y) = \log \Gamma\left(\frac{n}{2}\right) + \log +$ $+ \left[\frac{n}{2} - \left(\frac{n}{2} - 1\right)\psi\left(\frac{n}{2}\right)\right] \log e,$ $\psi(z) = \frac{d}{dz} \ln \Gamma(z)$ где пси-функция Эйлера</p>	$y = \sum_{i=1}^n X_i^2$
<p>Закон распределения</p>	<p>График плотности вероятности</p>	<p>Дифференциальная функция</p>	<p>Интегральная функция</p>	<p>Энтропия</p>	<p>Дополнительные сведения</p>
<p>z-распределение</p>		$p(z) = \frac{2k}{B\left(\frac{m}{2}, \frac{n}{2}\right)} \frac{z^{km-1}}{(1+z^{2k})^{\frac{m+n}{2}}}$	$F(z) = 1 - \frac{I_1}{1+z^{2k}}\left(\frac{m}{2}, \frac{n}{2}\right)$		$Z^k = \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^m X_j^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n X_i^2}}$
<p>Стьюдента</p>		$p(z) = \frac{2}{B\left(\frac{1}{2}, \frac{n}{2}\right)} \frac{1}{(1+z^2)^{\frac{1+n}{2}}}$	$F(z) = 1 - \frac{I_1}{1+z^2}\left(\frac{1}{2}, \frac{n}{2}\right)$		<p>Получается из z – распределения при $k = m = 1$</p>
<p>Фишера</p>		$p(z) = \frac{1}{B\left(\frac{m}{2}, \frac{n}{2}\right)} \frac{z^{\frac{m}{2}-1}}{(1+z)^{\frac{m+n}{2}}}$	$F(z) = 1 - \frac{I_1}{1+z}\left(\frac{m}{2}, \frac{n}{2}\right)$		<p>Получается из z – распределения при $k = \frac{1}{2}$</p>

Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
Коши		$p(z) = \frac{2}{\pi} \frac{1}{1+z^2}$	$F(z) = \frac{2}{\pi} \operatorname{arctg} z$	$H(z) = \log 4\pi$	<p>Получается из z-распределения при $k = m = n = 1, \sigma^2 = \infty$</p>
Бета-распределение		$p(x) = \frac{1}{B(\alpha, \beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1}$	$F(x) = I_x(\alpha, \beta)$		
Гамма-распределение (Эрланга)		$p(x) = \frac{\beta^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha+1)} x^{\alpha} e^{-\beta x}$	$F(x) = \frac{\Gamma(\alpha+1, \beta x)}{\Gamma(\alpha+1)}$	$H(x) = \log \Gamma(\alpha+1) - \alpha \log e \psi(\alpha+1) + (\alpha+1) \log e + \log \frac{1}{\beta},$ <p>где $\psi(\alpha+1)$ -пси-функция Эйлера</p>	

Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
Вейбулла		$p(x) = \alpha \beta x^{\alpha-1} e^{-\beta x^\alpha}$	$F(x) = 1 - e^{-\beta x^\alpha}$		<p>При $\alpha = 2, \beta = \frac{1}{2\sigma^2}$ переходит в распределение Релея</p>
Экспоненциальный односторонний (показательный)		$p(x) = \beta e^{-\beta x}$	$F(x) = 1 - e^{-\beta x}$	$H(x) = \log \frac{e}{\beta} = \log(\sigma e)$	<p>Получается из распределения Вейбулла при $\alpha = 1$</p>
Экспоненциальный двухсторонний (Лапласа)		$p(x) = \frac{\beta}{2} e^{-\beta x-\bar{x} }$	$F(x) = \begin{cases} \frac{1}{2} e^{-\beta(x-\bar{x})}, & -\infty < x < \bar{x} \\ 1 - \frac{1}{2} e^{-\beta(x-\bar{x})}, & \bar{x} < x < \infty \end{cases}$	$H(x) = \log \frac{2e}{\beta} = \log(\sigma e \sqrt{2})$	
Показательно – степенной		$p(x) = \frac{x^\lambda}{\lambda!} e^{-x}$	$F(x) = \frac{\Gamma(\lambda + 1, x)}{\Gamma(\lambda + 1)}$	$H(x) = \log \lambda! - \lambda \log e \left(\sum_{\mu=2}^{\lambda} \frac{1}{\mu} \right) + \log e,$ <p>где $c = 0,5772\dots$ - число Эйлера</p>	

Закон распределения	График плотности вероятности	Дифференциальная функция	Интегральная функция	Энтропия	Дополнительные сведения
Арксинуса		$p(x) = \frac{1}{\pi\sqrt{a^2 - x^2}}$	$F(x) = \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \arcsin \frac{x}{a}$	$H(x) = \log \pi + \frac{1}{\pi} \int_0^a \log \frac{(a^2 - x^2)}{\sqrt{a^2 - x^2}} dx$	$\bar{x} = 0; \sigma^2 = \frac{a^2}{2}$
Бимодальный		$p(x) = \frac{1}{2\sigma\sqrt{2\pi}} \left[e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} + e^{-\frac{-(x+\bar{x})^2}{2\sigma^2}} \right]$	$F(x_0) = \frac{1}{2\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^{x_0} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} dx + \frac{1}{2\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^{x_0} e^{-\frac{-(x+\bar{x})^2}{2\sigma^2}} dx$	$H(x) = \log 2 + \log(\sigma\sqrt{2\pi e})$	<p>Композиция нормального и дискретного законов распределения вероятности</p>

Второй способ является более эффективным при диагностике технических систем любой сложности вследствие того, что первый способ сопряжен с достаточно сложными вычислениями и целым рядом приближений и допущений.

В общем случае, задача построения прогноза остаточного ресурса диагностируемой технической системы по массиву данных периодического мониторинга, сводится к экстраполяции найденного тренда и определению времени его пересечения с линией, определяющей пороговые уровни диагностического параметра, характеризующие три основных состояния по распространенной классификации [68, 71, 132] – удовлетворительное, допустимое и недопустимое.

Предположим, что при работе диагностируемой системы за время её эксплуатации $T_э$ произошло возрастание контролируемого параметра на величину $\Delta K_{T_э}$. Тогда искомый тренд будет выглядеть следующим образом

$$K_{T_э} - K_0 = b(t_э - t_0) \quad (4.10)$$

Или

$$K_{T_э} - K_0 = \bar{V}_K(t_э - t_0), \quad (4.11)$$

откуда несложно определить величину средней скорости деградации диагностируемой системы \bar{V}_K и сроки достижения предельного состояния (рисунок 4.8, здесь $K_{пр}$ – предельное значение диагностического параметра, $K_{пес}$ и $K_{опт}$ – 80% доверительные интервалы оценки предельного состояния, $T_{пес}$ и $T_{опт}$ – пессимистическая и оптимистическая оценки остаточного ресурса).

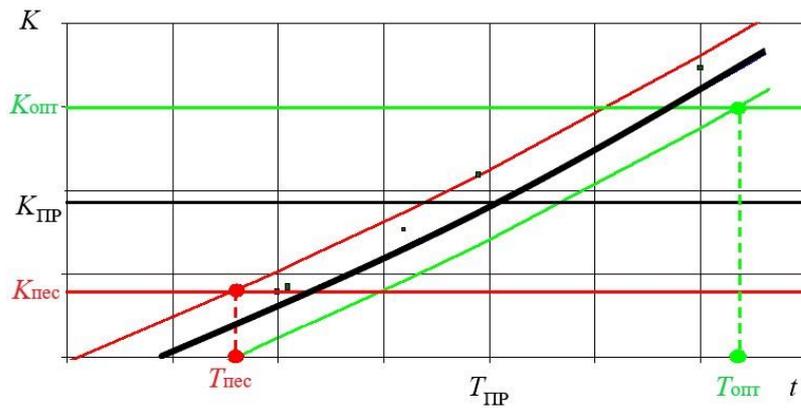


Рисунок 4.8 – Схема изменения технического состояния объекта диагностики в координатах «диагностический параметр – время»

Неоспоримо, что увеличение количества наблюдений и уменьшения периода прогнозирования приведет к повышению уровня точности прогноза. Применение переносных измерительных систем при осуществлении диагностических измерений затрудняет сбор большого количества данных. В данной ситуации становится очень важным вопрос по определению необходимого числа замеров, чтобы прогноз обладал высокой точностью.

Согласно диаграмме, демонстрирующей зависимость погрешности прогнозирования (отношения среднеквадратичного отклонения к дисперсии) от количества измерений [132], определены следующие соотношения:

- 6 измерений-для прогноза на 1 интервал измерений;
- 16 измерений- для прогноза на 10 интервалов измерений.

В общем случае это допущение может быть представлено в следующем виде

$$s_L^2 = s^2 \left[\frac{1}{N} + \frac{3(N + 2T - 1)^2}{N(N^2 - 1)} \right], \quad (4.12)$$

или в предельном случае при равенстве дисперсий

$$\frac{1}{N} + \frac{3(N + 2T - 1)^2}{N(N^2 - 1)} = 1, \quad (4.13)$$

из которого для выбранного периода T может быть получено минимально необходимое число измерений N .

При составлении прогноза по изменению технического состояния сложного и ответственного оборудования, от которого зависит не только показатели производительности, но и жизнь и здоровье людей, целесообразно применять гарантируемый период надежной работы (T_{min}), величина которого определяется из уравнения

$$\tilde{K} \pm t_s(P)s_r = K_0 + \Delta K_3, \quad (4.14)$$

где s_r – среднеквадратичное отклонение прогнозируемой величины.

4.2 Построение прогностических оценок работоспособности агрегатов КГРП

Как было указано ранее (см. п. 4.1) наибольшая интенсивность механических колебаний была отмечена к концу первого года эксплуатации в приводах скребкового конвейера и ленточного перегружателя КГРП. Рассмотрим более подробно деградацию этих агрегатов.

Привод ленточного перегружателя

Обработка статистических данных, собранных в ходе осуществления программы мониторинга технического состояния агрегатов КГРП, позволила построить статистическую картину потери работоспособного состояния привода ленточного перегружателя (рисунок 4.9).

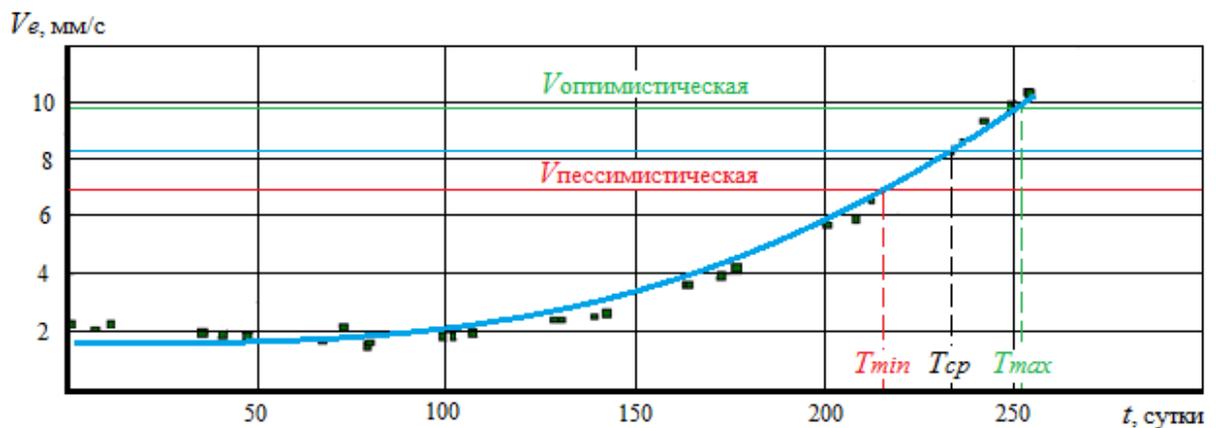


Рисунок 4.9 – Изменение СКЗ виброскорости во времени при дисбалансе выходного вала редуктора с двигателем

При построении тренда была использована экспоненциальная зависимость, как наиболее логически обоснованная для постепенных отказов [79, 80, 134, 135], и, при достижении уровня пессимистической оценки выбранного критерия V_e , было проведено контрольное диагностическое обследование привода, в ходе которого было установлено, что основной причиной повышенной вибрации является дисбаланс выходного вала редуктора, величина виброскорости $V \approx 21$ мм/с (рисунок 4.10).

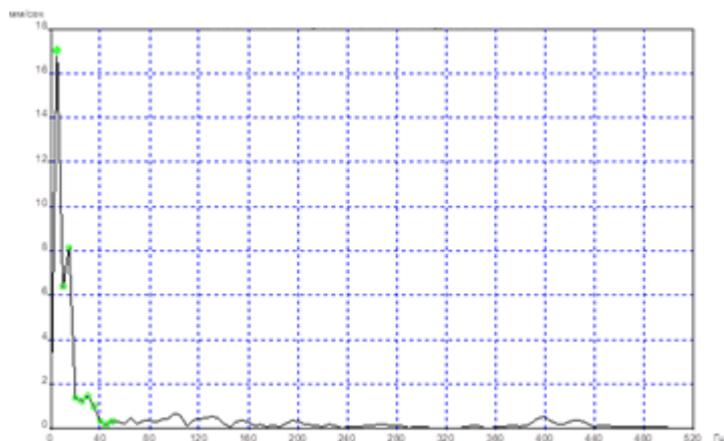


Рисунок 4.10 – Интенсивность вибрации редуктора ленточного перегружателя

После достижения критерием величины пессимистической оценки (примерно на двухсот пятидесятые сутки эксплуатации) была проведена остановка КГРП для проведения балансировки гидромеханического привода ленточного перегружателя, что положительно сказалось на его работоспособности (рисунок 4.11).

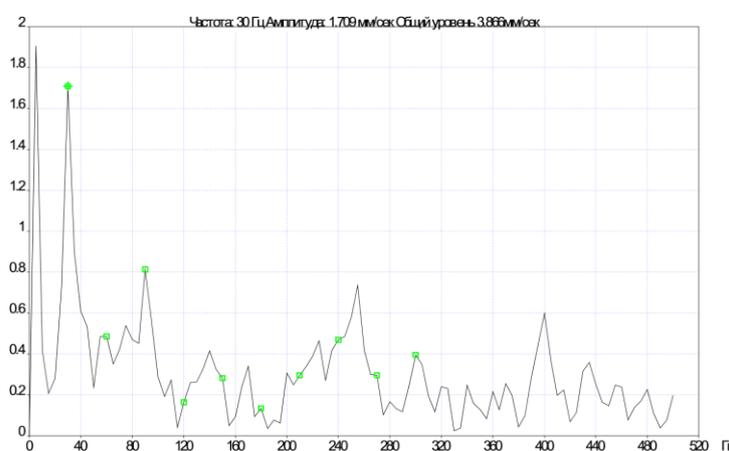


Рисунок 4.11 – Интенсивность вибрации редуктора ленточного перегружателя после балансировки

Привод скребкового конвейера

Обработка статистических данных, собранных в ходе осуществления программы мониторинга технического состояния агрегатов КГРП, позволила

построить статистическую картину потери работоспособного состояния приводом скребкового конвейера (рисунок 4.12).

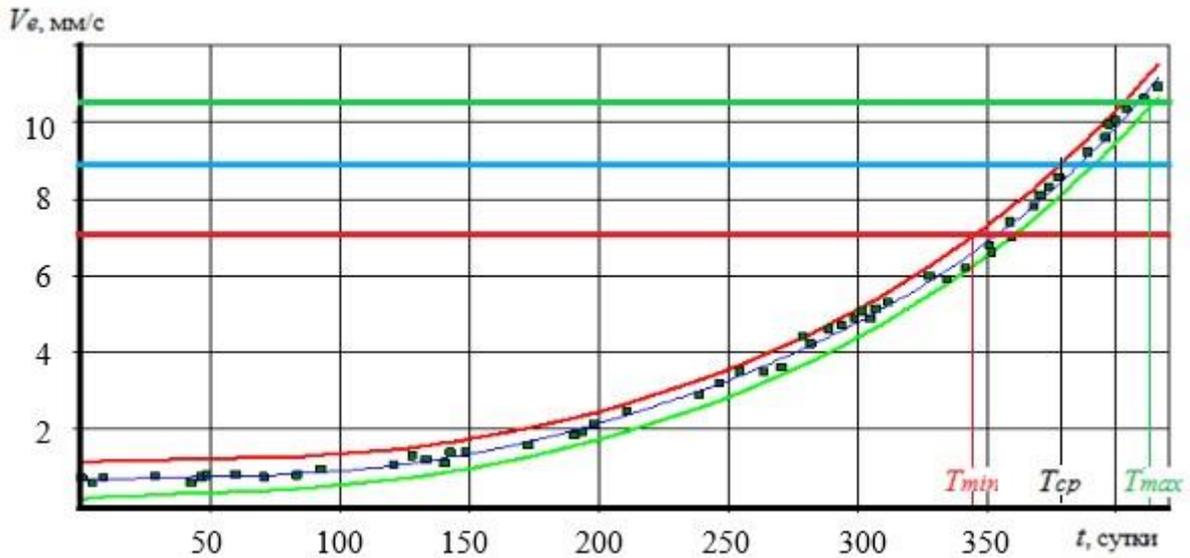


Рисунок 4.12 – Изменение СКЗ виброскорости во времени при расцентровке соединения «ротор электродвигателя – входной вал редуктора»

При достижении уровня пессимистической оценки выбранного критерия V_e было проведено контрольное диагностическое обследование привода, в ходе которого было установлено, что основной причиной повышенной вибрации является расцентровка валопровода «ротор электродвигателя – входной вал редуктора», величина виброскорости $V \approx 11$ мм/с (рисунок 4.13).

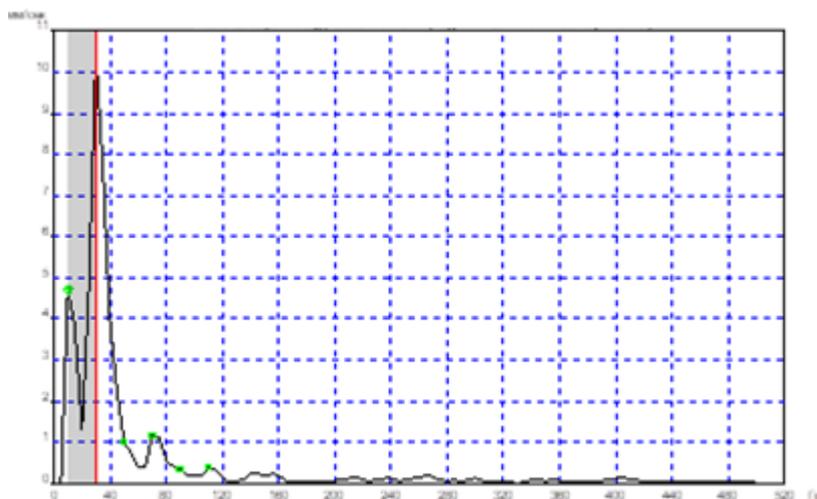


Рисунок 4.13 – Интенсивность вибрации заднего подшипника электродвигателя скребкового конвейера

После достижения критерием величины пессимистической оценки (примерно на 410 сутки эксплуатации) была проведена остановка КГРП для

проведения центровки соединения «ротор электродвигателя – входной вал редуктора», что привело к существенному снижению вибрационной нагруженности (рисунок 4.14).

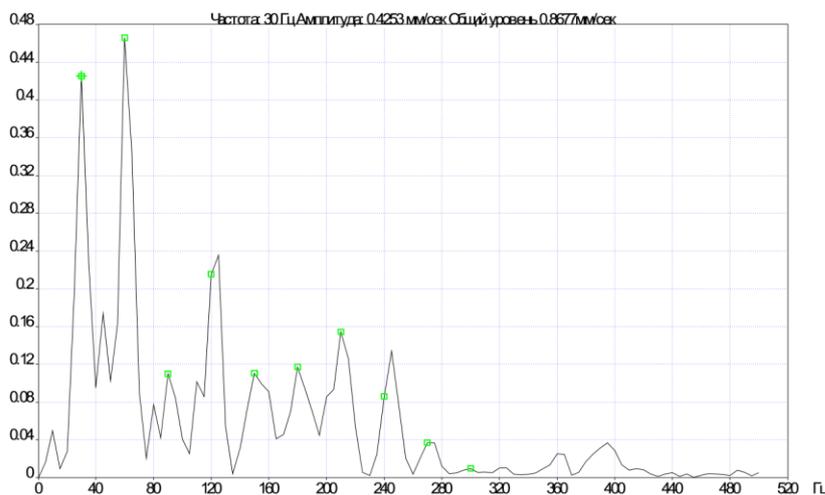


Рисунок 4.14 – Интенсивность вибрации заднего подшипника электродвигателя после центровки вала

Использование прогностических моделей на основе статистических результатов вибродиагностики позволяет, с 80% доверительной вероятностью, оценить исследуемую неисправность, а также спрогнозировать остаточный ресурс узла или агрегата и осуществлять эффективное планирование ремонтных работ и предупреждать возникновения аварийных отказов.

Как показали результаты хронометражных наблюдений за работой КГРП №29 до и после внедрения разработанных мероприятий по климатической адаптации гидросистемы комплекса, а также разработанной «Методики» (рисунок 4.15), сократились аварийные простои комплекса и время восстановления работоспособности его агрегатов. Коэффициент технического использования увеличился примерно в 1,3 раза с $K_{ТИ} = 0,6$ до $K_{ТИ} = 0,8$ (в лучшие месяцы), а в среднем составил $K_{ТИ} = 0,6$.

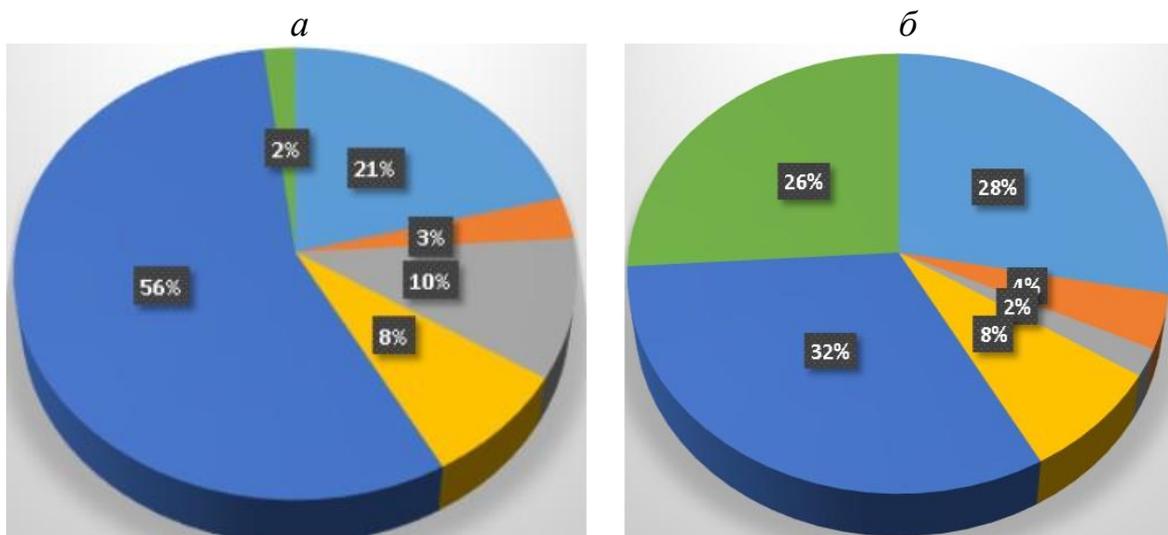


Рисунок 4.15 – Анализ результатов хронометражных наблюдений за работой КГРП №29 до (а) и после (б) внедрения разработанных мероприятий:

здесь ■ - время производительной работы; ■ - время вспомогательных операций; ■ - время технического обслуживания; ■ - время ремонтов по отказу; ■ - время технологических простоев; ■ - время организационных простоев

В итоге предложенное решение позволит минимизировать издержки, связанные с внезапным выходом оборудования из строя, оптимизировать логистику и складское хозяйство. Будут созданы все условия для перехода к качественно новой системе управления техническим обслуживанием технологического оборудования.

4.3 Методика вибродиагностики главных приводов КГРП

Методика вибродиагностики главных приводов комплексов глубокой разработки пластов КГРП (в дальнейшем «Методика») устанавливает порядок определения технического состояния главных приводов КГРП виброакустическим методом при проведении экспертизы промышленной безопасности.

«Методика» может быть также использована для:

- определения технического состояния главных приводов КГРП;
- выявления причин отказов и поломок главных приводов КГРП.

Вибродиагностику главных приводов КГРП для целей экспертизы промышленной безопасности имеют право осуществлять организации, аккредитованные НТЦ «Промышленная безопасность» в качестве экспертных организаций и имеющие лицензию Ростехнадзора России на право проведения экспертизы промышленной безопасности технических устройств [85...88].

Описание метода

В «Методике» использован метод определения технического состояния главных приводов КГРП по параметрам виброакустического сигнала, создаваемого работой кинематических пар. По насыщенности информации и скорости ее получения виброакустический сигнал превосходит другие виды сигналов о состоянии машины (например, сигналы о температуре масла, подшипников, потребляемой мощности и др.)

Поэтому в основу методики положен анализ амплитудно-частотной характеристики виброакустического сигнала, полученного с помощью вибронализаторов. Информативные сигналы в виде амплитудно-частотной характеристики виброакустического сигнала в широких полосах частот содержат достаточное количество информации о состоянии оборудования и отдельных его элементов для принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации машины или необходимости ее ремонта. Из известных параметров виброакустического сигнала для целей диагностики главных приводов наиболее соответствует среднеквадратическое значение виброскорости (мм/с).

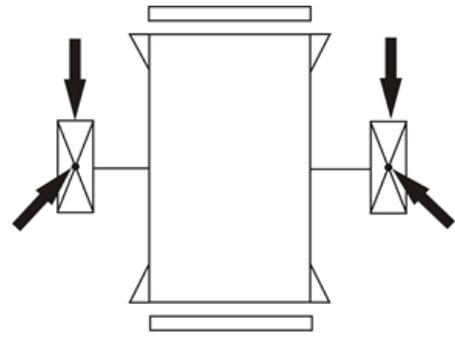


Рисунок 4.16 – Схема измерения вибрации привода режущей части

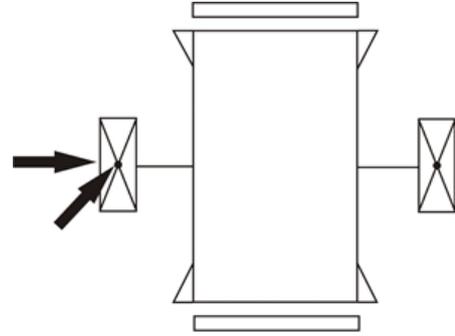


Рисунок 4.17 – Схема измерения вибрации привода погрузчика рабочего органа

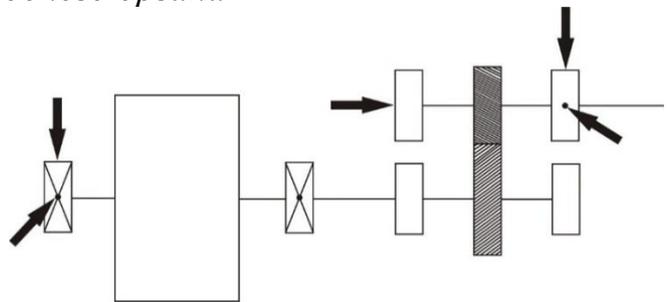


Рисунок 4.18 – Схема измерения вибрации привода ленточного перегружателя

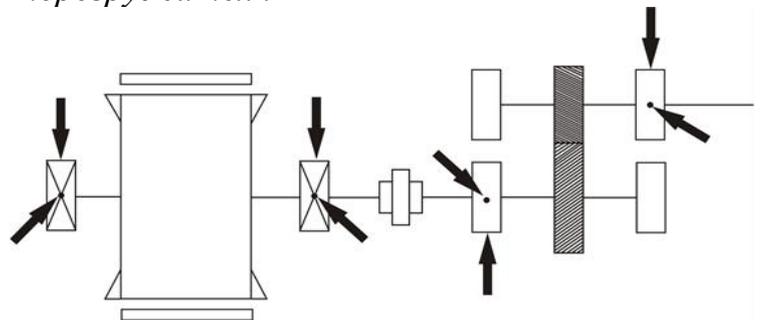


Рисунок 4.19 – Схема измерения вибрации привода скребкового конвейера

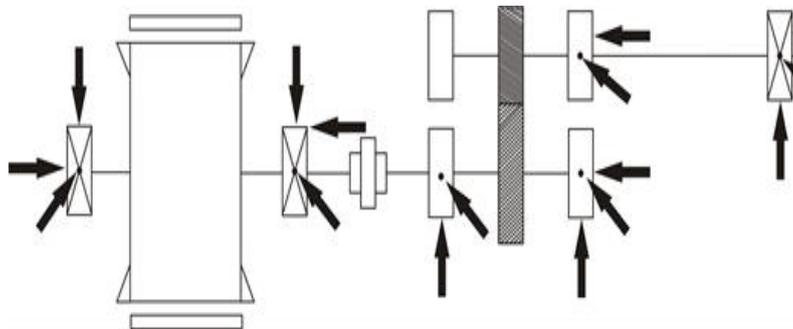


Рисунок 4.20 – Схема измерения вибрации привода шнекового конвейера

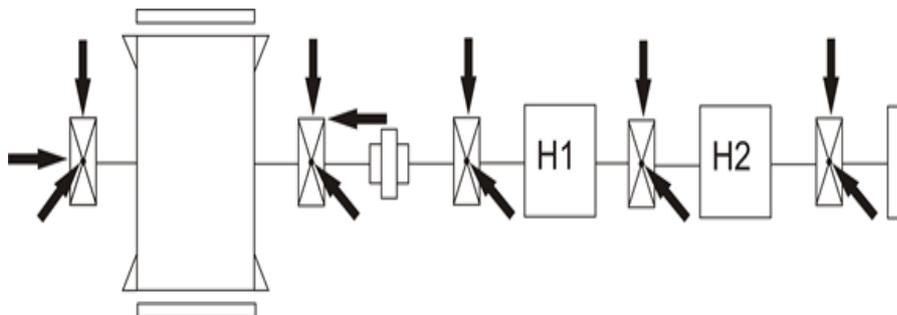


Рисунок 4.21 – Схема измерения вибрации привода маслостанции

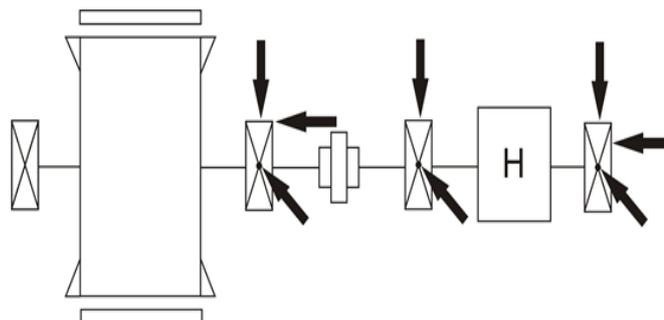


Рисунок 4.22 – Схема измерения вибрации привода насоса для антифриза

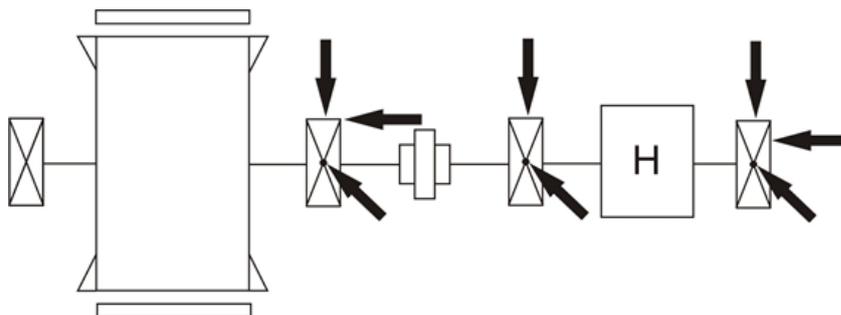


Рис. 4.23 – Схема измерения вибрации привода насоса системы охлаждения

Вибрационное обследование главных приводов КГРП позволило с достаточной степенью достоверности оценить их фактическое состояние, не прибегая к разборке, и определить возможные неисправности и дефекты, вызванные износом основных деталей, перекосами вращающихся элементов машин и т.д.

Вибрационное обследование главных приводов КГРП проводилось в соответствии с прилагаемыми схемами, представленными на рисунках 4.16...4.23.

Оценка технического состояния главных приводов КГРП осуществлялась посредством анализом среднеквадратического значения виброскорости амплитудно-частотной характеристики виброакустического сигнала в диапазоне частот 2...5000 Гц. Частота виброакустического сигнала зависит от формы дефекта, а амплитуда – от его размеров.

Для оценки технического состояния главных приводов КГРП принималась четырехуровневая система: «нормальное состояние», «допустимое состояние», «предельно допустимое состояние» и «аварийное состояние».

Уровень виброакустического сигнала с оценкой «нормальное состояние» означает, что сборка узлов машинного агрегата оптимальна, вероятность появления дефектов на протяжении длительной эксплуатации минимальна.

Уровень «допустимое состояние» означает, что сборка узлов обеспечивает минимальную вероятность появления эксплуатационных дефектов на протяжении межремонтного периода.

Уровень «предельно допустимое состояние» означает, что появляется повышенная вероятность преждевременного выхода узла из строя, машинный агрегат требует ремонта, повышенный уровень механических колебаний должен быть устранен.

Уровень «аварийное состояние» означает, что дальнейшая эксплуатация может привести к аварийному отказу машинного агрегата.

Средства диагностирования, вспомогательные устройства и материалы

Требования к СИ, применяемым при вибродиагностике технических устройств, приведены в ГОСТ 30296-95 [87], ГОСТ ИСО 2954-97 [74], ГОСТ 25257-82 7 [90].

Методы оценки вибрации изложены в стандартах – ИСО 2373 [91], ГОСТ 20815-93 [92], ГОСТ 12739-85 [93], ГОСТ ИСО 10816-1-97 [71], ГОСТ ИСО 10817-1-99 [94], ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009 [95], ГОСТ Р ИСО 13373-2-2009 [96], ГОСТ Р ИСО 13379-1-2015 [97] и литературных источниках [98...101].

Современный комплекс средств измерений и диагностики (измерительная система) для проведения работ по вибродиагностике состоит из следующих частей: аппаратные средства измерений (приборы для измерения и анализа вибрации), вспомогательные устройства и каналы связи, программное обеспечение для обработки измерительной информации и ЭВМ (рисунок 4.24).

Для измерения, контроля и анализа вибрации непосредственно в условиях эксплуатации пригодна переносная аппаратура, представленная виброанализаторами и сборщиками данных.

Для регистрации виброакустических сигналов при проведении технического диагностирования КГРП могут быть использованы виброанализаторы и сборщики данных, имеющие техническую возможность регистрировать виброакустические сигналы (в т.ч. в виде амплитудно-частотной характеристики) в полосе частот 0,01...10,0 кГц, с двойным интегрированием, с заданием границ частотного диапазона, с чувствительностью по виброскорости не ниже 10^{-5} мм/с, с энергонезависимой памятью и возможностью вывода данных на дисплей и персональный компьютер.

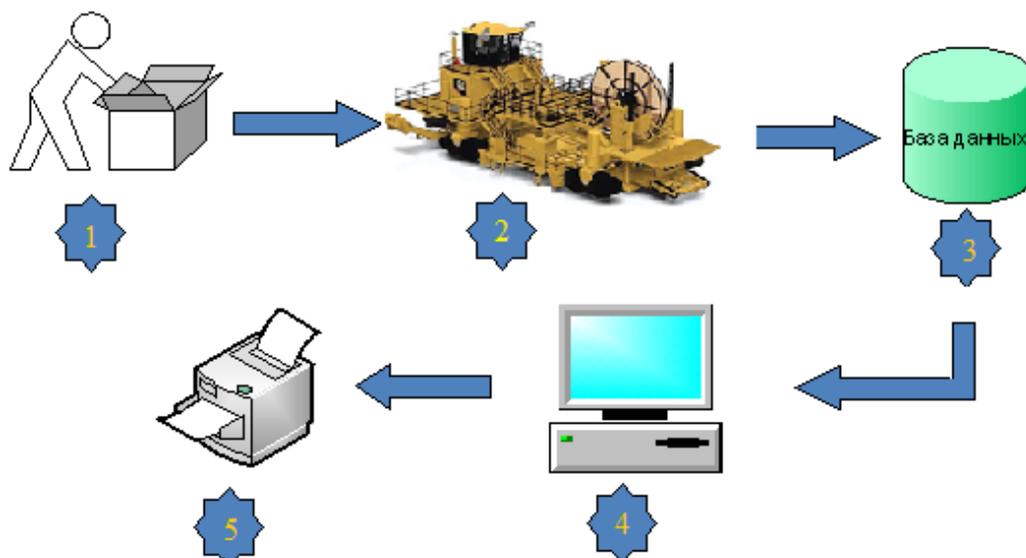


Рисунок 4.24 – Подготовка и проведение работ по вибродиагностике:
 1 – подготовительные работы в лабораторных условиях (маршрут обследования, частотный и динамический диапазоны измерений); 2 – подготовительные работы на объекте диагностики (расстановка измерительных преобразователей); 3 – сбор данных на объекте диагностики; 4 – анализ результатов диагностики; 5 – оформление результатов диагностики (обнаруженные дефекты, степень их опасности)

Из представленного на рынке широкого ассортимента вибродатчиков для целей вибродиагностики главных приводов КГРП соответствует группа пьезодатчиков общего назначения.

В комплект прибора должен входить пакет прикладных программ (ППП) для работы с компьютером. Основным требованием к ППП является наличие опции установки допустимых значений для выбранной частотной полосы.

Подготовка к выполнению диагностирования

При проведении вибродиагностики главных приводов комплекса глубокой разработки пластов необходимо, чтоб средства поверки были технически исправны и поверены.

Сначала необходимо, используя ППП, создать и подготовить маршрутную карту проведения технической диагностики главных приводов комплекса глубокой разработки пластов, включающую в себя определенную

операционную последовательность контроля; эта последовательность в процессе диагностирования строго выдерживается.

Обычно карты регистрации уровней вибрации и программы обработки информации содержат наименования узлов агрегата, принятые регламентом предприятия. При подготовке маршрута могут быть использованы следующие условные обозначения [100]:

- индекс агрегата (например, ПРОЛ, ПРОП – привод рабочего органа левый и правый соответственно, ППРОЛ, ППРОП – привод погрузчика рабочего органа левый и правый соответственно, ПЛП – привод ленточного перегружателя, ПСК – привод скребкового конвейера, ПШКЛ, ПШКП – привод шнекового конвейера левый и правый соответственно, М – маслостанция, НА – насос для перекачки антифриза, НСО – насос системы охлаждения);

- индекс принадлежности к узлу агрегата (например, Д – двигатель, Р – редуктор, ПН, ВН, ТН – первый, второй и третий насосы соответственно, Н – насос, П – подшипник);

- номер исследуемого подшипника (например, 1, 2, 3 и т.д.);

- направление измерения (например, вер – вертикальное, поп – поперечное, ос – осевое).

Выполнение технического диагностирования

Вибродиагностика главных приводов КГРП производится в соответствии с маршрутом диагностирования в следующей последовательности:

- установить датчик (на магнитной основе) виброанализатора на отмеченный участок привода;

- подать предупреждающий сигнал о запуске одного из приводов КГРП;

- запустить привод.

Необходимо, чтобы датчик вибрации был надежно закреплен на поверхности исследуемого объекта. Это одно из важнейших условий для получения точной качественной и количественной картины происходящего; при некачественном или ненадежном креплении датчика будет неизбежно происходить

искажение результатов из-за резкого уменьшения диапазона измерений вследствие сокращения линейной области АЧХ датчика.

При проведении измерений измерительный кабель не должен подвергаться интенсивным колебаниям и должен быть удален (по мере возможности) от источников сильных электромагнитных полей [100]:

- произвести регистрацию амплитудно-частотной характеристики в задаваемой полосе частот 0,002 кГц;
- переместить датчик на другую точку измерения и повторить измерения;
- по максимальному значению виброскорости (таблица 2.7) определяется, к какому классу технического состояния следует отнести привод того или иного агрегата.

Обработка результата диагностирования

Записанные на виброанализатор или сборщик данных амплитудно-частотные характеристики сигналов исследуемых приводов подлежат обработке. Первичная обработка производится на месте исследований для выявления дефектов главных приводов, могущих повлечь за собой отказ оборудования и требующих срочного ремонта. Полная обработка данных исследований [94...100] с распечаткой протоколов вибродиагностики проводится после загрузки полученной информации в компьютер.

Результатом проведенной вибродиагностики является протокол, содержащий значения виброскорости в контролируемых точках, а также заключение о техническом состоянии исследуемого оборудования. Протокол подписывается специалистами по вибродиагностике, проводившими диагностирование, и утверждается руководителем организации.

Погрешность диагностирования

Погрешность диагностирования в общем случае [100] равна:

$$\Delta = \Delta_{И} + \Delta_{М} + \Delta_{Омс}. \quad (4.15)$$

где Δ_H – инструментальная погрешность (погрешность средства диагностирования); Δ_M – методическая погрешность; $\Delta_{Отс.}$ – погрешность отсчитывания.

Инструментальная погрешность

$$\Delta_H = \Delta_O + \Delta_\partial + \Delta_{дин.} + \Delta_{вз.}, \quad (4.16)$$

где Δ_O – основная погрешность СИ; Δ_∂ – суммарная дополнительная погрешность средства диагностирования (состоит из ряда слагаемых $\Delta_{\partial 1}, \Delta_{\partial 2}, \Delta_{\partial n}$, обусловленных различными влияющими величинами $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$) [100]; $\Delta_{дин.}$ – динамическая составляющая погрешности средства диагностирования; $\Delta_{вз.}$ – погрешность взаимодействия средства диагностирования с объектом измерения.

Информацию о пределе допускаемого значения основной погрешности дает класс точности средства диагностирования, причем для разных характеристик нормирования погрешностей средства диагностирования вычисления производятся по-разному. Например, если класс точности прибора указан в виде одного числа q (в кружке), тогда предел допускаемой основной относительной погрешности результата [100]

$$\delta = \frac{\Delta_0}{x} \times 100\% = q, \%, \quad (4.17)$$

где Δ_0 – абсолютная погрешность; x – отсчет измеряемой величины.

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности результата измерений

$$\Delta_0 = \frac{qx}{100}. \quad (4.18)$$

Пределами допускаемых дополнительных погрешностей Δ_∂ могут быть погрешности, обусловленные работой средств диагностирования в условиях,

отличных от нормальных, т.е. функциональной зависимостью от влияющих величин.

Динамическая составляющая погрешности $\Delta_{дин.}$ возникает в тех случаях, когда информативный параметр сигнала изменяется во времени, а инерционные свойства средства диагностирования не позволяют его точно измерить.

Погрешность от взаимодействия средства диагностирования с объектом измерения $\Delta_{вз}$ зависит от свойств средства диагностирования и объекта.

Методическая составляющая погрешности измерения Δ_M обусловлена несовершенством метода измерения. Выявление источников и характера поведения методических погрешностей может быть выполнено тщательным анализом принятого кванта шкалы и не включается в состав основной погрешности Δ_o , а входит в состав погрешности метода измерения, используемого в конкретном эксперименте. Погрешность отсчитывания $\Delta_{отс}$ средства диагностирования с цифровым отсчётным устройством не превышает одного диагностирования, – с аналоговым отсчётным устройством не включается. Ее предельное значение для аналоговых приборов определяется формулой [100]

$$\Delta_{отс.н.} = \pm k \times (\text{ЦД}), \quad (4.19)$$

где k – коэффициент, значение которого зависит от того, до каких долей деления производится округление при отсчете (если до половины, то $k=0,5$; если до десятой доли, то $k=0,1$ и т.д.); ЦД – цена деления.

По нормируемым метрологическим характеристикам, которыми характеризуются средства диагностирования, можно определить только предельные значения составляющих Δ_n погрешности измерения Δ , т.е. такие, для которых с вероятностью $P=1,0$ можно считать, что действительные значения этих составляющих Δ_i не превосходят Δ_n [100].

Если значения всех Δ_n двузначны и симметричны, то модуль предельного значения погрешности измерения находится путем арифметического суммирования модулей составляющих

$$|\Delta_n| = \sum_{i=1}^n |\Delta_i|. \quad (4.20)$$

Результат измерения представляется в виде:

$$x \pm \Delta_n; P = 1 \text{ или } x - \Delta_n < x < x + \Delta_n; P = 1. \quad (4.21)$$

Правила округления, которые необходимо применять при записи результатов замеров:

- 1) Погрешность результата замера указывается двумя значащими цифрами, если первая из них равна 1 или 2, и одной – если первая есть 3 и более.
- 2) Результат замера округляется до того же десятичного разряда, которым оканчивается округленное значение абсолютной погрешности.
- 3) Округление производится лишь в окончательном ответе, а все предварительные вычисления проводят с одним-двумя лишними знаками.

В большинстве случаев при диагностировании нет необходимости определять погрешность каждого отдельного результата измерения. В этом случае целесообразно использовать критерий грубых ошибок наблюдений при допущении, что полученный экспериментальный ряд значений вибрации подчиняется нормальному закону распределения.

$$X_{np} = X_m + S q_{q,n}, \quad (4.22)$$

где X_m – среднее арифметическое результатов измерений, S – оценка среднеквадратического отклонения результатов измерений; $q_{q,n}$ – квантиль распределения величины. Для уровня 99% $q_{q,n} = 3$ [82].

Периодичность диагностирования

Вибродиагностику для определения технического состояния главных приводов КГРП при периодических ревизиях рекомендуется проводить в следующих случаях.

Первичную оценку зарождающихся дефектов и оценку степени их опасности необходимо осуществлять в процессе окончания работ по монтажу комплекса, до выдачи его из монтажного цеха или с монтажной площадки.

При интенсивности виброакустических сигналов на главных приводах КГРП в классе оценки «Нормальное состояние», периодичность оценки рекомендуется устанавливать один раз в квартал, а в классе оценки «Допустимое состояние» – один раз в месяц.

Требования к квалификации операторов

К работе по вибродиагностике главных приводов КГРП, проводимой в рамках экспертизы промышленной безопасности, допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями [86...88]. Лицо (лица), подготавливающие Протокол вибродиагностики и заключение о техническом состоянии, должны иметь аттестацию не ниже 2-го уровня. Специалисты по вибродиагностике при выполнении диагностирования должны руководствоваться должностными инструкциями, требованиями Руководства по качеству лаборатории неразрушающего контроля.

Подготовленность специалиста к выполнению конкретных видов работ по вибродиагностике главных приводов КГРП при периодических ревизиях и планово-предупредительных ремонтах КГРП определяется внутренними документами угледобывающего предприятия.

Требования безопасности

Лица, выполняющие вибродиагностику главных приводов КГРП на объектах угольной промышленности, должны знать и выполнять требования безопасности.

К работе допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности на данном предприятии, знакомые с устройством и принципом работы главных приводов КГРП, с приборами по вибродиагностике и правилами их применения.

Лица, выполняющие вибродиагностику, должны знать и выполнять требования по охране труда, правила и нормы внутреннего распорядка, инструкции и методы на выполняемые работы.

4.4 Результаты диагностического обследования КГРП

На основе разработанной автором методики вибродиагностики (см. п. 4.3) в течение 2 лет на разрезах «Распадский» и «Южный» проводился мониторинг технического состояния основных узлов и агрегатов комплекса.

Измерения и анализ параметров вибрации производились с использованием коллектора/анализатора Кварц СУ-060 №15 (рисунок 4.25).



Рисунок 4.25 – Коллектор/анализатор Кварц СУ-060 (а) со стандартным измерительным преобразователем, устанавливаемом на объекте с помощью редкоземельного магнита

Амплитудно-частотная характеристика измерительного канала обеспечивает проведение измерений в требуемом частотном диапазоне (рисунок 4.26).

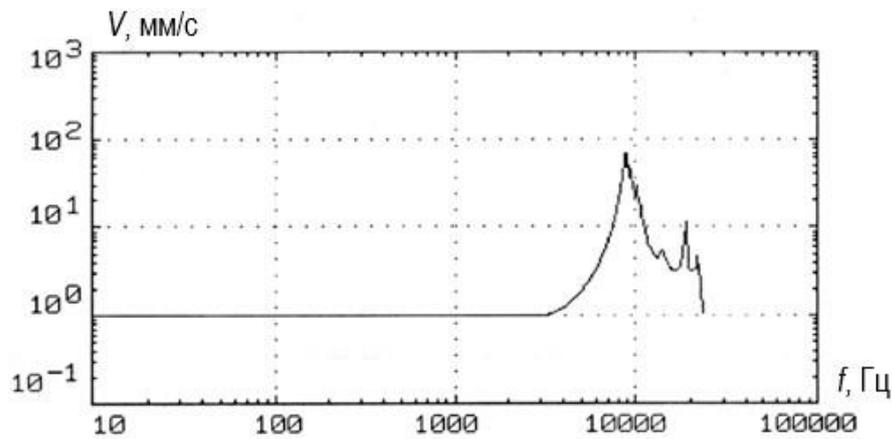


Рисунок 4.26 – Амплитудно-частотная характеристика акселерометра при магнитном креплении

Обработка и анализ результатов вибродиагностического обследования проводились с использованием программного обеспечения Диамант 2.

Измерение вибронагруженности опорных узлов всех агрегатов проводились как на холостом ходу, так и при номинальной нагрузке исполнительных механизмов. Анализ зарегистрированных временных разверток вибрационных сигналов и их спектральных представлений позволил выявить следующие.

Привод режущей части

Наибольший уровень интенсивности вибрации за весь период наблюдений не превышал величины $V_e = 1,0$ мм/с, кроме заднего подшипника левого привода режущей части, где была зафиксирована к концу первого года эксплуатации максимальная величина интенсивности вибрации $V_e \approx 1,9$ мм/с (рисунок 4.27).

Техническое состояние привода режущей части оценивалось на момент проведения замеров как хорошее.

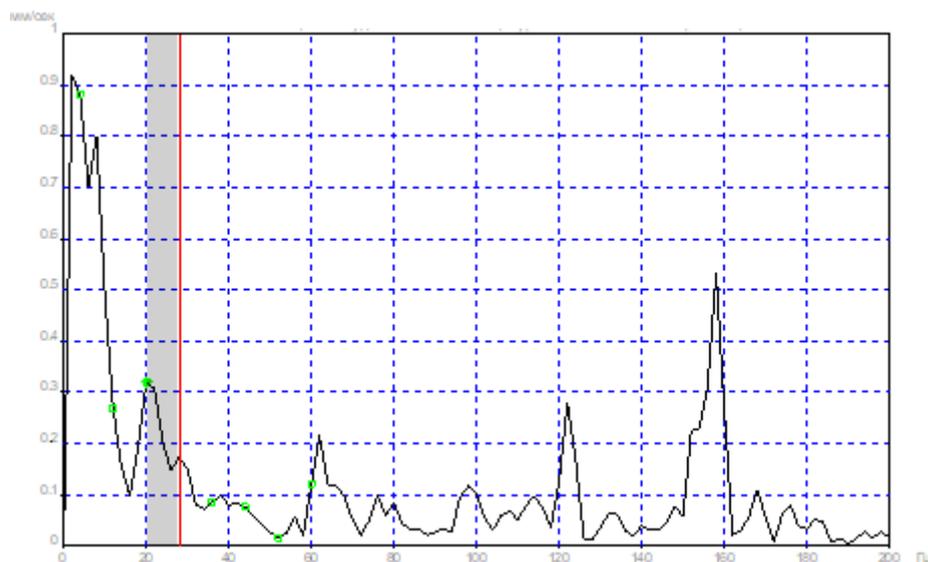


Рисунок 4.27 – Спектр виброскорости левого привода режущей части

На основании результатов обследования было рекомендовано о продолжении эксплуатацию с соблюдением режимных параметров.

Привод ленточного перегружателя

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние привода ленточного перегружателя к концу первого года эксплуатации оценивается как недопустимое. Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована на переднем подшипнике выходного вала редуктора. Эффективное значение виброскорости в контрольной точке составила $V_e \approx 21,0$ мм/с (рисунок 4.28).

Спектральный анализ механических колебаний указывает на недопустимый дисбаланс выходного вала редуктора (а, следовательно, приводного барабана перегружателя), причем амплитуды спектральных компонент на частоте $f \approx 5$ Гц достигают недопустимых величин (например, в вертикальной составляющей виброскорости, измеренной в контрольной точке, амплитуда этой компоненты равна $V \approx 17,0$ мм/с). Кроме того, в спектре отмечаются зубцовые частоты (вторичные признаки проявления недопустимого дисбаланса). На основании полученных результатов можно сделать рекомендации о балансировке выходного вала редуктора и приводного барабана.

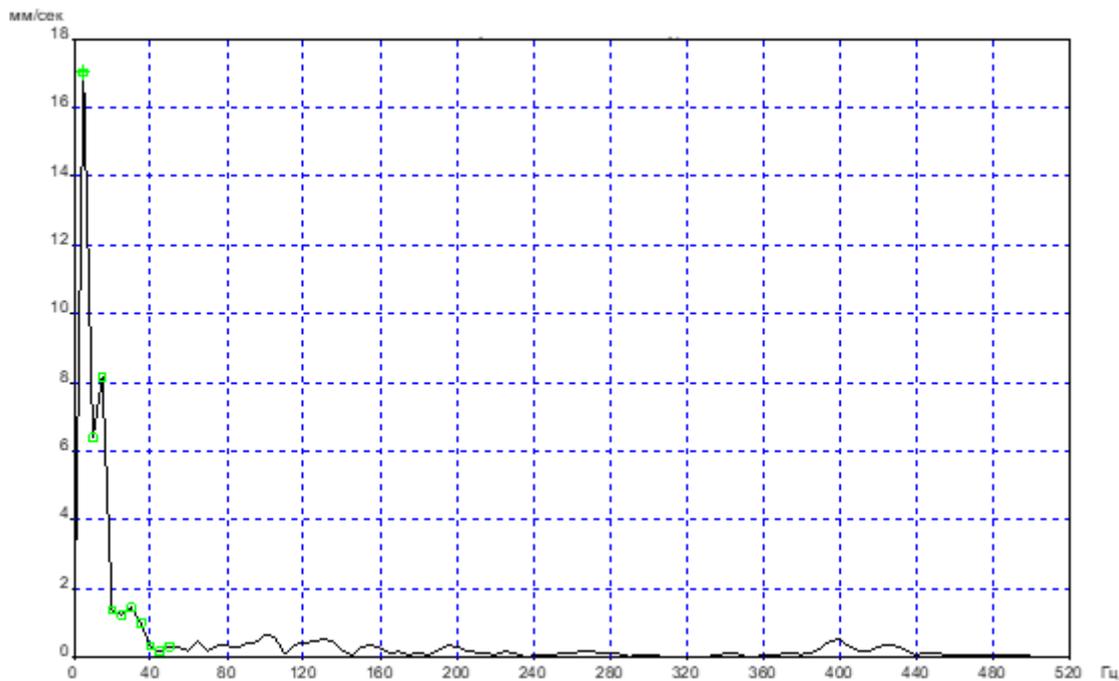


Рисунок 4.28 – Интенсивность вибрации редуктора ленточного перегружателя

Привод скребкового конвейера

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние привода скребкового конвейера к концу первого года эксплуатации оценивается как недопустимое. Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована на заднем подшипнике двигателя. Эффективное значение виброскорости в контрольной точке составило $V_e \approx 21,0$ мм/с (рисунок 4.29).

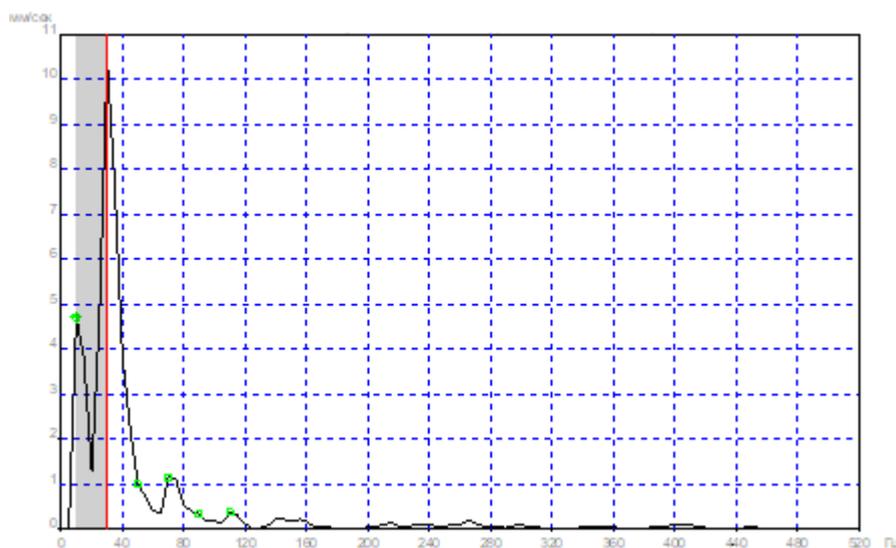


Рисунок 4.29 – Интенсивность вибрации заднего подшипника двигателя скребкового конвейера

Спектральный анализ механических колебаний указывает на недопустимый дисбаланс ротора электродвигателя с редуктором. Техническое состояние

редуктора на момент замеров характеризуется как допустимое (в спектре механических колебаний отмечаются зубцовые частоты).

На основании полученных данных можно рекомендовать:

- двухплоскостную балансировку ротора электродвигателя;
- ревизию редуктора.

Привод шнекового конвейера

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние привода шнекового конвейера к концу первого года эксплуатации оценивается как удовлетворительное. Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована на заднем подшипнике двигателя левого привода. Эффективное значение виброскорости в этой контрольной точке составляет $V_e \approx 4,7$ мм/с.

Спектральный анализ механических колебаний указывает на допустимый дисбаланс ротора электродвигателя с редуктором. Кроме того, диагностируется ослабление крепления двигателей к раме машины. На основании полученных данных можно рекомендовать произвести балансировку обоих двигателей и протяжку призонных болтов крепления к раме машины.

Маслостанция

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние привода маслостанции оценивалось как предельно допустимое. Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована на переднем подшипнике приводного электродвигателя. Эффективное значение виброскорости в этой контрольной точке достигло к концу первого года эксплуатации величины $V_e \approx 10,8$ мм/с (рисунок 4.30).



Рисунок 4.30 – Спектр механических колебаний переднего подшипника первого насоса

Спектральный анализ механических колебаний указывает на угловую расцентровку валопровода «двигатель – 1 насос – 2 насос – 3 насос» в двух плоскостях и предельно допустимый дисбаланс ротора 1 насоса.

На основании полученных результатов рекомендовано:

- произвести балансировку ротора 1 насоса;
- произвести центровку валопровода.

Привод насоса для антифриза

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние привода к концу первого года эксплуатации оценивалось как хорошее.

Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована у заднего подшипника насоса. Эффективное значение виброскорости в контрольной точке достигало величины $V_e \approx 1,7$ мм/с (рисунок 4.31).

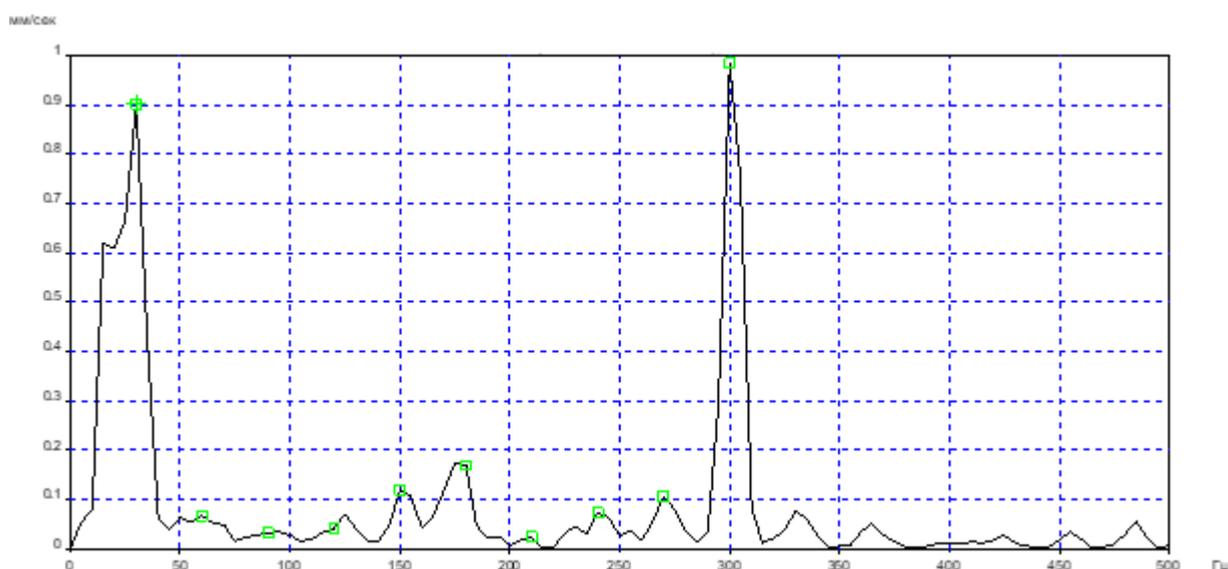


Рисунок 4.31 – Спектр виброскорости антифризного насоса

Насос системы охлаждения

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние к концу первого года эксплуатации оценивалось как допустимое. Максимальная величина интенсивности вибрации была зафиксирована у переднего подшипника насоса. Эффективное значение виброскорости в контрольной точке достигло величины $V_e \approx 8,5$ мм/с.

Спектральный анализ механических колебаний указывает на дефекты подшипников качения насоса системы охлаждения. В качестве рекомендации было предписано произвести дефектацию подшипников насоса.

Привод погрузчика рабочего органа

По общему уровню интенсивности вибрации техническое состояние оценивалось как допустимое. Максимальная величина интенсивности вибрации зафиксирована на переднем подшипнике. Эффективное значение виброскорости в этой контрольной точке достигло к концу первого года эксплуатации величины $V_e \approx 5,5$ мм/с. Спектральный анализ вибрации указывает на характерную для тяжело нагруженных приводов картину формирования механических колебаний. Максимальная компонента вибрации, зафиксированная в контрольной точке, составляет на частоте $f \approx 45$ Гц, составляет $V \approx 3,4$ мм/с.

Проведенные экспериментальные исследования вибрации основных приводов КГРП позволяет сделать следующие выводы:

– уровень вибрации приводов режущей части и антифризного насоса указывает на их хорошее техническое состояние. Можно продолжить их эксплуатацию с соблюдением технологического регламента;

– интенсивность вибрации приводов шнековых конвейеров и погрузчика с нагребными лапами указывает на их удовлетворительное техническое состояние. Рекомендуется периодически, по результатам контроля механических колебаний, производить балансировку обоих двигателей шнекового конвейера и ревизию их крепления к раме машины;

– уровень вибрации приводов маслостанции и насоса системы охлаждения указывает на их допустимое техническое состояние. Необходимо, по результатам вибрационного контроля, производить техническое обслуживание в полном объеме для устранения возникающего дисбаланса и расцентровки валопровода маслостанции, а также периодически проводить ревизию подшипников насоса системы охлаждения;

– интенсивность вибрации приводов скребкового конвейера и ленточного перегружателя указывает на их недопустимое техническое состояние, вызываемое развитием дисбаланса роторов приводных электродвигателей и барабана ленточного перегружателя, а также проблемой, связанной с расцентровкой валов соединения «ротор электродвигателя – входной вал редуктора» скребкового конвейера.

Все рекомендации по техническому обслуживанию агрегатов КГРП на основе результатов оценки их технического состояния были выполнены, что привело впоследствии к увеличению их технической производительности за счет сокращения внезапных отказов главных приводов комплекса.

4.5 Основные итоги и выводы

1. Для анализа вибрационных процессов, формирующихся на опорных элементах агрегатов КГРП, наиболее приемлемым является анализатор вибрации

«КВАРЦ» с аналитическим программным комплексом «ДИАМАНТ-2.4», выпускаемый фирмой «Диамех-2000».

2. Результаты мониторинга технического состояния основных агрегатов КГРП на протяжении 2-х лет позволили выделить два привода (ленточного перегружателя и скребкового конвейера), наиболее подверженных отказам в связи с высоким износом элементов КГРП. Для оценки их технического состояния предложена математическая модель деградации, учитывающая их исходное состояние, режим эксплуатации и скорость деградационных процессов.

3. Решена задача оценки остаточного ресурса сложных систем и предложены методы выделения тренда детерминированной компоненты для построения прогноза. Разработанная модель прогноза изменения технического состояния узлов и агрегатов КГРП, позволяет определять момент перехода в неисправное состояние и не допускать аварийные отказы с 80% доверительной вероятностью.

4. На основе статистического анализа результатов мониторинга вибрационных процессов этих агрегатов построена вероятностная модель постепенных отказов, а с использованием спектральных масок определены виды возникших дефектов и мероприятия по их устранению. Подтверждена высокая достоверность полученных результатов – практически полное совпадение с данными ремонтного вскрытия.

5. Для реализации программы мониторинга технического состояния оборудования комплекса глубокой разработки пластов разработана методика вибродиагностики главных приводов, определяющая:

- места установки измерительных вибропреобразователей;
- направления и частотные диапазоны измерения вибрации;
- требования к средствам измерения вибрации и программам обработки результатов;
- требования к операторам вибродиагностики и точности получаемых результатов;
- требования к периодичности проведения виброобследования.

6. Результатами хронометражных наблюдений за работой КГРП №29 подтверждена эффективность разработанных мероприятий по климатической адаптации гидросистемы комплекса, а также разработанной «Методики», сократились аварийные простои комплекса и время восстановления работоспособности его агрегатов. Коэффициент технического использования увеличился в 1,3 раза с $K_{ТИ} = 0,6$ до $K_{ТИ} = 0,8$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основе выполненного автором исследования изложены научно-обоснованные технические решения климатической адаптации гидросистемы комплекса и оценке фактического технического состояния агрегатов КГРП методами вибрационной диагностики, а также прогнозированию его работоспособности, позволяющие их эксплуатировать при низких температурах, вносящие существенный вклад в развитие горного машиностроения.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Выявлены причины отказов комплексов типа КГРП, затрат времени на восстановление их работоспособности, которые свидетельствуют о низкой эксплуатационной надежности гидромеханического оборудования. Так коэффициент технического использования КГРП снижается в 2 раза с $K_{ТИ} = 0,6$ (июнь месяц) до величины $K_{ТИ} = 0,3$ (среднегодовое значение).

2. Для диагностики технического состояния узлов и агрегатов гидромеханического оборудования комплексов КГРП предложены оценки на основе спектральных масок, позволяющие выявлять возможные дефекты с достоверной вероятностью не менее 80%. На основе результатов опытной эксплуатации комплекса КГРП построены спектральные маски для всех узлов и агрегатов гидромеханического оборудования (привод режущей части, привод погрузчика рабочего органа, привод ленточного перегружателя, привод скребкового конвейера, привод шнекового конвейера, маслостанция, насос для антифриза, насос системы охлаждения), позволяющие различать 4 состояния оборудования – нормальное, допустимое, предельно допустимое и аварийное.

3. Определены количественные характеристики изменения качественных показателей рабочей жидкости в зимний период, приводящие к замерзанию гидравлического масла и ухудшению работы гидроаппаратуры. Проанализированы причины отказов гидромеханического оборудования и предложены технические решения по устранению возникающих проблем (Патент N 69153

Российская Федерация. Устройство для регулирования температуры смазки комплекса глубокой разработки пластов, Патент N 67639 Российская Федерация. Гидропривод механизма подачи магистралей комплекса глубокой разработки пластов

4. Результатами хронометражных наблюдений за работой КГРП №29 подтверждена эффективность разработанных мероприятий по климатической адаптации гидросистемы комплекса, сократились аварийные простои комплекса и время восстановления работоспособности агрегатов. Коэффициент технического использования увеличился в 1,3 раза с $K_{ТИ} = 0,6$ до $K_{ТИ} = 0,8$ (в более благоприятных климатических условиях), а в среднем составил $K_{ТИ} = 0,6$.

5. Разработана «Методика вибродиагностики главных приводов комплексов глубокой разработки пластов (КГРП)», принятая к внедрению на ЗАО «Разрез Распадский» и ООО «Разрез «Южный», апробация которой в производственных условиях позволила выявить дефекты приводов ленточного перегружателя и скребкового конвейера, а прогностическая модель деградации этих приводов позволила определить сроки проведения технического обслуживания с доверительной вероятностью не менее 80%.

6. Установлено, что применение разработанной методики позволяет снизить удельные годовые затраты на ремонт и увеличить время производительной работы комплекса КГРП, и соответственно дополнительно увеличить добычу на 33% (141,1 тысяч тонн в среднегодовом выражении) при условии проведения качественного мониторинга и освоения предложенных решений по модернизации, при этом упущенная выгода без внедрения разработанной методики составляет 19 668 долларов ежемесячно.

Рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы.

Развитие системы оценки технического состояния гидромеханического оборудования комплексов КГРП на основе использования других методов функциональной диагностики – тепловизионного контроля и спектрально-эмиссионного анализа рабочих жидкостей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Малышева Н.А. Разработка маломощных и сложных угольных пластов открытым способом. / Н.А. Малышева, П.И. Томаков, С.А. Дранников. – М.: Недра, 1975. 240 с.
2. Дранников С.А. Производительность шнекобуровых машин при рациональном использовании их в комплексе с экскаваторами. / С.А. Дранников, М.К. Пузырьков // Науч. сообщения ИГД им. А.А. Скочинского «Исследования технологии и комплексной механизации разработки угля открытым способом». – Вып. 151. – 1977. – С. 57–63.
3. Исполнительный орган шнекобуровых машин: Авт. свид. №208615 СССР, М.Кл2. E21 D 9/10 / С.А. Дранников, Л.А. Буданчиков, В.В. Ламбров.// Ордена Трудового Красного Знамени институт горного дела им. А.А. Скочинского; Заявл. 27.05.67. Оpubл. 25.05.76.
4. Герике Б.Л. Комплексы глубокой разработки пластов: обзор применения и изучения их технического состояния / Герике Б.Л., Дрозденко Ю.В., Копытин Д.В // Техника и технология горного дела. 2020. № 3 (10). С. 58–78
5. Лось И.Н., Киржнер Ф.М. Особенности разработки угольных месторождений Южной Якутии и пути повышения эффективности комплексного их освоения // В сб. статей «Повышение эффективности комплексного открыто-подземного способа разработки месторождений» Отв. редактор М.И. Агошков. – М.:ИПКОН АН СССР, 1988. – С. 57–67.
6. Филатов П.Ю. Технология «опережающей выемки» угольных пластов с применением комплекса глубокой разработки пластов / П.Ю. Филатов, К.В. Федин, М.А. Дмитриев, С.В. Андраханов, С.А. Кузнецов, Р.Г. Соснин // Вестник НЦ ВостНИИ. – 2017. – №2. – С. 42–49.
7. Демченко, А.В. Опыт работы комплекса глубокой разработки пластов на Элегестском угольном месторождении республики Тува / А.В. Демченко, И.В. Деревяшкин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – №6. – С. 79–87.

8. Неверов А.А. Геомеханическое обоснование горнотехнической обстановки при отработке пластов комплексом КГРП / А.А. Неверов, А.М. Никольский, Т.А. Цымбалюк // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – №4. – С. 190–199.
9. Чаплыгин В.В. Использование комплекса глубокой разработки пластов в условиях «Ерунаковского поля» филиала УК «Кузбассразрезуголь» «Талдинский угольный разрез» / В.В. Чаплыгин, Д.В. Малофеев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 5. – С. 360–368.
10. Григорян А.А. Особенности применения комплексов глубокой разработки пластов при сформированном предельном борте карьера в условиях Кузнецкого угольного бассейна / Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – №8. – С. 40–44.
11. Махно Д.Е. Перспективы и возможности безлюдной выемки угля / Д.Е. Махно, А.Н. Авдеев, В.А. Перфильев // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2018. – №7. – С. 14–20.
12. Агафонова А.Б. Обоснование рациональных параметров структурных элементов интегрированных технологий отработки запасов угольных месторождений. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ. – 2013. – 22 с.
13. Ромашкин Ю.В. Доработка запасов карьерных полей угольных месторождений / Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2012. – №10. – С. 70–74.
14. Патент РФ RU 2357081 С1. Способ разработки пологопадающих пластов полезных ископаемых. Авт.: Зубов В.П., Осминин Д.В. Опубл. 27.05.2009. – Бюл. №15. – 9 с.
15. Зубов В.П. Направления совершенствования технологии разработки угольных пластов с использованием комплексов глубокой разработки пластов (КГРП) / В.П. Зубов, Д.В. Осминин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2008. – №5. – С. 25–29.

16. Казаков А.С. Особенности применения комплексов глубокой разработки пластов в сложных горно-геологических условиях / Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – №8. – С. 36–45.
17. Осминин Д.В. Обоснование схем подземной выемки угля с использованием открытых горных выработок: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – С.-П., 2008. – 20 с.
18. Зубов В.П. Выемка угля в бортах разрезов с использованием комплексов глубокой разработки пластов / В.П. Зубов, Д.В. Осминин // Горный журнал. – 2008. – № 5. – С. 37–40.
19. Нецветаев А.Г. Первый российский опыт применения технологии глубокой разработки угольных пластов: устойчивость массива и потери угля в недрах / А.Г. Нецветаев, Л.Н. Репин, А.В. Соколовский, А.В. Юткин // Уголь. – 2004. – №12. – С. 10–12.
20. Нецветаев А.Г. Технология глубокой разработки угольных пластов: анализ опыта внедрения на разрезе «Распадский» / А.Г. Нецветаев, Л.Н. Репин, А.В. Соколовский, А.В. Юткин // Уголь. – 2005. – №2. – С. 9–10.
21. Нецветаев А.Г. Развитие технологии безлюдной угледобычи с применением комплексов КГРП / А.Г. Нецветаев, А.А. Григорян, Д.И. Пружина // Горная промышленность. – 2015. – № 4 (122). – С. 87–91.
22. Нецветаев А.Г. Алгоритм расчета геомеханических параметров, обеспечивающих безопасность технологии безлюдной добычи угля с применением КГРП / А.Г. Нецветаев, А.А. Григорян, Д.И. Пружина // Уголь. – 2015. – № 1. – С. 25–28.
23. Нецветаев А.Г. Технология безлюдной добычи угля с применением шнекобуровых машин / А.Г. Нецветаев, А.А. Григорян, Д.И. Пружина // Горная промышленность. – 2015. – № 2 (120). – С. 60–63.
24. Нецветаев А. Г. Обоснование геомеханических параметров выемки угля с применением комплексов глубокой разработки пластов (КГРП) / А.Г. Нецветаев, Л.Н. Репин, А.В. Соколовский, А.В. Кучеренко // Уголь. – 2005. – № 5. – С. 66–68.

25. Нецветаев А.Г. Геодинамика кровли пласта 67 Талдинского месторождения при отработке его комплексом КГРП / А.Г. Нецветаев, А.А. Григорян, Д.И. Пружина // Уголь. – 2014. – №11. – С. 73–77.
26. Нецветаев А.Г. Решение комплекса социально-экономических проблем при доработке запасов угля Гусиноозерского месторождения с использованием КГРП / А.Г. Нецветаев, Л.Н. Репин, А.В. Соколовский, И.Е. Елизов // Уголь. – 2005. – №3. – С. 35–36.
27. Черданцев Н.В. Устойчивость целиков с учетом вывалообразования в геотехнологии HIGHWALL / Н.В. Черданцев, В.Т. Преслер, В.А. Федорин, В.Е. Ануфриев // Вестник КузГТУ. – 2010. – № 6. – С. 6–9.
28. Черданцев Н. В. Геомеханическое состояние массива горных пород с поверхностями ослабления в окрестности комплекса протяженных горизонтальных выработок / Н.В. Черданцев, В.А. Федорин // Вестник КузГТУ. – 2006. – № 1. – С. 17–19.
29. Гусаров И.А. Опыт отработки пласта «Полысаевский» подземным способом на горном отводе ОАО «Разрез «Моховский» компании «Кузбассразрезуголь» // Уголь. – 2003. – №8. – С. 20–21.
30. Ивершина Г.Е. Открыто-подземная геотехнология освоения угольных месторождений с применением КГРП // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2006. – №2 (53). – С. 3–7.
31. Варфоломеев Е.Л. Развитие открыто-подземного способа добычи угля в Терсинском геолого-экономическом районе / Е.Л. Варфоломеев, А.Ю. Михайлов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – №10. – С. 51–58.
32. Федорин В.А. Внедрение и развитие современной высокопроизводительной технологии извлечения угля без присутствия людей в подземных выработках для условий Терсинского геолого-экономического района / В.А. Федорин, Е.Л. Варфоломеев, И.Л. Борисов // Научно-технические технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2014. – С. 35–39.

33. Михайлов А.Ю. Развитие технологических решений комбинированной геотехнологии // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №ОВ6. – С. 128–137.
34. Ромашкин Ю.В. Возможности прироста добычи угля при низкой эффективности открытого способа разработки // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №S45-1. – С. 330–338.
35. Смирнов С.А., Печенегов О.Ю., Казаков А.С. Результаты опытно-промышленных работ по доработке запасов каменноугольных месторождений за техническими границами разрезов комплексами глубокой разработки пластов. // Рациональное освоение недр. – 2015. – № 4. – С. 58–62.
36. Грицко Г.И., Федорин В.А. Освоение угольных месторождений модульными шахтоучастками комбинированным открыто-подземным способом. // Открытые горные работы. – 1999. – Пилотный номер. – С. 29–33.
37. Корякин А.И., Колесников В.Ф. Комплексная отработка угольных месторождений Кузбасса открытым и подземным способами // Уголь. – 1998. – № 7. – С. 47–48.
38. Попков М.П. Открыто-подземная разработка угольных пластов // Уголь. – 1998. – № 2. – С. 16–20.
39. Развитие технологии безлюдной угледобычи с применением комплексов КГРП / Нецветаев А.Г., Григорян А.А., Пружина Д.И. // Горная промышленность – 2012 - №4. С.
40. Проспект фирмы «Dieseko BV». – 1991.
41. Применение системы Highwall для выемки угля с уступа разреза // Открытые горные работы. – 2004. – № 6. – С. 54–56.
42. New highwall system on offer // Austral. Mining. – 1998. – 90, №11, р. 10.
43. Применение механизированной выемки угля системой «ХайУолл» в Австралии // Уголь. – 1996, – №6.-с. 63.

44. Книссель В. Австралия'99 – добыча каменного угля подземным, открытым и комбинированным способами. / В. Книссель, М. Шмид, Х. Мишо // Глюкауф. – 2001. – № 1. – С. 55-60.
45. Shen Baotang. Highwaal Mining Stability - Taishan Academic Forum - Project on Mine Disaster Prevention and Control. - October, 17-20 Qingdao, China. - Atlantis Press. Amsterdam, Paris, Beijing. 2014. P. 184–189.
46. Нецветаев А.Г. Технология добычи угля с применением комплексов глубокой разработки пластов. / А.Г. Нецветаев, Л.П. Репин, А.В. Соколовский. // Уголь. – 2004–№ 11. – С. 41-43.
47. Герике Б.Л., Копытин Д.В., Рябцев А.А. Основные этапы развития техники, применяемой в системе HIGHWALL для выемки угля с уступа разреза. // Вестник КузГТУ, № 1. – Кемерово. – 2006. – С. 44–48.
48. Проспект фирмы «Joy Technologies Inc.». – 1992.
49. HIGHWALL MINING APPARATUS: Пат. № 5962807 США, МКИ6 E 21 C 29/00 /Joseph J. Zimmerman, Franclin, Pa. -№ 501741; Заявл. 09.08.95. Опубл. 02.12.97.
50. Рожков А.А., Карпенко Н.В. Анализ использования отечественного и зарубежного технологического оборудования на угледобывающих предприятиях России. // Уголь. 2019, №7. - С.58-64.
51. К вопросу импортозамещения и локализации производства основного технологического оборудования в угольной промышленности России. /А.А. Рожков. Л.И. Кантович, А.А. Грабский, Е.П. Грабская. // Горное оборудование и электромеханика. 2018. № 2. - С. 50–57.
52. Герике Б.Л., Сушко А.Е., Герике П.Б. Внедрение цифровых технологий в области диагностики, обслуживания и ремонта горных машин и оборудования. //Техника и технология горного дела. 2018. № 3. - С. 19–28.
53. Оценка энергоэффективности транспортных установок по результатам технической диагностики / А.А. Хорешок, Е.Г. Кузин, А.В. Шальков, М.С. Мамаева, М.Г. Лупий // Вестник Кузбасского государственного технического университета. Кемерово: –2017. – № 5 (123). – С. 79–85.

54. Указ Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. № 683 «Стратегия национальной безопасности Российской Федерации».

55. Предложения по внедрению на предприятии концепции технического обслуживания и ремонта горнотранспортной техники и оборудования / И.М. Щадов, В.Ю. Конюхов, А.В. Чемезов, Т.С. Беляевская // ГИАБ - № 12. 2015. - С. 134–143.

56. Клишин В.И., Писаренко М.В. Научное обеспечение инновационного развития угольной отрасли. // Уголь, № 9. -2014. - С. 42–46.

57. Влияние окружающей среды на параметр потока отказов гидравлического оборудования комплексов глубокой разработки пластов / Д.В. Копытин, Б.Л. Герике, К.А. Ананьев, А.Н. Ермаков. // Горное оборудование и электромеханика, № 4. – Кемерово. – 2019. – С. 21–25.

58. Интеллектуальное обслуживание редукторов горных машин / В.И. Клишин, Б.Л. Герике, Е.Г. Кузин, А.А. Мокрушев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 538. – С. 369–392.

59. Костиков В.А. Надежность технических систем и техногенный риск. Учебное пособие / В.А. Костиков. – М. 2008., – 136 с.

60. Андреева Л.И. Применение методов оценки технического состояния горной техники на горнодобывающем предприятии. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2018. – № 5. – С. 136–143.

61. Андреева Л.И. Применение методов оценки технического состояния горной техники на горнодобывающем предприятии. // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2017. – № 4. – С. 78–85.

62. Герике Б.Л., Копытин Д.В., Тациенко В.П. Опыт использования цифровых технологий в оценке технического состояния комплексов глубокой разработки пластов. // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности, №3. – Кемерово. – 2019. – С. 72–80.

63. Квагинидзе В.С. Диагностика, техническое обслуживание и ремонт карьерного горно-транспортного оборудования в условиях низких температур. Автореф. ... дисс. д-ра техн. наук. – Кемерово, Кузбасский гос. техн. ун-т. – 2003. – 40 с.
64. Рахутин М.Г. Методология обоснования предельных состояний и резерва элементов гидропривода горных машин. Автореф. ... дисс. д-ра техн. наук. – М., МГГУ. – 2010. – 35 с.
65. Сидоров В.А. Развитие теории технической диагностики металлургических машин для обеспечения их безотказности. Автореф. ... дисс. д-ра техн. наук. – Донецк, Донбасский гос. техн. ун-т. – 2016. – 34 с.
66. Диагностика горных машин и оборудования: Учеб. пособие. / Б.Л. Герике, П.Б. Герике, В.С. Квагинидзе [и др.] // М.: ИПО «У Никитских ворот», 2012. – 400 с.
67. Смирнов А.Н., Герике Б.Л., Муравьев В.В. Диагностирование технических устройств опасных производственных объектов // Новосибирск – Наука – 2003. – 320 с.
68. Мигунов В.И., Демченко И.И., Серебренников В.Л. Предпосылки для разработки интеллектуализированной системы диагностики горного оборудования// Горное оборудование и электромеханика. №5, 2011 – С. 36–39.
69. Ширман А.Р., Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. – М.: – 1996 г. – 276 с.
70. Костюков В.Н., Науменко А.П. Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин. Новосибирск – Изд-во СО РАН, 2014. – 378 с.
71. Кравченко В.М., Сидоров В.А., Седуш В.Я. Техническое диагностирование механического оборудования. Донецк – ООО «Юго-Восток Лтд», 2009. – 459 с.
72. ГОСТ Р ИСО 10816-1-1997 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования».

73. ГОСТ Р ИСО 2041–2012 «Вибрация, удар и контроль технического состояния. Термины и определения».
74. ГОСТ ИСО 5348–2002 «Вибрация и удар. Механическое крепление акселерометров».
75. ГОСТ ИСО 2954–97. Вибрация машин с возвратно-поступательным и вращательным движением. Требования к средствам измерений.
76. Построение системы интеллектуального обслуживания редукторов горношахтного оборудования/ Б.Л. Герике, В.И. Клишин, Е.Ю. Пудов, Е.Г. Кузин. // Горный журнал. №12, 2017. – С. 68–73.
77. Опыт вибродиагностического обследования горнодобывающего комплекса «SUPERION HIGHWELL MINERS»./ Б.Л. Герике, П.Б. Герике, Д.В. Копытин.// Вибрация машин: измерение, снижение, защита, №3. – Донецк. – 2005. – С. 19–22.
78. Kelly, S. Graham. Advanced vibration analysis. 2013. – 637 p. — (Dekker mechanical engineering).
79. Anil Rana. Optimal maintenance level of equipment with multiple components, Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 22 Iss: 2, pp.180 – 187. 2016
80. Franco Jefferds dos Santos Silva, Herbert Ricardo Garcia Viana, André Nasser Aquino Queiroz, (2016). Availability forecast of mining equipment. Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 22 Iss: 4, pp.418-432.
81. Gajanand Gupta, Rajesh P Mishra, (2016). A SWOT analysis of reliability centered maintenance framework. Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 22 Iss: 2, pp.130-145.
82. Rudloff L., Arghir M., Bonneau O., Guingo S., Chemla G., Renard E. Experimental Analysis of the Dynamic Characteristics of A Hybrid Aerostatic Bearing. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, vol. 134 (18). – 2012.
83. Краковский Ю. М. Математические и программные средства оценки технического состояния оборудования. – Новосибирск: Наука, 2006. – 227 с.

84. Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов. 8-е изд., стереотип. М.: Высшая школа, 2002. 575 с.
85. Герцбах И. Теория надежности с приложениями к профилактическому обслуживанию: Монография / Под ред. В.В. Рыкова; пер. с англ. М.Г. Сухарева. М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 263 с.
86. Фишер Р.А. Статистические методы для исследователей. М.: Госстат-издат, 1958. – 267 с.
87. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России № 64 от 6.11.98 г. Зарегистрированы в Минюсте России 08.12.98 г. Регистрационный № 1656.
88. Требования к экспертным организациям системы экспертизы промышленной безопасности. Приняты Наблюдательным Советом СЭПБ 11.02.99 г. Сборник документов по аккредитации. Вып. 1, 2001 г.
89. Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 02.04.00 г. № 29.
90. ГОСТ 30296–95. Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования.
91. ГОСТ 25275–82. Система стандартов по вибрации. Приборы для измерения вибрации вращательных машин. Общие технические требования.
92. ИСО 2373. Механическая вибрация вращающихся электрических машин с высотой вала 80–400 мм. Измерение и оценка интенсивности вибрации.
93. ГОСТ 20815–93 (МЭК 34-14-82). Машины электрические вращающиеся. Механическая вибрация некоторых видов машин с высотой оси вращения 56 мм и более. Измерение, оценка и допустимые значения.
94. ГОСТ 12739-85. Машины электрические вращающиеся. Методы оценки вибрации.

95. ГОСТ ИСО 10817-1-99. Вибрация. Системы измерений вращающихся валов.
96. ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 1. Общие методы.
97. ГОСТ Р ИСО 13373-2-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 2. Обработка, анализ и представление результатов измерений вибрации.
98. ГОСТ Р ИСО 13379-1-2015. Контроль состояния и диагностика машин. Методы интерпретации данных и диагностирования. Часть 1. Общее руководство.
99. Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т. / Под общ. ред. В.В. Ключева. Т. 7: В 2 кн. Кн. 1: В.И. Иванов, И.Э. Власов. Метод акустической эмиссии. Кн. 2: Ф.Я. Балицкий, А.В. Барков, Н.А. Баркова и др. Вибродиагностика. – 2-е изд., испр. – М.: Машиностроение, 2006. – 829 с.
100. Демидов В.И. Обоснование параметров и разработка метода технического диагностирования гидрооборудования механизированных крепей / диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2005. – 174 с.
101. Профилактическое обслуживание оборудования с применением виброанализа. – CSI. – 1990. – 252 с.
102. Ierace, S. and Cavalieri, S. An analytic hierarchy process based model for the selection of decision categories in maintenance systems, *Management and Production Engineering Review*, Vol. 4 No. 2, pp. 37-49. 2013.
103. Герике Б.Л., Герике П.Б. Методология построения спектральных масок для динамического оборудования горных машин. // *Вестник КузГТУ*. № 4, 2014. – С. 20 – 22.
104. Махно Д.Е. Эксплуатация и ремонт карьерных экскаваторов в условиях Севера. // М. – Недра. – 1984. – 133 с.
105. Кох П.И. Надежность механического оборудования карьеров. // М. – Недра. – 1978. – 189 с.

106. Рахутин М.Г. Методология обоснования предельных состояний и резерва элементов гидропривода горных машин. // Горный информационно-аналитический бюллетень. М.: Издательство «Горная книга», №1, 2011 – С. 402–404.

107. Горлов И.В., Болотов А.Н., Рахутин М.Г. Анализ отказов технологических машин на основе эксплуатационных исследований // Механика и физика процессов на поверхности и в контакте твердых тел и деталей машин. – Тверь, изд-во Тверского гос. техн. ун-та, №9, 2016 – С. 42–47.

108. Андреева Л.И., Дрыгин С.Ю., Буйских С.В. Обзор результатов мониторинга технического состояния экскаваторного парка. // Горные машины и автоматика. 2003. – №7 – С. 17–18.

109. Рахутин М.Г. Оценка эффективности эксплуатации гидропривода. // Горный информационно-аналитический бюллетень. М.: Издательство «Горная книга», №1, 2009 – С. 19–22.

110. Розентуль А.П., Квагинидзе В.С. Особенности работы гидрооборудования буровых станков в условиях низких отрицательных температур. // Горный информационно-аналитический бюллетень. М.: Издательство «Горная книга», – №10, 2002. – С. 30–32.

111. Розентуль А. П. Отказы гидрооборудования буровых станков «DM-H» на разрезе «Нерюнгринский». / А. П. Розентуль, В. С. Квагинидзе. // Сб. науч. тр. «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых». – Нерюнгри. 2002. – С. 25–28.

112. Астахов А.В., Пономаренко Ю.Ф. Гидропривод горных машин. – М.: Недра, 1971. – 248 с.

113. Сырицин Т.А. Эксплуатация и надёжность гидро- и пневмоприводов. // М. – Машиностроение. – 1990. – 248 с.

114. Патент N 69153 Российская Федерация, МПК E21C 41/00 (2006.01). Устройство для регулирования температуры смазки комплекса глубокой разработки пластов : N 2007126226/22 : заявл. 09.07.2007 : опубликовано

10.12.2007 / Герике Б.Л., Копытин Д.В. ; заявитель Копытин Д.В. - 6 с. : ил. -
Текст : непосредственный.

115. Патент N 67639 Российская Федерация, МПК E21C 41/00 (2006.01). Гидропривод механизма подачи магистралей комплекса глубокой разработки пластов : N 2007126227/22 : заявл. 09.07.2007 : опубликовано 27.10.2007 / Герике Б.Л., Копытин Д.В. ; заявитель Копытин Д.В. - 5 с. : ил. -
Текст : непосредственный.

116. Артемьев А.А. К вопросу оценки ресурса элементов трансмиссий горных машин. / А.А. Артемьев, В.С. Потапенко, С.Л. Иванов [и др.]// Горное оборудование и электромеханика, №9. – 2007. – С. 31–35.

117. РД 26.260.004–91. Методические указания. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния при эксплуатации.

118. Надежность и эффективность в технике. /Под ред. В.И. Кузнецова, Е.Ю. Барзиловича.//В 8 томах, т. 8. – М.: Машиностроение, 1990. – 629 с.

119. Малайчук В.П., Мозговой А.В. Математическая дефектоскопия.// Днепропетровск: Системные технологии, 2005. С. 92–95.

120. Клюев В. В. Подходы к построению систем оценки остаточного ресурса технических объектов. / В. В. Клюев, А. С. Фурсов, М. В. Филинов. // Контроль. Диагностика. № 3. 2007, С. 18–23. (75)

121. Решетов А. А. Неразрушающий контроль и техническая диагностика энергетических объектов: учеб. пособие / А.А. Решетов, А.К. Аракелян; под ред. проф. А.К. Аракеяна. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 470 с.

122. Герике Б.Л., Герике П.Б., Ещеркин П.В. Математическая модель оценки фактического состояния бурового станка. // Уголь, №2. – 2010. – С. 45–46.

123. Сушко А.Е. Разработка норм на допустимые пороговые уровни вибрационного состояния основного оборудования металлургических

производств // Науч. сессия МИФИ-2006: Сб. науч. тр. В 16 т. М.: МИФИ, 2006. Т. 2. С. 162–163.

124. Якубович А.Н., Ротанов И.Г. Моделирование прогнозных сроков эксплуатации карьерного оборудования // Вестник Северо-Восточного государственного университета. 2013. №19. С. 100–104.

125. Костюков В.Н., Костюков Ал.В. Мониторинг состояния оборудования в реальном времени // Контроль. Диагностика. – 2010. – № 3 – С. 43–50.

126. Румшинский Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента. М.: Наука, 1971. – 164 с.

127. Бухштабер В.М. Многомерные развертки временных рядов. Теоретические основы и алгоритмы // Обзорение прикладной промышленной математики. Серия: Вероятность и статистика 1997. Т. 4. Вып. 4. С. 629–645.

128. Александров Ф.И., Голяндина Н.Э. Автоматизация выделения трендовых и периодических составляющих временного ряда в рамках метода «Гусеница»-SSA.// EXPONENTA PRO. 2004. №3–4. С. 54–61.

129. Грачев Ю.П., Плаксин Ю.М. Математические методы планирования эксперимента. – М.: ДеЛи принт, 2005. 296 с.

130. Айвазян С.А., Енюков, И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика. Исследование зависимостей. // М.: Финансы и статистика, 1985. 487 с.

131. Шпаков П.С., Попов В.Н. Статистическая обработка экспериментальных данных. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. – 268 с.

132. Измерения в промышленности: справ. изд. В 3 кн. Кн. 1. Теоретические основы. / Под ред. П. Профоса. – М.: Металлургия, 1990. – 492 с.

133. ГОСТ Р ИСО 7919-3-99. Вибрация. Оценка состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. – 10 с.

134. Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования. М.: Статистика, 1977. – 200 с.

135. Проников А.С. Надежность машин. – М. – Машиностроение. 1978. – 592 с.
136. Харазов А.М. Техническая диагностика гидроприводов машин. //М. – Машиностроение. – 1979. – 112 с.
137. Герике, Б.Л. Особенности условий эксплуатации и ремонта гидравлического оборудования комплексов глубокой разработки пласта (КГРП) в климатических условиях Кузбасса / Б.Л. Герике, В.П. Тациенко, Ю.В. Дрозденко, Д.В. Копытин // В сб.: Новый взгляд на систему образования. Сб. тр. III Международ. научно-практической конференции. – Прокопьевск, 2021. – С. 265-269.
138. Герике, Б.Л. Построение прогностических оценок работоспособности агрегатов комплексов глубокой разработки пластов / Б.Л. Герике, В.П. Тациенко, Д.В. Копытин // В сб.: Машины, агрегаты и процессы. Проектирование, создание и модернизация. Материалы междунар. научно-практической конференции. НИЦ «МашиноСтроение». – Санкт-Петербург, 2021. – С. 43-47.
139. Копытин, Д.В. Оценка технического состояния комплексов глубокой разработки угля методами вибрационной диагностики / Д.В. Копытин, В.П. Тациенко, Б.Л. Герике, Ю.В. Дрозденко, П.В. Артамонов // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2021. – № 7. – С. 135-141.

ПРИЛОЖЕНИЯ



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ(21), (22) Заявка: **2007126227/22**, **09.07.2007**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.07.2007(45) Опубликовано: **27.10.2007**

Адрес для переписки:
**650099, г. Кемерово, ул. Весенняя, 24-а,
оф.307, для Д.В. Копытина**

(72) Автор(ы):

**Герике Борис Людвигович (RU),
Копытин Денис Валерьевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

Копытин Денис Валерьевич (RU)

**(54) ГИДРОПРИВОД МЕХАНИЗМА ПОДАЧИ МАГИСТРАЛЕЙ КОМПЛЕКСА ГЛУБОКОЙ
РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ**

Формула полезной модели

Гидропривод устройства для подачи магистралей комплекса глубокой разработки пластов, включающий гидромотор, соединенный с гидросистемой комплекса через краны, контрольный клапан, клапан управления и контроллеры потока, а также гидравлический тормоз с контрольным клапаном и клапаном уменьшения давления, подключенными к контрольному клапану гидромотора, отличающийся тем, что он снабжен переключателем потока, установленным с возможностью соединения гидросистемы с обратной ветвью или с гидромотором.



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: **2007126226/22**, **09.07.2007**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.07.2007

(45) Опубликовано: **10.12.2007**

Адрес для переписки:
**650099, г. Кемерово, ул. Весенняя, 24-а,
оф.307, для Д.В. Копытина**

(72) Автор(ы):

**Герике Борис Людвигович (RU),
Копытин Денис Валерьевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

Копытин Денис Валерьевич (RU)

**(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СМАЗКИ КОМПЛЕКСА
ГЛУБОКОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ**

Формула полезной модели

1. Устройство для регулирования температуры смазки комплекса глубокой разработки пластов, содержащее насосы с электродвигателем, радиаторы охлаждения, фильтры для очистки масла, гидравлические рукава высокого давления, соединенные с насосами и радиаторами охлаждения, и бак для гидравлического масла, отличающееся тем, что оно снабжено узлом подогрева смазки, содержащим соединенные параллельно между собой «рубашки» для подогрева, установленные на баках для смазки и соединенные с возможностью циркуляции масла с радиаторами охлаждения и через краны - с насосами, а гидравлические рукава высокого давления соединены с насосами и радиаторами охлаждения через краны.

2. Устройство по п.1, отличающееся тем, что каждый бак со смазкой снабжен «рубашкой» для подогрева и наружным слоем теплоизоляции, выполненным, например, из полиуретановой пены.

Исх. №

на №

от « » 200 г.

от « » г.

Утверждаю: главный инженер
ЗАО «Разрез «Распадский»
Иванов Н.С.
2008 г.



АКТ

Промышленной апробации разработанных мероприятий по модернизации комплексов глубокой разработки пластов SHM -28 и 29, а также методики оценки их фактического технического состояния.

Комиссия в составе: председатель главный механик Крамаренко Н.Ф.
механик SHM 28, 29 Бардокин С.Ю.
оператор комплекса SHM 28 Тиханкин В.Н.
профессор КузГТУ, д.т.н. Герике Б.Л.
соискатель КузГТУ Копытин Д.В.

назначенная приказом директора ЗАО «Разрез Распадский» Кучеренко В.В. от 5 июня 2007 г № 87/5, провела промышленную апробацию разработанных мероприятий по модернизации комплексов глубокой разработки пластов SHM – 28, SHM – 29, а также методики оценки их фактического технического состояния по параметрам механических колебаний в период с 15.06.2007 по 30.05.2008 г.

Комиссия считает:

7. Модернизация гидропривода механизма подачи магистралей комплекса глубокой разработки пластов позволило сократить время вытягивания рештаков в зимний период в три раза за счет увеличения скорости движения бобины.
8. Изменение устройства для регулирования температуры смазки комплекса глубокой разработки пластов обеспечило бесперебойную смазку шнеков в рештаках и в свою очередь позволило значительно снизить их износ.
9. Модернизация гидравлической схемы хвостового конвейера обеспечило бесперебойную работу хвостового конвейера и быстрый запуск при отрицательных температурах.
10. Изменение гидравлической схемы подачи «Бобины» позволило сократить время вытягивания рештаков в зимний период в три раза за счет увеличения скорости движения бобины.

11. Методика оценки фактического технического состояния комплексов глубокой разработки пластов типа SHM по параметрам вибрации позволяет получать достоверные заключения о техническом состоянии различных узлов и агрегатов.
12. Внедрение вышеперечисленных мероприятий позволило добиться более стабильной работы комплексов глубокой разработки пластов SHM – 28 и SHM – 29 в зимний период времени, а также уменьшить число и продолжительность аварийных простоев комплексов по техническим причинам.

главный механик  Крамаренко Н.Ф.
механик SHM 28, 29  Бардокин С.Ю.
оператор комплекса SHM 28  Тиханкин В.Н.
профессор КузГТУ, д.т.н.  Герике Б.Л.
соискатель КузГТУ  Копытин Д.В.



Адрес места нахождения: 654004, Россия, Кемеровская область, г. Новокузнецк,
ул. Щорса, 13
Почтовый адрес: 654204, Россия, Кемеровская область, Новокузнецкий район,
пос. Таргайский дом отдыха, ул. Дружбы, дом 2.
Тел.: (3843) 993160, факс (3843) 993161
ИНН 4238014649, КПП 423801001, ОГРН 1034238002204, ОКПО 14793174

Утверждаю:

Главный инженер

Шабловский А.В. 

« 23 » 12 2020 г.

АКТ

Промышленной апробации разработанных мероприятий по модернизации комплексов глубокой разработки пластов КГРП, а также методики оценки их фактического технического состояния.

Комиссия в составе:

председатель главный механик Марчук Н.Ф.

механик участка Кобяков С.П.

оператор комплекса Котов А.М.

профессор КузГТУ, д.т.н. Герике Б.Л.

соискатель КузГТУ Копытин Д.В.

назначенная приказом директора от 01 сентября 2020 г. № 43, провела промышленную апробацию разработанных мероприятий по модернизации комплексов глубокой разработки пластов КГРП, а также методики оценки их фактического технического состояния по параметрам механических колебаний в период с 1 мая 2020 по 30 сентября 2020 г.

Комиссия считает:

1. Модернизация гидропривода механизма подачи магистралей комплекса глубокой разработки пластов позволило сократить время вытягивания рештаков в зимний период в три раза за счет увеличения скорости движения бобины.

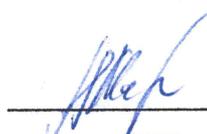
2. Изменение устройства для регулирования температуры смазки комплекса глубокой разработки пластов обеспечило бесперебойную смазку шнеков в рештаках и в свою очередь позволило значительно снизить их износ.

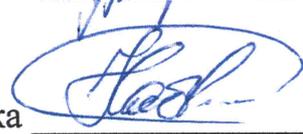
3. Модернизация гидравлической схемы хвостового конвейера обеспечило бесперебойную работу хвостового конвейера и быстрый запуск при отрицательных температурах.

4. Изменение гидравлической схемы подачи «Бобины» позволило сократить время вытягивания рештаков в зимний период в три раза за счет увеличения скорости движения бобины.

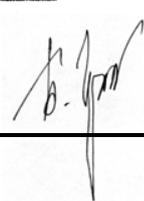
5. Методика оценки фактического технического состояния комплексов глубокой разработки пластов КГРП по параметрам вибрации позволяет получать достоверные заключения о техническом состоянии различных узлов и агрегатов.

6. Внедрение вышеперечисленных мероприятий позволило добиться более стабильной работы комплексов глубокой разработки пластов КГРП в зимний период времени, а также уменьшить число и продолжительность аварийных простоев комплексов по техническим причинам.

Главный механик  Марчук Н.Ф.

Механик участка  Кобяков С.П.

Оператор комплекса  Котов А.М.

Профессор КузГТУ, д.т.н.  Герике Б.Л.

Соискатель КузГТУ  Копытин Д.В.