

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Satbayev University

Институт металлургии и промышленной инженерии

УДК 656.073.437:658.78

На правах рукописи

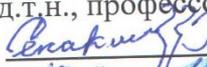
Сецко Евгений Николаевич

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

На соискание академической степени магистра техники и технологий

Название диссертации «Установление рациональных интервалов  
диагностирования насосных установок на  
рудниках ПСВ»

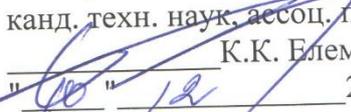
Направление подготовки 6М072400 – Технологические машины и  
оборудование

Научный руководитель,  
д.т.н., профессор  
 Столповских И.Н.  
" 10 " 12 2019 г.



Рецензент  
  
" 10 " 12 2019 г.

Нормоконтроль  
канд. техн. наук, senior лектор  
 С.А.Бортебаев  
« 10 » 12 2019 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой ТМиО,  
канд. техн. наук, ассоц. проф.  
 К.К. Елемесов  
" 10 " 12 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Satbayev University

Институт металлургии и промышленной инженерии  
Кафедра "Технологические машины и оборудование"

6M072400 – Технологические машины и оборудование

  
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, асс. проф.  
К.К.Елемесов  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Сецко Евгению Николаевичу

Тема: «Установление рациональных интервалов диагностирования насосных установок на рудниках ПСВ»

Утверждена приказом Ректора университета №1202 м "29" 10 "2018 г.

Срок сдачи законченной диссертации " 15 " 11 2019 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: данные геотехнологического полигона рудников АО «КазАтомПром»

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

-подобрать методологический подход к обеспечению работоспособного состояния УЭЦН;

-уточнить нормативы оценки технического состояния УЭЦН по параметрам вибрации на горизонтальных компьютерных стендах, установлены закономерности между дефектами УЭЦН и основными частотами спектра вибрации;

-предложить метод оценки технического состояния по ватметрграммам с использованием прибора БАЛАНС СК на работающей скважине

-предложить методику по определению периодичности диагностирования УЭЦН.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Введение		
Аналитический обзор		
Экспериментальная часть		
Заключение		

**Подписи**

Консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименование разделов	Консультанты ФИО (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение	доктор технических наук, профессор Столповских И.Н.	30.10.18 - 16.04.19	
Аналитический обзор		16.04 - 05.12.19	
Экспериментальная часть		—	—
Нормоконтролер	С.А. Бортебаев канд. техн. наук, сениор лектор	10.12.2019	

Научный руководитель

Столповских И.Н.

Задание принял к исполнению

Сецко Е.Н.

Дата

" 29 " 10 2018 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	2
1.1 Обзор методов повышения эффективности энергомеханического оборудования при подземно-скважинном выщелачивании урана установок погружных электроцентробежных насосов	6
1.2 Назначение и устройство УЭЦН	6
1.3 Общая характеристика проблемы диагностирования и оптимизации технических обслуживании энергомеханического оборудования	20
1.4 Методы технической диагностики энергомеханического Оборудования	23
1.5 Анализ работоспособности УЭЦН и ее основных частей	23
1.6 Влияние различных факторов на надежность УЭЦН	25
1.7 Анализ напряжений от вынужденных колебаний упругой системы УЭЦН	25
2 Методологический подход к обеспечению работоспособного состояния УЭЦН	27
3 Способы и методики диагностирования и оптимизации эксплуатации УЭЦН	35
3.1 Стенды для оценки состояния УЭЦН	35
3.2 Стенд используемый на геотехническом полигоне КазАтомПром	42
3.3 Критерии оценки технического состояния УЭЦН	42
3.4 Разработка способа диагностирования УЭЦН в процессе их эксплуатации на урановых месторождениях	49
3.5 Инструментальное оформление диагностики УЭЦН по токовой характеристике	51
4 Методика определения периодичности контроля состояния УЭЦН	58
Заключение	66
Список использованной литературы	69

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Верная и действенная эксплуатация установленного на рудниках подземно-скважинного выщелачивания энергомеханического оснащения невыполнима, без применения передовых способов, средств контроля и прогнозирования технического состояния и технологических характеристик. В реальное время большую заботу уделяется созданию средств и способов технической диагностики энергомеханического оснащения. Внедрение свежих способов диагностики оснащения, аппарат погружных центробежных электронасосов, имеющих доминирующий удельный авторитет в энергопотреблении, неразрывно связана с заключением этих главных задач, как увеличение свойства оснащения, уменьшение сроков его освоения и расходов на использование, и ориентирована в конечном счете на экономию топливно-энергетических ресурсов, увеличение производительности и надежности функционирования фирм по добыче урана.

Смысл диагностирования непреклонно растет, собственно что предназначено беспристрастными тенденциями становления урановой индустрии, сопровождающимися нескончаемым старением оснащения, наращиванием парка эксплуатируемых агрегатов, расширением их номенклатуры, усложнением и обилием систем, различием критерий и эксплуатации при невсеобъемлемости трудовых ресурсов и производительных сил. Внедрение методов и средств диагностирования и прогнозирования технического состояния на всех стадиях жизненного цикла УЭЦН (пред эксплуатационное диагностирование, техническое обслуживание и ремонт по результатам диагностирования) позволяет:

- сократить время розыска поломок и оснований отказов;
- перейти от классической системы планово-предупредительных починок к починке с учетом фактического технического состояния оснащения, собственно что содействует наращиванию ресурса работы оснащения, разрешает уменьшить издержки на починка, убавить надобность в вспомогательных частях и ремонтном персонале, увеличить качество выполнения починки, уменьшить время его проведения;
- перейти к подходящему управлению технологическим ходом на объектах добычи урана с учетом фактического состояния оснащения с целью увеличения производительности и экономичности работы энергомеханического оборудования;
- повысить коэффициент применения оборудования;
- уменьшить возможность неожиданных отказов и что наиболее увеличить защищенность труда и ликвидировать важный ущерб;

- обеспечить информацией персонал о фактическом состоянии и энергетических свойствах энергомеханического оснащения в процессе эксплуатации.

Внедрение диагностирования УЭЦН позволит еще с большей эффективностью задумывать и предсказывать их работу; обоснованно подойти к разработке надлежащих нормативов на всевозможных уровнях. Главным методикой добычи урана считается метод с использованием УЭЦН. Так, толика его применения в ТОО «ДП» ОРТАЛЫК» оформляет 100 %. Тест работоспособности УЭЦН на урановых месторождениях Казахстана зарекомендовал, собственно что УЭЦН при эксплуатации выходит из строя не по предельному износу, а в итоге выхода из строя электродвигателей (РС-отказов) электроцентробежных насосов. Погружные установки имеют наработку на отказ 350-400 дня и ночи в среднем по урановым месторождениям Казахстана. По оборудованию Grundfoss и ЭНКО средние характеристики МРП добиваются 1000 дня и ночи, а отдельные установки трудятся по 7-9 лет. При этом ведущей предпосылкой РС-отказов считается пульсация установки. Этим образом, неувязка увеличения надежности, раннего обнаружения недостатков УЭЦН методом диагностирования установки считается животрепещущей. Одним из многообещающих направлений увеличения производительности функционирования УЭЦН считается увеличение надежности и преждевременное обнаружение недостатков УЭЦН методом диагностирования установки, для чего потребуется создать способа и регламент по определению технического состояния и оптимизации проведения технических обслуживания (ТО) и починок УЭЦН.

**Степень разработанности проблемы.** Исследованию теории оптимального технического обслуживания и диагностирования оборудования посвящены работы В.Д. Авилова, И.А. Биргера, Н.Г. Бруевича, Ю.К. Беляева, Б.В. Васильева, Г.А. и других авторов. Их работы приурочены к в ведущем системам управления и обороны оснащения общепромышленного предназначения и не затрагивают технологию и особенности эксплуатации энергомеханического оснащения. Данными особенностями ориентируются запросы к поддержанию надежности, к методикам и способам диагностирования и оптимизации сервиса энергомеханического оснащения. Анализ вышеприведенных работ позволил определить подход к повышению эффективности работы УЭЦН, который базируется на оценке технического состояния отдельных деталей (узлов) и в целом УЭЦН различных типов на главных жизненных этапах их работы.

Специфика уранодобывающих предприятий нашла свое отражение не в общих подходах и методах диагностирования, а в особенностях применяемых методов и разработанном способе диагностирования УЭЦН, причем их разработка осуществлена на основе существующих методов.

**Цель работы** - повышение эффективности работы установок погружных электроцентробежных насосов путем установление рациональных интервалов диагностирования.

**Основные задачи** исследований:

- разработать методологический подход к обеспечению работоспособного состояния УЭЦН на рудниках ПСВ;
- подобрать методику диагностирования технического состояния установок УЭЦН по параметрам вибрации на горизонтальных стендах компьютерного тестирования;
- разработать методическое обеспечение диагностирования и контроля технического состояния рудников ПСВ и промышленное внедрение результатов исследований, разработанных технических и технологических решений.

**Объект исследований** - установка электроприводного центробежного насоса добычной скважины геотехнологического полигона рудников ПСВ.

**Предметом исследования** являются способы, методики оценки технического состояния УЭЦН.

**Теоретической и методологической основой диссертационного исследования** послужили фундаментальные и прикладные исследования отечественных и зарубежных ученых, государственные и ведомственные стандарты, материалы научных конференций, периодических изданий и сети Internet.

В процессе исследования использовались материалы системного анализа, аналитических и экспериментальных методов: математического моделирования, основанного на теории вероятностей и математической статистике, теории надежности; экспериментальных исследований функционирования энергомеханического оборудования урановых месторождений, на основе многолетних наблюдений за оборудованием в ходе эксплуатации.

**Научная новизна** диссертационной работы состоит в отработке методологии повышения эффективности эксплуатации УЭЦН путем установления рациональных интервалов диагностирования, без вмешательства в режим ее эксплуатации.

**Основные результаты**, определяющие научную новизну диссертации:

1. Подобран методологический подход к обеспечению работоспособного состояния УЭЦН;
2. Уточнены нормативы оценки технического состояния УЭЦН по параметрам вибрации на горизонтальных компьютерных стендах, установлены закономерности между дефектами УЭЦН и основными частотами спектра вибрации;
3. Разработан способ определения технического состояния УЭЦН на работающей скважине и методика по определению периодичности диагностирования УЭЦН.

4. Разработано методическое обеспечение и рекомендации по практическому применению этих методик для УЭЦН.

**Теоретическая и практическая значимость исследования** заключается в выборе способа и методик оценки технического состояния УЭЦН. Основные методические положения и технические решения, изложенные в магистерском проекте, могут быть использованы для повышения надежности и определения неисправностей и дефектов погружной установки при послеремонтном контроле и на работающей в откачной скважине.

**Апробация результатов** исследования проводилась в форме докладов и обсуждений на заседаниях кафедры ТМиО КАЗНИТУ им.К.И. Сатпаева и научно-практических конференциях АО «КазАтомПром».

**Структура и объем диссертации:** диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографии по теме и приложения. Общий объем диссертации составляет 75 страниц, в том числе 28 иллюстраций и 12 таблиц.

# **1 Обзор методов повышения эффективности энергомеханического оборудования при подземно-скважинном выщелачивании урана установок погружных электроцентробежных насосов**

## **1.1 Назначение и устройство УЭЦН**

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения

-обычное

-коррозионно-стойкое.

Пример условного обозначения установки

-при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 - 87,

-при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87,

где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м<sup>3</sup>/сут; 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

### **Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:**

- среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. - 1 мм<sup>2</sup>/с;
- водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);
- микротвердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды - 99%;
- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);
- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);

- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

- для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт - 70 °С;
- для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45 - 125 кВт - 75 °С;
- для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90 - 250 кВт - 80 °С.

Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно: для установок УЭЦНМ5 - 121,7 и 112 мм; для УЭЦНМ5А - 130 и 124 мм; для УЭЦНМ6 с подачей до 500 м<sup>3</sup>/сут (включительно) - 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м<sup>3</sup>/сут - 148,3 и 140,5 мм.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 1.1) состоят из

- погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6,
- наземного электрооборудования - трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 5.

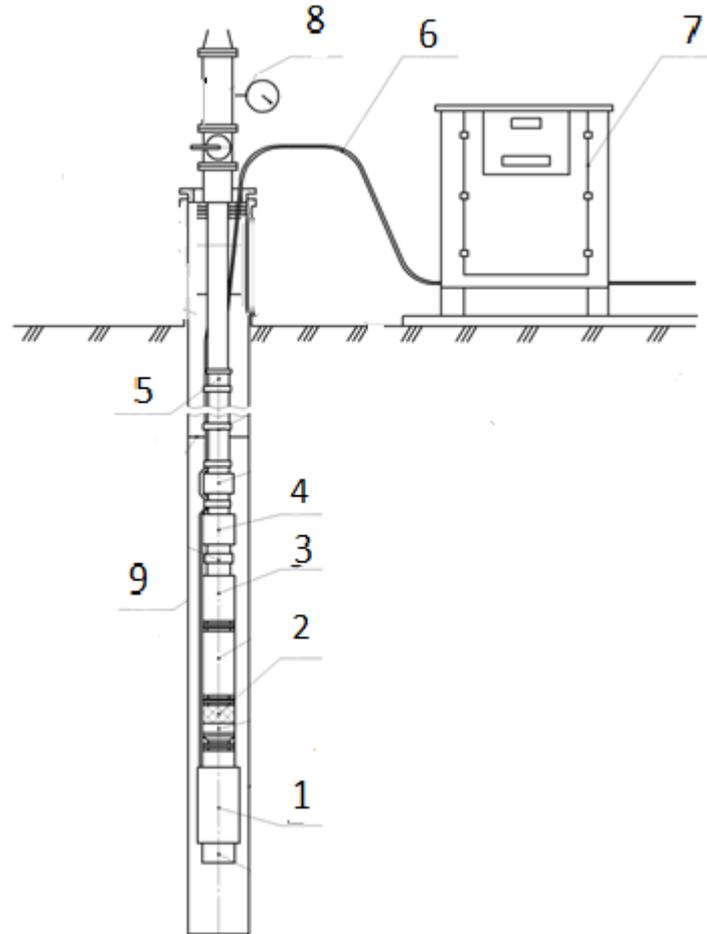
Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса 7 и двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами) 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса, а спускной - в корпус обратного клапана.



1 - погружной электродвигатель (ПЭД); 2 - приёмная сетка; 3 – насос;  
 4 - обратный клапан насосный; 5 – шланг армированный полиэтиленовый  
 (ШАП); 6 – электрический кабель; 7 – шкаф управления насосом (ШУН);  
 8– манометр; 9- обсадная колонна скважины.

Рисунок 1.1 - Схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного электронасоса

Допускается ставить клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При данном клапаны обязаны находиться ниже сработки главного кабеля с удлинителем, например как в неприятном случае поперечный габарит насосного агрегата станет превосходить дозволённый.

Для откачивания пластовой воды, содержащей выше 25 - до 55% (по объёму) свободного газа у приёмной сетки входного модуля, к насосу подключают насосный модуль - газосепаратор.

Двигатель - асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями на подобии 1ПЭД по ТУ 16-652.031 - 87, оборудованными системой контроля температуры и давления пластовой воды.

При данной установке обязаны оснащаться устройством комплектным ШГС 5805-49ТЗУ1.

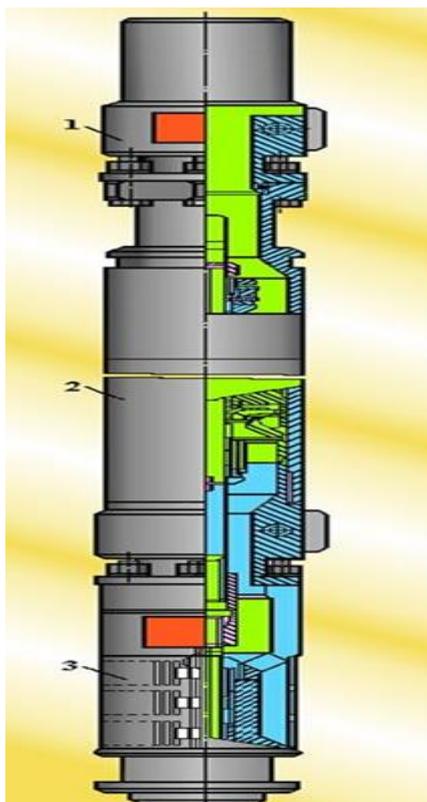
Слияние сборочных единиц насосного агрегата - фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц - при поддержке шлицевых муфт. Слияние кабеля в сборе с движком выполняется при поддержке муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной место специализирован для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или же комплектное прибор.

Оснащение устья скважины гарантирует подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного места, отвод пластовой воды в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный модульный насос (в последующем называемый «насос») - многоступенчатый вертикального выполнения. Насос производят в 2-ух исполнениях: простом ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

Насос произведено из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 1.2). Допускается сокращение количества модулей-секций в насосе при соответственном укомплектовании погружного агрегата движком важной мощности.



1 – головка; 2 – секция; 3 – входной модуль

Рисунок 1.2 – Насос погружной

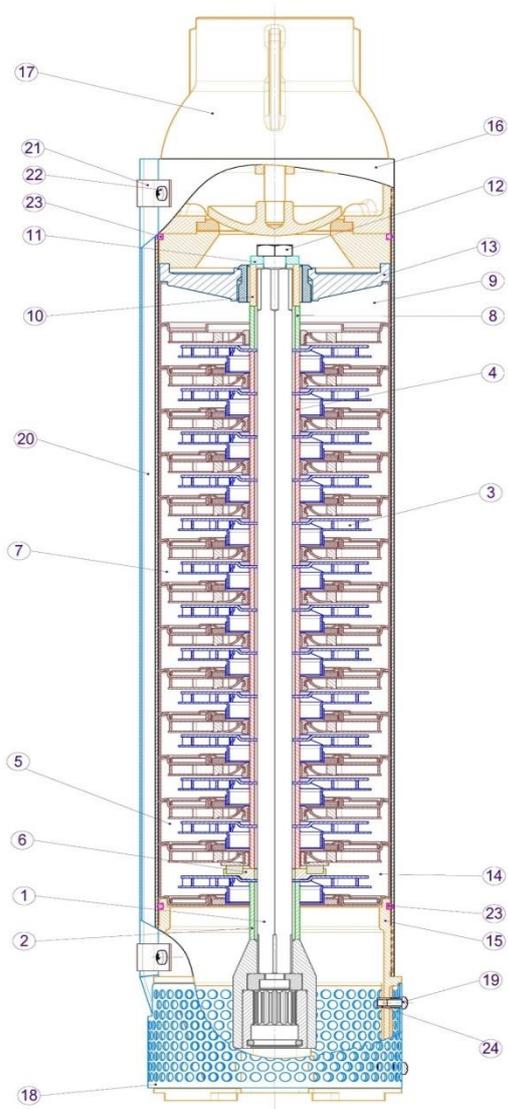
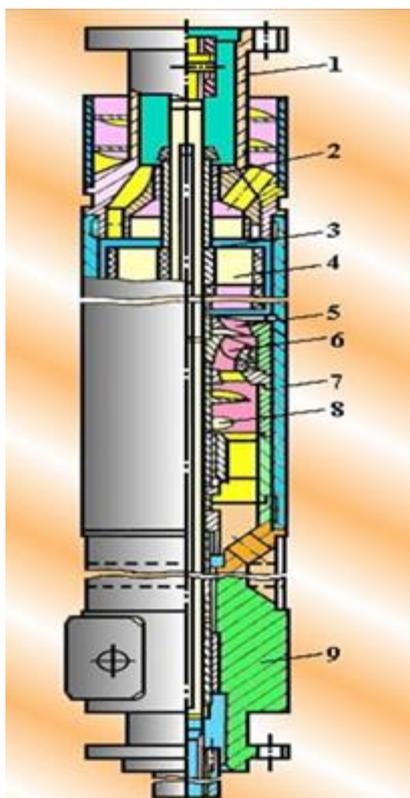


Рисунок 1.2 в разрезе

Поз.	Наименование
1	Вал в сборе с муфтой
2	Втулка распорная нижняя
3	Рабочее колесо
4	Втулка распорная секции
5	Корпус секции с упорным подшипником
6	Упорный подшипник нижняя часть
7	Корпус секции
8	Втулка распорная верхняя
9	Корпус секции последний
10	Втулка подвижная с покрытием SIC
11	Шайба
12	Болт М12х25 ГОСТ 7805-70
13	Опора подшипника в сборе
14	Корпус секции первый
16	Кожух насоса
17	Корпус обратного клапана
18	Фильтр сетка
20	Планка защитная
21	Хомут
23	Кольцо 120х3,5 уплотнительное
24	Заклепка резьбовая М6

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор (рисунок 1.3).



1 - головка; 2 - втулка радиального подшипника; 3 - вал; 4 - сепаратор; 5 - направляющие аппараты; 6 - рабочее колесо; 7 - корпус; 8 - шнек; 9 - основание

Рисунок 1.3 - Газосепаратор

Газосепаратор монтируется меж входным модулем и модулем-секцией. Более популярны 2 системы газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или же роторные газосепараторы.

Для первого на подобии, использующегося в кое-каких насосах Reda, при попадании воды в газосепаратор, она должна быстро заменять назначение перемещения. Кое-какие газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Иная доля, попадая в газосепаратор, подымается изнутри его и выходит из корпуса. российских установках, а еще насосах компании Centrilift и Reda, применяются роторные газосепараторы, которые трудятся подобно центрифуге. Лопатки центрифуги, крутящиеся с частотой 3500 об/мин, теснят больше томные воды на периферию, и дальше сквозь переходной канал ввысь в насос, за это время как больше нетяжелая жидкость (пар) остается в пределах центра и выходит сквозь переходной канал и выпускные каналы назад в скважину.

Слияние модулей меж собой и входного модуля с движком - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с движком и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Слияние валов модулей-секций меж собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты мотора выполняется шлицевыми муфтами.

Слияние валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля меж собой еще выполняется при поддержке шлицевых муфт. Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих однообразные длины корпусов (2, 3 и 5 м), унифицированы по длине. Валы модулей-секций и входных модулей для насосов простого выполнения производят из калиброванной коррозионно-стойкой прочной стали марки ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов увеличенной коррозионностойкости - из калиброванных прутьев из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М». Трудящиеся колеса и направляющие аппараты насосов простого выполнения производят из измененного сероватого чугуна, насосов коррозионностойкого выполнения - из измененного чугуна ЧН16Д7ГХШ на подобии «нирезист». Трудящиеся колеса насосов простого выполнения возможно производить из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка произведено из корпуса, с одной стороны которого наличествует внутренняя коническая резьба для подсоединения оборотного клапана (насосно-компрессорной трубы), с иной стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции 2-ух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое перстень герметизирует слияние модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633 - 80. Модуль-головка насосов группы 6 содержит 2 выполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ 633 - 80.

Модуль-головка с резьбой 73 используется в насосах с номинальной подачей до 800 м<sup>3</sup>/сут. с резьбой 89 - больше 800 м<sup>3</sup>сут. Модуль-секция произведено из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, причины, 2-ух ребер и резиновых колец. Слияние модулей-секций меж собой, а еще резьбовые соединения и промежуток меж корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предусмотрены для обороны плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стену обсадной колонны при спуске и росте насосного агрегата. Ребра прикреплены к причине модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Граница головки модуля-секции, имеющая малое угловое смещение сравнительно плоскости причины меж ребрами, помечена пятном краски для

ориентирования сравнительно ребер иного модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения: одно - с валом диаметром 25 мм - для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м<sup>3</sup>/сут, другое - с валом диаметром 28 мм - для насосов с подачами 1000, 1250 м<sup>3</sup>/сут.

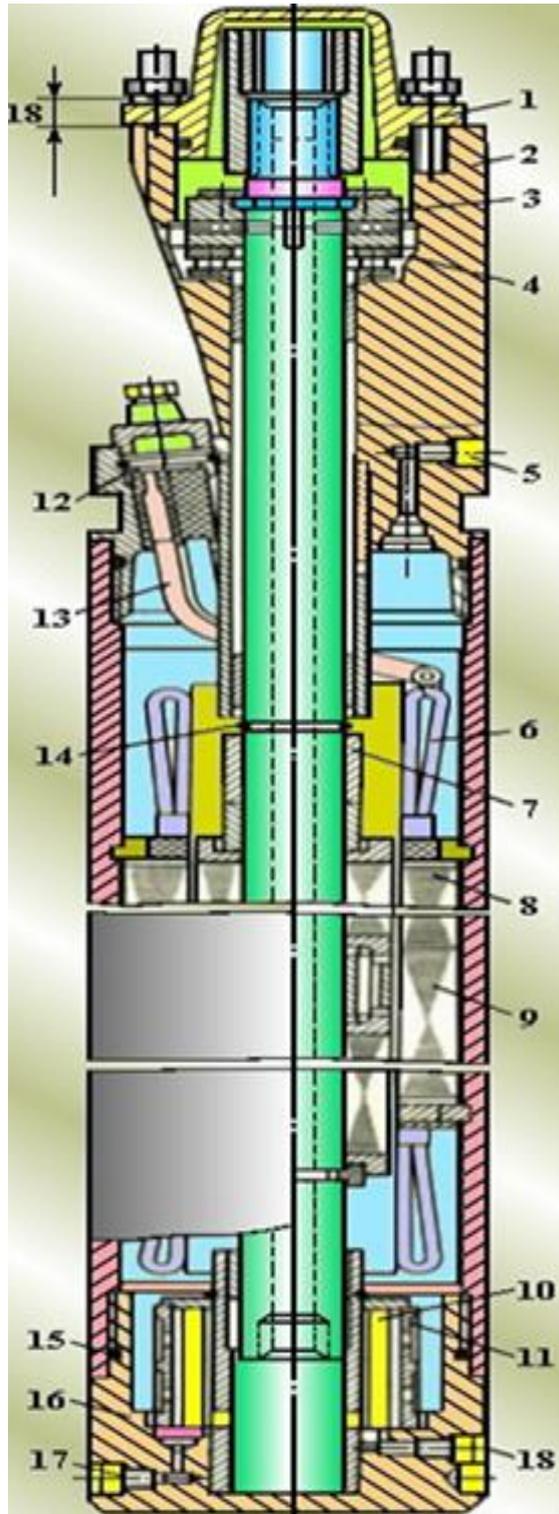
Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м<sup>3</sup>/сут включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной трубы 73 ГОСТ 633 - 80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м<sup>3</sup>/сут имеет резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной трубы 89 ГОСТ 633 - 80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закрепленной на ней стальной полосы.

**1.1.1 Погружные двигатели.** Погружные двигатели состоят из электродвигателя (рис. 1.4) и гидрозащиты (рис. 1.4).

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из скважин.



1 - крышка; 2 - головка; 3 - пята; 4 - подпятник; 5 - пробка; 6 - обмотка статора; 7 - втулка; 8 - ротор; 9 - статор; 10 - магнит; 11 - фильтр; 12 - колодка; 13 - кабель с наконечником; 14 - кольцо; 15 - кольцо уплотнительное; 16 - корпус; 17, 18 - пробка  
 Рисунок 1.4 - Электродвигатель односекционный

Двигатели предназначены для работы в среде жидкости с температурой до 110 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объему) - не более 55%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 25 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

- по напряжению - от минус 5% до плюс 10%; по частоте переменного тока -  $\pm 0,2$  Гц;
- по току - не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029 - 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный; С - секционный (отсутствие буквы - несекционный); К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное); 125 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; Д - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); В5 - климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД - электродвигатель; К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное исполнение); 45 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; В - верхняя секция (отсутствие буквы - несекционный, С - средняя секция, Н - нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П - протектор; К - коррозионностойкая (отсутствие буквы - исполнение нормальное); 92 - диаметр корпуса в мм; Д - модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы - основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектным тиристорным преобразователем.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170 °С, а остальных электродвигателей - 160 °С.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель (рисунок 4) состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Обмотка статора - однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Расточка статора в зависимости от диаметра корпуса двигателя имеет следующие размеры. Диаметр корпуса двигателя, мм .	103	117	123	130
Диаметр расточки статора, мм	50	60	64	68

Ротор короткозамкнутый, многосекционный. В состав ротора входят вал, сердечники, радиальные опоры (подшипники скольжения), втулка. Вал пустотелый, изготовлен из высокопрочной стали, со специальной отделкой поверхности. В центральное отверстие вала ротора верхнего и среднего электродвигателей ввинчены две специальные гайки, между которыми помещен шарик, перекрывающий слив масла из электродвигателя при монтаже.

Сердечники выполнены из листовой электротехнической стали. В пазы сердечников уложены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамыкающими кольцами. Сердечники набираются на вал, чередуясь с радиальными подшипниками. Набор сердечников на валу зафиксирован с одной стороны разрезным вкладышем, а с другой - пружинным кольцом.

Втулка служит для смещения радиальных подшипников ротора при ремонте электродвигателя.

Головка представляет собой сборочную единицу, монтируемую в верхней части электродвигателя (над статором). В головке расположен узел упорного подшипника, состоящий из пяты и подпятника, крайние радиальные подшипники ротора, узел токоввода (для несекционных электродвигателей) или узел электрического соединения электродвигателей (для секционных электродвигателей).

Токоввод - изоляционная колодка, в пазы которой вставлены кабели с наконечниками.

Узел электрического соединения обмоток верхнего, среднего и нижнего электродвигателей состоит из выводных кабелей с наконечниками и изоляторов, закрепленных в головках и корпусах торцов секционирования.

Отверстие под пробкой служит для закачки масла в протектор при монтаже двигателя.

В корпусе, находящемся в нижней части электродвигателя (под статором), расположены радиальный подшипник ротора и пробки. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

В этом корпусе электродвигателей имеется фильтр для очистки масла.

**Термоманометрическая система ТМС-3** предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН (давление, температура, вибрация) и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде герметичного цилиндрического контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

### **Гидрозащита погружных электродвигателей**

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема охлаждающей жидкости во внутренней полости, от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- открытого типа - П92; ПК92; П114; ПК114;
- закрытого типа - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускают

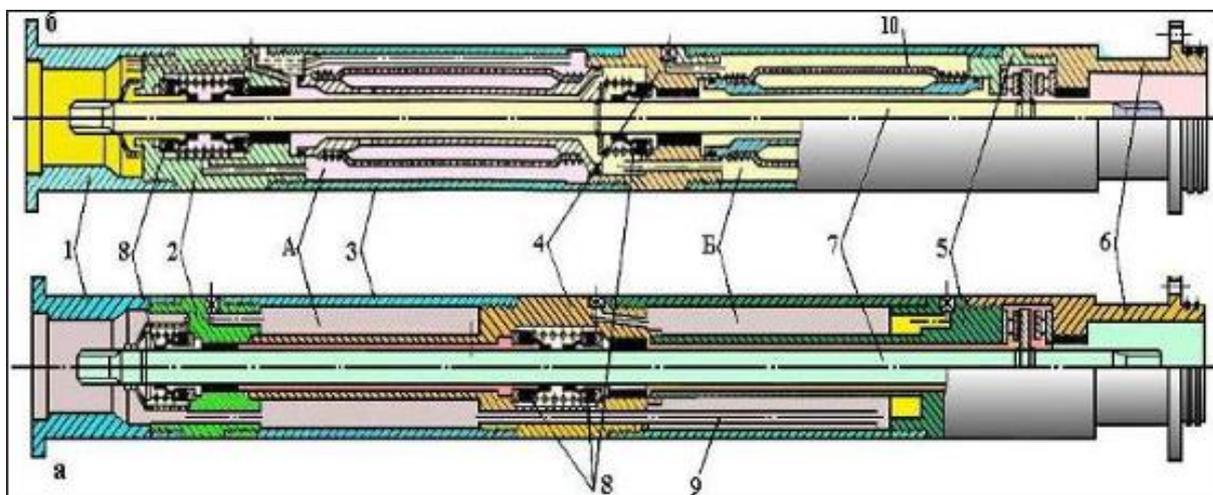
- обычного;
- коррозионностойкого (буква К. - в обозначении) исполнений.

В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109 - 81. В коррозионностойком исполнении гидрозащита имеет вал из К-монеля и покрыта эмалью ЭП-525, IV, 7/2 110 °С.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см<sup>3</sup>, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.



А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний ниппель; 3 - корпус; 4 - средний ниппель; 5 - нижний ниппель; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма

Рисунок 1.5 - Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов

## 1.2 Общая характеристика проблемы диагностирования и оптимизации технических обслуживании энергомеханического оборудования

Силовое механическое оборудование на рудниках ПСВ представляет собой комплекс машин, аппаратов и вспомогательного оборудования, связанных между собой общим технологическим процессом и предназначенных для преобразования, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в энергию другого типа. Этот тип оборудования включает в себя установку погружных электрических центробежных насосов.

Задачи оптимизации ТО различаются по ряду признаков, из которых основным является критерий оптимальности качества эксплуатации. Критерий выбирается исходя из целевого назначения оборудования, условий эксплуатации, а также с учетом интересов системы высшего порядка.

К критериям оптимальности относятся экономические критерии и критерии, оптимизирующие тот или иной показатель надежности или технические характеристики эксплуатации оборудования. Оптимизация ТО по критериям надежности рассмотрена в работах [4, 6, 7,11].

Оптимальный период обслуживания и ремонта определяется исходя из максимального коэффициента готовности. Следует отметить, что в этом случае

можно получить решение, которое одновременно является решением, характеризующимся минимальными затратами, если среднее время, затрачиваемое на ремонт, прямо пропорционально стоимости восстановления рабочего состояния, которое для ряда оборудования, включая оборудование для рудников ПСВ, не выполнено.

Решена задача расчета оптимальных интервалов для плановых ремонтов оборудования. Период замены (ремонта) определяется, при котором общие эксплуатационные расходы будут минимальными. Указанные работы не учитывают эксплуатационные особенности и плановые ремонты ЭЦН на урановых месторождениях.

Представлены стандарты организации технического обслуживания ремонта электрооборудования, не учитывающие особенности эксплуатации электрооборудования в ПСВ. В руководящих документах рассматриваются вибрационные и трибодиагностические подходы и методы для механического оборудования урановой промышленности, и некоторые результаты могут быть распространены на энергомеханическое оборудование уранодобывающих компаний.

Наиболее удачной и полной работой по системе технических обслуживании и ремонтов с элементами диагностики является «Положение системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов (РД 153 - 39ТН - 009 - 96)», где однако не учтены особенности эксплуатации электрооборудования.

Описывается автоматизированная система вибродиагностики механоэнергетического оборудования перекачивающих станций, которая требует больших затрат, и, кроме того, ее технически сложно реализовать для проведения диагностики энергомеханического оборудования урановых месторождений.

Рассматриваются общие подходы к диагностике энергооборудования электростанций, принципы разработки экспертных систем диагностики турбогенераторов. Данный опыт является специфическим и практически не может быть распространен на УЭЦН при ПСВ.

Анализ основополагающих работ позволил обобщить теоретический и практический опыт использования различных методов диагностирования и оптимизации ТО энергомеханического оборудования, выявить основные направления их развития и совершенствования. К основным недостаткам существующих методов диагностирования и оптимизации ТО относятся:

- недостаточная разработка методов комплексной диагностики по нескольким параметрам, методов неразрушающего контроля и оптимизации ТО, учитывающих особенности технологии урана при ПСВ;

- существует необходимость уточнить критерии оценки технического состояния УЭЦН на специализированных стендах по параметрам вибрации, которые не учитывают в полной мере состояние установок, определить остаточный ресурс и смоделировать взаимосвязь между дефектами УЭЦН и основными частотами спектра колебаний;;

- практически отсутствуют методы оценки технического состояния УЭЦН в откачной скважине (без остановки скважины и изменения технологических параметров добычи).

### **1.3 Методы технической диагностики энергомеханического оборудования**

Техническое состояние механического оборудования может контролироваться на остановленном, открытом и работающем оборудовании.

Следует отметить, что в стационарном блоке, и особенно в открытом блоке, гораздо больше возможностей оценить техническое состояние и определить конкретный тип неисправности. Здесь могут использоваться следующие методы: визуально-оптической диагностики, линейных измерений, ультразвуковой дефектоскопии, гаммографии, рентгенографии, магнитопорошковой дефектоскопии, металлографии, цветной дефектоскопии, различные методы проверки неплотности, механических испытаний (как без вырезки, так и с вырезкой образцов), стилоскопии, химического анализа и т.д.

В зарубежной практике широко применяются *токовихревой импульсный эхометод*, который позволяет обнаружить скрытые дефекты в труднодоступных местах. В то же время необходимость разработки специальных методик и ультразвуковых показателей для каждой детали агрегата, сложность расшифровки результатов контроля, невозможность диагностирования деталей сложной конфигурации преобладают над такими достоинствами этого метода, как высокая чувствительность, возможность выявления дефектов при одностороннем доступе к проверяемой детали, и на значительном расстоянии от места ввода ультразвуковых колебаний

Недостатком рассмотренных способов управления, ограничивающих их широкое применение, является необходимость остановки агрегата, что не всегда возможно в условиях эксплуатации.

*Методы акустической диагностики* используют в качестве диагностической информации шум работающего агрегата, представляющий собой сложный спектр шумов аэродинамического и электромагнитного происхождения, который может меняться в зависимости от внешних условий и технического состояния энергомеханического оборудования.

Микрофоны с различными методами преобразования звукового давления в электрический сигнал используются для измерения шума. Направленные микрофоны иногда используются для диагностики оборудования, что позволяет определить направление точки излучения шума. На практике микрофон может дистанционно измерять вибрацию объекта, точнее величину вибрации. Для УЭЦН практически не используют диагностические измерения шума, так как в водной среде шум от многих источников смешивается без потерь, и трудно анализировать шум от конкретного источника в присутствии других

источников шума. Более того, задача выделения отдельных шумовых компонентов из-за появления дефекта усложняется тем, что при их распространении отражаются преломления, многократные отражения и т. д.

При контроле работоспособности энергомеханического оборудования серьезное внимание необходимо уделять *виброобследованию*, так как вибрационное состояние является одним из основных показателей, характеризующих состояние силовых элементов оборудования. Получение достоверной информации, быстрое действие приборов, высокая чувствительность датчиков, простота технологии диагностирования, малое число точек замера раскрывают перед вибрационным методом большие возможности.

Вибрационный сигнал является вектором информации о различных вибрациях узлов и деталей механического энергетического оборудования. Любое изменение характера взаимодействия его элементов приводит к отклонению рабочих параметров блока и, следовательно, к изменению связанных сигналов вибрации. Данный тип диагностики отличается от других методов технической диагностики многими характерными особенностями, разнообразием вибрационных сигналов и высоким содержанием информации. Возможность предотвращения сбоев различает вибрационную диагностику и другие методы диагностики, которые в основном позволяют отслеживать состояние устройства и обнаруживать сбои.

Следующие состояния УЭЦН определяются на основе реальных сигналов вибрации во время испытания после ремонта:

- Хорошее состояние, когда уровень вибрационного сигнала находится в пределах допустимого диапазона эталонного спектра. Стандарт получается путем измерения вибрационного сигнала нового или исправного УЭЦН, работающего под нагрузкой в начале работы;

- дают удовлетворительное состояние, когда уровень сигнала вибрации может отличаться от исходного уровня, который указывает на режим изменения УЭЦН или появление дефектов, которые существенно не влияют на производительность агрегата;

- Конечное состояние (предаварийное состояние) УЭЦН, в котором дальнейшая эксплуатация может привести к сбоям блоков и компонентов установки.

Спектр вибрации испытательной установки очень широк.

Диапазон, это зависит от многих факторов: частота вращения ротора АД, элементы подшипников, зубчатых колес, движущихся элементов электродвигатель и насос, частота акустических колебаний в насосно-компрессорных трубах, на входе и выходе насоса. Диагностические параметры могут отличаться. Размеры, в частности: пиковое значение, эффективное значение, среднее значение обнаруженного сигнала, пиковое значение, моменты спектральной плотности одномерных и многомерных законов распределения, различные комбинации количественных свойств рабочих

процессов и т. Д. Выявление и измерение диагностических параметров производится различными методами: разделения сигналов в частотно-фазовой и временной областях на сигналы, обусловленные различными факторами; пространственного разделения сигналов; линейными и нелинейными преобразованиями сигналов (фильтрация, интегрирование, дифференцирование и т.д.). Полученная информация обрабатывается на основе спектрального и автокорреляционного анализа, анализа методом накопления огибающей сигнала, синхронного захвата, фильтрации сигнала, временного разделения сигнала и одномерного и многомерного регрессионного анализа.

На оборудовании можно различить множество каналов с различными характеристиками, которые определяют способность передавать, искажать и подавлять сигнал, проходящий через канал от источника к приемнику. Следует заметить, что на начальной стадии неисправности сигнал является слабым и при прохождении его через каналы информации может деформироваться, что снижает достоверность распознавания неисправностей.

Основными источниками разрушения колонны труб НКТ и подвешенного на ней оборудования (установок погружных электроцентробежных насосов) являются зоны концентрации механических напряжений, в которых процессы коррозии и усталости протекают наиболее интенсивно. Поэтому для своевременного обнаружения поврежденных наконечников требуются технические методы диагностики, связанные с механическими нагрузками.

Существует и еще ряд методов диагностики, пока не нашедших широкого применения в энергомеханическом оборудовании. Это связано с целым рядом причин и, в том числе с недостаточным финансированием работ по диагностике оборудования. Следует отметить, что каждый из описанных методов имеет свои преимущества и недостатки, область рационального применения.

Таким образом, анализ работ показал, что готовые и в достаточной мере разработанные методики диагностирования УЭЦН уранодобывающих предприятий отсутствуют. Существующие подходы основываются на диагностировании по одному или двум параметрам, и, безусловно, требуют своего развития и доработки в направлении комплексного применения методов вибродиагностики; использования более полных современных математических моделей оптимизации и разработки научно обоснованных нормативов по проведению ТО и диагностики УЭЦН, эксплуатируемого в условиях рудников ПСВ.

## **1.4 Анализ работоспособности УЭЦН и ее основных частей**

Основным способом добычи урана является способ ПСВ, с применением УЭЦН, действующий фонд которых в уранодобывающих предприятиях, ведущих добычу урана, увеличился за последние два года на 7 %, а доля добычи урана ими составляет 99 %.

На уранодобывающих предприятиях Республики Казахстан, применяют УЭЦН производства «GRUNDFOS», «ODESSE», «ЭнКо» и некоторых других заводов изготовителей с производительностью от 17 до 215 м<sup>3</sup> в час. В целом на импортное оборудование приходится около 80-90 % используемого парка УЭЦН в добывающей промышленности.

Наибольшее распространение на рудниках ПСВ получили следующие типы УЭЦН: SP 17/16, SPB 15/16, SPN 215.

Анализ работы системы УЭЦН показал, что система во время работы выходит из строя не в результате максимального износа, а в результате разрушения ее компонентов. Практика эксплуатации УЭЦН на урановых месторождениях показывает, что наибольшее количество отказов связано с загрязнением установки механическими примесями (22-27%) и недостаточной организацией работы УЭЦН (13-27%).

Наиболее распространенные сбои в УЭЦН включают: отказ электродвигателя, разрыв вдоль фланцевого соединения «Верхняя часть - нижняя часть насоса» (в 12%), фланцевым соединением «Верхняя секция - центральная секция насоса» (11%), обводная труба (7%), на подвесном шланге (5%).

## **1.5 Влияние различных факторов на надежность УЭЦН**

Добыча урана связана с рядом осложняющих факторов. Одной из основных задач уранодобывающих компаний является снижение влияния этих факторов, что позволяет снизить затраты и повысить эффективность производства. Изучено влияние факторов на надежность ЭСП урановых месторождений, вызванных различными типами осложнений при работе насосных скважин. Факторы делятся на технические (вибрационные), технологические (глубина спуска, перекачиваемая среда) и геологические и технические (высокое содержание механических примесей, отложение солей, температура в рабочей зоне).

Следует отметить, что увеличение (и в противном случае уменьшение) частоты отказов ЭСП, например, на 10%, обходится компании в десятки миллионов тенге (включая затраты на ремонт скважин и оборудования, потери при добыче урана при ремонте скважин).

Основными проблемами, усложняющими технологический процесс добычи урана методом PSV, являются засорение и истирание центробежных

насосов ESP абразивными частицами в скважинах (отказы 29%), солевые отложения на рабочих органах ESP (отказы 21%), перегрев и отказы узлов по температуре (7% отказов)) и влиянию свободного газа в перекачиваемой жидкости.

Доля скважин, осложненных отложением солей, составляет от 8 до 10% в структуре имеющихся запасов скважин. Различные методы были использованы для контроля солевых отложений на рабочих органах. Это обработка зоны перед запуском УЭЦН и закачка реагента в резервуар и контейнер, содержащий реагент под УЭЦН. Наиболее распространенным методом является установка устьевого дозирующего оборудования (УДЭ). Кроме того, использование УДЭ в случае крупных разработок УЭЦН создает серьезный риск того, что погружной двигатель ПЭД прилипнет к эксплуатационному корпусу скважины, поскольку двигатель работает в диапазоне, в котором влияние ингибитора не ухудшается. В этом случае время простоя УЭЦН нестабильно во всех скважинах и имеет разброс значений, различающихся на два порядка. Среднее время между отказами УЭЦН составляло 185,4 дня для незакупоренных скважин и 168,5 дня для закрытых скважин, т.е. на 11,8% меньше, чем в незапертых скважинах.

Увеличение количества механических примесей в рабочей жидкости приводит к перекрытию направляющих лопаток УЭЦН, что приводит к снижению производительности установки, увеличению износа и увеличению амплитуды вибрации. Повышенная вибрация может привести к самопроизвольному закрытию или разрыву фланцевых болтов. Анализ зависимости коэффициента аварийности ЭЦП от содержания механических примесей показал, что максимальное падение приходится на содержание примесей, равное 200-500 мг / л. Когда содержание твердых веществ превышает 500 мг / л, количество отказов уменьшается, но увеличивается потребление тока, что приводит к расплавлению удлинителя кабеля.

Как видно из анализа статистики и факторов, вызывающих сбои ПК, основной причиной сбоев является вибрация установки. По нашему мнению, основной причиной вибрации является проникновение большого количества механических загрязнений в электрический центробежный насос (ЭЦН), например, песка, что приводит к абразивному износу трущихся деталей насоса. Кроме того, вибрация может возникать в результате снижения ESP в скважине с большими углами изгиба, что приводит к появлению значительных изгибающих напряжений при прохождении изогнутых участков и, как следствие, ослаблению фиксации крепежа, деформация винта или изгиб винтов и болтов.

Вышерасположенные НКТ из-за разрыва резьбовых соединений и нарушения технологии отключения. Кроме того, плохой ремонт насоса может вызвать вибрацию (установка отремонтированных деталей на отремонтированных насосах, смещение центра тяжести колес и т. Д.).

## 1.6 Анализ напряжений от вынужденных колебаний упругой системы УЭЦН

Как показал факторный анализ УЭЦН, основной причиной преждевременных отказов является возникновение в работающих ЭЦН вибрации из-за дисбаланса вращающихся масс, которые неизбежно переходят в резонансное состояние, когда частота собственных колебаний  $\Omega$  равняется частоте вынужденных колебаний  $\omega$ . При таких условиях амплитуда вынужденных колебаний ( $A_v$ ) неограниченно возрастает.

В случае увеличения количества РС-отказов УЭЦН, в том числе от резонанса, снижения числа отказов можно добиться путем:

регулирования угловой скорости ПЭД;

изменения частоты вынужденных колебаний путем регулирования жесткостью упругих элементов колебательной системы;

демпфирования системы, если сложно варьировать частотами;

проведения диагностики состояния в процессе эксплуатации УЭЦН.

Регулирование угловой скорости ПЭД достигается применением дорогостоящих статических преобразователей частоты.

Демпфирование системы предусматривает установку на УЭЦН технических средств, повышающих рассеяние энергии при колебаниях. Колебания неизбежно приведет к повышению температуры окружающей среды (жидкости) и могут нарушить тепловой баланс ПЭД. К тому же демпферы должны быть изготовлены из высокопрочного, теплостойкого, обладающего высокой упругостью материала и установлены в тех местах ЭЦН, где возникает дисбаланс. Определение мест установки демпферов на ЭЦН расчетом трудновыполнимо, так как зависит от типоразмера ЭЦН и величины дисбаланса.

Установка демпфирующих средств в ЭЦН, изменяющих жесткость упругих элементов в опасных местах не позволит работающим ЭЦН войти в зону резонанса, но при этом установленные средства могут являться одним из источников РС-отказов. Таким образом, наиболее простым и экономичным направлением по сокращению количества РС-отказов УЭЦН является диагностирование установки в процессе ее эксплуатации.

### Выводы

1. Дан обзор основных результатов повышения эффективности энергомеханического оборудования при подземном выщелачивании урана путем диагностики и оптимизации технического обслуживания электрических систем, которые были изложены на сегодняшний день в работах отечественных и зарубежных авторов.

2. Выявлены проблемы диагностики и оптимизации технического обслуживания силовых и механических устройств

3. Проведен обзор методов технической диагностики энергомеханического оборудования

4. Проанализирована работоспособность УЭЦН и ее основных частей

5. Приведена оценка влияния различных факторов на надежность УЭЦН

6. Проанализированы напряжения от вынужденных колебаний упругой системы УЭЦН-НКТ

## **2 Методологический подход к обеспечению работоспособного состояния УЭЦН**

Обеспечение эффективной работы УЭЦН достигается эксплуатацией в расчетном режиме (с оптимальным КПД) и правильным подходом к обслуживанию установки.

На сегодняшний день применяются в основном два подхода к проведению ТО, и ремонтов УЭЦН:

1. После отказа (аварийно-восстановительный ремонт или ТО);
2. Плановые ТО и ремонты на основе графика планово-предупредительных ремонтов (ППР) (рисунок 1.6).

В данном случае установка работает до отказа. Отказ установки является неожиданным и приводит к значительному ущербу, поэтому оперативное планирование становится сложным или невозможным. В случае, когда происходит РС-отказ, ущерб достигает до 1,7 млн. тенге.

3. В настоящее время широко распространенным ПНР УЭЦН является то, что техническое обслуживание и ремонт выполняются через фиксированные промежутки времени, независимо от фактического технического состояния. Запланированное время работы ESP перед техническим обслуживанием или ремонтом основано на инструкциях производителя, опытом эксплуатации или расчетным путем с применением методов теории надежности и математической статистики и зависит от времени работы наиболее подверженных износу элементов установки. Реализация этого вида ТО приведена на рисунке 2.1, из которого видно, что после каждого планово-предупредительного ТО вероятность повреждения установки уменьшается, а надежность повышается. Очевидно также, что эти эффекты уменьшаются с увеличением срока службы



Рисунок 2.1 - Обслуживание на основе плановых ТО и ремонта (графика ПНР) УЭЦН

Профилактический ремонт значительно снижает вероятность аварии, но УЭЦН не защищен от неожиданного внезапного повреждения в течение межремонтного периода. Кроме того, вероятность отказа оборудования из-за переборок, которые мешают обкатке узлов и ускорению износа, может возрасти. Помимо этого, необоснованные переборки вносят новые

непредвиденные дефекты: перекосы осей, люфты, загрязнение и прочее, что также сокращает срок эксплуатации установки и требует новых ремонтных работ. В большинстве случаев время безотказной работы оборудования без разборок значительно превышает назначенное время профилактического ремонта.

Использование этого метода приводит к дополнительным затратам, которые вызваны преждевременной заменой рабочих узлов (деталей) и возможным развитием повреждений. Например, если подшипник скольжения заменяется слишком поздно, то дефектный подшипник может привести к дорогостоящим повреждениям, как, например, деформация валов, поломка муфт или дефекты обмоток электродвигателей. Анализ стратегии проведения

ТО ведущих фирм показывает, что жесткая конкуренция среди производителей товаров заставляет переходить к ТО по состоянию, так как при этом минимизируются затраты на запчасти, освобождаются склады и т.д.

В настоящее время в ООО «ГРЭИ» и ОАО «ТНК-Нижевартовск» разработаны подходы к проведению обслуживания погружных установок, которые включают в себя прогнозирующее обслуживание или по фактическому состоянию (рисунок 2.2) и проактивное или предотвращающее обслуживание (рисунок 2.3).

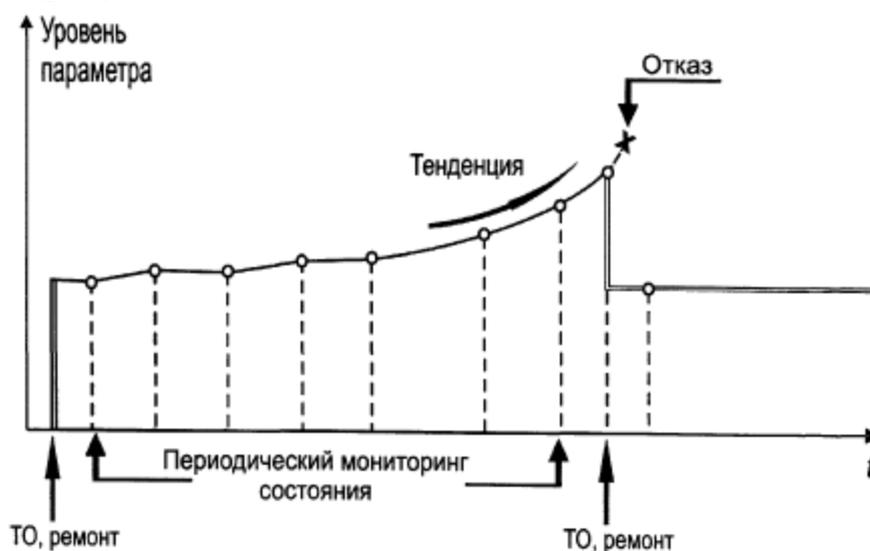


Рисунок 2.2 - Прогнозирующее обслуживание или по фактическому состоянию



Рисунок 2.3 - Проактивное или предотвращающее обслуживание

Во время работ по техническому обслуживанию и ремонту, ремонт проводится по мере необходимости, и, при необходимости, УЭЦН постоянно контролируется. Ремонтные работы проводятся только в том случае, если они вызваны предельным состоянием отдельных узлов или компонентов установки.

Используя этот подход, необходимо обнаружить изменения контролируемого по времени параметра, определить причины его появления и предпринять соответствующие действия. Этому способствуют специальные методы диагностирования.

При эксплуатации по фактическому состоянию, которая предполагает оценку технического состояния установки без ревизии на эксплуатационных режимах, речь, естественно, идет о контроле по вторичным параметрам, и поэтому вполне логично, что эти параметры должны удовлетворять определенным требованиям. Требования к ним могут быть сформулированы, например, следующим образом:

- измерение параметров должно обеспечиваться по возможности простыми, портативными техническими средствами;
- технические средства должны быть метрологически аттестованы, когда это необходимо;
- диапазон изменения контролируемых параметров в процессе работы механизма от состояния «хорошо» до состояния «недопустимо» должен быть достаточно большим для своевременного выявления зарождающихся дефектов и достоверного прогнозирования остаточного ресурса механизма;
- стоимость выполнения работ по контролю вторичных параметров и время их выполнения должны быть существенно ниже, чем при ремонтах установки;
- высокая достоверность контроля по вторичным параметрам;
- параметры контроля должны быть по возможности универсальны для диагностики одинаковых дефектов однотипного оборудования или его узлов.

Для механизмов роторного типа (электродвигатели, насосы, вентиляторы, турбины, генераторы, редукторы и т.д.) наиболее широкое распространение во

всём мире получили методы контроля, диагностики и наладки, базирующиеся на измерении соответствующих параметров вибрации этих механизмов. Обусловлено это целым рядом существенных достоинств вибропараметров при оценке технического состояния роторных механизмов.

Применительно к УЭЦН диагностирование по вибропараметрам можно проводить при послеремонтном обследовании. Для работающих УЭЦН в откачных скважинах скважинах разработан способ определения технического состояния [90] (гл. 2).

Переход на технологию обслуживания оборудования «по состоянию» позволяет: контролировать актуальное текущее техническое состояние установки и качество ее ремонта; снижение финансовых затрат и трудозатрат при эксплуатации оборудования; продлить период обновления и срок службы установки; уменьшить потребность в запчастях, материалах и оборудовании; избавиться от внезапных сбоев механизма и остановок производства; планировать график и содержание технического обслуживания и ремонта; повысить общую производственную культуру и квалификацию персонала.

Неудобство обслуживания по состоянию заключается в том, что время на техническое обслуживание может фактически даже увеличиться, если персонал ненадлежащим образом оценивает уровень деградации оборудования. Данный подход требует средств на закупку оборудования для контроля контролируемых параметров и обучения персонала. Альтернатива - передать эту работу квалифицированным подрядчикам, чтобы обеспечить прогнозирующее обслуживание или обслуживание по фактическому состоянию.

Упреждающее обслуживание использует все методы профилактического и профилактического обслуживания, рассмотренные выше, наряду с анализом причин неисправности, не только для точного обнаружения и выявления возникающих проблем, но также для обеспечения правильной установки и выполнения лучших из них. методы ремонта применяются для предотвращения или устранения повторения неисправности.

Этот подход работает эффективно, если персонал обладает достаточными знаниями, навыками и временем для выполнения всех рекомендованных действий. Как и в случае профилактического обслуживания, ремонт оборудования можно планировать заранее, но необходимо принять дополнительные меры для уменьшения или устранения повторения возможных дефектов.

В данном случае ремонт установки, намеченный заранее, дает некоторое время на выполнение мероприятий по закупке требуемых деталей и материалов, необходимых для ремонта, что уменьшает потребность в большом количестве запасных частей, хранящихся на складе. Поскольку техническое обслуживание и ремонт выполняются только тогда, когда это необходимо, был проведен соответствующий анализ, чтобы установить основную причину сбоя, и были определены пути повышения надежности установки, в этом случае

значительное повышение эффективности в работе установок может быть достигнута.

Недостаток в том, что этот метод требует квалифицированных специалистов в области профилактического, прогнозирующего, и предотвращающего проактивного методах обслуживания или привлечения на эту работу квалифицированных подрядчиков, которые тесно работают с обслуживающим персоналом в стадии анализа корневых причин отказа и затем помогают в ремонте или участвуют в проектировании изменения конструкции. Для проведения этих работ также требуется приобретение специального оборудования и должным образом обученный персонал.

Разработанная методология обеспечения работоспособности УЭЦН основана на проактивном предотвращающем подходе к обслуживанию и включает обследование состояния новых и отремонтированных установок, оценку технического состояния УЭЦН по обобщенному сигналу без остановки скважины и изменения технологических параметров работы УЭЦН. На стадии ремонта УЭЦН должно проводиться обязательное диагностирование УЭЦН с применением различных методов (рисунок 2.4) неразрушающего контроля (УЗК, ВИК, ММП и т.д.). При этом должен быть определен остаточный ресурс деталей (узлов), проведено послеремонтное диагностирование на горизонтальных компьютерных стендах тестирования по параметрам вибрации.

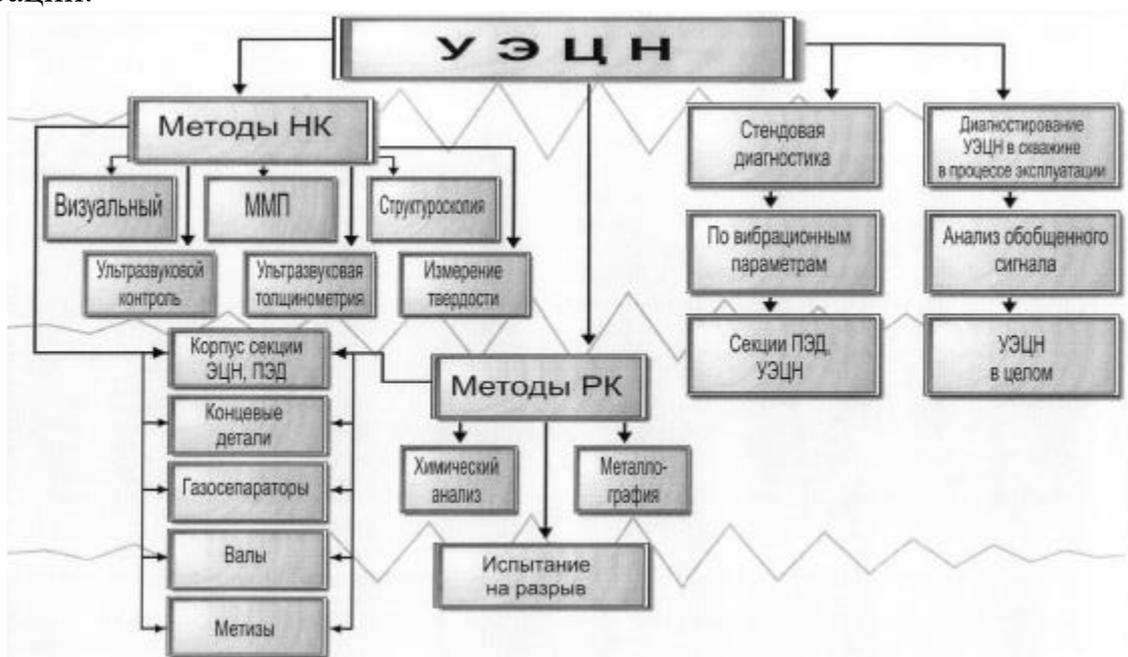


Рисунок 2.4 - Методы, применяемые для диагностирования УЭЦН

Схема обеспечения работоспособности УЭЦН (рисунок 2.5) демонстрирует основные этапы жизненного цикла установки. Здесь выделены участки проведения ремонта, на которых требуется обязательное диагностирование УЭЦН различными методами (рисунок 2.4). Суть

вибродиагностики УЭЦН после ремонта в горизонтальных компьютерных испытательных средах состоит в том, чтобы измерить фактические параметры вибрации, сравнить эти значения с измеренными и первоначально разрешенными и оценить состояние вибрации и определить его последующей эксплуатации или восстановления для снижения вибрации. Различные величины служат диагностическими параметрами, в частности: пиковое значение, среднее значение квадратного корня, среднее значение обнаруженного сигнала, пиковое значение, пиковое значение, моменты спектральной плотности одномерных и многомерных законов распределения и т. д. Определяющим значением интенсивности вибрации является среднее (фактическое) значение скорости вибрации.

Особое место занимает разработка метода диагностирования на стадии эксплуатации УЭЦН. Известен электрический способ диагностирования УЭЦН, работающих в скважине, который относится к группе генераторных методов, основан на регистрации сигнала, формируемого самим объектом контроля в процессе работы. В имеющихся директивных материалах (инструкциях заводов-изготовителей, нормативных требованиях по эксплуатации и др.), сведениях по испытаниям и ремонтам оценки технического состояния УЭЦН не систематизированы, не конкретизированы по типам применяемых установок, разбросаны по разным документам и инструкциям. В данном случае не учитывается современный уровень развития средств и методов диагностирования технических устройств подобного типа и требования, выдвигаемые эксплуатацией УЭЦН в осложненных условиях добычи урана. Высказываются мнения о необходимости разработки такого нормативного документа, который устранил бы вышеуказанные недостатки и опирался на общепринятый методологический подход к обеспечению надежности УЭЦН.

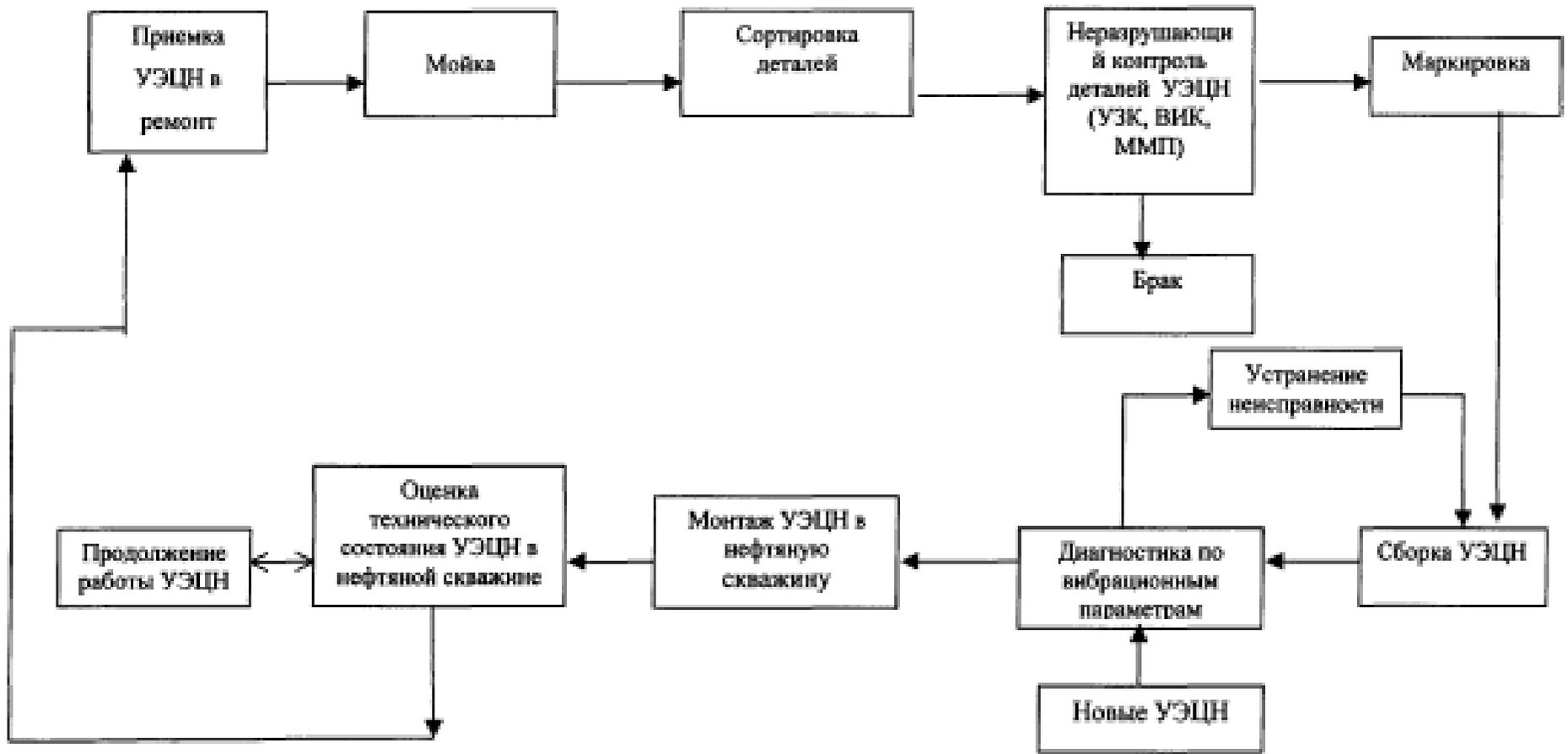


Рисунок 2.5 - Схема обеспечения работоспособности УЭЦН на урановых месторождениях

## **Выводы**

В настоящем разделе приведены задачи по повышению эффективности работы УЭЦН. Проведен анализ работоспособности УЭЦН различных типов, что позволило определить законы распределения наработок между отказами для различных типов УЭЦН, необходимые для определения периодичности проведения диагностирования. Разработана методология обеспечения работоспособности УЭЦН, которая включает в себя контроль состояния новых и отремонтированных установок по параметрам вибрации и диагностирование УЭЦН без остановки и изменения технологических параметров работы УЭЦН.

Основные научные и практические результаты, полученные в настоящей главе, могут быть сформулированы в виде следующих положений.

1. Анализ работ по методам диагностирования и оптимизации ТО показал, что готовые и в достаточной мере разработанные методики диагностирования и оптимизации ТО УЭЦН отсутствуют. Существующие подходы к диагностированию и оптимизации ТО основываются на оценке состояния по одному или более параметрам, на оптимизации того или иного показателя надежности. Безусловно, требуется развитие существующих и разработка новых методов технического состояния УЭЦН, использование более полных современных математических моделей оптимизации и разработка научно обоснованных нормативов по проведению ТО и диагностики установок, эксплуатируемых в условиях Западной Сибири.

2. Установлено, что одной из основных причин РС-отказов установок является вибрация при работе УЭЦН в скважине, которая обусловлена различными причинами (повышенное содержание механических примесей и т.д.).

3. Сформулирована методология обеспечения работоспособности УЭЦН, которая основана на проактивном подходе к обслуживанию УЭЦН и включает: контроль состояния новых и отремонтированных установок по параметрам вибрации, оценку состояния методами неразрушающего контроля наиболее повреждаемых деталей узлов установок и определение технического состояния УЭЦН в скважине без ее остановки и изменения технологических параметров работы УЭЦН.

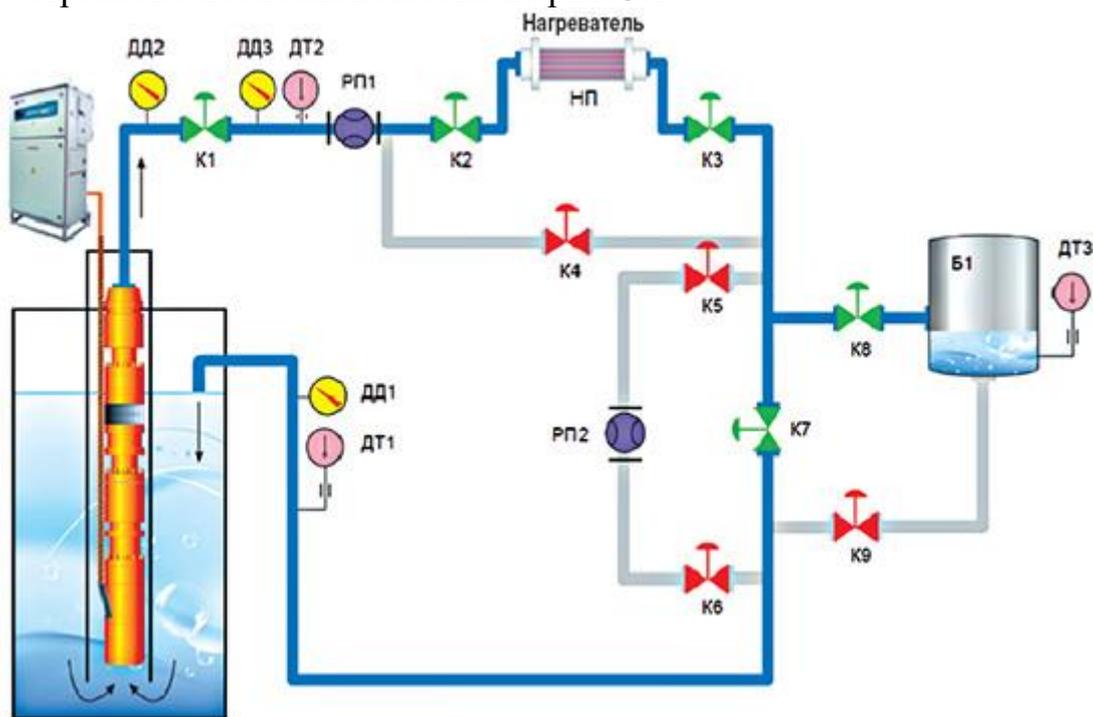
### 3 Способы и методики диагностирования и оптимизации эксплуатации УЭЦН

#### 3.1 Стенды для оценки состояния УЭЦН

##### Стенд-скважина для исследования погружного оборудования при повышенных температурах и на вязких жидкостях (Стенд Термо)

Стенд-опора состоит из скважины глубиной 60 м со сменной рабочей колонной с максимальным размером 245 мм, терморегулятора с подогревом и расширительным баком, а также системами измерения расхода, давления и температуры.

Устройство носителя показана на рис. 3.1.



Б1 – бак с жидкостью; ДД1, ДД2, ДД3 – датчики давления; ДТ1, ДТ2, ДТ3 – датчики температуры; РП1, РП2 – расходомеры; НП – проточный нагреватель; К1 – регулирующий клапан высокого давления; К2, К3, К4, К5, К6, К7, К8, К9 - задвижки

Рисунок 3.1 - Функциональная гидравлическая схема Стенда Термо

В скважину вводится полностью собранная установка, включая погружной электродвигатель, насосные секции, кабель. В зависимости от целей испытаний установка может быть оснащена приемными устройствами, ТМС, погружными датчиками, оптоволоконными измерительными системами.

Жидкость нагревается за счет работы самой системы, а также встроенного мгновенного нагревателя NP мощностью 70 кВт. Расход насоса измеряется с помощью расходомеров РП1 и / или Рп2. Расход и давление контролируются

путем ограничения потока с помощью клапана высокого давления К1. Во время испытаний измеряются давление на входе и выходе из скважины (датчики давления ДД1 и ДД2) и температура на входе и выходе из скважины (датчики температуры ДТ1 и ДТ2).

Стенд имеет расширительный бак В1 объемом 2 м<sup>3</sup>, куда наливается рабочая жидкость перед испытанием. В качестве рабочей жидкости используется высокотемпературная кремнийорганическая жидкость типа PolyMetilSiloxane (PMS).

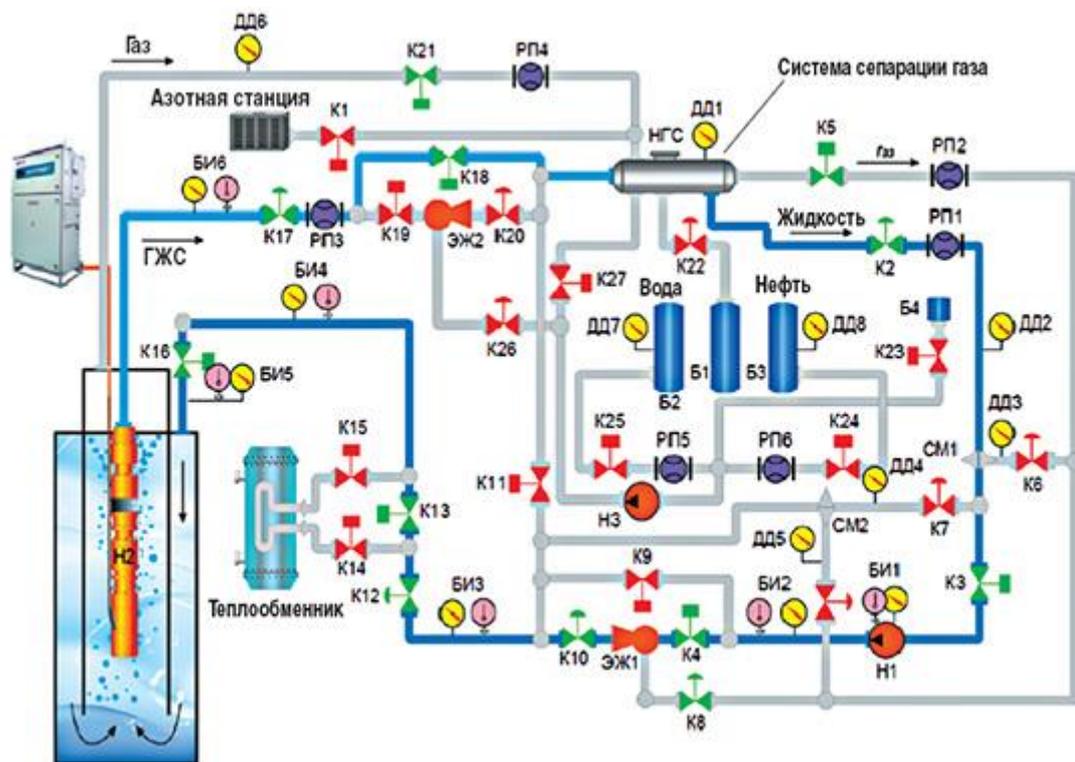
Основными особенностями стенда являются:

- Испытание погружного оборудования и его отдельных элементов при высоких температурах. Очевидно, что наиболее интересными здесь являются сравнительные испытания установок различной конфигурации и испытания на надежность (жизненные испытания). На испытательном стенде максимальная температура жидкости может достигать 250 °С на выходе из скважины.

- Испытания погружных устройств на вязких жидкостях с удалением давления и потока энергетических характеристик. Вязкость жидкости регулируется путем изменения ее температуры; Также могут быть использованы жидкости ПМС с различной вязкостью (до 1000 сСт). Для проведения методически точных испытаний планируется использовать иммерсионные датчики, которые измеряют давление и температуру на входе и выходе насоса. Следует отметить, что для этого типа испытаний наиболее важными задачами являются калибровка погружного двигателя при различных температурах обмотки и определение зависимости плотности и вязкости рабочей среды от температуры.

**3.1.1 Стенд для испытаний подводных устройств в условиях газожидкостного питания и при повышенных давлениях приема (стенд ГЖС).** Стенд состоит из скважины глубиной 60 м со сменной рабочей колонной с максимальным размером 245 мм, устройств для приготовления рабочей жидкости требуемого состава, устройств для генерации газожидкостной смеси заданного давления и газосодержания, устройств для поддержания температуры модельной смеси, системы разделения жидкостные и газовые фазы, системы измерения расхода и давления, температура. В качестве рабочих сред используются газожидкостные смеси «вода – ПАВ – азот», «вода – масло – ПАВ – азот».

Устройство стенда показано на рисунке 3.2.



НГС – газовый сепаратор; Б1, Б2, Б3, Б4 – емкости с жидкостью; Н1, Н2, Н3 – насосы; ЭЖ1, ЭЖ2 – эжекторы; СМ1, СМ2 – смеситель; РП1, РП3, РП5, РП6 – расходомер; РП2, РП4 – расходомер газа; БИ1, БИ2, БИ3, БИ4, БИ5, БИ6 – измерительный блок); ДД1, ДД2, ДД3, ДД4, ДД5, ДД6, ДД7, ДД8 – датчики давления; К1, К2, К3, К4, К5, К6, К7, К8, К9, К10, К11, К12, К13, К14, К15, К16, К18, К19, К20, К21 – кран; К17 – клапан высокого давления

Рисунок 3.2. Функциональная гидравлическая схема Стенда ГЖС



Рисунок 3.3 - Стенд Термо



Рисунок 3.4 - Стенд ГЖС, блок подготовки рабочей жидкости

В целом стенд работает следующим образом.

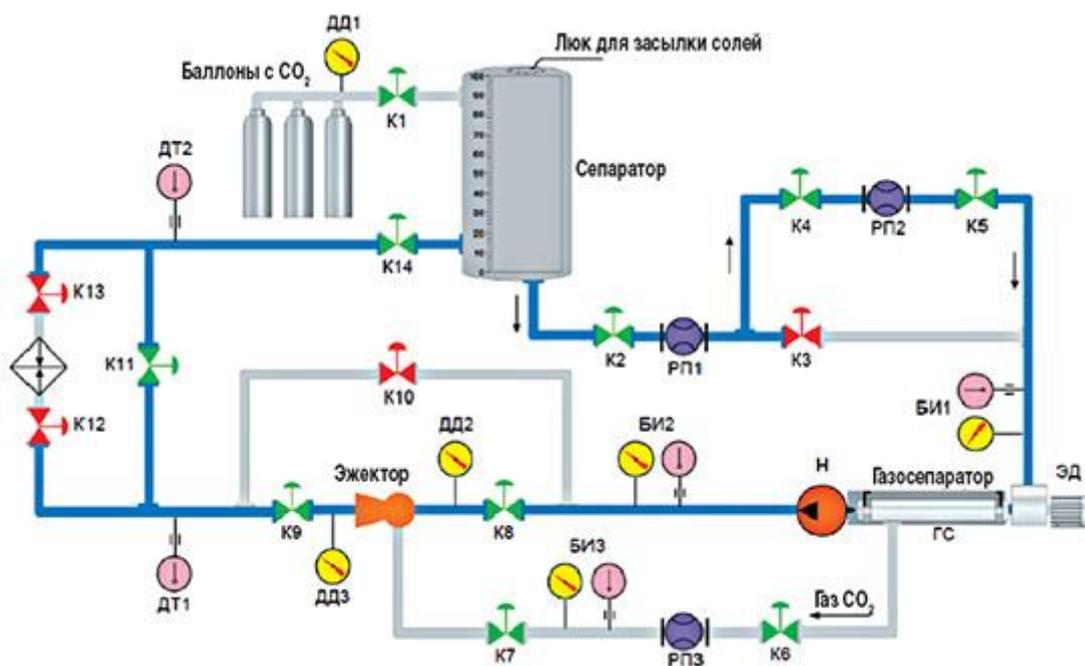
Перед испытанием смесь резервуаров В2 (вода), В3, В4 (концентрированный водный раствор поверхностно-активного вещества) подается в гравитационный сепаратор NGS с использованием насоса Н3. Объемное соотношение воды и масла измеряется с помощью расходомеров РП5 и РП6. Объемное отношение воды к маслу измеряется с помощью расходомеров РР5 и РР6. Затем сепаратор через клапан К1 заполняется азотом, который генерируется азотной станцией с чистотой не менее 95%. Отделенный газ в скважине движется через кольцевое пространство и возвращается обратно в сепаратор NGS, в то время как можно оценить эффективность естественного разделения и, в случае погружного газового сепаратора, искусственного разделения, используя расходомер газа. РП4. Смесь отработавших газов поступает на вход насоса и также направляется через расходомер РП3 в сепаратор NGS. Как видите, контур для жидкости и газа замкнут, что позволяет эффективно использовать их энергию.

Эжектор ЭЖ2 установлен на выпускной трубе погружного насоса. Это позволяет изучать эжекторные системы накачки, в том числе погружные системы типа "тандем".

Основными функциональными возможностями стенда являются:

- Испытания погружных устройств в водонефтяных эмульсиях и газожидкостных смесях с содержанием газа при сборе до 70% и давлением при сборе до 30 атм.
- Изучение влияния свободного газа на эффективность вышестоящего оборудования и многофазных насосов.
- Исследование насосных и проталкивающих систем, в том числе систем этого типа «тандем», системы для стимулирования водяного газа и использования связанного природного газа.

**3.1.2 Стенд для имитации отложений солей на рабочих деталях УЭЦН и их частей.** Стенд предназначен для моделирования процессов солевого осаждения на рабочих органах ЭЦН и их элементах, что позволяет подбирать материалы, покрытия и ингибиторы для уменьшения образования накипи. Устройство стенда представлено на рис. 3.4.



Н – исследуемый насос; ГС – центробежный сепаратор; ЭД – электродвигатель; РП1, РП2 – расходомеры жидкости; РП3 – расходомер газа; К2, К4, К6, К8, К9, К10, К11, К12, К13 – задвижки; К1, К7 – краны; К3, К5 – запорно-регулирующий клапан; ДД1, ДД2, ДД3 – датчик давления; ДТ1, ДТ2 – датчик температуры; БИ1, БИ2, БИ3 – измерительные блоки  
Рисунок 3.5

Принцип моделирования масштабирования в испытательном стенде основан на зависимости растворимости солей CaCO<sub>3</sub> от концентрации растворенного углекислого газа. Используемая среда - это рабочая среда «Вода - CaCO<sub>3</sub> - CO<sub>2</sub>».

Перед проведением испытаний в гравитационном сепараторе готовят солевой раствор, который насыщен углекислым газом до давления 30 атм. используя цилиндры. Насыщенный водный раствор CaCO<sub>3</sub> и CO<sub>2</sub> из сепаратора, проходя через расходомер РП1 и, при необходимости, РП2, поступает в приемный модуль центробежного газосепаратора ГС. В то же время поток регулируется одним из запорных и регулирующих клапанов К3 или К5, в результате чего на выходе клапана часть растворенного диоксида углерода переходит в свободное состояние из-за падения давления (до 4-8 атм).

Высвободившийся диоксид углерода затем отделяется от жидкости центробежным газовым сепаратором ГС и направляется на газовую линию; Отдельный расход газа измеряется расходомером РПЗ. Жидкая фаза поступает в испытательный насос Н. Когда содержание растворенного диоксида углерода уменьшается, растворимость солей уменьшается, и они начинают выпадать в осадок.

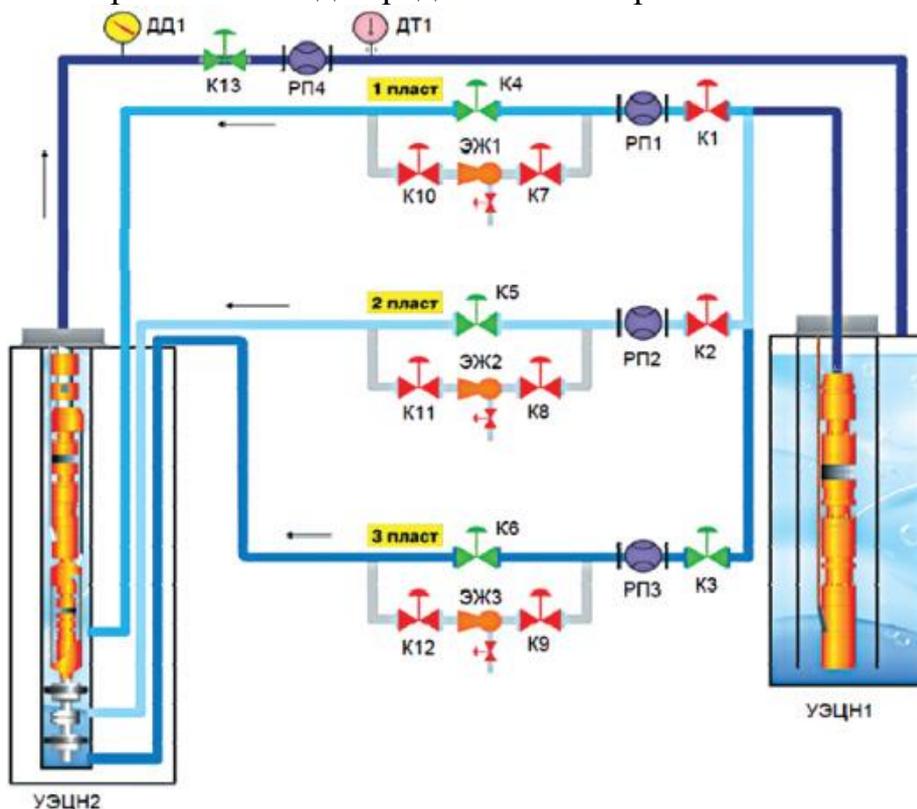
Для предотвращения осаждения солей в трубах в линии нагнетания насоса установлен эжектор, который снова насыщает жидкость углекислым газом. Затем насыщенная смесь возвращается в гравитационный сепаратор.

Дополнительным функционалом стенда может быть тестирование насосно-выталкивающих систем в окружающей среде "Вода - воздух".

Испытание центробежных насосов и устройств верхней газожидкостной смеси с измерением распределения давления по их длине.

### 3.1.3 Стенд-скважина для исследования оборудования при одновременно-раздельной эксплуатации (Стенд ОРЭ)

Стенд состоит из двух скважин с разведкой УЭЦН на глубине 44 и 125 м соответственно. Рабочая среда стенда: «Вода», «вода - воздух», «вода - ПАВ - воздух». Стенд имеет три средних входа, имитирующих самостоятельные формирования. Устройство стенда представлено на рис. 3.5.



УЭЦН1, УЭЦН2 – насос ; РП1, РП2, РП3, РП4 – расходомер; К1, К2, К3, К4, К5, К6, К7, К8, К9, К10, К11, К12 – кран; К13 – клапан; ДД1 – датчик; ДТ1 – датчик температуры

Рисунок 3.6 - Функциональная гидравлическая схема Стенда ОРЭ:



Рисунок 3.7 - Стенд Соль



Рисунок 3.8 - Стенд ОРЭ, манифольд

Стенд работает следующим образом. Рассматриваемые сервисы ЭЦН1 и ЭЦН2 включены в работу. На выходе ЭЦН1 жидкость разделена на три независимых входа, в которых регулируется поток и давление. В каждом из трех впускных отверстий может быть установлен эжектор, который вытягивает воздух из атмосферы, образуя газожидкостную смесь.

Регулирующий клапан высокого давления К13 устанавливается на линии впрыска, через которую дросселируется поток, после чего рабочая среда снова подается из держателя УЭЦН1 на вал.

### **3.2 Стенд используемый на геотехнологическом полигоне рудников ПСВ**

В настоящее время во время пост-ремонтной диагностики УЭЦН на ремонтных площадках измеряются следующие показатели:

- расход и давление перекачиваемой жидкости;
- частота вращения вала.

мощность, линейное напряжение, номинальный ток, крутящий момент на валу двигателя, фаза обмотки статора, омическое сопротивление корпуса, ток холостого хода и т. д.

Очевидно, что этих параметров недостаточно для оценки технического состояния. Следовательно, типичный набор контролируемых параметров должен быть дополнен диагностикой параметров вибрации. Конечно, только комплексный многопараметрический подход и анализ могут повысить надежность технической оценки оборудования и снизить трудозатраты, связанные с устранением неисправностей и скрытых дефектов, сбор информации для изучения возможностей и моделей технологических изменений, техническое состояние и прогноз функциональности установки.

### **3.3 Критерии оценки технического состояния УЭЦН**

Техническое состояние УЭЦН оценивается по следующим признакам дефектов:

- вибрация с частотой вращения вала (неуравновешенность вращающихся масс, изгиба вала, механические ослабления и т. д.);
- автоколебания вала установки (повышенные зазоры в подшипниках скольжения, износ пар трения, прецессия вала и т.д.);
- низкочастотные колебания (не оптимально подобран режим работы скважины, неоднородный поток жидкости;
- развитые механические дефекты, ослабление жесткости концевых соединений и т.д.);
- неисправности ПЭД (рис. 3.9) (нарушение диэлектрических свойств масла, эксцентриситет ротор-статор, межвитковые замыкания и т.д.);

- неравномерность тормозного момента на валу (рис.3.10) электродвигателя (подклинивание в парах трения, засорение проточной части и т. д.).



Рисунок 3.8 – Элементы станда используемого на геотехнологическом полигоне рудников ПСВ

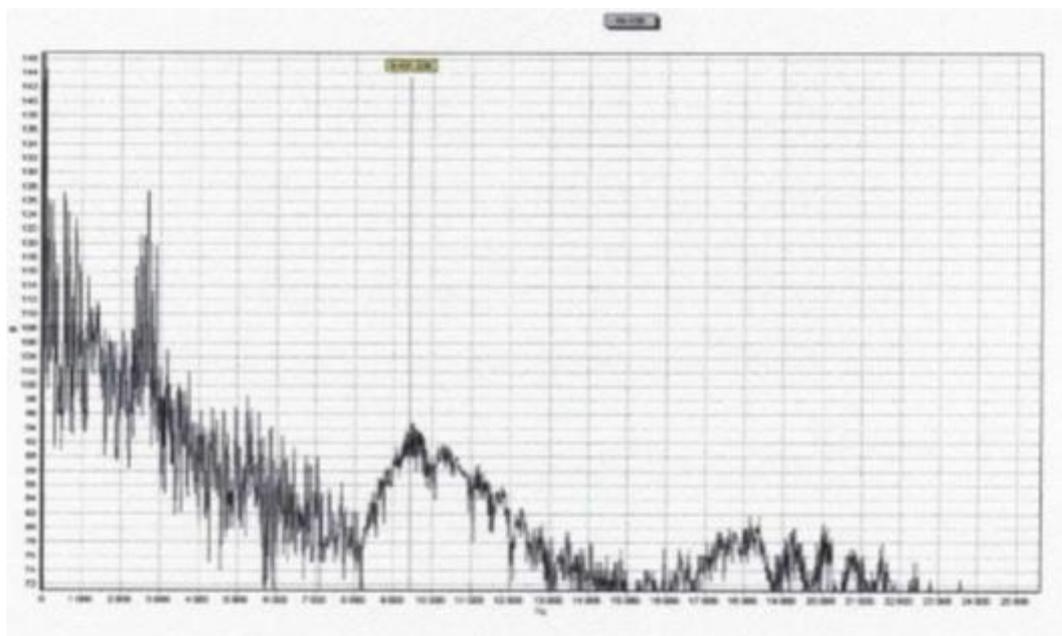


Рисунок 3.10 – Признак неисправности ПЭД

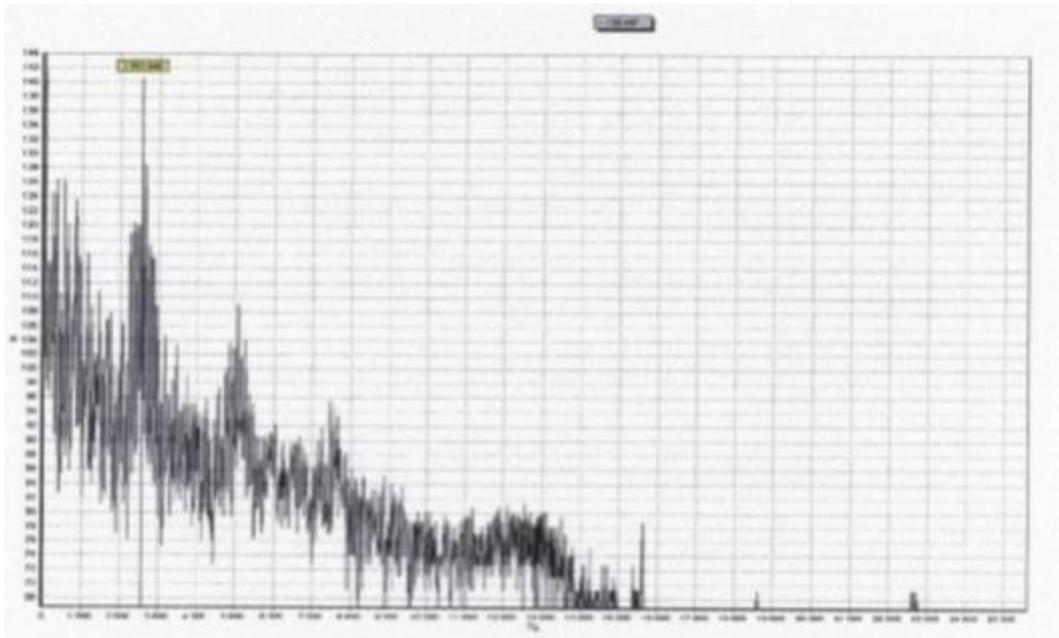


Рисунок 3.11 – Признак неравномерности тормозного момента на валу электродвигателя

Влияние на работоспособность УЭЦН развитых дефектов следует оценивать по трем уровням (табл. 3.1)

Таблица 3.1 - Качественные критерии оценки технического состояния УЭЦН

Уровень сигнала	Краткая характеристика технического состояния УЭЦН	Допуск к эксплуатации
Слабый	Влияние на работоспособность незначительно	Допускается
Средний	Вероятность отказа существует (0.4 - 0.5) и требуется оценка остаточного ресурса	Допускается при периодическом контроле
Сильный	Высокая вероятность отказа (более 0.8), остаточный ресурс не оценивается	Не допускается

Качественная оценка технического состояния по признакам дефектов УЭЦН включает три уровня сигнала: «слабый» - эксплуатация погружной установки с таким уровнем сигнала характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов в период межремонтной эксплуатации; «средний» - эксплуатация УЭЦН возможна при периодическом контроле, вероятность отказа существует и при принятии решения по дальнейшей эксплуатации требуется оценка остаточного ресурса. «Сильный» - дальнейшая эксплуатация установки с таким уровнем сигнала не допускается. Эта оценка

характеризует предаварийное состояние установки и исключает возможность ее дальнейшей эксплуатации без проведения ремонта. Оценка технического состояния производится по максимальному значению сигнала наблюдаемой частоты в исследуемом спектре. Эта оценка является предельной при принятии решения о дальнейшей эксплуатации установки.

Большая работа посвящена диагностике и диагностике после ремонта силового оборудования. Существует необходимость в разработке диагностических технологий на основе опыта, накопленного в эксплуатации устройств.

В случае встроенной диагностики ЭЦН, а также диагностики нового ЭЦН с использованием параметров вибрации необходимо указать критерии для оценки технического состояния оборудования. Для решения этой проблемы были рассмотрены три подхода.

Первое: снятие колебательных характеристик по определенной схеме на специализированном стенде анализ результатов вибрационных испытаний с оценкой технического состояния оборудования на основе выбранных критериев. Если качество неудовлетворительное, выполняется повторный ремонт. В то же время предусматривается записывать в электронную базу данных (БД) вибрационные характеристики конкретной установки, информацию об установке и условиях эксплуатации, а также результаты предварительной разборки ЭЦН после демонтажа. Основным недостатком такого подхода является тот факт, что достоверность информации о техническом состоянии, получаемой при разборке ЭЦН, определяется квалификацией ремонтного персонала.

Второй подход заключается в определении характерных спектров технически исправного оборудования для различных типов ЭЦН; снятие колебательных характеристик ЭЦН на специализированном стенде и сравнение их с характеристическими спектрами; выдача заключения о техническом состоянии установки. Недостатком этого подхода является сложность и сложность определения характеристических спектров, что в некоторых случаях не гарантирует правильности выводов о техническом состоянии установки.

Третий подход заключается во введении дефектных элементов (рабочих колес, подшипников и т. д.) в секции ЭЦН с последующим анализом результатов исследований вибрации и записью характерных вибрационных спектров. Недостатком этого подхода является сложность и стоимость выполнения исследований для получения характерных колебательных спектров.

Для оценки технического состояния ЭЦН выбран первый подход.

Для оборудования, включая УЭЦН, с рабочими скоростями от 1000 до 10000 об/мин и сложным гармоническим составом вибрации, при котором одинаково опасным для машины в целом является изменение амплитуды любой из гармонических составляющих, характеризующих вибросостояние каждого из узлов, в качестве контролируемого параметра рекомендуется

среднеквадратичное значение абсолютной виброскорости (табл. 3.2). В этом случае среднеквадратичное значение виброскорости является параметром, позволяющим надежно оценить опасность уровня колебаний узлов оборудования при возникновении в нем различного рода неисправностей, а также характеризующихся существенно различными частотами вибросигнала и поэтому дающим наиболее достоверную информацию о техническом состоянии оборудования в целом.

Контролируемая величина получена прямыми измерениями при помощи виброметра с квадратичной характеристикой или по результатам частотного анализа. При этом контролируемая величина  $V_e$  определяется по выражению

$$V_e = \sqrt{\sum_i S_{ai}^2 \cdot \omega_i^2 / 2} = \sqrt{\sum_i V_{ai}^2 / 2}, \quad (3.1)$$

где  $S_{ai}$ ,  $V_{ai}$  – амплитуда перемещения и виброскорость для  $i$ -ой гармоники;  $\omega_i$  – угловая частота для  $i$ -ой гармоники.

Таблица 3.2 - Оценка технического состояния по вибрационным параметрам

Условный уровень	Качественная оценка ПЭД и ЭЦН	Среднеквадратичное (эффективное) значение виброскорости, мм/с
А	Хорошо	до 2,8
Б	Удовлетворительно	от 2,8 до 4,5
В	Допустимо (по результатам частотного анализа)	от 4,5 до 6
Г	Недопустимо	свыше 6

Техническое состояние УЭЦН оценивается в определенных точках (принято не менее 6 точек замера), при этом значения энергетических технологических параметров должны соответствовать рекомендациям заводов-изготовителей. Требования к проведению измерений соответствуют ISO 2372. Качественная оценка технического состояния по параметрам вибрации узлов (агрегатов) УЭЦН включает четыре уровня:

«хорошо» и «удовлетворительно»- оценка качества ремонта характеризует сборку узлов в полном соответствии с ТУ;

«допустимо»- эксплуатация погружной установки с такой интенсивностью вибрации узлов характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов в период межремонтной эксплуатации, оценка является предельной при приемке УЭЦН из ремонта;

«недопустимо»- эксплуатация установки с вибрацией хотя бы одного из узлов, достигающей этой оценки, запрещается, оценка характеризует предаварийное состояние установки и исключает возможность её дальнейшей эксплуатации без проведения ремонта.

Оценка технического состояния производится по максимальному значению измеренного общего уровня вибрации в заданных точках.

Диагностированию по параметрам вибрации подвергаются практически все прошедшие ремонт ПЭД и секции ЭЦН. В ходе обследований были выявлены следующие неисправности ПЭД: повышенный износ посадочных мест подшипника в корпусе статора ПЭД, увеличенные зазоры в подшипниках скольжения, дисбаланс ротора и др.

Послеремонтное диагностирование секций ЭЦН позволило определить, что причинами повышенной вибрации ЭЦН являются дисбаланс рабочих колес, изгиб вала и корпуса ЭЦН, повышенные зазоры в подшипниках скольжения и т.д.

На предприятиях отказы УЭЦН, произошедшие за время  $T_{\text{нп}}$  менее 150 суток ( $T_{\text{нп}} < 150$  суток), считаются аварией, анализом причин которых занимается специальная комиссия. Анализ аварий УЭЦН, прошедших послеремонтное диагностирование по вибрационным параметрам на ремонтных предприятиях ТНК, показал, что 32 % УЭЦН имеют  $T_{\text{нп}} < 150$  суток, из которых 19 % аварий произошло по причинам, которые могли быть следствием повышенного уровня вибрации. Поэтому возникла необходимость в корректировке критериев оценки технического состояния по вибрационным параметрам. Корректировка проводилась с целью, во-первых, разграничить уровни технического состояния по необходимости применения частотного анализа вибросигнала в них и установить закономерности между дефектами УЭЦН и основными частотами спектра вибрации, во-вторых, обоснования целесообразности использования дополнительных критериев и методов диагностирования установок.

Для получения достоверных результатов послеремонтного диагностирования новых УЭЦН с целью выявления брака завода-изготовителя предлагается для установок со значением виброскорости более 4,5 мм/с обязательно осуществлять оценку технического состояния по результатам частотного анализа вибросигнала (табл. 2.2), а в остальных случаях ограничиться замерами общего уровня вибрации.

В качестве дополнительного критерия оценки технического состояния предлагается применять анализ огибающей высокочастотного сигнала в области частот свыше 10 кГц. Послеремонтное диагностирование УЭЦН по данному критерию заметно снижает погрешность, вызванную опорной системой стенда и внешними возмущающими источниками, а по быстрому затуханию высокочастотного сигнала можно судить о месте локализации дефекта.

На рисунках 3.12. и 3.13. даны спектральные характеристики сигнала вибрации, полученные с помощью приборов и программ на ПЭВМ для следующих дефектов: повышенные зазоры в подшипниках скольжения ПЭД и искривление вала ЭЦН с основными частотами спектра сигнала 26 Гц и 100 Гц и общим уровнем вибрации 7,37 мм/с и 2,379 мм/с соответственно.

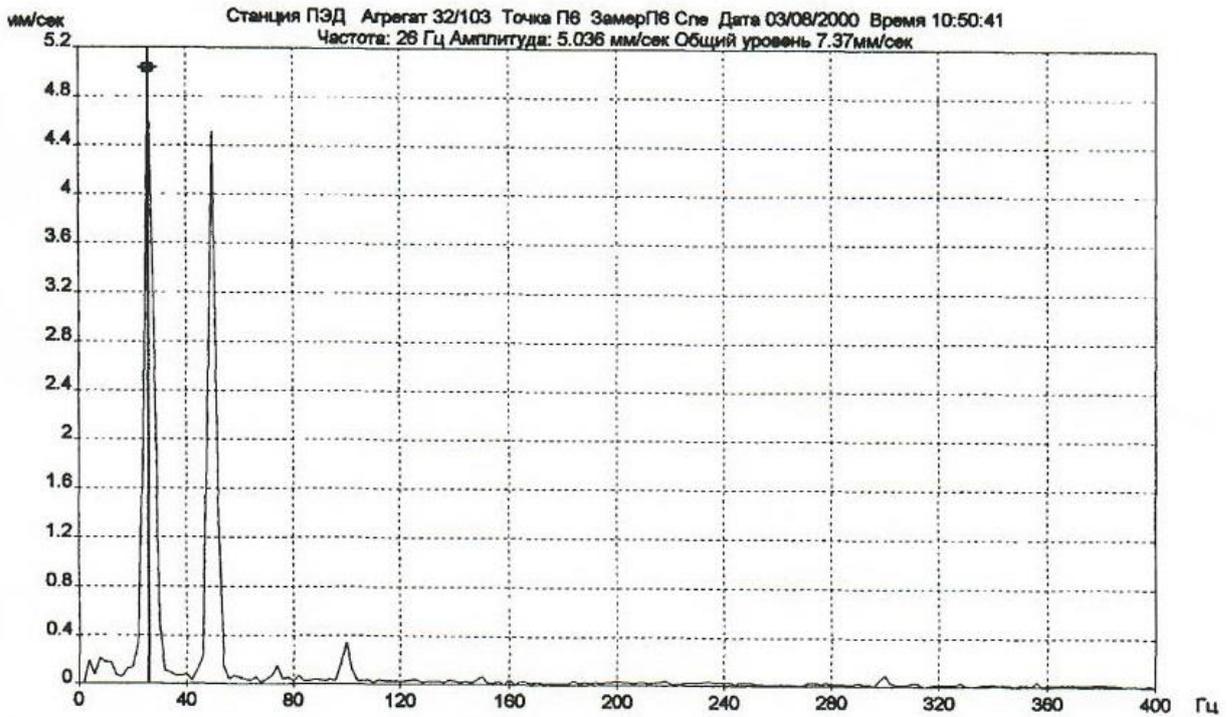


Рисунок 3.12 - Признаки колебаний вала, обусловленных повышенными зазорами в подшипниках скольжения ПЭД

Зафиксированы взаимосвязи между дефектами УЭЦН и главными амплитудами спектра вибрации, что разрешит облегчить идентификацию дефектов. Высокочастотные составляющие вибрации для ЭЦН и ПЭД приведены в табл. 3. 3 и 3. 4.

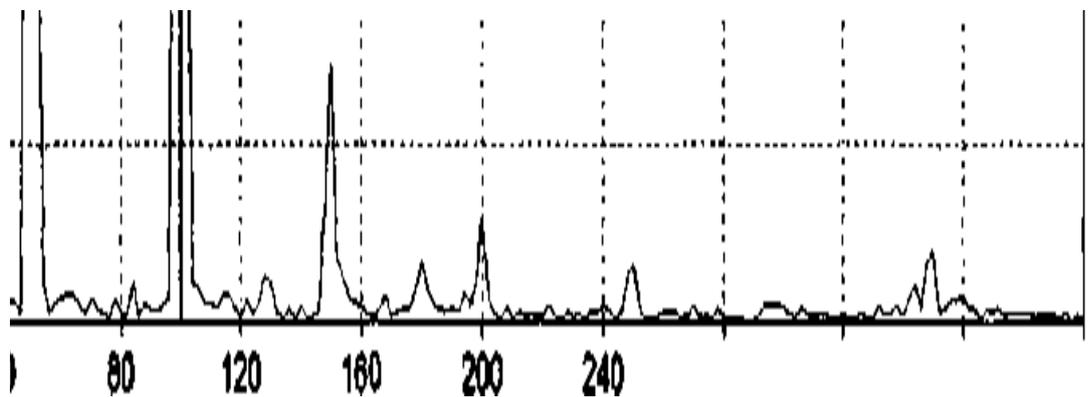


Рисунок 3.13 - Признаки изгиба вала ЭЦН

Таблица 3.3 - Основные частотные составляющие вибрации ЭЦН

Частоты спектра вибросигнала	Предполагаемая причина
Диапазон частот (субгармонический) от 10 до 30 Гц	Прецессионные колебания вала (увеличенные зазоры в подшипниках скольжения)
Частота 50 Гц (присутствует в любом спектре как основная частота вращения ротора (оборотная составляющая))	Дисбаланс ротора насоса. Искривление вала или корпуса. Увеличенные зазоры посадки деталей
Частоты 100, 150 Гц	Искривление вала. Увеличенные зазоры посадки деталей

Таблица 3.4 - Основные частотные составляющие вибрации ПЭД

Частоты спектра вибрации	Предполагаемая причина
Диапазон частот (субгармонический) от 10 до 30 Гц	Прецессионные колебания вала (увеличенные зазоры в подшипниках скольжения)
Частота 50 Гц присутствует в любом спектре как основная частота вращения ротора (оборотная составляющая)	Дисбаланс ротора. Изгиб корпуса или вала. Расцентровка статора с головкой (основанием). Увеличенные зазоры в подшипниках. Увеличенные зазоры посадки деталей. Поломка стопорных колец
Частота 75 Гц	Повреждение подпятника

### **3.4 Разработка метода диагностирования установки электроцентробежному насосу в процессе их эксплуатации на урановых месторождениях**

Выбираемый способ, основанный на регистрации и анализе электрического сигнала, генерируемого силами различных типов, позволяет распознать основные повреждения ЭЦН. Точность диагностики повреждений ЭЦН по разработанной методике составляет более 80%. Для проведения технического контроля было разработано устройство для преобразования и обработки полученных данных, что позволило контролировать техническое состояние, не останавливая установку.

Новизна предлагаемого способа заключается в том, что диагностика ЭЦН основана на анализе электрического сигнала, который может быть записан во время работы установки без доступа к конструктивным элементам установки. В этом случае форма и ширина принимаемого сигнала обусловлена не только вибрацией корпуса установки, но и наличием электрических дефектов, возникающих во время работы ЭЦН. Полученные данные представляют собой информацию о технических условиях работающей установки.

Этот метод получения диагностического сигнала может многократно использоваться для диагностируемой установки и, анализируя форму и амплитуду сигнала, полученного путем изменения его относительно предыдущих значений измерения, решить проблему и оценить технические условия установки в это время. в том числе возможность дальнейшей эксплуатации.

Двигатели с короткозамкнутым ротором используются в качестве привода ЭЦН в скважинах. Измерения были выполнены на подводных блоках, непосредственно в точках, где соединения скважин были вставлены в запорную арматуру. Одновременно на трех фазах кабеля был установлен датчик напряжения с аналоговым выходным напряжением и кабель для подключения к анализатору в виде токовых клещей. Сигнал от датчика поступает на записывающее устройство, а затем эти данные на компьютер для их анализа и хранения.

В нашем случае сигнал (рисунок 3.13) принимается от переменной составляющей суммы асимметричных фазных токов питания (сигнал от суммы фазовых токов может быть вызван повреждениями ЭЦН, несимметрией питающего напряжения, несимметрией конструктивных элементов ПЭД, межвитковыми замыканиями и др.).

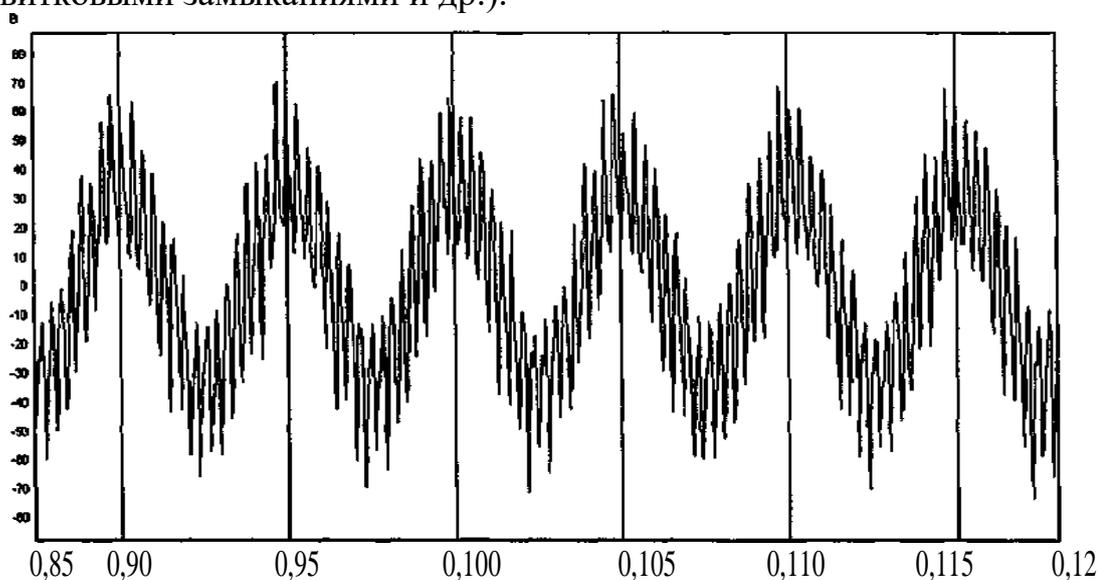


Рисунок 3.14 - Выделенный сигнал от переменной составляющей суммы несимметричных фазных токов питания

Состав, полученный из несинусоидальной периодической кривой сигнала, характеризуется спектром, то есть зависимостью амплитуды гармоник от ее порядка. Физический смысл спектра заключается в том, что он разделяет принятый сигнал на компоненты, имеющие разные свойства и довольно часто различного характера. На рисунке 3.13 показан частотный спектр сигнала переменной составляющей суммы синфазных токов питания в диапазоне от 0 до 200 Гц. На рисунке 3.14 - то же, соответственно, только через 4 месяца работы установки, где прослеживается рост амплитуды основной составляющей его частоты во времени. Поскольку измерения проводились при одинаковых условиях мощности и постоянных технологических параметрах, а амплитуда интегральной составляющей текущей фазы изменилась, можно предположить, что причиной ее изменения является фазовый дисбаланс электродвигателя, в результате изменения углов между ними, что может быть вызвано электрическими дефектами в обмотке статора или увеличением тормозного момента, действующего на установочный вал. Поэтому приведенные выше примеры иллюстрируют возможности метода, разработанного для определения технических условий эксплуатации УЭЦН.

Следующим шагом в распознавании дефектов установки является сравнение полученных данных с характеристиками предыдущих измерений, которые хранятся в электронной базе данных и определяют доступность работоспособности, доступной на момент мониторинга. При этом учитывается качество поставляемой электроэнергии, параметры скважины. Если на первом этапе мониторинга появляются признаки повреждения, необходимо снять УЭЦН с работы, удалив установку из скважины, затем осмотреть компоненты и детали в процессе и после ремонта установки на ремонтной базе.

### **3.5 Инструментальное оформление диагностики УЭЦН по токовой характеристике**

Оперативный контроль за состоянием элементов УЭЦН предлагается проводить переносным прибором «Баланс-СК2» с использованием ваттметрграмм ( рисунок 3.15).

Портативное устройство Баланс -СК2 предназначено для оперативной балансировки с использованием ваттметрграм. Исполнение для работы при температурах от +45 до -40 ° С. В комплект поставки входит мобильный термопринтер.



1 – токоизмерительные клещи; 2-зажимы «фазы» и «нейтрали»; 3 – прибор «Баланс СК -2» с графическим дисплеем и программным управлением; 4 – мобильный термопринтер; 5 – кабели; 6- переносной герметичный футляр  
 Рисунок 3.15– Общий вид прибора «Баланс СК-2»



Рисунок 3.16 – Схема подключения «Баланс СК-2» к пульту управления УЭЦН

С помощью устройства Баланс-СК2 можно оценить состояние с помощью ваттметрграмм. Использование для диагностики УЭЦН графика изменения потребления энергии по сравнению с использованием тока электродвигателя для этой цели, измеренного с помощью амперметрических зажимов, может повысить диагностическую эффективность в несколько раз.

Для снятия ваттметрграмм необходимо открыть крышку шкафа управления питанием, подключить измерительные токовые клещи к одному сердечнику силового кабеля и подключить две клеммы такого типа к фазе и нейтрали выходных клемм стартера системы управления.

Сигналы, пропорциональные потребляемому току и напряжению питания, подаются на устройство через общий кабель. Основываясь на усреднении мгновенных значений потребляемой мощности для каждого периода сети электропитания в устройстве, на экране устройства строится график изменения мощности, охватывающий несколько циклов установки.

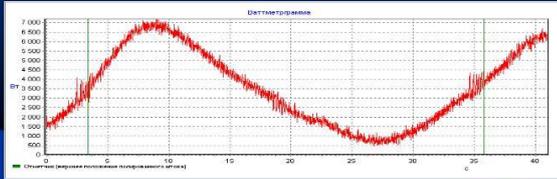
Для удобства использования устройства в нем используется небольшой графический дисплей с разрешением 32 на 122 пикселей, которого достаточно для просмотра ваттметров, записанных при балансировке насосных агрегатов на экране. Этот визуальный анализ формы ваттметра позволяет обученному пользователю диагностировать состояние УЭЦН и искать дефекты формы сигнала непосредственно на месте. Устройство имеет память для хранения 60 ваттметрграмм. Сохраненные данные могут быть переданы на ваш компьютер с помощью встроенного инфракрасного порта устройства (опция устройства). Технические параметры прибора «Баланс-СК 2» представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Технические параметры прибора Баланс-СК 2

Параметр	Значения
Время проведения одной непрерывной регистрации	до 80 секунд
Диапазон измеряемых токов	1 — 100 А
Диапазон измеряемых напряжений	200 — 250 В
Объем памяти для хранения архива ваттметрграмм	60 ед.
Источник питание прибора — аккумуляторы АА	2 шт.
Время непрерывной работы от аккумуляторов	10 часов
Диапазон рабочих температур прибора, градусов	-40 ... +50

### 3.6 Образцы ваттметрграмм

#### Примеры дефектов на сигнале



Обрыв штанг является одним из серьезных дефектов СК.

На ваттметрграмме:

при опускании штока (первый полупериод) мощность тратится на поднятие противовеса;

при поднятии (второй полупериод) штока электродвигатель работает в генераторном режиме.

10

#### Примеры дефектов на сигнале

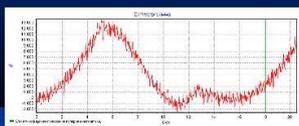


Наличие газа в скважине.

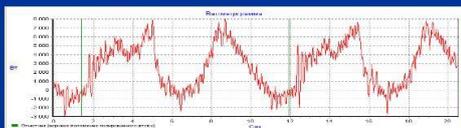
На ваттметрграмме:

в начальный момент опускания штока происходит уменьшение потребляемой мощности и даже переход в генераторный режим работы электродвигателя.

#### Примеры дефектов на сигнале



Дефект нагнетательного клапана



Дефект приемного клапана

12



Рисунок 3.16 – Образцы ваттметрграмм

Анализ ваттметрграмм показал, что информативность кривых весьма высока. По мере накопления базы данных постановка диагноза состояния УЭЦН буде существенно упрощена.

### **3.7 Расчет экономической эффективности внедрения системы диагностирования УЭЦН с использованием прибора БАЛАНС СК**

Рассмотрим эффективность применения мониторинга с использованием прибора «БАЛАНС СК»

Стоимость простоя оборудования из-за аварийного останова составляет приблизительно - 10 000 тен/час

Время неподготовленного ремонта на 250% больше.

Соответственно трудозатраты в 2.5 раза выше, простой оборудования в 2.5 раза выше.

При условии, что запланированный ремонт составит 1 смену – 8 часов для бригады из 3 человек, то из-за увеличения времени простоя потери составят в 2,5 раза больше и потери по стоимости трудозатрат (стоимость 855 тен/ч), вместо 20 250 получаем 51 300 разница составит 31 050 тенге

Хранение полного набора запасных комплектующих к оборудованию на складе (заморозка денежных средств, потеря приблизительно 800 000 тен/год)

Замена заведомо исправных деталей и узлов составляет для данного агрегата от 30 000 тен до 500 000 тен в год.

Экономическая эффективность

Потери от простоя оборудования

$$Q = 31\,500 + 800\,000 + (200\,000 + 500\,000) = 1\,531\,000 \text{ тен/г}$$

Трудозатраты на плановую замену -20500;

Кол-во членов ремонтной бригады – 3 чел

A - стоимость чел/ч -855 т/ч;

C - хранение запчастей – 800 000

P - замена исправных деталей – 500 000

t – длительность смены 8 ч.

Таким образом экономия средств от применения средств вибродиагностики на данных агрегатах, составляет 1531 000 тен/год.

## **Выводы**

Изучена послеремонтная диагностика УЭЦН на горизонтальных стендах, даны оценки технического состояния. Установлены закономерности между неисправностями УЭЦН и основными частотами спектра колебаний, что облегчит выявление неисправностей. Разработана методика определения оптимальной частоты диагностики УЭЦН и метод диагностики при эксплуатации на урановых месторождениях. Для контроля технического состояния УЭЦН в скважине была разработана система для преобразования и обработки полученных данных.

На основе анализа основных методов оптимизации, диагностирования и применения систем по преобразованию и обработке диагностических параметров УЭЦН, представленного в настоящем разделе, получены следующие результаты.

1. Предложены критерии оценки технического состояния УЭЦН на специализированных стендах. Для получения более достоверных результатов диагностирования предлагается применить диагностирование оборудования с уровнем вибрации свыше 4,5 мм/с по частотным составляющим спектра вибросигнала. Зафиксированы взаимосвязи между дефектами УЭЦН и базовыми амплитудами спектра вибрации, которые могут быть положены в концепцию экспертной системы по оценке технического состояния УЭЦН на специализированных стендах рудников

2. Определены критерии оценки технического состояния установки электроцентробежного насоса. Техническое состояние УЭЦН оценивается по следующим признакам дефектов: вибрация с частотой вращения вала; автоколебания вала установки; низкочастотные колебания; неисправности ПЭД; неравномерность тормозного момента на валу электродвигателя; оценка производится по трем уровням сигнала.

3. Предложен метод оценки технического состояния по ватметрграммам с использованием прибора БАЛАНС СК.

#### 4 Методика определения периодичности контроля состояния УЭЦН

Оптимизация технических систем и их компонентов, рассматривается в теории восстановления. Эта теория может быть использована для описания функционирования насосных агрегатов. Установка может быть представлена в виде системы, состоящей из таких последовательно соединенных элементов, как основной кабель - соединительный кабель (удлинительный кабель) - погружной электродвигатель - центробежный насос. Модель полного и минимального восстановления была использована в исследовании оптимизации ремонтов. Частота отказов элементов системы после восстановления такая же, как и в начале операции для новых элементов, тогда как после минимального восстановления она идентична таковой до повреждения, что приводит к необходимости минимального восстановления. Предполагается, что после каждого сбоя система переходит в исправное состояние за незначительное время по отношению к ее времени работы. Данная модель действительно отражает ситуацию при внедрении ПЭУ на урановых месторождениях южного региона Казахстана. Фактически замена вышедших из строя УЭЦН резервными (как новыми, так и после ремонта) происходит в течение не более одного дня, когда УЭЦН работает, до отказа в течение 90-650 дней. В число мероприятий по оптимизации, связанных с УЭЦН, мы можем включить задачу определения сроков полного профилактического восстановления элементов. Выполняйте эти восстановления в определенные моменты времени, например, в начале каждого месяца, года и т. д. это экономически нецелесообразно, поскольку связано с подъемными операциями, стоимость которых сопоставима со стоимостью деталей УЭЦН.

Остаточный срок службы оценивается на основе функции регрессии. Пусть  $y(t) = \hat{y}(t, a, b \dots)$  - уравнение регрессии, полученное из результатов диагностики (коэффициенты  $a, b \dots$  определяются методом наименьших квадратов). Тогда ожидаемый средний остаточный срок службы составляет  $t_{os} = t_n - t_M$ , где  $t_n$  - время достижения предельного состояния;  $t_M$  - время последнего диагноза.

Значение  $y_n$  определяется из уравнения  $y(t) = y_n \rightarrow t_n$ , где  $y_n$  - предельное значение параметра.

Верхняя доверительная граница для прогнозируемого значения определяется по выражению:

$$y_v(t) = y(t) + t(mS, \gamma) s [T^1_t(T^{-1}T)^{-1}T_t]^{1/2}, \quad (4.1)$$

где  $t(mS, \gamma)$  - квантиль  $t$  - распределения, соответствующий доверительной вероятности  $\gamma$ ;  $T$  - матрица значений факторов;  $T^1$  - операция транспонирования матрицы;  $T_t$  - строка матрицы  $T$ , в которой вычисляется прогнозируемое значение;  $s$  - оценка среднеквадратического отклонения ошибки.

Гарантированный остаточный ресурс  $t_r$  может быть рассчитан путем решения уравнения

$$y_b(t) = y_n \rightarrow t^0_n, t_r = t^0_n - t_M. \quad (4.2)$$

Если уравнение регрессии соответствует полученным измерениям, остаточное время эксплуатации больше гарантированного с вероятностью  $\gamma$ . Этот подход применим для анализа остаточного срока службы УЭЦН. В то же время гарантированный остаточный срок службы находится на доверительных границах коэффициентов уравнения регрессии, а не на основе предполагаемого значения.

Ниже мы предлагаем методологию для определения частоты мониторинга состояния и значения проактивного допуска параметра технического состояния УЭЦН, которые являются оптимальными с точки зрения минимальной совокупной стоимости эксплуатации оборудования.

Оборудование характеризуется рядом реализаций, а случайное значение его характеристики характеризуется плотностью распределения отказов установки  $f(t)$ . Превышение предельного значения параметра  $\eta_{cr}$  (амплитуда исследуемой частоты) приводит к выходу установки из строя; Невозможность превысить допустимое значение  $\eta_d$  во время диагностики обеспечивает с определенной вероятностью, что оборудование будет работать до следующего момента диагностики.  $\eta_n$  - номинальное (нормированное) значение параметра;  $\eta =$  - допуск параметров во время работы.

Пусть в момент времени  $\tau_1$  выполняется диагностика технического состояния работающей установки. Если в этот момент  $\eta(t) \leq \eta_d$ , то оборудование допускается к дальнейшей эксплуатации, если  $\eta_d \leq \eta_t \leq \eta_{кр}$ , то установка ставится под наблюдение при  $\eta(t) > \eta_{кр}$ , проводится капитальный ремонт урановой скважины с заменой установки резервной. Величины  $\eta_n$ ,  $\eta_{кр}$  устанавливаются в нормативной документации.

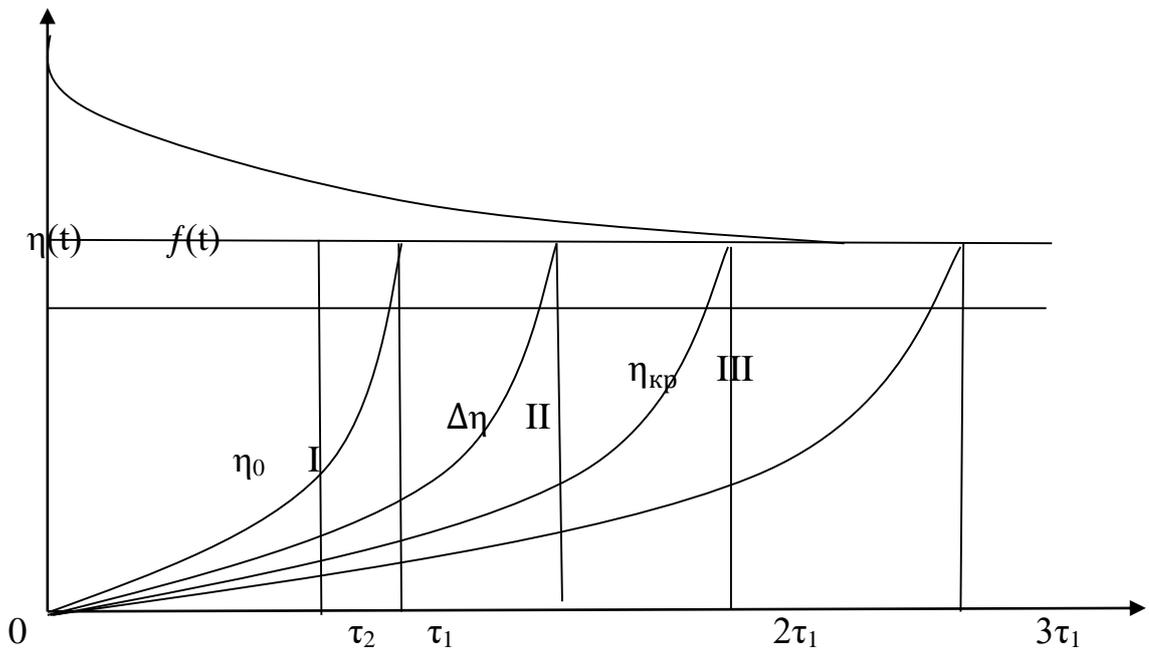
Изменение  $\eta(t)$  может быть аппроксимировано функцией вида

$$\eta(t) = at^\alpha + b, \quad (4.3)$$

где  $\alpha$  - коэффициент, характеризующий скорость изменения параметра технического состояния в период эксплуатации;  $b$  - коэффициент изменения параметра за время приработки оборудования.

Функция  $f(t)$  может быть получена в результате статического анализа. Описанный процесс графически представлен на рисунке 4.1.

Очевидно, что изменение упреждающего допуска и периодичности диагностики влияет на вероятность отказа оборудования и стоимость его эксплуатации.



I - исправного состояния, II - предотказового состояния;  
 III- неработоспособного состояния (капитальный ремонт, замена установки).

Рисунок 4.1 - Изменение параметра технического состояния УЭЦН областей

Пусть  $L$  - функция удельных суммарных затрат на эксплуатацию оборудования за время  $T$ . Тогда задачу определения оптимальной периодичности контроля технического состояния установки можно сформулировать следующим образом: определить периодичность диагностирования оборудования  $\tau_1$  и величину упреждающего допуска  $\Delta\eta$ , обеспечивающие минимальное значение функции  $L$  при заданном уровне надежности.

За период времени  $\tau_1$  могут произойти следующие события:

- Отказ установки, в результате чего будет произведена его замена. В этом случае появятся затраты на устранение последствий отказа и издержки от простоя урановой скважины за время замены. Вероятность такого события

$$P_1 = \int_0^{\tau_1} f(t) dt.$$

- До момента времени  $\tau_1$  оборудование работает без отказа, но результаты диагностики говорят о необходимости выполнить углубленное диагностирование. В этом случае будут произведены затраты на углубленное диагностирование. Вероятность такого события

$$P_2 = \int_{\tau_1}^{\tau_1 + \tau_2} f(t) dt$$

где  $\tau_2$  - время достижения параметром  $\eta(t)$  значения  $\eta_x$ .

- Оборудование безотказно работает до момента времени  $\tau_1$  и по результатам диагностики признается годным для дальнейшей эксплуатации. В этом случае будут произведены затраты только на диагностику. Вероятность такого события [36]

$$P_3 = \int_{\tau_1 + \tau_2}^{\infty} f(t) dt$$

Построение оптимизации целевой функции  $L$  проводились для схемы с тремя состояниями (см. рис. 4.1). Кроме того, принималось, что этот случайный процесс удовлетворяет условиям стационарного пуассоновского потока: вероятность отказов зависит только от длины участка наблюдения и не зависит от места расположения участка; для любых непересекающихся участков времени число событий, попадающих на один из них, не зависит от числа событий, попадающих на другие участки. Вероятность попадания на бесконечно малый участок двух и более отказов мала по сравнению с вероятностью попадания одного отказа.

Издержки на диагностирование, ремонт и потери от простоя будут складываться из:

- стоимости диагностирования оборудования, не отказавшего к моменту времени  $\tau_1$

$$c_3 = a_3 (p_2 + p_3), \quad (4.4)$$

где  $a_3$ -средняя стоимость диагностирования,  $p_2 + p_3 = \int_{\tau_1}^{\infty} f(t) dt$ ;

- стоимость углубленной диагностики (контролируемый параметр которой находится в поле упреждающего допуска ( $\eta_d < \eta(t) < \eta_{кр}$ ))

$$c_4 = a_4 \cdot p_3, \quad (4.5)$$

где  $a_4$ - средняя стоимость углубленного диагностирования.

С учетом полученных соотношений целевая функция  $L$  будет иметь вид (рассматриваются издержки за единицу времени)

$$L = \frac{1}{\tau_1} \sum_{i=1}^6 c_i \cdot \quad (4.6)$$

После подстановки в последнее соотношение значений  $c_i$ , учитывая, что  $\int_{\tau_1}^{\infty} f(t) dt = 1 - \int_0^{\tau_1} f(t) dt$ , получим

$$L = \frac{1}{\tau_1} \{ (a_3 + a_4) + a_2 T_T [a_1 + a_2 \tau_{111} - a_3] \int_0^{\tau_1} f(t) dt - a_2 \int_0^{\tau_1} t \cdot f(t) dt \} \cdot \quad (4.7)$$

Функция  $L$  зависит от переменных  $\tau_1$  и  $\tau_2$  зависимость  $L$  от  $\tau_2$  более проста, поэтому оптимизацию  $L$  начнем с определения оптимального значения  $\tau_2$

$$L'_{\tau_2} = \frac{1}{\tau_1} \cdot a_4 \cdot f(\tau_1 - \tau_2).$$

Рассмотрим случай, когда плотность распределения отказов подчиняется экспоненциальному закону, если  $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ , ( $\lambda > 0$ ), то  $f(\tau_1 + \tau_2) = \lambda e^{-\lambda(\tau_1 + \tau_2)} \neq 0$ .

Функция  $L$  монотонна по переменной  $\tau_2$ , и ее наименьшее значение может быть достигнуто только на концах интервала. В соответствии с принятыми предположениями  $0 \leq \tau_2 \leq \tau_1$ . Из условия стационарности рассматриваемого процесса  $\tau_1 = \tau_2$ . Допустим, что через время  $\tau_2 = \tau_{\text{опт}}$  проводим диагностическое обследование, где  $\tau_{\text{опт}}$  - оптимальное время диагностирования установки.

Из условия  $\tau_2 = \tau_{\text{опт}}$  может быть получена оптимальная величина допуска. Принимая закон изменения  $\eta(t) = at^a$ , будем иметь

$$\eta_{\text{кр}} = a(\tau_1 + \tau_2)^a, \eta_{\text{д}} = a\tau_1^a.$$

Принимаем  $\tau_{\text{опт}} = 1.2\tau_1$  ( по результатам. Тогда  $\tau_1^a = (1/a \cdot 2.2^a) \eta_{\text{кр}}$ . Величина упреждающего допуска

$$\Delta\eta = \eta_{\text{кр}} - \eta_{\text{д}}(1 - (1/2.2^a)). \quad (4.8)$$

В случае, если  $a=1.2$  (как следует из опыта эксплуатации), т.е. в предположении, что  $\eta(t)$ - линейная функция,  $\Delta\eta = (0.61) \eta_{\text{кр}}$ .

С учетом полученного значения  $\tau_2$  функция

$$L = \frac{1}{\tau_1} \left[ a_1 \int_0^{\tau_1} f(t) dt + a_2 \left( \tau_1 - \int_0^{\tau_1} t f(t) dt \right) \int_0^{\tau_1} f(t) dt + a_3 \int_{\tau_1}^{\infty} f(t) dt + a_4 \int_{\tau_1}^{\tau_2} f(t) dt \right].$$

В силу стационарности процесса  $\int_{\tau_1}^{1.2\tau_1} f(t) dt = \int_0^{\tau_1} f(t) dt$ .

Кроме того,  $a_2 = \left( \tau_1 - \int_0^{\tau_1} t f(t) dt \right) = a_2 T_{np}$ , где  $T_{np}$  - средняя величина простоя установки за  $\tau_1$ . При этом  $T_{np} = k\tau_1$  ( $k < 1$ ),  $k$  - коэффициент, определяемый по статистическим данным. Тогда

$$L = \frac{1}{\tau_1} \left[ (a_1 + a_4) \int_0^{\tau_1} f(t) dt + a_3 \int_{\tau_1}^{\infty} f(t) dt \right] + k a_2 \int_0^{\tau_1} f(t) dt.$$

Из условия  $L'_{\tau_1}=0$ , с учетом соотношений  $\int_0^{\tau_1} f(t)dt=1-e^{-\lambda\tau_1}$  и  $\int_{\tau_1}^{\infty} f(t)dt=e^{-\lambda\tau_1}$  имеем

$$\tau_1 = [(a_1 + a_4)\lambda e^{-\lambda\tau_1} - a_3\lambda e^{-\lambda\tau_1}] - [(a_1 + a_4)(1 - e^{-\lambda\tau_1}) + a_3 \cdot e^{-\lambda\tau_1}] + \tau_1^2 k a_2 \lambda e^{-\lambda\tau_1} = 0$$

Обозначим  $A=a_1+a_4$ ,  $D=a_3$ ,  $C=ka_2/\lambda$ .

Тогда

$$\tau_1 = [A\lambda e^{-\lambda\tau_1} - B\lambda e^{-\lambda\tau_1}] - [A(1 - e^{-\lambda\tau_1}) + B e^{-\lambda\tau_1}] + (\lambda\tau_1)^2 C e^{-\lambda\tau_1} = 0$$

Или

$$[(A - B)\lambda\tau_1 + (A - B)]e^{-\lambda\tau_1} - B + (\lambda\tau_1)^2 C \cdot e^{-\lambda\tau_1} = 0 \quad (4.9)$$

Получили соотношение для вычисления оптимального значения периодичности диагностики  $\tau_1$ . Для получения приближенного значения  $\tau_1$  разложим  $e^{-\lambda\tau_1}$  в ряд Маклорена. Если сохранить в разложении только один член ( $\lambda\tau_1 \ll 1$ ), то получим  $(A-B)\lambda\tau_1 - B + C(\lambda\tau_1)^2 = 0$ .

Тогда

$$\tau_1 = \frac{1}{\lambda} \frac{A-B + \sqrt{(A-B)^2 + 4C}}{2C}. \quad (4.10)$$

Если в разложении сохранить большее число членов, то получим соответствующие уравнения, которые могут быть решены численно с любой степенью точности.

При  $a_1 = 15\ 000$  тен.,  $a_2 = 12\ 000$  тен.,  $a_3 = 9\ 000$  тен.,  $a_4 = 15\ 000$  тен.,  $\mu = 0.0027$ ,  $1/\text{сут.}$   $k = 0.005$  оптимальный период контроля состояния УЭЦН составляет = 90 суток.

Где:

$A = a_1 + a_4$ ;  $B = c_1 + c_2$ ;  $C = ka_2/\lambda$ .

$c_1$  - стоимости замены (капитального ремонта)

$a_1$  - средняя стоимость замены (капитального ремонта)

$c_2$  - стоимость ущерба от простоя скважины

$a_2$  - средняя стоимость ущерба от простоя скважины

$c_3$  - стоимость диагностирования

$a_3$  - средняя стоимость диагностирования

$c_4$  – стоимость углубленной диагностики

$a_4$  - средняя стоимость углубленного диагностирования.

$k$  - коэффициент, определяемый по статистическим данным, 0,005

Операция спуск-подъем насоса занимает 6чел/ч. с часовым тарифом 822тг.час, на данный момент все затраты включая специальный транспорт(ГСМ, масло и т.д.) составляют порядка 15000

### **Выводы**

На результатах анализа работы УЭЦН, была разработана методология определения частоты диагностики и значения проактивного допуска параметра технического состояния УЭЦН, которые являются оптимальными с точки зрения стоимости эксплуатации УЭЦН, благодаря которой создан механизм контроля проверок и повышения уровня эксплуатации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате научного обобщения, аналитического исследования, разработки и внедрения новых методов (диагностика технического состояния установок погружных электрических центробежных насосов на основе наземных испытаний; диагностика ESP на основе анализа электрического сигнала, который может быть зарегистрирован во время эксплуатации установки без доступа к элементам конструкции установки; решена важная задача повышения эффективности эксплуатации УЭЦН.

Основные выводы и рекомендации:

1. Предложены критерии оценки технического состояния УЭЦН на специализированных стендах. Для получения более достоверных результатов диагностирования предлагается применить диагностирование оборудования с уровнем вибрации свыше 4,5 мм/с по частотным составляющим спектра вибросигнала. Установлены взаимосвязи между дефектами УЭЦН и главными амплитудами спектра вибрации, которые использованы в экспертной системе по оценке технического состояния УЭЦН на компьютеризированных горизонтальных стендах ремонтных предприятий.

2. Техническое состояние УЭЦН следует оценивать по следующим признакам дефектов: вибрация с частотой вращения вала; автоколебания вала установки; низкочастотные колебания; неисправности ПЭД; неравномерность тормозного момента на валу электродвигателя. Влияние развитых дефектов на работоспособность УЭЦН оценивается по трем уровням сигнала:

«слабый» - эксплуатация погружной установки с таким уровнем сигнала характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов в период межремонтной эксплуатации;

«средний» - эксплуатация УЭЦН возможна при периодическом контроле;

«сильный» - дальнейшая эксплуатация установки с таким уровнем сигнала не допускается. Для осуществления надзора технического состояния УЭЦН в скважине выработана система по изменению, обработке и хранению полученного сигнала.

3. На основе анализа работы УЭЦН была разработана методология определения частоты контроля и значение проактивного допуска параметра технического состояния УЭЦН, идеальный с точки зрения минимальных общих эксплуатационных расходов на установку, которая позволила создать механизм назначения обследований и повысить уровень эксплуатации.

## Перечень терминов

**Выщелачивание** – химический процесс перевода одного или нескольких компонентов из твердых тел в жидкость с помощью раствора реагентов.

**Подземное выщелачивание** – химический способ добычи полезных компонентов с помощью раствора реагента без извлечения руды на поверхность.

**Подземное скважинное выщелачивание ПСВ** – процесс переработки руд в естественных условиях в рудных телах, вскрытых технологическими скважинами и подготовленных к выщелачиванию специально выполненным комплексом работ, обеспечивающих закачку растворов через закачные скважины и вывод растворенного полезного ископаемого через откачные скважины, осуществление контроля за ходом процесса и возможно более полной переработки руды в недрах.

**Реагент** – химическое вещество (обычно в виде водного раствора), используемое для выщелачивания или ускорения извлечения полезного компонента.

**Технологический (рабочий) раствор** - водный раствор реагентов и продуктов их взаимодействия с вмещающей средой (рудой и вмещающими породами). При подземном выщелачивании технологические растворы подразделяются на выщелачивающие, продуктивные, маточные, сбросные.

**Выщелачивающий раствор (ВР)** - раствор, содержащий необходимые для извлечения полезного компонента реагенты и подаваемый в закачные скважины.

**Продуктивный раствор (ПР)** - раствор, сформировавшийся в недрах в результате физико-химического взаимодействия выщелачивающего раствора с минералами руд и вмещающих пород продуктивного горизонта и содержащий полезное ископаемое (ископаемые) в концентрации выше минимально промышленной.

**Маточный раствор** - продуктивный раствор, из которого извлечен полезный компонент. Маточный раствор используется для приготовления выщелачивающего раствора путем доукрепления его выщелачивающими реагентами.

**Сбросной раствор** - маточный раствор, который не может быть по тем или иным причинам использован для приготовления выщелачивающего раствора. Сбросной раствор может быть направлен в гидрографическую сеть только после соответствующей очистки от вредных составляющих.

**Фронт технологического раствора** – пространственное положение в определенный момент времени одновременно поданной в закачную скважину (или в закачные скважины) порции технологического раствора.

**Техническая диагностика** – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

**Дефект** - любое несоответствие свойств объекта заданным, требуемым или ожидаемым его свойствами.

**Техническое диагностирование** - определение технического состояния объекта.

**Отказ** – событие нарушения работоспособности объекта.

**Техническое состояние объекта** - состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

**Система технического диагностирования** - совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации.

**Алгоритм технического диагностирования** - совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования (контроля).

**Технический диагноз** - результат диагностирования.

**Вибрационная диагностика** — метод диагностирования строительных конструкций зданий и сооружений, основанный на анализе параметров вибрации, возникающей за счёт естественных или техногенных факторов.

**Вибрация** – движение точки или механической системы, при котором происходят колебания характеризующих его скалярных величин.

**Виброперемещение** – составляющая перемещения, описывающая вибрацию времени.

**Виброускорение** – производная виброскорости по времени.

**Виброскорость** – производная виброперемещения по времени.

### Условные обозначения

**ПСВ** - подземное скважинное выщелачивание.

**ПИК** – положительное значение сигнала (амплитудное);

**СКЗ** - действующее значение сигнала (среднеквадратичное);

**ПИК-фактор** – отношение параметров СКЗ и ПКЗ;

**ПИК-ПИК** – разница между модулями отрицательной и положительной амплитуды.

### Список использованной литературы

- 1 Алиев И.М. Кучук З. Вероятностно-статистический метод установления взаимосвязи между уровнем вибрации и наработками на отказ установок ЭЦН. // Нефтяное хозяйство. - 2000. - С.95-96.
- 2 Галеев А.С. Выбор оптимального времени проведения предупредительного капитального ремонта насосов / А.С. Галеев, Р.Н. Султанов, Р.Н. Сулейманов и др. // Бурение. - 2002. - №2. - С. 9-12.
- 3 Диагностирование электропогружных установок добычи нефти без вмешательства в режим их эксплуатации / Н.Н. Матаев, С.Г. Кулаков, С.А. Никончук, В.В. Сушков, О.А.Чукчеев // Нефтяное хозяйство. 2004.-№ 2 -С.45-46.
- 4 Диагностирование установок погружных центробежных электронасосов на специализированных стендах ремонтных предприятий / Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Никончук С.А., Сушков В.В. // Промышленная энергетика.- 2002/ - № 8.- С.21-23.
- 5 Матаев Н.Н., Сушков В.В., Чукчеев О.А. Методологический подход к обеспечению работоспособного состояния установок погружных электроцентробежных насосов // Промышленная энергетика. - 2004.- №5,- С. 21-23.
- 6 Чукчеев О.А., Рублев А.Б., Сушков В.В. Оценка технического состояния погружных установок электроцентробежных насосов на специализированных стендах // Изв. вузов. Нефть и газ. - 2002. - № 6.-С.49-52.
- 7 Козырев И.Н. Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов // Технические науки - от теории к практике: сб. ст. по матер. LV междунар. науч.-практ. конф. № 2(50). – Новосибирск: СибАК, 2016. – С. 176-180.
- 8 Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27–28.
- 9 Неэффективные ремонты и анализ аварийности на скважинах оборудованных УЭЦН по НГДУ "Комсомольскнефть" за 2009-2010 гг. Данные взяты в ТТНД и ЦБПО ЭПУ.
- 10 Голубов, А. С. Отечественный опыт повышения качества эксплуатации УЭЦН // НефтьГазПромышленность. – 2006. - № 3. – С. 23: [Электронный ресурс].
- 11 Технологический регламент на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз", 2010 г.
- 12 Кагарманов И.И. Особенности эксплуатации УЭЦН. Учебное пособие. — Самара: 2005. — 48 с.: ил
- 13 Разепина М. Г., Ташлыкова Е. В., Черемных Д. Н. УЭЦН высокотемпературного исполнения // Молодой ученый. — 2014. — №6. — С. 223-226.
- 14 Разепина М. Г., Ташлыкова Е. В., Черемных Д. Н. УЭЦН высокотемпературного исполнения // Молодой ученый. — 2014. — №6. — С. 223-226.
- 15 Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) [Электронный ресурс]. —

- 16 Харрасов У.И. О возможности использования детерминированного хаоса при диагностировании погружных электроцентробежных насосов / У.И. Харрасов, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.230.
- 17 Фатхуллин Т.Ч. Законы распределения наработки до отказа погружного электроцентробежного насоса / Т.Ч. Фатхуллин, И.Е. Ишемгужин, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.231.
- 18 Сун Лян Выбор оптимального типоразмера ПЭЦН / Сун Лян, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.220.
- 19 Атнагулов А.Р. Обработка информации о колебательных процессах УСН методами теории детерминированного хаоса / А.Р. Атнагулов, Р.Ф. Надыршин, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. материалов – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.234.
- а. Диагностирование установок центробежных электронасосов без вмешательства в режим их эксплуатации / Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Никончук С.А., Сушков О.А. // Нефтяное хозяйство 2004 №2. С. 124 - 125.
- б. Хасанов Э.М., Кагарманов И.И., Пупченко И.Н. Особенности эксплуатации УЭЦН: Уч. пособие. - Самара: ИД «РОСИНГ», 2006. - 216 с.
- 20 Ковалев А.Ю., Кузнецов Е.М., Аникин В.В. Станции управления электропогружными установками насосной эксплуатации скважин. — Омск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Омский государственный технический университет" (Омск), 2013. — 128 с. — ISBN 978-5-8149-1575-7.
- 21 Харрасов У.И. О возможности использования детерминированного хаоса при диагностировании погружных электроцентробежных насосов / У.И. Харрасов, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.230.
- 22 Фатхуллин Т.Ч. Законы распределения наработки до отказа погружного электроцентробежного насоса / Т.Ч. Фатхуллин, И.Е. Ишемгужин, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.231.
- 23 Сун Лян Выбор оптимального типоразмера ПЭЦН / Сун Лян, А.Р. Атнагулов, Е.И. Ишемгужин // Материалы 58-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн.1 – С.220

