

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов  
нефтегазового производства»

Разработка диагностического комплекса УЭЦН после ремонтного  
обслуживания

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_

должность, ученая степень

В.В. Бухтояров

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Е. Сеницкая

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Красноярск 2021

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

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

Студенту Сеницкой Александре Евгеньевне  
Группа ГБ17-07Б Направление (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»,  
профиль 21.03.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов  
нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка диагностического  
комплекса УЭЦН после ремонтного обслуживания»

Утверждена приказом по университету № 2741/с от 25.02.2021

Руководитель ВКР В.В. Бухтояров, канд. техн. наук., доцент кафедры  
Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса, институт  
нефти и газа, Сибирский федеральный университет

Исходные данные для ВКР:

Справочники по оборудованию и технологическим машинам нефтегазового  
комплекса, справочники и методические разработки по теории надежности,  
технологические схемы участков производства, государственные стандарты в  
области надежности машин и аппаратов, методики определения показателей  
надежности и методики и руководства по обслуживанию технологического  
оборудования нефтегазового комплекса, научные статьи и диссертации по теме  
ВКР. данные по нейросетевому методу анализа информации об отказах  
центробежных насосов, данные по вибродиагностике центробежных насосов.

Перечень разделов ВКР

Введение: Актуальность, цель и задачи ВКР.

Глава 1 – Область применения УЭЦН. Эксплуатационные характеристики  
УЭЦН.

Глава 2 – Диагностика и ремонт УЭЦН. Планирование ремонта. Типовые  
отказы УЭЦН. Обоснование выбора диагностических параметров.

Глава 3 – Анализ данных вибродиагностики УЭЦН для выявления основных  
причин отказов.

Глава 4 – Экономическое обоснование вибродиагностического комплекса.

Заключение: Общие выводы по работе.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

В.В. Бухтояров

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

А.Е. Сеницкая

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка диагностического комплекса УЭЦН после ремонтного обслуживания» содержит 66 страниц печатного текста, 23 рисунка, 12 таблиц, 16 используемых источников.

ДИАГНОСТИКА, ОТКАЗ, КОНТРОЛЬ, НЕЙРОННЫЕ СЕТИ, АНАЛИЗ, МОНИТОРИНГ, ВИБРОДИАГНОСТИКА.

Объект работы: Установка электроцентробежного насоса.

Цель работы: Разработка диагностического комплекса УЭЦН.

Задачи:

- Ознакомиться с принципом работы УЭЦН, его устройством;
- Выявить типовые причины отказов УЭЦН и их виды;
- Провести обзор существующих методов диагностирования;
- Осуществить выбор диагностического метода и технических средств для диагностики УЭЦН;
- Проанализировать данные по отказам ЭЦН и сделать выводы об эффективности выбранного метода диагностирования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Общие сведения.....	9
1.1 Определение и область применения .....	9
1.2 Принцип действия УЭЦН.....	10
1.3 Анализ отказов УЭЦН .....	15
1.4 Достоинства и недостатки УЭЦН .....	18
1.5 Эксплуатационные характеристики УЭЦН.....	20
1.6 Существующие методы диагностики УЭЦН .....	21
1.7 Выводы.....	22
2 Диагностика и ремонт УЭЦН .....	24
2.1 Ремонтные работы УЭЦН .....	24
2.1.1 Основы анализа планирования и необходимости ремонта .....	24
2.1.2 Структура ремонтного цикла УЭЦН .....	27
2.2 Причины отказов УЭЦН послеремонтного обслуживания .....	29
2.3 Существующие диагностические комплексы УЭЦН.....	30
2.3.1 Система СКАД .....	30
2.3.2 Импульсная система телеметрии (ИСТ).....	33
2.3.3 Термоманометрическая система ТМС – 3.....	34
2.4 Обоснование выбора диагностического метода и признаков .....	35
2.5 Обоснование выбора технических средств .....	38
2.6 Выводы.....	41
3 Анализ данных вибродиагностики УЭЦН для выявления основных причин отказов .....	43
3.1 Краткая характеристика программной системы, используемой для анализа данных вибродиагностики ЭЦН.....	43
3.2 Обработка и анализ данных вибродиагностики ЭЦН .....	44
3.3 Результаты выявления причин отказов .....	49
3.4 Предложения по разработке диагностического комплекса .....	54

3.5 Выводы.....	56
4 Экономическое обоснование .....	57
Заключение .....	62
Список используемых источников.....	63
Приложение А .....	65
Приложение Б.....	75

## ВВЕДЕНИЕ

Самой распространенной технологией добычи нефти на сегодняшний день является эксплуатация нефтяных скважин механизированным способом. На скважинах применяются целые комплексы нефтегазодобывающего оборудования. Одно из первых мест по использованию занимают установки электроцентробежных (электроприводных центробежных) насосов (УЭЦН). Данный комплекс применяется для извлечения продукции на высокодебитовых скважинах. Однако основной причиной незапланированных простоев добывающего фонда скважин является отказы УЭЦН. Отказы технологического комплекса приводят к огромным материальным потерям для компаний. Для повышения качества распознавания отказа необходимо проводить техническую диагностику УЭЦН.

Актуальность работы заключается в том, что в связи с широким распространением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), большое внимание уделяется решению задач по обеспечению эффективного контроля над действующим фондом скважин, оборудованных ими, а именно оценке технического состояния глубинно-насосного оборудования в процессе его эксплуатации.

Для обеспечения эффективного контроля необходима разработка мероприятий по предотвращению аварий, связанных с УЭЦН и увеличению межремонтного периода. Данная задача является сложновыполнимой, так как УЭЦН представляет собой сложную систему, работоспособность которой зависит от целого ряда факторов. К ним можно отнести характеристики скважины, качества монтажных работ и технического обслуживания, правильность подбора оборудования и многое другое.

Целью данной работы будет являться разработка диагностического комплекса УЭЦН после ремонтного обслуживания.

Для выполнения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ознакомиться с принципом работы УЭЦН, его устройством;
- выявить типовые причины отказов УЭЦН и их виды;
- провести обзор существующих методов диагностирования;
- осуществить выбор диагностического метода и технических средств для диагностики УЭЦН;
- проанализировать данные по отказам ЭЦН и сделать выводы об эффективности выбранного метода диагностирования.

При разработанном диагностическом комплексе в будущем можно решать задачи по планированию объема ремонтных работ.



## **1 Общие сведения**

### **1.1 Определение и область применения**

УЭЦН – это бесштанговые насосные установки лопастного типа. Оборудование УЭЦН разделяют на погружную часть и наземную. Погружную часть спускают вертикально в скважину на колонне НКТ. Наземная часть представляет собой соединение погружного силового кабеля и системы управления.

Погружная часть оборудования УЭЦН представляет собой насосный агрегат. В ее состав входит: ПЭД (погружной электродвигатель), узел гидрозащиты, модуль приема жидкости самого ЭЦН, обратный клапан, спускной (дренажный) клапан, погружной кабель (КПБП), представляющий собой плоский трехжильный кабель, длина которого зависит от глубины спуска УЭЦН. Корпуса всех узлов погружной части УЭЦН представляют собой трубы имеющие фланцевые соединения для сочленения друг с другом, за исключением обратного и спускного клапанов, которые прикручиваются к НКТ резьбой. Длина погружной части в собранном виде может достигать более 50 метров [1].

Электроцентробежный насос для добычи нефти является многоступенчатой и многосекционной конструкцией. В модуль-секцию насоса входит корпус, вал, пакет ступеней (рабочие колеса и направляющие аппараты), верхний и нижний радиальные подшипники, осевая опора, головка и основание. Пакет ступеней с валом, радиальными подшипниками и осевой опорой помещаются в корпусе и зажимаются концевыми деталями. Исполнения насосов отличаются материалами рабочих органов, корпусных деталей, пар трения, конструкцией и количеством радиальных подшипников.

Условное обозначение насоса (обычного исполнения) - ЭЦНМ5 50-1300, где Э-привод от погружного электродвигателя; Ц-центробежный; Н-насос; М-

модульный; 5 - группа насоса (условный диаметр скважины в дюймах); 50 - подача, м<sup>3</sup>/сут; 1300 - напор, м.

Для насосов коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К». Для насосов износостойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «И».

Условное обозначение двигателя ПЭДУ 45(117), где П – погружной; ЭД – электродвигатель; У – универсальный; 45 - мощность в кВт; 117 - наружный диаметр, в мм.

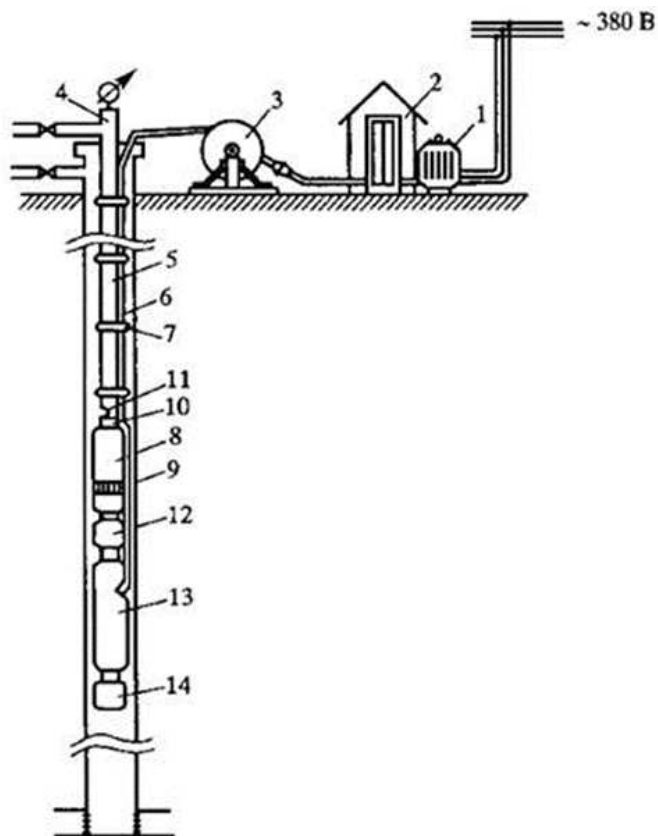
Применение УЭЦН широко распространено на нефтяных промыслах Российской Федерации, особенно, в Западной Сибири. В данном регионе более 90 % всей добываемой нефти поднимается на поверхность земли с помощью УЭЦН. При интенсификации добычи особенно широко используются центробежные насосы.

## **1.2 Принцип действия УЭЦН**

Установка УЭЦН является совокупностью оригинальных по конструкции элементов, что делает ее довольно сложной технической системой. Принципиальная схема УЭЦН приведена на рисунке 1.

УЭЦН состоит из наземной и погружной части. В наземную часть входит следующее оборудование: автотрансформатор 1, станцию управления 2, иногда кабельный барабан 3 и оборудование устья скважины 4. Погружная часть включает в себя следующее оборудование: колонну НКТ 5, на которой погружной агрегат спускается в скважину, бронированный трехжильный электрический кабель 6, по которому подается питающее напряжение погружному электродвигателю и который крепится к колонне НКТ специальными зажимами 7. Погружной агрегат состоит из многоступенчатого центробежного насоса 8, оборудованного приемной сеткой 9 и обратным клапаном 10. Часто в комплект погружной установки входит сливной клапан 11, через который сливается жидкость из НКТ при подъеме установки. В

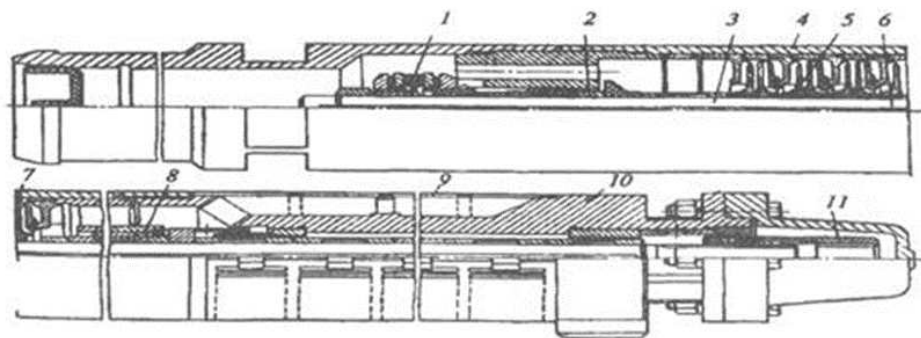
нижней части насос сочленен с узлом гидрозащиты (протектором) 12, который, в свою очередь, сочленен с погружным электродвигателем 13. В нижней части электродвигатель 13 имеет компенсатор 14 [1].



1 – автотрансформатор; 2 – станция управления; 3 – кабельный барабан; 4 – оборудование устья скважины; 5 – НКТ; 6 – кабель; 7 – зажимы; 8 – центробежный насос; 9 – приемная сетка; 10 – обратный клапан; 11 – сливной клапан; 12 – гидрозащита; 13 – электродвигатель; 14 – компенсатор.

Рисунок 1 – Принципиальная схема УЭЦН

В данной работе особое внимание будет уделено центробежному погружному насосу, как самому функционально значимому оборудованию комплекса. Именно поэтому, в частности рассмотрим его устройство и принцип действия (рис. 2).



1 – кольцо с сегментами; 2, 3 – гладкие шайбы; 4, 5 – шайбы амортизаторы; 6 – верхняя опора; 7 – нижняя опора; 8 – пружинное кольцо опоры вала; 9 – дистанционная втулка; 10 – основание; 11 – шлицевая муфта.

Рисунок 2 – Схема скважинного центробежного насоса

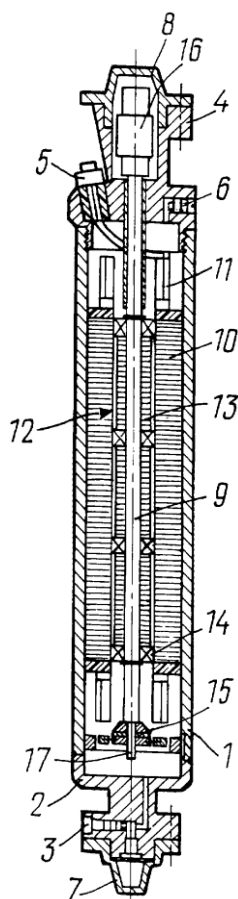
Принцип действия насоса можно представить следующим образом: жидкость, засасываемая через приемный фильтр, поступает на лопасти вращающегося рабочего колеса, под действием которого она приобретает скорость и давление. Для преобразования кинетической энергии в энергию давления жидкость, выходящая из рабочего колеса, направляется в неподвижные каналы переменного сечения рабочего аппарата, связанного с корпусом насоса, затем жидкость, выйдя из рабочего аппарата попадает на рабочее колесо следующей ступени и цикл повторяется. Центробежные насосы прежде всего рассчитаны на большую скорость вращения вала.

При запуске насоса задвижка на нагнетательном патрубке должна быть закрыта. После запуска центробежного насоса ее открывают.

Помимо центробежного насоса к основным узлам УЭЦН относят:

1) Погружной электродвигатель.

Погружной асинхронный электродвигатель служит для привода электроцентробежного насоса и состоит из статора, ротора, головки, основания и узла токоотвода (рис.3). Внутренняя полость двигателя заполнена маслом. Фильтр для очистки масла расположен в нижней части двигателя.



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – клапан; 4 – головка; 5 – токоввод; 6 – клапан; 7 – защитный элемент; 8 – защитный элемент; 9 – вал; 10 – магнитопровод статора; 11 – обмотки провода; 12 – ротор; 13 – короткозамкнутый пакет; 14 – радиальный подшипник; 15 – упорный подшипник; 16 – муфта; 17 – хвостовик.

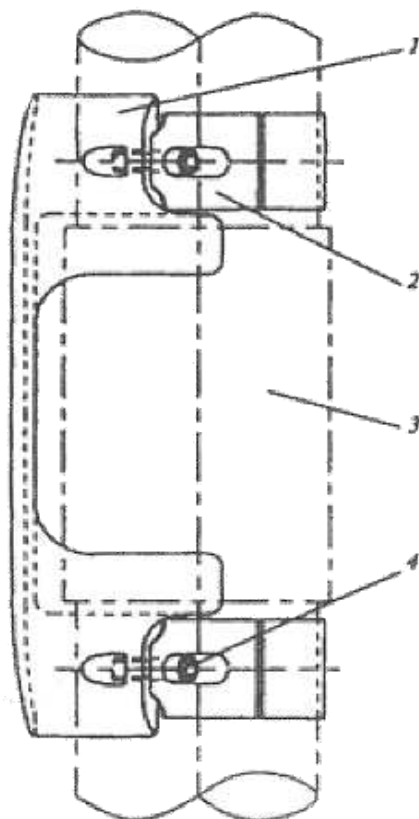
Рисунок 3 – Схема ПЭД

## 2) Протектор.

Протектор является частью гидрозащиты УЭЦН. Гидрозащита предназначена для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при работе электродвигателя и его остановках (рис.4).

Протектор имеет две упругие диафрагмы (нижнюю и верхнюю), за счет их деформаций компенсируются изменения объема масла в электродвигателе.

Устанавливается протектор между двигателем и газосепаратором.



1 – корпус; 2 – скоба откидная; 3 – НКТ с муфтой; 4 – болт откидной.

Рисунок 4 – Схема протектора УЭЦН

### 3) Компенсатор.

Компенсатор также входит в состав гидрозашиты и устанавливается в нижней части погружного электродвигателя (рис.5).

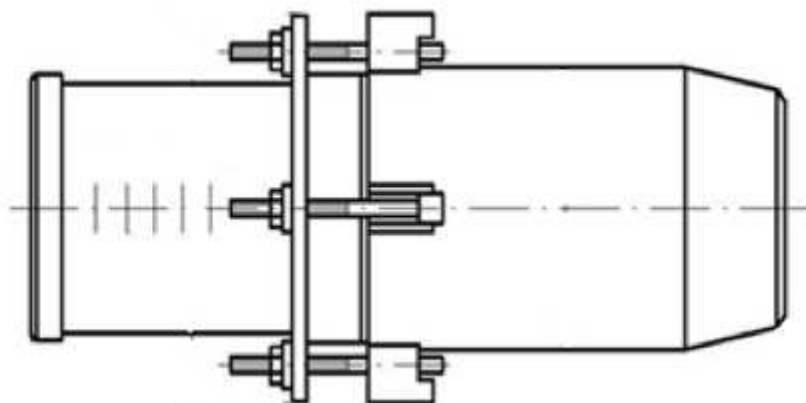
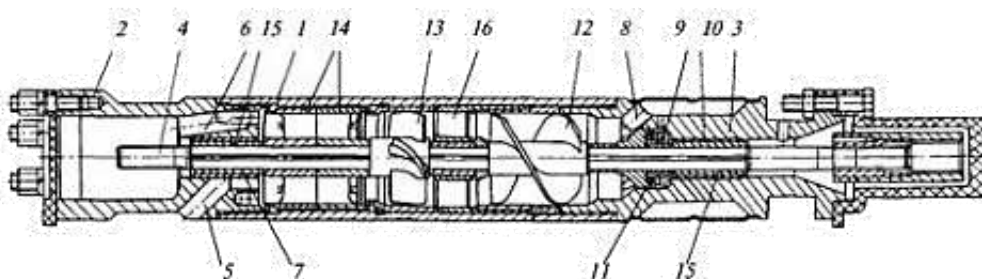


Рисунок 5 – Схема одностороннего компенсатора УЭЦН

#### 4) Газосепаратор.

Газосепаратор выполняет функцию уменьшения количества свободного газа в пластовой жидкости, откачиваемой погружными электроцентробежными насосами. Газосепаратор состоит из корпуса, головки, основания и вала, с расположенными на нем деталями (рис.6). К ним относятся шнек, выпрямитель потока и сепараторы. В головке размещены две группы перекрестных каналов для газа и жидкости. В основании находится полость с каналами для приема газожидкостной смеси, закрытая приемной сеткой, а также осевая опора вала. Некоторые газосепараторы могут не иметь осевую опору вала, тогда оборудование опирается на вал гидрозащиты.



1 – трубный корпус; 2 - головка; 3 – основание с приемной сеткой; 4 - вал; 5 – перекрестный канал; 6 – перекрестный канал; 7 – радиальный подшипник; 8 – полость с каналами; 9 - подпятник; 10 - втулка; 11 - пята; 12 - шнек; 13 – осевое рабочее колесо; 14 - сепараторы; 15 – втулки радиальных подшипников.

Рисунок 6 - Схема газосепаратора типа МН(К)-ГСЛ.

### 1.3 Анализ отказов УЭЦН

УЭЦН является довольно сложным комплексом оборудования, состоящим из множества узлов. Эти отдельные узлы могут выходить из строя под воздействием определенных факторов, что приведет к отказу всей установки.

При эксплуатации УЭЦН наблюдается специфичность распределения отказов. Данное явление объясняется разнообразием условий эксплуатации:

различные объекты разработки, пространственное расположение скважины и угол ее наклона, состав и свойства продукции, глубина спуска оборудования, число механических примесей и др. Но не смотря на разнообразие отказов, их все же можно объединить в определенные группы (табл.1).

Известно, что 15 % отказов УЭЦН связаны с надежностью кабельных линий. Причиной отказов в этом случае может являться как выход из строя при механических повреждениях при спуске, так и высокая пластовая температура, теплоотдача насоса, двигателя. Поэтому одной из важных характеристик для кабеля является термостойкость материала изоляции [2].

Двигатель (примерно 10% преждевременных отказов) также должен быть термостойким.

Таблица 1 – Анализ отказов

Тип системы	Проявление отказа	Причина
Система электрического управления	Отсутствие подачи	Высокое содержание свободного газа на приеме УЭЦН
		Кривизна ствола скважины
		Солеотложения на рабочих органах
		Глубина спуска



Продолжение таблицы 1

Тип системы	Проявление отказа	Причина
Система электрического управления	Снижение изоляции кабеля	Некачественная подготовка скважин ремонтной бригадой
		Брак при монтаже, снижение изоляции ПЭД
		Температура пластовой жидкости
		Некачественный вывод на режим
Корпусная часть	Потеря герметичности корпусных деталей и сварных соединений	Наличие трещин, пустот, свищей
		Коробление корпуса в местах присоединения к насосу
		Повреждение уплотнительных поверхностей корпуса и крышки
		Потеря герметичности неподвижных соединений
Гидравлическая часть	Гидроабразивный износ	Наличие трещин, пустот, свищей
		Нарушение технологии изготовления сварного шва или его повреждение
Гидравлическая часть	Гидроабразивный износ	Накопление твердых частиц в потоке
		Образование в потоке микровихрей

При выводе на режим УЭЦН большинство отказов происходят из-за перегрева двигателя. Перегрев вызван его неэффективным охлаждением (высокая температура, недостаточный приток пластовой жидкости в скважине). В результате перегрева, в полости двигателя появляется газ, который образован

продуктами разложения масла. Газ ухудшает свойства масла в двигателе, вызывает отказ гидрозащиты (прорыв ее диафрагмы).

Таким образом, отказы УЭЦН можно объединить в три группы, которые отображают проблемы, связанные с эксплуатацией установки.

#### **1.4 Достоинства и недостатки УЭЦН**

К основным достоинствам УЭЦН можно отнести их универсальность. Из-за минимальных требований к устьевому оборудованию, ЭЦНы пользуются спросом для применений на площадках с ограниченными рабочими площадями, как например, на морских установках, при условии, что затраты на подъем не являются ограничивающим фактором. Они также используются на промыслах, где нет возможности добыть газ для систем газлифта. Высокий объем добычи нефти – главное достоинство УЭЦН по сравнению с другими системами добычи. Связано это с тем, что ЭЦНы могут создавать более высокую депрессию на пласт и тем самым повышать его продуктивность. Притом диаметр обсадной колонны не будет являться важным фактором для обеспечения возможности откачки таких больших объемов [3].

Также к преимуществам УЭЦН относят полное отсутствие на поверхности каких-либо вращающихся или движущихся компонентов конструкции насоса. Нет чрезмерной габаритности и металлоемкости конструкции. Эксплуатации УЭЦН присуща полная герметизация устьевого отверстия скважины, что исключает утечку газа [4].

К последним основным достоинствам УЭЦН можно отнести относительно простой монтаж конструкции насоса. Максимальное время монтажа варьируется от 3 до 5 часов.

Высокий объем добываемой продукции применяется не только при добычи самой нефти, но также и при заводнении месторождения. Откачка жидкости улучшает эффективность пластового вытеснения, и может производиться как периодически, так и постоянно, для увеличения срока

службы. Для неглубоких скважин капитальные затраты являются относительно невысокими.

У ЭЦН также есть несколько существенных недостатков. Основным из них является ограниченный срок службы (около 6 - 7 лет). Насос относится к высокоскоростному центробежному типу, который может быть поврежден абразивными материалами, твердой фазой или обломками [3].

Также стоит отметить, что работа ЭЦН сильно зависит от содержания газа в сырье. Высокое газосодержание может привести к неустойчивой работе оборудования, что будет проявляться как механический износ и перегрев. На морских установках, где необходимо применение пакера, весь газ откачивается жидкостью. В этих условиях применяются специальные насосы, в которых есть возможность создание первичного напора на приеме насоса. Из-за высокого содержания газа может наблюдаться такое явление как кавитация, которая может привести к разрушению как движущихся, так и неподвижных частей гидравлических машин. Развивается кавитация около лопастей, которые омывает поток без высокого градиента давления. Разрушение происходит за счет возникновения и роста пузырьков, которые разрушаются возле лопастей центробежного насоса.

Погружные ЭЦН являются сильными возбудителями колебаний давления. Так, при включении и выключении ЭЦН возникают гидроудары значительной величины, а при прорыве газа из пласта они могут в 2–3 раза превышать рабочее давление. Интенсивные динамические нагрузки, вызванные гидроударами и вибрацией из-за дисбаланса ротора и консольного крепления агрегата, приводят к разрушению НКТ и выхода из строя насоса. В результате предприятия несут значительные экономические потери, наносится ущерб окружающей среде вследствие утечек водонефтегазовой смеси из разбираемых НКТ, а большинство скважин со сложным профилем становятся непригодными для дальнейшего использования.

Проанализировав достоинства и недостатки УЭЦН можно сделать вывод, что использование данной установки высокоэффективно и целесообразно, но на

столько сложную систему необходимо постоянно контролировать и следить не только за состоянием оборудования в целом, но и наблюдать за химическими и физическими свойствами добываемого сырья, учитывать особенности каждой скважины в отдельности.

### 1.5 Эксплуатационные характеристики УЭЦН

Самым крупным производителем УЭЦН является Альметьевский завод погружных электронасосов.

УЭЦН в зависимости от поперечного диаметра двигателя условно делятся на 3 группы: УЭЦН5 (103 мм), УЭЦН5А (117 мм), УЭЦН6 (123 мм). Наружный диаметр УЭЦН позволяет спускать их в скважины с минимальным внутренним диаметром эксплуатационной колонны: УЭЦН5 - 121,7 мм; УЭЦН5А – 130 мм; УЭЦН6 - 144,3 мм.

В таблице 2 представлены эксплуатационные характеристики центробежного насоса модели АКР 8х6х14

Таблица 2 – Характеристики центробежного насоса АКР 8х6х14

Наименование	Значение
Диаметр рабочего колеса, мм	350
Производительность м <sup>3</sup> /ч	320
Напор, м	35
Мощность электродвигателя, кВт	75
Частота вращения, об/мин	1450
Масса, кг	1096
Габаритные размеры, ДхШхВ, мм	1972х654х1017
Взрывозащищенность	Ex II Gb с Пв Т4

Сечение жилы кабеля выбирают по номинальному току электродвигателя. При выборе кабеля следует учитывать температуру и давление окружающей среды, допустимое напряжение.

Если в добываемой жидкости имеется растворенный газ, предпочтение следует отдать кабелю с полиэтиленовой и эластопластовой изоляцией, так как она не поглощает растворенный в нефти газ и не повреждается им при подъеме на поверхность. При наличии в скважине коррозионно-активных агентов предпочтение отдадут кабелю с фторопластовой изоляцией. Выбирать трансформатор (автотрансформатор) следует на соответствие двух параметров: мощности и напряжения. Габаритный диаметр насосного агрегата определяют в двух сечениях с учетом того, что электродвигатель, насос и первые от насоса трубы представляют жесткую систему, и их размещение в скважине должно рассматриваться совместно.

## **1.6 Существующие методы диагностики УЭЦН**

Мониторинг состояния и техническая диагностика УЭЦН включает в себя:

- оценку теплового состояния оборудования (термодиагностика);
- измерение вибрации оборудования (анализ вибрации);
- моделирование.

Сущность термодиагностики заключается в том, что в месте возникновения дефекта в оборудовании повышается температура и, следовательно, увеличивается интенсивность инфракрасного излучения, которое записывается тепловизионными устройствами. Достоинством этого метода является его невысокая стоимость. К недостатку можно отнести низкую точность измерений.

Моделирование обеспечивает возможность измерения множества рабочих сигналов на центробежный насос. Данные сигналы используются для решения уравнения состояния в конкретное время. Необходимо отметить, что

моделирование реализуется только с прямым доступом к двигателю и насосу. Данный фактор является серьезным недостатком, так как большую часть времени необходима удаленная диагностика.

Вибродиагностика – вид диагностики, в процессе которой регистрируют и анализируют сигналы, генерируемые вибрацией двигателя. При данном способе диагностики анализируется форма и амплитуда принятого сигнала и сравнивается с пороговыми значениями для оценки возможности дальнейшей работы блока. При вибродиагностике возникает необходимость установки дополнительных датчиков вибрации (акселерометры) на корпусе насоса, а также дополнительных линий связи для передачи информации о вибрации насоса. Появление дополнительных элементов снижает надежность всей системы в целом, а также увеличивает стоимость [5].

Однако данный способ является одним из наиболее эффективным методом диагностики перед тем, как отправить УЭЦН на промысел. Основным преимуществом является возможность удаленной диагностики и высокая точность измерений при правильно установленном акселерометре.

Существует два способа контроля состояния УЭЦН. Первый – это контроль вибрационных параметров в скважине при помощи датчиков, смонтированных в корпус насоса. Второй – снятие вибрационных характеристик при входном и выходном контроле. Первый метод имеет цель не допустить отказ установки, вызванный повышением вибрации. Вторым методом позволяет определить состояние установки, выявить конкретные неисправности и, следовательно, предотвратить отправку на скважину неисправного оборудования. Вибродиагностика УЭЦН с малой наработкой позволяет отказаться от неоправданных ремонтов и сократить производственные расходы.

## **1.7 Выводы**

Использование УЭЦН широко распространено в нефтяной промышленности. Именно поэтому модернизация процесса добычи нефти

делает возможным дальнейшую эксплуатацию скважин, несмотря на ухудшение эксплуатационных условий и износ оборудования. Своевременное выявление дефектов оборудования и его последующий ремонт помогает избежать простоев, экономических убытков и возникновения аварийно-опасных ситуаций.

Известно, что причины отказов УЭЦН напрямую зависят от условий месторождения и состава добываемого сырья. Для увеличения срока службы ЭЦН используют дополнительное оборудование с особыми специфичными функциями и диагностические комплексы, в состав которых входят датчики и профилактические мероприятия. Каждый метод диагностики имеет свои достоинства и недостатки, и применим для определенных целей диагностирования.

## **2 Диагностика и ремонт УЭЦН**

### **2.1 Ремонтные работы УЭЦН**

#### **2.1.1 Основы анализа планирования и необходимости ремонта**

Срок эксплуатации погружного центробежного насоса и межремонтный период зависят от условий его работы и абразивных свойств перекачиваемой жидкости. При незначительном содержании песка в пластовой жидкости межремонтный период составляет от 6 до 9 мес. Насосы проходят текущий и капитальный ремонты, которые выполняют в специализированных ремонтных мастерских. Основными неисправностями в работе насоса могут быть: уменьшение подачи насоса, вызванное либо засорением приемной сетки, либо износом рабочих органов; полное прекращение подачи и остановка двигателя. Причиной последней неисправности может быть заклинивание или большое сопротивление вращению вала насоса из-за разрушения верхней или нижней опоры, а также из-за износа опорных шайб рабочих колес.

Выберем начальные условия работы оборудования благоприятными – малая вязкость нефти, небольшое содержание механических примесей и газа. Чем более сложные условия эксплуатации, тем чаще будет необходим текущий ремонт УЭЦН.

Текущим ремонтом оборудования скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины. Текущий ремонт УЭЦН предусматривает следующие операции (Правила ведения ремонтных работ скважины от 01.11.97): подготовка ремонтной площадки, установка петель для подъема оборудования, отключение установки, отсоединение кабеля, подъем оборудования из скважины, чистка и промывка от песчаных пробок, удаление отложений



парафина и солей. Далее возвращение оборудования в скважину происходит в обратном порядке.

Средний ремонт содержит в себе следующие операции: подготовка ремонтной площадки, установка петель для подъема оборудования, отключение установки, отсоединение кабеля, подъем оборудования из скважины, частичная разборка оборудования, осмотр на наличие дефектов, ремонт и замена изношенных деталей, сборка оборудования, проведения испытаний работы. Далее возвращение оборудования в скважину происходит в обратном порядке.

Капитальный ремонт предусматривает масштабную замену используемого оборудования, устранение значительных неисправностей, ремонт и замена деталей. Ремонт подразумевает следующие операции: подготовка ремонтной площадки, установка петель для подъема оборудования, отключение установки, отсоединение кабеля, подъем оборудования из скважины, первичная промывка оборудования, разбор насоса и отсоединение корпуса, дефектовка деталей, замена и ремонт деталей, смазка оборудования, сборка оборудования, проведение контрольных испытаний, присоединение кабеля, спуск в скважину, правильный вывод на новый режим работы и эксплуатации.

Средний срок службы оборудования при благоприятных условиях равен 7 лет. Период между капитальными ремонтами составляет 3 года (при неблагоприятных условиях возможно 2 года), значит при данном сроке службы может пройти 2 капитальных ремонта. Данные взяты исходя из приложения 2 к методическим указаниям компании Роснефть «Технические требования на входной контроль, ремонт установок электроцентробежных насосов. Технические требования на ремонт погружных электродвигателей, гидрозавит установок электроцентробежных насосов» [6].

Из схемы видно (рис.7), что одно деление там соответствует  $36/9=4$  месяцам, следовательно, период между текущими ремонтами составляет  $T_{тр}=4$  месяца, период между средними ремонтами составляет  $T_{ср}=12$  месяцев.

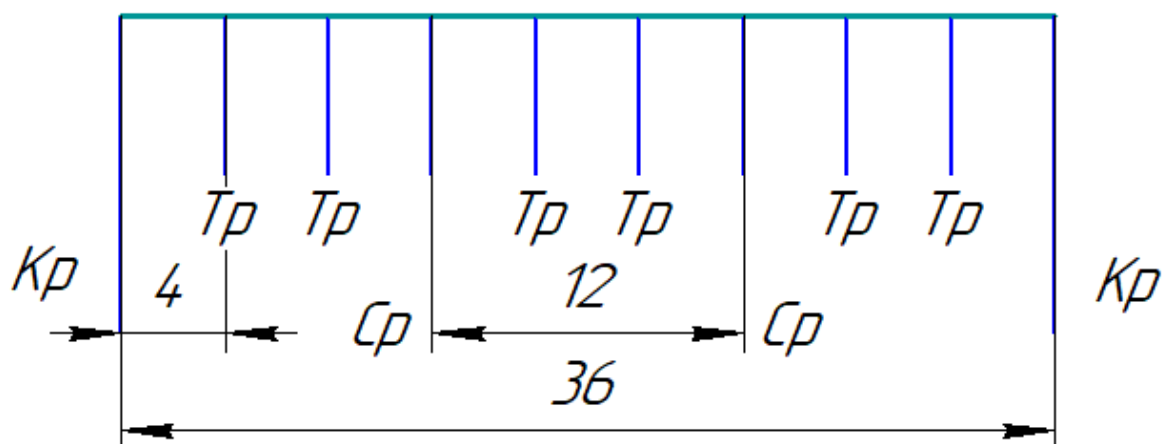


Рисунок 7 – Структурная схема ремонтного цикла УЭЦН

Месячный календарный фонд времени из расчета работы оборудования  $T=18 \cdot 30=540$  часов (количество дней в месяце в среднем умножили на количество часов).

Месячный календарный фонд времени в среднем -  $T \cdot K_{\text{маш}} \cdot K_{\text{к}}=540 \cdot 0,55 \cdot 0,9=267,3$  часа.

Периоды между текущими, средним и капитальными ремонтами в часах работы оборудования соответственно составляют:

$$T_{\text{тр}}(\text{ч})=4 \cdot 267,3=1069,2 \text{ ч}; \quad (2.1.1.1)$$

$$T_{\text{ср}}(\text{ч})=12 \cdot 267,3=3207,6 \text{ ч}; \quad (2.1.1.2)$$

$$T_{\text{кр}}(\text{ч})=36 \cdot 267,3=9622,8 \text{ ч}. \quad (2.1.1.3)$$

Наработка между началом работы и капитальным ремонтом составляет 9622,8 часов. Наработка между текущими ремонтами – около 1069,2 ч, а между средними 3207,6 ч.

## 2.1.2 Структура ремонтного цикла УЭЦН

В насосе обычно ремонтируются рабочие колёса и направляющие аппараты, заменяются текстолитовые кольца рабочих колёс, подшипники скольжения.

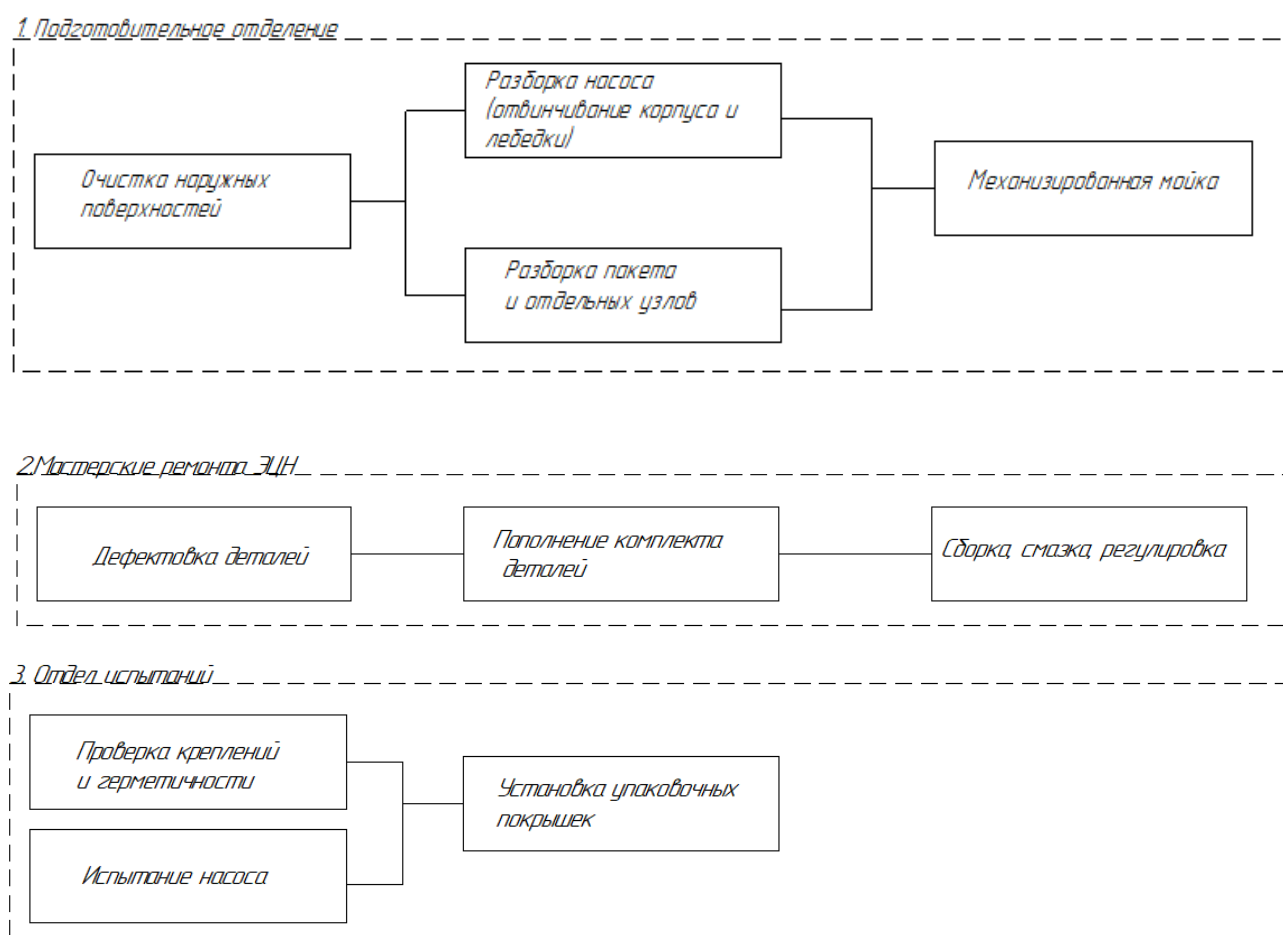


Рисунок 8 – Структурно-технологическая схема ремонта ЭЦН

Проанализировав Приложение 2 к методическим указаниям компании Роснефть «Технические требования на входной контроль, ремонт установок электроцентробежных насосов. Технические требования на ремонт погружных электродвигателей, гидрозащит установок электроцентробежных насосов» можно составить структурно – технологическую схему ремонта УЭЦН (рис. 8) и выявить следующие особенности ремонтных работ.

Для ремонта скважинного оборудования в НГДУ имеются специализированные мастерские. Линия ремонта скважинного насоса имеет стеллажи и лебёдки для выпрессовки ступеней насоса из корпуса и запрессовки их в корпус. На стеллажах сборку ротора насоса разбирают на детали, которые идут на мойку. Мойка должна быть механизирована, поскольку очищение деталей от нефти, парафина и солей - трудоёмкая операция с применением керосина и других вредных моющих средств. В рабочих колёсах заменяют текстолитовые кольца, а при повреждении самого рабочего колеса или направляющего аппарата их обычно заменяют полностью. В некоторых случаях возможна вырезка на токарном станке изношенных мест и запрессовка на их место (в рабочее колесо или направляющий аппарат) новых элементов этих деталей [6].

Технология ремонта предусматривает следующие работы:

1. очистку наружной поверхности от грязи, нефти, парафина и т.д.;
2. разборку насоса на специальном стеллаже с применением механического ключа для развинчивания корпуса и лебёдки с целью извлечения пакета;
3. разборку пакета и отдельных узлов;
4. мойку разобранных частей;
5. дефектовку разобранных деталей и подшипников;
6. пополнение комплекта деталей, подшипников, деталей и узлов насоса вместо забракованных;
7. сборку, смазку и регулировку насоса;
8. испытание насоса в соответствии с техническими условиями;
9. проверку крепления насоса и его герметичности, пайку и лужение швов;
10. установку упаковочных крышек.

Отремонтированный собранный насос проверяется на свободу вращения вала, величину его осевого люфта.

## 2.2 Причины отказов УЭЦН послеремонтного обслуживания

Распределение отказов УЭЦН весьма специфично, так как причинами отказов зачастую являются индивидуальные особенности скважины и месторождения в целом. После ремонтного обслуживания происходят отказы, вызванные неправильным выводом оборудования на режим работы, некачественной подготовкой скважин ремонтной бригадой, брак при монтажных работах. В связи с этим, наблюдается отказ в системе электрического управления, а именно, снижение изоляции кабеля.

Основными причинами отказов ЭЦН являются: нарушение целостности рабочих органов из-за засорения механическими примесями, после засорения пропантом после проведенных ремонтных работ, а также из-за отложения солей (рис. 9).

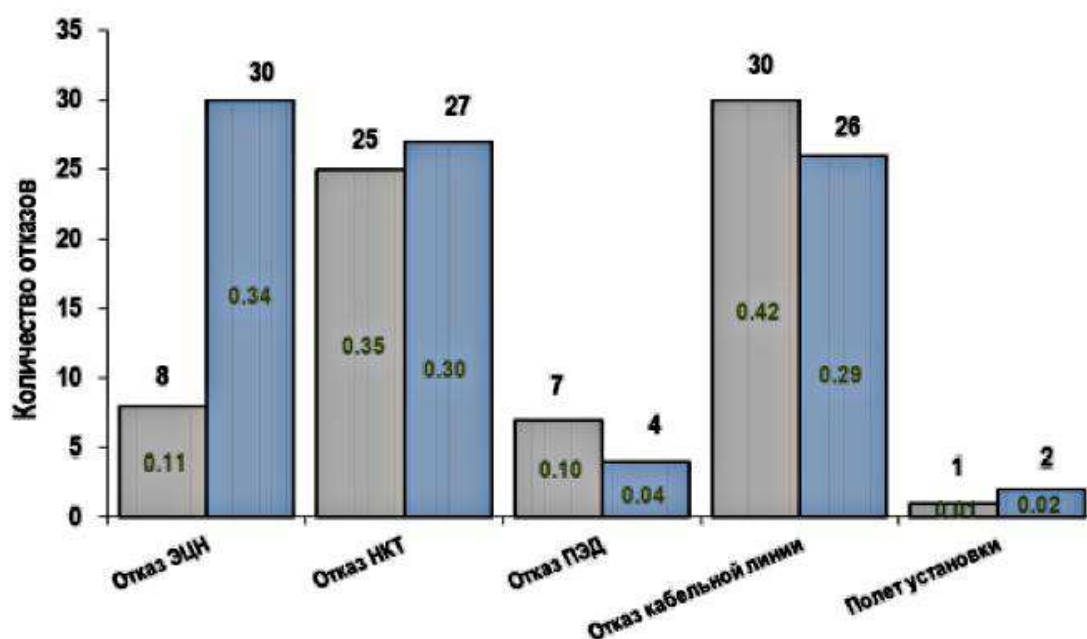


Рисунок 9 – Структура отказов ЭЦН по отказавшим узлам

Основной причиной отказа кабельных линий является возрастное старение, средняя наработка на отказ отказавших кабельных линий составила

1064 суток. Наибольшее число отказов кабельных линий происходит по причине пробоя

Условия месторождения напрямую влияют на работоспособность ЭЦН. Наибольшее количество обрывов приходится на насосы, работающих в условиях с обводненностью 99%. Существует также зависимость от глубины спуска оборудования – чем больше глубина подвески, тем больше происходит отказов.

Погружные электродвигатели чаще всего выходят из строя по причинам разгерметизации и перегрева. Перегрев отдельных узлов УЭЦН приводит к повреждению части кабельной линии, проходящей непосредственно по корпусу УЭЦН.

После ремонтного обслуживания при вводе в эксплуатацию основной проблемой эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является падение на забой частей или целых УЭЦН. Одной из общепринятых причин данных аварий является вибрация установки при работе. Причем уровень вибрации определяется как изначальным качеством УЭЦН, так и условиями эксплуатации УЭЦН. Основными факторами, приводящими к росту вибрации при работе, являются: кривизна ствола скважины в месте работы установки, несоблюдении технологии СПО при ПРО, несоответствие напорно-расходных характеристик насоса и добывающих возможностей скважин.

## **2.3 Существующие диагностические комплексы УЭЦН**

### **2.3.1 Система СКАД**

Система СКАД позволяет фиксировать граничные и текущие значения контролируемых параметров, количество отключений УЭЦН отдельно по каждому из условий, а также текущего и предельно допустимого количества отключений УЭЦН за последние календарные сутки. Обеспечивается также визуальное представление в цифровой форме текущих и граничных значений

контролируемых параметров, светодиодная индикация режимов работы системы, самотестирование системы, возможность включения в многоуровневую систему управление технологическим процессом нефтедобычи на правах контрольного пункта нижнего уровня.

Система СКАД-2 представляет собой комплекс, состоящий из двух составных частей – скважинного преобразователя давления и температуры (ПДТ) и прибора наземного (ПН), электрически связанных между собой через кабель-токоподвод ПЭД (рис. 10).

ПДТ представляет собой герметичный контейнер, стационарно размещенный в нижней части ПЭД, имеющего внутренний диаметр корпуса не менее 90 мм, и электрически подключенный к нулевой точке или последнему витку, идущему к нулевой точке статорной обмотке ПЭД.

ПДТ предназначен для эксплуатации в следующих условиях:

- предельная температура окружающей среды - 125°C;
- постоянное воздействие вибрации погружного насоса;
- предельное перегрузочное давление 25 МПа (250 кгс/см).

ПН включает в себя три блока: блок питания (БП), блок управления (БУ), пульт оператора (ПО).

БП и БУ стационарно размещаются в шкафу станции управления УЭЦН и электрически соединяются между собой кабелем. БП и БУ предназначены для стационарной эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом УХЛ (НР) по категории размещения 2.1 ГОСТ 15150.

ПО устанавливается на лицевую панель БУ во время проведения измерений и корректировки программы функционирования системы.

Преобразователь давления и температуры (ПДТ) предназначен для преобразования контролируемых параметров — давления и температуры масла ПЭД в электрический информационный частотно-манипулируемый сигнал, который подается по статорной обмотке ПЭД кабелю-токоподводу и вторичной обмотке силового трансформатора на вход наземного прибора системы.



Рисунок 10 – Расположение системы СКАД

Блок питания (БП) предназначен для питания ПДТ и БУ, а также для сопряжения наземного прибора системы со схемой станции управления УЭЦН.

Блок управления (БУ) предназначен для обработки информационного сигнала ПДТ, анализа состояния электрических защит станции управления (СУ), формирования управляющих команд на включение и отключение УЭЦН, а также формирования информационных посылок и реализации протокола обмена с верхним уровнем автоматизированной системы управления технологическим процессом нефтедобычи.



### 2.3.2 Импульсная система телеметрии (ИСТ)

Импульсная система телеметрии (ИСТ) имеет функции, аналогичные системы СКАД и отличается только возможностью определения уровня вибрации погружного оборудования (рис. 11). Именно поэтому автоматическое управление работой УЭЦН осуществляется по давлению, температуре и виброускорению погружного оборудования совместно с наземной станцией управления.

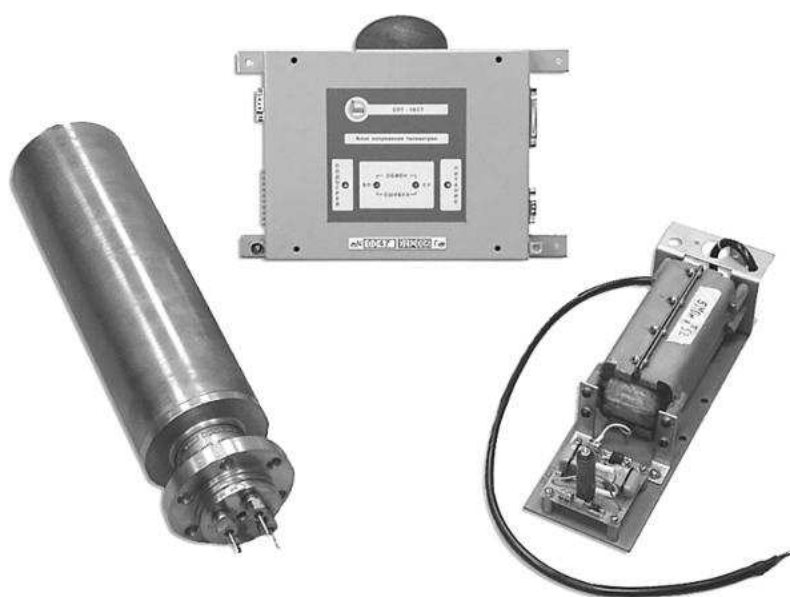


Рисунок 11 – Системы погружной телеметрии

В наземную часть ИСТ входят встраиваемые в комплектное устройство блок приемника (ПРМ) и блок трансформатора (БТ). Подземная часть ИСТ включает в себя части, встраиваемые в погружной двигатель блок передатчика (ПРД), герметизация которого от воздействия окружающей среду осуществляется двумя O-образными резиновыми кольцами или фторопластовым кольцом прямоугольного сечения.

Конструкция и параметры блока передатчика позволяют встраивать его в любой из погружных двигателей мощностью 32, 45 и 63 КВт.

Система ИСТ имеет до 8 каналов контроля параметров. Значения уставок на отключение УЭЦН по каждому из контролируемых параметров устанавливается оперативно с помощью переключателя на лицевой панели блока приемника или перепайки перемычек:

- по давлению, кгс/см<sup>2</sup> – 0, 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100;
- по температуре, °С – от 0 до 100 с шагом 1 °С;
- по виброускорению, м/с<sup>2</sup> – от 0 до 25 с шагом через 1 м/с<sup>2</sup>.

Рассмотрим общую характеристику погружной части системы ИСТ (табл.3).

Таблица 3 – Характеристики погружной части ИСТ

<b>Характеристика</b>	<b>Значение</b>
Глубина спуска насосных установок	До 2000 м
Давление	Не более 25 МПа
Температура окружающей среды (смесь нефти, газа, воды и примесей)	Не более 90 °С
Условные диаметры эксплуатационной колонны	146, 168 мм

### **2.3.3 Термоманометрическая система ТМС – 3**

ТМС предназначены для измерения и передачи на контроллер станции управления текущих параметров работы установки электроприводного центробежного насоса УЭЦН в скважинах для добычи нефти или систем ППД, а именно данных (в зависимости от оснащения):

- температуры окружающей (пластовой жидкости), масла в двигателе, обмоток двигателя;
- давление пластовой жидкости в районе подвески УЭЦН;
- уровня виброускорения в радиальных и осевых направлениях;

- сопротивление изоляции системы.

Термоманометрическая система ТМС – 3 обеспечивает:

- сигнализацию при достижении заданных значений давления на приеме скважинного ЭЦН и предельно допустимого значения температуры (100 °С) ПЭД;
- формирование сигналов управления УЭЦН при достижении заданных значений давления на приеме ЭЦН и предельно допустимого значения температуры.

## **2.4 Обоснование выбора диагностического метода и признаков**

Работа УЭЦН, как было отмечено ранее, осложнена многими факторами (наклон и направление скважины, химическая активность добываемого сырья, давление, температура, газовый фактор, содержание механических примесей). Диагностические комплексы выполняют не только функцию оптимизации работы системы «Пласт – скважина – насосная установка», но и помогают предотвратить большинство отказов и аварий со скважинным оборудованием.

В настоящее время, диагностирование УЭЦН можно проводить в несколько этапов. Первый – это распознавание технического состояния, дефектов без вмешательства в режим его эксплуатации путем непрерывных или периодических измерений. В этом случае возможно применение вероятностно-статистических методов. Они основываются на обработке статистической информации о конкретном оборудовании. Так, например, для диагностирования технического состояния УЭЦН применяется метод Байеса, который позволяет определить вероятность наступления события (отказа или безотказной работы) при различных признаках, присутствующих при наступлении события [7]. Анализируя статистические данные, выбирается закон распределения и рассчитывается вероятность наступления отказа при различных признаках. Данный метод, позволяет оценить техническое состояние УЭЦН при различных условиях эксплуатации. Недостаток этого метода состоит

в необходимости получения достаточного объема предварительной статистической информации, что не подходит для эффективной эксплуатации УЭЦН, так как на безотказную работу оборудования, как было уже отмечено ранее, влияет большое количество факторов.

Еще одним используемым методом является аналитический метод диагностирования. Анализ дерева неисправностей – это метод идентификации и анализа факторов, которые могут способствовать наступлению некоторого нежелательного события (называемого конечным событием – «top event»). В основе данного метода лежит определение факторов – причин дедуктивным способом. В ходе анализа идет построение диаграммы – дерева, которая отображает связь факторов – причин с основным событием. Факторы могут представлять собой события, которые связаны с отказами компонентов оборудования, которые могут в свою очередь привести к авариям. Преимуществами данного метода является:

- представление информации в графическом виде, что упрощает восприятие информации;
- подход «сверху вниз», который позволяет рассматривать воздействие тех отказов, от которых зависит конечный результат;
- позволяет учитывать действия персонала;
- логический анализ дерева неисправностей полезен при определении простых путей отказа в сложных системах, где комбинации событий могут привести к возникновению конечного события.

Недостатками аналитического метода диагностирования является:

- дерево неисправностей может быть применено только к бинарным состояниям (работоспособному/ неработоспособному);
- в некоторых ситуациях начальные события не взаимосвязаны между собой, и из-за этого довольно сложно установить, учтены ли все важные пути к конечному событию;
- дерево неисправностей – это статичная модель, а значит временной фактор учитывать возможности нет;

- высокий уровень неопределенности, когда точная вероятность отказа неизвестна.

Метод построения дерева решений не подходит для диагностики УЭЦН, так как графическое представление информации с одной стороны позволяет упростить восприятие информации, так и сделать схему слишком громоздкой, и для анализа необходимы будут дополнительные компьютерные программы для рассмотрения уже более сложных логических взаимосвязей. Данный метод несамостоятелен, затрачивать дополнительные средства диагностики может оказаться неоправданным.

Второй этап – это параметрический метод контроля технического состояния УЭЦН. На этом этапе возможно использование методов анализа оперативных диагностических данных о состоянии УЭЦН на основе нейронных сетей. Основой данного метода является организация нейросетевого модуля, предназначенного для анализа оперативных данных в режиме реального времени, с использованием нейронных сетей. Данный метод будет являться наиболее эффективным диагностическим способом.

Искусственные нейронные сети – это математические модели, а также их программные или аппаратные реализации, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей [8]. Одним из существенных преимуществ нейронных сетей является возможность аппроксимировать любую непрерывную функцию, что позволяет заранее не принимать никаких гипотез о модели. Также к достоинствам относят возможность решения неформализованных задач, простоту моделирования различных ситуаций, подавая различные данные на вход сети и оценивая результаты. К недостатку можно отнести тот факт, что окончательный результат зависит от начальных настроек. Также у нейронных сетей отсутствует строгая теория по выбору структуры. Данный метод диагностики является «черным ящиком» для исследователя. Но этот недостаток несущественен при использовании нейронных сетей в производстве. Оператору необходимо лишь правильно провести диагностику оборудования и получить

анализ отказов и неисправностей. Стоит отметить, что при правильно заданных данных, результаты анализа имеют высокую точность.

Работа ЭЦН характеризуется большим набором параметров, таких как электротехнические показатели (фазные токи, напряжения, сопротивления, мощность погружного электродвигателя (ПЭД) и т.д.), технологические замеры (режимный и рабочий дебиты, динамические уровни, обводненность и т.д.) и параметры скважины (глубина установки, угол наклона и т.д.). В настоящее время каждая единица ЭЦН оснащается станцией управления нового поколения для более оперативного сбора информации [9]. Показания по параметрам со станции управления по каналам телеметрии поступают на пульт оператора, оснащенного системой поддержки принятия решений по контролю состояния и управления УЭЦН. СППР, анализируя поступающую в режиме реального времени информацию по параметрам работы насосов, предлагает оператору оценку состояния ЭЦН ("норма" или "неисправность" (с указанием типа неисправности)).

На каждом этапе необходимо опровергнуть или подтвердить предположения предыдущего этапа. Последний этап распознавания и выявления дефектов УЭЦН это методы вибродиагностирования и дефектоскопические осмотры после ремонта.

Таким образом, можно сделать вывод, что из представленных методов диагностики, лучше всего для УЭЦН подходит метод искусственных нейронных сетей. Данный метод позволяет учитывать большое количество параметров, влияющих на оборудование. Именно это и необходимо для диагностики УЭЦН, так как было рассмотрено ранее, что на выход их строя оборудования влияют несколько факторов. Стоит отметить, что использование нескольких методов, повышает шанс правильного распознавания отказов. Но такой вариант не всегда является экономически оправданным и выгодным.

## **2.5 Обоснование выбора технических средств**

Оборудование диагностики работоспособности УЭЦН является техническим средством контроля рабочих параметров установки и формирования сигналов для автоматического управления работой УЭЦН. На сегодняшний день серийно выпускается несколько видов оборудования для диагностики УЭЦН. Все они разделяются на две основные разновидности: с погружным комплексом первичных приборов и датчиков и передачей информацией на поверхность земли по токоведущему кабелю и наземным комплексом датчиков.

Основная задача любой системы диагностики – контроль технического состояния УЭЦН в процессе эксплуатации, подконтрольный вывод на режим и стабилизация работы скважины в заданном режиме.

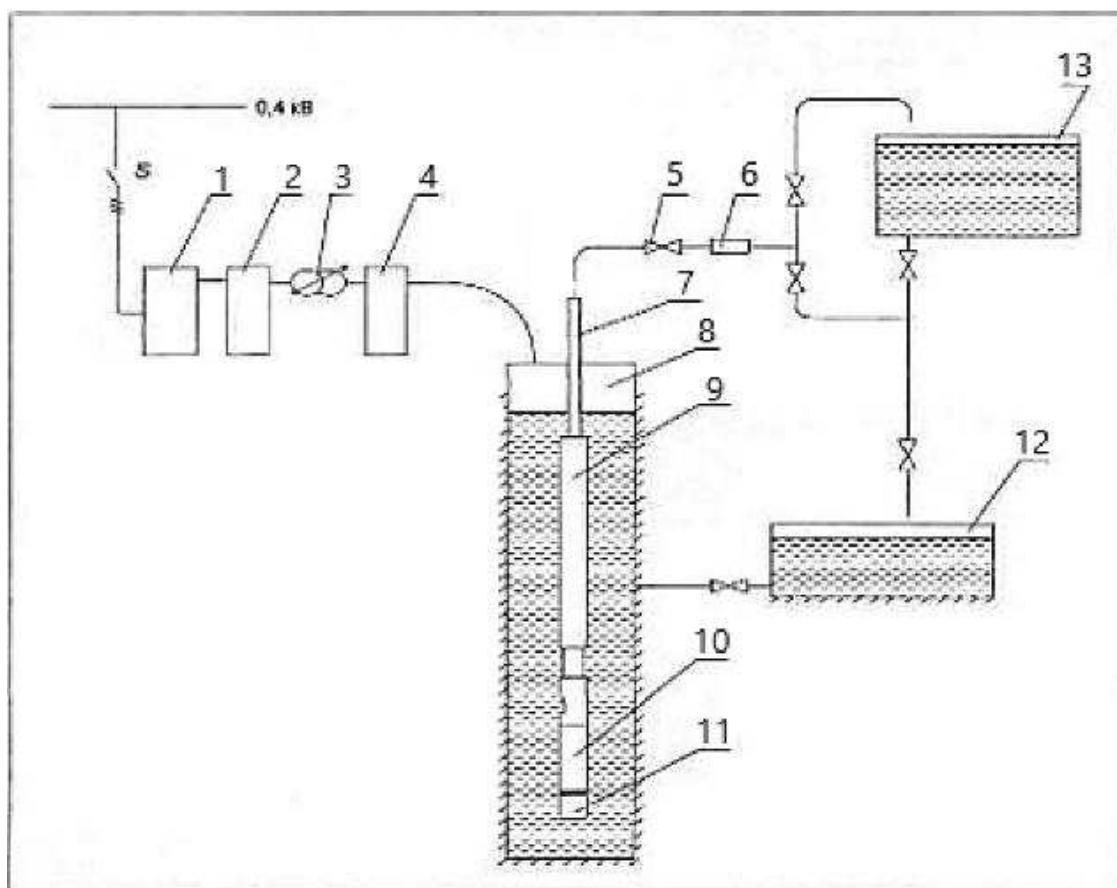
Функциональное назначение - контроль или расчет температуры масла электродвигателя, давления и температуры пластового флюида в зоне подвески УЭЦН, расхода пластовой жидкости и т.д. с возможностью автоматического управления установкой по параметрам подачи, рабочего тока, давления и температуры совместно с блоком управления комплектного устройства.

Таким образом все диагностические системы позволяют:

1. осуществлять автоматизированный вывод скважин на режим устойчивой эксплуатации;
2. автоматически эксплуатировать скважину в периодическом режиме в период освоения скважины и в случае неоптимального подбора насосного оборудования;
3. проводить гидродинамические исследования скважин;
4. обеспечивать безопасность, защиту, контроль эксплуатации погружного оборудования.

После ремонтного обслуживания необходима проверка оборудования. Зачастую диагностику после ремонта проводят на стендах. Компанией ОАО «НК «Роснефть» в городе Нефтеюганске был создан стенд «Скважина – УЭЦН» (рис. 12).

Стендовые испытания представляют собой контроль, который осуществляют на специальном испытательном стенде, который обеспечивает стабильное воздействие на объект тех или иных факторов (нагрузки, температуры, влажности и т.д.). Испытаниям могут быть подвергнуты как целые механизмы, так и их отдельные узлы, и системы.



1 – станция управления; 2 – блок приемной телеметрии; 3 – трансформатор; 4 – RLC-блок; 5 – дроссель; 6 – расходомер; 7 – устьевое оборудование; 8 – скважина; 9 – центробежный насос; 10 – электродвигатель; 11 – передатчик телеметрии; 12 – емкость рабочей жидкости; 13 – мерный бак.

Рисунок 12 - Схема стенда «Скважина – УЭЦН» с комплектом измерительно регистрирующей аппаратуры

Стенд «Скважина - УЭЦН» выполнен по замкнутой гидравлической схеме, включающую стендовую скважину 8, емкость рабочей жидкости



(технической воды) 12, напорный трубопровод с регулируемым дросселем 5, расходомером 6 и мерным баком 13.

Испытываемый насосный агрегат 9 с электродвигателем 10 и передатчиком телеметрии 11 устанавливался в скважину с подвеской на устьевом оборудовании 7, имеющей площадки для закрепления датчиков: осевой и радиальной вибрации. Питание погружного электродвигателя 10 осуществлялось от станции управления 1 с блоком приемной телеметрии 2, трансформатора 3 и RLC-блока 4. В составе установки использовано следующее оборудование: ЭЦНМ 5-50 модульного исполнения, трехсекционный с газосепаратором типа ГСЛ5, укомплектованный погружным электродвигателем ПЭД 32-117 номинальной мощностью 32 кВт и напряжением питания 1000 В с блоком передачи телеметрии ТМС-1; трансформатор ТМПН-160, станция управления «Электрон-05» на мощность 540 кВт с частотно-регулируемым приводом и блоком приемной телеметрии ТМС-1; RLC-блок, эквивалентна заменяющий кабель длиной 1000 м с сопротивлением  $R=1,5$  Ом, индуктивностью  $L=0,005$  Гн, емкостью  $C= \Phi$ . напряжение  $U$ , сила тока  $I$  и мощность  $P$  определялись с помощью измерительного комплекта К 505.

Изначально стенд «Скважина – УЭЦН» был создан для выявления зависимости уровня вибрации в УЭЦН от частоты вращения вала погружного электродвигателя насоса, создаваемой частотно-регулируемым приводом (ЧРП). Но данный стенд подходит и для диагностики УЭЦН методом нейронных сетей. Системы диагностики будут содержать следующее оборудование: датчики вибрации, а также термоманометрическую систему ТМС – 1, которая в свою очередь включает скважинный преобразователь температуры и давления и наземные приборы управления и отображения информации.

## 2.6 Выводы

УЭЦН является сложной системой, работоспособность которой зависит от целого ряда факторов: характеристики скважины, правильности подбора к ней оборудования, качества монтажа и технического обслуживания, качества проведения спуско-подъемных операций и т.д. Именно поэтому разработка мероприятий по предотвращению аварий должна вестись с учетом всех факторов, осложняющих условия эксплуатации, включая технический уровень УЭЦН.

Имея информацию по диагностированию УЭЦН о выявленных дефектах можно планировать объем ремонтных работ, приостанавливать или замедлять развитие наиболее критичных дефектов.

Таким образом, можно сделать вывод, что диагностирование УЭЦН – это единый процесс, конечной целью которого является определение его работоспособности на момент контроля. Существующие диагностические комплексы позволяют на раннем этапе выявлять дефекты оборудования. В зависимости от причин возникновения отказов в диагностические комплексы могут входить дополнительные датчики, а также может меняться их количество и местоположение.

На основе проведенного анализа достоинств и недостатков диагностических методов УЭЦН было принято решение выбрать метод искусственных нейронных сетей. Техническое оснащение будет представлено в виде стенда ОАО «Роснефть» «Скважина – УЭЦН», в состав которой входят датчики вибрации и термоманометрическая система ТМС – 1. Далее проведем анализ данных вибрации методом нейронных сетей с помощью программы STATISTICA.

### **3 Анализ данных вибродиагностики УЭЦН для выявления основных причин отказов**

#### **3.1 Краткая характеристика программной системы, используемой для анализа данных вибродиагностики ЭЦН**

STATISTICA – пакет программного обеспечения для всестороннего статистического анализа, разработанный компанией StatSoft. В пакете STATISTICA реализованы процедуры для анализа данных (data analysis), управление данными (data mining), визуализация данных (data visualization).

Все аналитические инструменты, имеющиеся в системе, доступны пользователю и могут быть выбраны с помощью альтернативного пользовательского интерфейса. Пользователь может всесторонне автоматизировать свою работу, начиная с применения простых макросов для автоматизации рутинных действий вплоть до углубленных проектов, включающих в том числе интеграцию системы с другими приложениями или Интернет. Технология автоматизации позволяет даже неопытному пользователю настроить систему на свой проект.

Процедуры системы STATISTICA имеют высокую скорость и точность вычислений.

Гибкая и мощная технология доступа к данным позволяет эффективно работать как с таблицами данных на локальном диске, так и с удаленными хранилищами данных.

Система обладает следующими общепризнанными достоинствами:

1. содержит полный набор классических методов анализа данных: от основных методов статистики до продвинутых методов, что позволяет гибко организовать анализ;
2. является средством построения приложений в конкретных областях;

3. в комплект поставки входят специально подобранные примеры, позволяющие систематически осваивать методы анализа;
4. отвечает всем стандартам Windows, что позволяет сделать анализ высокоинтерактивным;
5. система может быть интегрирована в Интернет;
6. поддерживает web-форматы: HTML, JPEG, PNG;
7. легка в освоении, и как показывает опыт, пользователи из всех областей применения быстро осваивают систему;
8. данные системы STATISTICA легко конвертировать в различные базы данных и электронные таблицы;
9. поддерживает высококачественную графику, позволяющую эффективно визуализировать данные и проводить графический анализ;
10. является открытой системой: содержит языки программирования, которые позволяют расширять систему, запускать ее из других Windows приложений, например, из Excel.

STATISTICA состоит из набора модулей, в каждом из которых собраны тематически связанные группы процедур. При переключении модулей можно либо оставлять открытым только одно окно приложения STATISTICA, либо все вызванные ранее модули, поскольку каждый из них может выполняться в отдельном окне (как самостоятельное приложение Windows).

### **3.2 Обработка и анализ данных вибродиагностики ЭЦН**

На данном этапе работы необходимо провести ознакомление с данными вибрации и представить их в более удобном для анализа виде.

Для технической диагностики состояния погружного центробежного насоса, будем использовать данные о вибрациях. Сущность вибродиагностики заключается в следующем: во время работы агрегата движение деталей сопровождается соударением, в результате которого по механизмам распространяются колебания. При износе или возникновении дефектов в

механизме нарушаются кинематические связи между деталями, вследствие чего меняется характер вибрации. Это свойство используется для оценки технического состояния агрегатов по параметрам вибрации.

Вибрационное диагностирование обычно проходит в 3 этапа: первичное описание вибрационного объекта, выделение признаков и принятие решения. Описание вибрационного объекта, в нашем случае УЭЦН, приводилось в работе ранее. Следующим шагом были выделены основные признаки, по которым мы будем рассматривать причины отказов – это скорость и амплитуда вибрации в различных направлениях. Принимать решение необходимо после работы с нейронными сетями. Обычно показатели вибрации сравнивают с допустимыми значениями вибрации, но это не всегда корректно. В случае же обработки данных в программе STATISTICA, то возможно получение информации по эффективности распознавания отказов, самым надежным и ненадежным элементам и др.

Перед выявлением основных причин отказов ЭЦН необходимо провести обработку и анализ существующих данных. В данной работе будут рассмотрены данные по диагностике неисправностей электромеханических устройств на основе измерений вибраций. Измерения вибрации динамических насосов проводят с разными целями, в том числе, в процессе приемочных испытаний, при реализации программ контроля состояния и диагностирования машин. Представлены данные вибраций по 221 центробежному насосу (рис. 13). Показатели вибрации, при которых произошел отказ оборудования, представлены в следующем виде:

```

===== Instance number 1: =====
1  0 3    0    120,00    21,00 ao
1  1 3    0     55,00     7,50 aa
1  2 3    0     26,00     1,40 vo
1  3 3    0     11,00     0,80 va
1  4 2    0      7,00     5,50 ao
1  5 2    0     25,00     5,50 aa
1  6 2    0     13,00     0,75 vo
1  7 2    0      9,00     0,95 va
1  8 2  6000     8,00     0,40 io
1  9 2  6000     5,50     0,30 ia
1 10 2 18000     2,75     0,60 ia
1 11 2 20000     6,50     0,00 io
1 12 2 22000     2,75     0,00 ia
1 13 2 23000     3,75     0,00 io
1 14 2  2000     1,40     0,00 ia
1 15 3  4000    18,00     0,00 io
1 16 3  4000     1,90     0,00 ia
1 17 3  3000     7,00     0,00 io
1 18 3 24000     1,25     0,00 ia
1 19 3 20000     4,00     0,00 ia
1 20 3 18000     3,50     0,00 io
1 21 3  6000     2,50     0,25 io
1 22 3  1000    12,00     1,00 io
1 23 3  2000     4,50     0,00 io
1 24 3  2000     4,50     0,35 ia
1 25 3  4000    18,00     0,00 ma

```

Рисунок 13 – Данные по вибродиагностике центробежного насоса

Каждый экземпляр содержит множество компонентов, каждый из которых имеет 7 параметров. Различные экземпляры в этой базе данных имеют разное количество компонентов.

Всего присутствует 7 столбцов, в каждом из которых закреплено определенное значение. Отобразим расшифровку столбцов в таблице 4.

Таблица 4 – Обозначение столбцов данных по отказам

Номер столбца	Значение
1	Класс отказа
2	Номер измерения
3	Место расположения датчика
4	Частота

Продолжение таблицы 4

<b>Номер столбца</b>	<b>Значение</b>
5	Первичное значение
6	Значение второго измерения
7	Наличие фильтра, направление вибрации, тип величины

Седьмой столбец представлен не числовыми значениями, а сокращением, которое указывает на направление вибраций. Дадим расшифровку данных по седьмому столбцу в таблице 5.

Таблица 5 – Обозначение направлений вибраций

<b>Обозначение</b>	<b>Значение (наличие фильтра; тип меры; направление)</b>
vo	Без фильтра; скорость; горизонтальное
va	Без фильтра; скорость; осевое
vv	Без фильтра; скорость; вертикальное
ao	Без фильтра; амплитуда; горизонтальное
aa	Без фильтра; амплитуда; осевое
av	Без фильтра; амплитуда; вертикальное
io	Фильтр; скорость; горизонтальное
ia	Фильтр; скорость; осевое
iv	Фильтр; скорость; вертикальное

Также в данных представлена классификация отказов. Однако эта классификация иногда неверна из-за требования давать только один класс для

каждого примера. Если обучающая система может обрабатывать несколько классификаций, атрибут «класс» следует изменить в соответствии с информацией, перечисленной ниже:

Таблица 6 – Классификация причин отказов

<b>Обозначение</b>	<b>Причина отказа</b>
1	Проблемы в соединениях, стыках
2	Неисправность в подшипниках
3	Механический износ (распатывание)
4	Нарушение фундамента (деформация)
5	Несбалансированность системы
6	Нормальные условия эксплуатации

Таким образом, из всех выявленных отказов только шестой является ложным (датчики подают сигнал о неисправности, когда оборудование находится в исправном состоянии). Первичный анализ причин отказов показал следующее их соотношение: 31,67% - отказ типа 1; 31,22% - отказ типа 2; 6,79% - отказ типа 3; 8,6% - отказ 4-ого типа; 7,7% - отказ 5-ого типа; 14,03% - отказ 6-ого типа. Чаще всего происходит нарушение в целостности оборудования, герметичности стыков. Причинами этому могут служить механический износ, коррозия, действие механических примесей и газосодержание сырья. Второй по частоте отказ – неисправность подшипников. Данный отказ может произойти из-за механической поломки, попадания газа в систему насоса, ухудшение условий всасывания и неисправности привода насоса.

После изучения всех значимых составляющих базы данных необходимо представить информацию в наглядном упрощенном виде, удобным для дальнейшего анализа. Для этого составим таблицу в программе Excel, где отобразим следующие параметры: порядковый номер насоса, причину отказа, среднее значение вибраций по каждому направлению. Установим возможность



отбирать нужные нам значения, используя в программе фильтры. Результаты представлены в Приложении А.

Таблица 7 – Показатели вибрации при определенном типе отказа

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
1	1	5,71	1,85	2,40	27,85	8,25	14,25	2,57	0,75	1,14
2	1	1,86	2,86	5,40	21,75	40,00	80,00	1,53	1,91	3,00
3	1	5,12	4,00	3,85	39,83	39,50	37,50	1,98	1,90	1,41
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
221	6	2,10	0,95	1,95	12,12	4,5	7,25	1,05	0,46	0,75

После представления информации в упрощенной таблице используем фильтры и отсеиваем те экземпляры, в которых не хватало данных для анализа (какого – либо направления вибрации). Далее анализ данных осуществляем в программе STATISTICA.

### 3.3 Результаты выявления причин отказов

Целью работы с нейронными сетями будет создание методики анализа и работы с данными по диагностике.

Все необходимые данные представлены в таблице, теперь приступаем к созданию модели по эффективности распознавания отказов.

Для этого используем команду Automated Neural Networks. Результаты представим в виде таблиц, и все полученные результаты в дальнейшем отобразим в Приложении Б.

При стандартных настройках получаем средний процент обнаружения отказа – 79,5% (модель 1).

Таблица 8 – Модели распознавания отказов

Порядков ый номер	Наименов ание	Эффективно сть тренировочн ая	Эффект ивность тестовая	Алгоритм	Функц ия ошибк и	Скрыта я активац ия	Выходн ая активац ия
1	MLP 9-4-6	75,00000	84,21053	BFGS 76	Entrop у	Logistic	Softmax
2	MLP 9-7-6	71,15385	81,57895	BFGS 73	SOS	Logistic	Exponen tial
3	MLP 9-7-6	67,30769	78,94737	BFGS 43	SOS	Tanh	Tanh
4	MLP 9-4-6	63,46154	78,94737	BFGS 30	SOS	Logistic	Tanh
5	MLP 9-12- 6	64,10256	81,57895	BFGS 21	Entrop у	Tanh	Softmax

Данное значение обнаружения отказа недостаточно высокое. Повышаем вероятность распознавания отказа путем увеличения сети для обучения и сохранения. Результат отобразим в таблице 9.

Таблица 9 – Модели распознавания отказов

Порядко вый номер	Наименов ание	Эффективн ость тренировоч ная	Эффективн ость тестовая	Алгори тм	Функц ия ошибк и	Скрытая активаци я	Выходн ая активац ия
1	MLP 9-20- 6	72,25806	79,48718	BFGS 29	Entrop у	Logistic	Softmax
2	MLP 9-32- 6	68,38710	76,92308	BFGS 27	SOS	Tanh	Logistic
3	MLP 9-20- 6	67,09677	76,92308	BFGS 47	SOS	Exponenn tial	Tanh
4	MLP 9-32- 6	67,09677	76,92308	BFGS 44	SOS	Tanh	Tanh
5	MLP 9-20- 6	69,67742	79,48718	BFGS 62	SOS	Logistic	Exponen ntial

Продолжение таблицы 9

Порядковый номер	Наименование	Эффективность тренировочная	Эффективность тестовая	Алгоритм	Функция ошибки	Скрытая активация	Выходная активация
6	MLP 9-26-6	70,96774	79,48718	BFGS 72	SOS	Logistic	Exponential
7	MLP 9-31-6	76,77419	82,05128	BFGS 98	SOS	Exponential	Tanh
8	MLP 9-26-6	83,22581	82,05128	BFGS 53	Entropy	Tanh	Softmax
9	MLP 9-22-6	69,03226	79,48718	BFGS 29	Entropy	Tanh	Softmax
10	MLP 9-32-6	72,25806	79,48718	BFGS 29	Entropy	Tanh	Softmax
11	MLP 9-32-6	67,74194	79,48718	BFGS 54	SOS	Exponential	Tanh
12	MLP 9-30-6	73,54839	79,48718	BFGS 40	Entropy	Tanh	Softmax
13	MLP 9-33-6	66,45161	79,48716	BFGS 38	SOS	Tanh	Identity
14	MLP 9-32-6	74,83871	82,05128	BFGS 43	SOS	Tanh	Logistic
15	MLP 9-23-6	76,77419	82,05128	BFGS 31	Entropy	Logistic	Softmax
16	MLP 9-35-6	67,09677	76,92308	BFGS 40	SOS	Tanh	Tanh
17	MLP 9-24-6	63,87097	74,35897	BFGS 26	SOS	Logistic	Identity
18	MLP 9-31-6	69,03226	79,48718	BFGS 23	Entropy	Logistic	Softmax
19	MLP 9-21-6	65,16129	76,92308	BFGS 37	SOS	Tanh	Tanh
20	MLP 9-336	70,96774	76,92308	BFGS	Entr.	Logistic	Softmax

Получаем средний процент распознавания отказа – 82,5 %, выбираем восьмую модель. Далее в программе STATISTICA можно вывести различные результаты и проанализировать их для выбранной сети.

Одним из способов проверки является сравнение наблюдаемых значения и предсказанных результатов (Приложение Б).

Исходя из результатов сравнения было выявлено, что чаще всего (29% из всех неправильно опознанных отказов) неверно распознается первый тип отказов. Связано это с тем, что в известных системах диагностики датчики вибрации зачастую не крепятся к корпусу насоса вертикально, чтобы улавливать вибрации, непосредственно влияющие на целостность оборудования. Чаще всего датчики вибрации крепятся к электродвигателю и замеряют его вибрации, а все широко используемые системы погружной телеметрии также встраиваются в погружной электродвигатель. Второй по частоте неправильно опознанный отказ – это отказ типа 3 (26% из всех неправильно опознанных отказов). Характеризуется данный тип механическим износом оборудования. Износ деталей сопровождается многократным усилением вибрации. Причиной износу может служить коррозия оборудования, механические примеси в сырье, отложения солей. Для контроля возникновения отказа этого типа необходимо фиксировать вибрации, распространяющиеся по вертикальным и горизонтальным осям, а также проводить химический анализ добываемой нефти.

В программе STATISTICA применим команду Root Cases Analysis (анализ основной причины) [11]. Данный структурированный пошаговый метод позволяет найти причину отказа и среагировать на нее.

По данным таблицы 10 можно сделать вывод, что самая надежная переменная – это 3, а самая ненадежная – 4. Третья переменная соотносится скорости вибрации осевого направления. По этому направлению меньше всего происходит отказов из – за повышенной вибрации. Четвертая переменная означает скорость распространения вибрации по вертикальной оси. Данная переменная согласуется с самой частой причиной отказов – нарушением

целостности стыков, соединений. На это оказывает влияние действие коррозии, химических и физических характеристик сырья. Возникает необходимость контролировать вибрации по данному направлению, для того чтобы на ранних этапах фиксировать отклонения.

Таблица 10 – Анализ надежности переменных

<b>Переменная</b>	<b>Средний рейтинг по методам</b>	<b>Метод нейронных сетей</b>
4	3	1
7	3,6	2
2	5	5
10	5,4	6
6	6,2	4
8	6,8	9
9	6,8	3
5	7,2	7
3	7,4	9

Также стоит отметить, что рассматривались несколько методов обработки отказов, но больше всего совпадений с средним рейтингом именно у метода нейронных сетей. Это доказывает надежность и точность расчетов нейронных сетей.

Таким образом, можно сделать вывод, что метод диагностирования с помощью нейронных сетей наиболее точен из всех других параметрических и аналитических способов. В ходе работы с нейронными сетями была разработана и применена методика анализа:

1. Первичная обработка и загрузка данных в программу STATISTICA.

2. С помощью команды Automated Neural Networks задаем нужные параметры и число входных и выходных данных. Получаем модель распознавания отказа и выбираем модель с лучшими показателями.

3. После выбора модели, необходимо вывести нужные результаты, и на их основе сделать выводы по точности предсказания модели и матрице ошибок по тестовой выборке.

4. Применяем анализ Root Causes Analysis и получаем рейтинг по надежности переменных. В данном анализе будут представлены результаты по нескольким методам диагностики, при необходимости можно корректировать конечный результат на их основе.

### **3.4 Предложения по разработке диагностического комплекса**

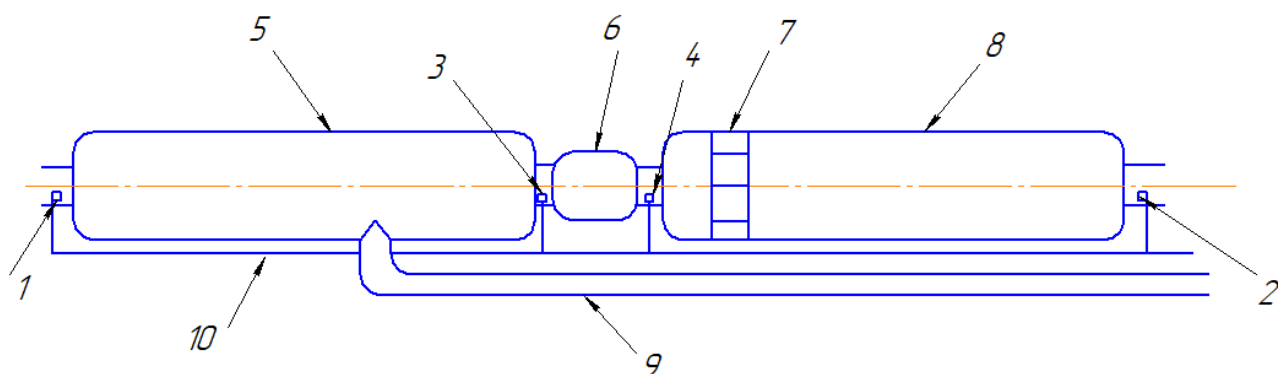
В ходе работы с нейронными сетями были определены и проанализированы основные причины отказов, без заранее составленных гипотез. Можно сделать вывод, что метод нейронных сетей оправдан и выгоден, и может обрабатывать не только данные по вибрации оборудования, но также и такие параметры как давление и температура. Стоит отметить, что такую сложную систему как УЭЦН невозможно с высокой точностью диагностировать, используя только один параметр. Многое также зависит от грамотного расположения датчиков измерения.

В ходе исследования были выявлено направление вибрации, которое напрямую связано с самым популярным отказом по обработанным данным. В связи с этим для более точного диагностирования после ремонтных работ целесообразно изменить расположение измерительных устройств в схеме «Скважина – УЭЦН». По результатам исследований, проводимых на данном стенде было выявлено, что в большинстве случаев причинами отказов установки в целом служит не вибрации электродвигателя, а вибрации центробежного насоса. И они напрямую зависят от количества оборотов в минуту. Расположение датчиков вибрации в исходном варианте, на устьевом

оборудовании, подходит для целей создания стенда (выявление зависимости вибрации центробежного насоса от оборотов в минуту), но не совсем эффективно для целей диагностики.

Было выявлено преимущественное вертикальное распространение вибраций (фиксированные параметры – скорость и амплитуда), от этого будет зависеть расположение акселерометра.

Установка акселерометра напрямую влияет на результат его работы. В результате неправильной установки показания датчика могут учитывать не только вибрации оборудования, но и неустойчивость самого датчика, что сделает показания ненадежными. Для необходимых нам вертикальных измерений, датчики нужно располагать на концевые подшипники привода и насоса. Это позволит измерить скорость (максимальную или среднюю, мм/с) для обнаружения неплотности и проблем с жесткостью конструкции и/или основания. Датчики вибрации необходимо устанавливать на поверхности, очищенной от масла и смазки, максимально возможно близко к источнику вибрации. Место крепления должно быть гладким, неокрашенным, ровным и большего размера, чем основания акселерометра. Для получения более точных показаний, датчики крепятся посредством просверленного резьбового отверстия непосредственно к корпусу оборудования. Отобразим расположение датчиков вибрации на рисунке 14.



1, 2, 3, 4 – датчики вибрации; 5 – электродвигатель; 6 – узел гидрозащиты; 7 – приемная сетка насоса; 8 – многоступенчатый центробежный насос; 9 – бронированный электрический кабель; 10 – кабель соединения вибродатчиков.

Рисунок 14 – Схема варианта поставки акселеметров

Систему погружной телеметрии целесообразно оставить в том виде, в котором представлено на рисунке 12. Показания температуры и давления в дальнейшем также обрабатываются с помощью нейронных сетей.

### 3.5 Выводы

В данной главе были упрощены и проанализированы данные по вибрациям центробежных насосов. Далее была разработана методика диагностики с помощью нейронных сетей в программе STATISTICA. Впоследствии была получена модель распознавания отказа и даны ее характеристики. При учете полученных данных были внесены изменения в изначальную схему стенда «Скважина – УЭЦН» таким образом, чтобы соответствовать задачам диагностики. Таким образом, можно сделать вывод, что поставленные задачи были достигнуты.



#### 4 Экономическое обоснование

В работе были рассмотрены основные причины отказов УЭЦН. Для наглядности составим таблицу (таблица 11), где укажем примерную стоимость устранения дефектов и ремонта тех или иных элементов системы.

Таблица 11 – Стоимость отказавших элементов

Элемент УЭЦН	Стоимость, руб
Замена кабеля, системы управления	18 828 772
Замена корпуса ЭЦН	6 000
Замена протекторов и протектолайзеров	900 000
Ремонт частей электродвигателя	25 000
Замена электродвигателя	66 700
Замена ЭЦН	15 000

Однако, в данной таблице также не отражен тот факт, что при поломке одного элемента всю установку необходимо поднимать и разбирать, что так же принесет дополнительные затраты.

За год мы можем выявить следующую прибыль, приносимую УЭЦН при нормальном режиме эксплуатации.

Таблица 12 – Показатели работы скважины

Показатель	Значения
Количество оптимизированных скважин, шт	10
Дополнительный прирост дебита, т	15
Цена 1 т нефти, руб	25 000
Стоимость ремонта 1 скважины, тыс. руб	110
Коэффициент эксплуатации	0,9

Продолжение таблицы 12

Показатель	Значения
Среднегодовая продолжительность межремонтного периода, дней	450
Себестоимость 1 т нефти в руб	169
Условно – переменные затраты, руб	27
Ставка налога на прибыль, %	30

Определим общий прирост добычи нефти:

$$Q_1 = 450 \cdot 0,9 \cdot 15 \cdot 10 = 60750 \text{ т.} \quad (4.1)$$

Рассчитаем поток денежной наличности. Найдем выручку от реализованной продукции:

$$B = 6070 \cdot 25000 = 1518750000 \text{ руб.} \quad (4.2)$$

Определяем текущие затраты:

затраты на дополнительную добычу

$$U = 60750 \cdot 27 = 1,64 \text{ млн. руб.;} \quad (4.3)$$

затраты на ремонт скважины

$$U = 10 \cdot 110 = 1,1 \text{ млн. руб.;} \quad (4.4)$$

текущие затраты

$$U = 1,64 + 1,1 = 2,74 \text{ млн. руб.} \quad (4.5)$$

Определим прибыль:

$$C = 151,875 - 2,74 - 1,1 - 1,64 = 1513,270 \text{ млн руб.} \quad (4.6)$$

Условно один день простоя будет стоить компании

$$S = \frac{1513,270}{365} = 4\,145\,945 \text{ руб.} \quad (4.7)$$

Следовательно, чем больше времени простоя, тем больше компания теряет прибыли. Так же дополнительно накладывается стоимость ремонта или замена оборудования.

Рассмотрим стоимость диагностического оборудования в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость диагностических комплексов (вместе с установкой)

<b>Диагностический комплекс</b>	<b>Стоимость, руб</b>
Датчики вибрации VTV122 (4 шт.)	50 000
ТМС - 1	1 250 000

Стоит отметить, что на переобучение персонала не нужны дополнительные затраты. Работник по рабочей специальности «Оператор технологический установок» обладает необходимыми навыками и знаниями для контроля оборудования через систему управления.

В стоимость диагностических комплексов входит оборудование, программные обеспечения для работы комплекса. В данную стоимость не входят затраты на установку и монтаж (около 200 000 руб для системы ТМС – 1 и 85 000 для датчиков вибрации).

По предыдущим пунктам можно сделать следующие выводы:

1. Минимальные затраты, которые понесет компания при преждевременном отказе оборудования - это сумма дня простоя оборудования и стоимость ремонта или нового оборудования;

2. Стоимость одного диагностического комплекса – минимум 135 000 руб. Максимальные затраты (принято решение использования двух комплексов сразу) – 1 685 000 руб.

Также для древа решений у нас есть четыре варианта развития.

1. Не использовать диагностический комплекс.
2. Использовать один комплекс ТМС - 1.
3. Использовать два комплекса диагностики - ТМС – 1 и датчики вибрации.
4. Использовать только датчики вибрации.

На рисунке 15 представлено древо решений.



Рисунок 15 – Древо решений

Отметим, что использование только одного метода диагностики намного повышает вероятность отказа, по сравнению с использованием двух средств.

Делаем выбор в сторону использования средств погружной телеметрии и датчиков вибрации. Совместное использование средств контроля повышают вероятность распознавания отказа и экономически выгоднее, чем простой оборудования на незапланированном ремонтном обслуживании.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены следующие задачи:

- Была рассмотрена принципиальная схема УЭЦН, ее устройство и принцип работы. Были выявлены основные достоинства и недостатки установки, рассмотрены самые частые отказы и методы диагностики оборудования.

- Были проанализированы основные причины отказов УЭЦН и рассмотрены их виды.

- Был проведен обзор существующих методов диагностирования, с помощью составления модели. В последствии был выбран и обоснован нейросетевой метод диагностики.

- Был осуществлен выбор технических средств на основе уже существующих стендовых моделях.

- С помощью метода нейронных сетей была разработана методика анализа отказов и были внесены предложения по техническому оснащению стендовой установки «Скважина – УЭЦН».

В ходе работы был разработан диагностический комплекс УЭЦН после ремонтного обслуживания, в который вошли выбор метода диагностики, технического оснащения, разработка методики работы с нейронными сетями в программе STATISTICA и предложения по улучшению технического оснащения стенда «Скважина – УЭЦН».

Таким образом, можно сделать вывод, что поставленная цель была достигнута.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Молчанов, Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа : учебник / Г.В. Молчанов. – Москва : Недра, 1984. – 464 с.
2. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник / Г.С. Лутошкин. – Москва : Недра, 1983. – 224 с.
3. Корчагин, А. Б. Надежность технических систем и техногенный риск : учеб. пособие / А.Б. Корчагин – Омск : ОмГТУ, 2011. – 140 с.
4. Кагарманов, И. И. Особенности эксплуатации УЭЦН : учеб. пособие / И. И. Кагарманов. – Самара : Машиностроение, 2005. – 48 с.
5. Гольдин, А. С. Вибрация роторных машин : учебник / А. С. Гольдин. – Москва : Машиностроение, 2000. – 344 с.
6. Технические требования на ремонт погружных электродвигателей, гидрозащит, установок электроцентробежных насосов компании ОАО «Роснефть» : [приложение]. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 123 с.
7. Сорокин, Л. Р. Современные технологии управления в нефтегазовом процессе : учебник / Л.Р. Сорокин. – Москва : МФТИ, 2003. – 104 с.
8. Ямалиев, В.Л. Диагностирование установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации с применением нейросетевых технологий : учебник / В. Л. Ямалиев. – Москва : Энергия, 2011, том 9, № 4. – 71 с.
9. Крехов, Е. В. Методика определения технического состояния магистральных насосных агрегатов с использованием нейронных сетей : учеб. пособие / Е. В. Крехов – Москва : МГСУ, 2005. – 99 с.
10. Круглов, В. В. — Искусственные нейронные сети. Теория и практика : учеб. пособие / В. В. Круглов – Москва: Будевельник, 2002. – 15 с.
11. Костюков, А. В. Ортогональность параметров виброускорения, виброскорости и виброперемещения в задачах вибродиагностики : учебник / А.В. Костюков. – Москва : Недра, 2008. – 151 с.

12. Кравченко, В. М. Техническое диагностирование технического оборудования : учебник / В. М. Кравченко. – Донецк : Юго-Восток, Лдт, 2008. – 459 с.
13. Головкин, В.А. Нейронные сети: обучение, организация и применение : учеб. пособие / В. А. Головкин. – Москва : ИПРЖР, 2001. – 216 с.
14. Мкртчян, С.О. Нейроны и нейронные сети : учебник / С. О. Мкртчян. – Москва : Энергия, 1971. – 231 с.
15. Семенченко, А. В. Применение искусственных нейронных сетей для создания экспертной системы диагностирования технологического оборудования : учеб. пособие / А. В. Семенченко – Москва : Нейроинформатика, 2006. – 95 с.
16. Хайкин, С. Нейронные сети полный курс 2-е издание : учеб. пособие / С. Хайкин – Москва : Нейроинформатика, 2006. – 31 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Обработанные данные вибродиагностики центробежных насосов

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
1	1	19,5000	10,0000	нет данных	63,5000	40,0000	нет данных	7,3056	3,0063	нет данных
2	1	5,7125	1,8500	2,4000	27,8750	8,2500	14,2500	2,5708	0,7583	1,1417
3	1	1,8625	2,8667	5,4000	21,7500	40,0000	80,0000	1,5375	1,9100	3,0000
4	1	5,1250	4,0000	3,8500	39,8333	39,5000	37,5000	1,9833	1,9000	1,4143
5	1	5,0333	2,5000	4,0667	62,5000	42,0000	62,6667	1,8125	1,2500	1,2462
6	1	2,1500	2,6500	2,7000	11,5000	26,7500	37,8333	1,0188	1,2333	1,5188
7	1	4,2625	2,7500	4,4000	19,7500	8,2500	24,2500	1,4053	0,8500	1,7357
8	1	4,0750	3,1667	2,7375	41,7500	18,3333	28,7500	1,5500	0,9077	1,0654
9	4	4,3000	6,9000	9,0000	18,3333	37,5000	44,8333	1,5750	2,5700	2,8846
10	5	9,8500	5,0000	6,4667	51,2500	29,3333	25,0000	2,6605	1,9333	1,9176
11	1	4,6625	8,0000	4,1250	23,7500	40,0000	16,0000	1,9083	2,7438	1,4176
12	1	4,7875	5,2250	3,7375	18,8750	22,5000	11,8750	1,4735	2,6400	1,3708
13	1	3,6250	2,4750	2,9500	34,2500	19,7500	22,3750	1,2179	1,0083	1,2000
14	1	5,5500	10,0000	6,0667	11,1250	27,5000	20,1667	2,7182	4,4600	6,0000
15	1	8,2750	11,0000	8,9500	50,1250	74,5000	59,0000	2,5194	3,3071	3,2100
16	1	6,0000	5,8750	10,0000	32,2500	34,0000	65,0000	2,2333	2,1500	3,1625
17	1	7,8250	9,0000	35,0000	38,1250	32,0000	120,0000	5,0500	3,6667	14,6667
18	1	5,9375	3,6500	6,6250	178,5000	17,2500	31,7500	2,5923	1,6333	2,3188
19	1	10,8750	13,0000	12,5000	37,6250	32,5000	30,0000	4,0526	5,5625	4,0000
20	1	15,7833	19,5000	12,5000	96,0000	120,0000	66,6667	5,9222	8,4600	3,0591
21	1	10,1875	4,0000	8,2333	27,1250	18,5000	53,0000	5,5667	2,1375	3,3250
22	1	8,3500	5,6500	5,9167	44,6250	24,0000	22,7500	2,2925	1,7389	1,6867
23	1	5,9750	2,8000	3,6833	28,2500	9,7500	15,5000	1,6857	1,0857	1,3750
24	1	9,4500	4,2500	6,0375	45,6250	19,7500	26,1250	3,0567	2,0833	2,0813

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
25	1	9,6333333	6	8,5	47,66667	51	50	3,222727	1,542857	4,1125
26	1	5,75	3,2	нет данных	22,125	18,75	нет данных	4,243333	1,527778	нет данных
27	1	6,6375	5,9	нет данных	33,5	33,25	нет данных	1,965789	2,033333	нет данных
28	1	5,1875	10,25	нет данных	21,125	13,75	нет данных	2,4	1,6	нет данных
29	1	8	11,75	7,525	46,875	67,25	45,375	2,3175	3,029167	2,185417
30	1	6,5	10,5	5,6	34,25	61,25	36	2,25	3,321429	3,633333
31	1	4,45	8,5	нет данных	26,75	52,5	нет данных	2,016667	3,216667	нет данных
32	1	1,6	4,3	нет данных	6,25	29,25	нет данных	1,25	3,4	нет данных
33	1	2,75	16,6	9,5	9,25	102,25	59,25	1,046875	5,641667	3,416667
34	4	4,5125	10,4	10,6875	18,875	59,75	60	2,15	4,575	5,172727
35	1	5,1875	3,95	3,6375	22,375	22,5	15,75	2,1	1,91	1,571429
36	1	3,775	7,05	5,75	15,875	44	35	1,894444	2,633333	2,72
37	1	6,5875	4,5	3,8	28,625	20,5	22	2,457143	2,47	3,2
38	1	6,5	6,8	нет данных	38,5	42	нет данных	2,855	3,075	нет данных
39	1	6,375	11	15,5	33,125	76,25	60	3,057143	4,155556	6,08
40	1	4,625	19,5	нет данных	21,625	116	нет данных	1,792857	7,07	нет данных
41	1	3,3625	3,95	нет данных	12	22,5	нет данных	1,35	1,741667	нет данных
42	1	8,6875	4,875	6,875	32,5	19,25	34,25	2,741667	1,992857	2,972727
43	1	5,5125	4,9	5,05	25,375	16	20,5	3,703333	2,15	4,123529
44	1	4,1625	3,85	5,5	16,625	15	15	1,692308	1,93	2,075
45	1	5,5	3,725	11	27,75	23	75	1,757143	1,4	4,383333
46	1	4	3,15	6,5	24,125	16,5	33	1,305263	1,16875	2,1
47	1	9,325	6,75	19	54,625	47	110	3,54375	3,228571	6,0625
48	4	8,3333333	15,45	17	40,5	99	150	3,240909	7,85	5,21875
49	1	2,7	4	2,4	9,666667	24,5	10	1,107143	2,2	1,325
50	1	3,7666667	4,375	4,25	11,33333	23,75	16,36667	1,194118	1,259091	1,275

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
51	1	2,1500	2,6500	3,0667	12,3750	26,7500	37,8333	1,0188	1,2333	1,5188
52	1	11,3125	5,7500	7,6667	34,5000	24,0000	13,8333	4,4333	2,7833	3,5154
53	1	4,3250	4,8500	2,9500	29,3750	23,2500	16,5000	1,3000	1,1875	0,8071
54	4	1,6750	14,0000	5,4500	7,8750	90,0000	33,3750	1,3167	7,2000	4,0833
55	1	4,9375	5,9667	8,5000	17,0000	29,8333	57,5000	1,7233	2,0950	4,6250
56	4	4,6250	6,2500	4,2500	15,0000	38,0000	18,7500	2,3100	2,3333	1,7357
57	1	23,3333	11,2500	7,3750	142,5000	57,5000	33,7500	7,4536	3,0375	2,7500
58	1	3,0833	4,0000	3,4500	34,6667	44,7500	41,7500	1,3938	1,5600	1,6750
59	1	4,4750	2,1000	3,6875	20,8750	4,2500	146,6250	1,5405	0,9200	1,3850
60	1	4,2125	1,4500	3,1125	23,5000	3,5500	1,2250	0,5375	0,5375	1,0976
61	1	4,0875	1,0500	2,6625	19,7500	3,1750	8,9375	1,7375	0,4750	1,2107
62	1	4,7875	2,1750	3,0167	23,2500	4,2500	9,0000	1,6031	0,8214	1,0900
63	1	3,9625	1,0000	2,6250	20,0000	2,8500	8,3750	1,4643	0,3000	0,5600
64	1	4,7500	1,6750	3,1250	24,5000	5,0000	9,5000	1,8412	0,9250	1,3308
65	1	4,0875	1,4750	2,8125	21,7500	4,2500	9,1250	2,0850	0,6900	1,0933
66	1	9,0250	16,0000	17,3750	57,0000	98,0000	107,7500	2,3396	4,1222	4,2079
67	1	3,8000	1,6000	4,0500	21,8750	15,0000	26,7500	1,4200	0,8400	1,5542
68	1	3,9625	1,6750	3,7625	18,9375	3,5000	10,0000	1,6000	0,9571	1,3692
69	1	4,5000	0,9750	2,8000	15,2500	3,7500	10,1250	1,7094	0,4000	0,9600
70	2	3,0625	2,8500	5,9000	11,6250	19,7500	15,1667	1,2333	1,8125	2,3063
71	2	6,5000	2,1667	4,8333	20,8750	5,8333	13,3333	1,7708	0,8000	1,9917
72	2	14,7125	6,2500	12,4000	13,3333	10,0000	19,2500	4,0500	2,1167	4,2833
73	2	3,1000	2,4000	3,5500	10,1250	22,0000	14,4500	1,1425	1,0333	1,6333
74	2	6,5250	2,9250	4,3000	12,1250	9,0000	6,7500	1,5893	1,2917	1,0333
75	2	4,7750	3,7500	2,6000	12,6250	7,0000	8,5000	3,0714	1,7000	2,2667
76	2	6,0125	3,8000	6,2333	9,5000	19,7500	19,3333	2,0778	2,9800	2,8500

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
77	2	2,5875	1,6500	1,6750	7,1250	6,2500	3,5000	0,9542	0,6600	0,5167
78	2	4,7750	2,6250	3,6500	6,2500	3,2500	6,5000	1,7188	0,7500	2,4375
79	2	6,2250	3,6500	6,9750	4,8333	4,7500	8,1250	1,9333	2,0600	2,4607
80	2	3,4875	3,9500	6,9375	8,6250	7,0000	8,5000	1,2154	1,2929	2,7778
81	2	2,6000	1,8250	2,8500	4,0000	5,7500	3,5000	1,3250	1,0167	1,7667
82	2	4,3500	2,1000	5,0250	6,5000	3,5000	6,1250	1,6731	0,9333	1,9864
83	2	5,3750	3,0750	7,1000	11,3750	6,0000	12,3333	1,2921	0,8844	1,6300
84	2	4,3625	2,1000	3,4625	10,3750	5,5000	6,3750	1,5833	0,9750	1,7625
85	2	4,9250	6,3500	8,5000	4,5000	3,5000	5,5000	1,5056	2,9500	2,7250
86	2	4,1125	4,6750	12,7500	6,7500	8,5000	20,6250	1,3233	1,4500	5,6462
87	2	2,4375	1,3500	2,5625	6,5000	3,5000	4,3750	0,7500	1,2000	1,8500
88	2	2,6125	1,3250	6,2625	6,2500	2,7500	8,8750	1,7900	1,0000	2,8556
89	2	3,2750	1,9250	4,0750	12,0000	7,0000	12,8750	1,1219	0,7600	1,2969
90	2	7,9750	14,2500	15,5625	14,6250	41,5000	25,1667	2,5042	5,5850	6,0154
91	2	4,8750	3,3250	7,2125	7,7500	8,7500	10,6250	1,5050	1,1400	1,5143
92	2	3,3500	1,9500	2,3000	20,3750	12,0000	20,5000	1,7045	0,8833	1,3500
93	2	3,5625	5,2750	3,9500	12,6250	10,0000	21,0000	0,9000	1,8917	1,4300
94	2	1,4000	1,5000	3,0125	3,0000	2,7500	4,2500	1,0250	1,5000	2,0857
95	2	5,5000	5,3750	6,5000	11,5000	8,0000	18,0000	1,8267	1,3313	2,4333
96	2	4,2500	3,5500	6,7500	12,0000	6,7500	24,5000	1,2750	1,3600	1,7818
97	2	3,4125	2,5000	2,9125	135,0000	7,0000	7,0000	1,2433	0,8625	1,0143
98	2	4,4000	2,3500	2,4000	8,2500	4,2500	3,5000	1,4269	1,2000	0,8300
99	2	8,6250	4,0000	3,6625	10,3750	4,1250	5,0000	1,8950	1,1750	1,2000
100	2	5,2500	9,5000	6,6250	7,0000	6,5000	6,2500	1,7688	4,6667	2,8667
101	2	5,9375	4,0833	5,6667	14,3750	6,1667	7,6667	1,4875	1,1650	1,6615

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
102	2	8,2625	5,2000	нет данных	9,0000	5,5000	нет данных	2,6250	2,9167	нет данных
103	2	5,3333	2,5000	нет данных	184,5000	7,2500	нет данных	1,8500	1,0900	нет данных
104	2	3,7250	3,4500	2,8500	6,2500	4,5000	3,5000	1,4625	1,6500	0,7400
105	2	4,7250	3,0000	4,5000	5,7500	5,0000	9,5000	1,2594	1,9250	1,4125
106	2	5,4500	3,7500	10,7333	6,2500	6,5000	10,5000	1,4200	1,2167	2,5444
107	2	2,8250	1,9500	4,6625	4,3750	3,5000	4,8750	1,1357	1,1300	1,8731
108	2	3,0625	5,3000	5,2833	5,8750	6,1667	5,5000	1,1208	2,2611	1,6222
109	2	3,0700	2,5750	5,6000	8,7500	7,1000	8,1000	1,0364	0,6900	1,4417
110	2	5,7375	2,5500	2,8833	10,0000	7,2500	9,2500	1,5630	0,9000	0,8821
111	2	2,4625	2,2500	2,8750	5,6667	3,2500	6,5000	1,3786	1,2500	1,2750
112	2	2,4833	1,5250	4,0000	6,0000	5,5000	5,0000	1,0813	0,7000	1,3250
113	2	3,9167	3,1250	3,1250	18,8750	8,5333	5,0000	1,1464	0,7875	0,7875
114	2	5,3500	5,2500	4,8500	311,0000	7,5000	13,0000	1,5900	1,4333	1,4667
115	2	3,3250	0,9750	6,1000	15,1250	4,0167	10,3333	1,2417	1,7750	2,5000
116	2	3,2375	3,9500	8,8667	11,0000	6,5000	10,1667	1,0531	1,3583	2,1292
117	2	4,1000	3,9000	3,6125	13,8750	22,0000	14,1250	1,3531	1,5250	1,2929
118	2	4,9375	3,4750	5,9167	12,8750	18,7500	15,1250	1,7625	1,2571	1,6467
119	2	7,1750	1,6000	4,0750	33,7500	9,0000	15,5000	1,8150	1,0000	1,3143
120	2	2,1833	4,3000	2,3833	7,1667	10,5000	10,3333	1,1375	1,6000	1,0800
121	2	3,9125	1,3000	2,7500	12,0000	3,7500	9,2500	1,2588	0,6250	1,0906
122	2	5,2667	1,1250	2,8625	17,8750	3,3000	8,8750	1,4946	0,4227	1,0286
123	2	5,0125	1,0250	3,1375	16,3750	4,2500	9,2500	1,8875	0,4600	1,0308
124	2	4,6375	1,3500	2,4000	16,7500	3,0000	7,6250	1,6900	0,7000	1,1950
125	2	5,6500	2,6000	3,8250	18,7500	5,0000	9,5000	2,1781	1,0000	1,5429
126	2	1,2667	3,3500	2,8625	3,6250	4,1667	5,5000	1,4700	2,1000	1,6333

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
127	2	1,9875	1,4500	5,8125	5,2500	5,0000	9,1250	0,7900	0,6333	2,4750
128	2	2,3875	1,1000	4,8625	5,1250	4,7500	7,8750	1,1250	0,7000	3,2000
129	2	4,9375	2,4000	3,6875	9,0375	3,8750	8,0000	1,1773	0,8333	1,2577
130	2	2,6250	3,8250	4,1375	11,5000	8,7500	14,5000	0,9844	1,5222	1,5639
131	2	2,7125	1,7167	3,6250	10,2500	6,0000	12,6250	0,9269	0,9000	1,2500
132	2	3,2250	2,0500	4,4000	7,2500	6,0000	7,8333	1,0269	0,6313	1,2225
133	2	4,7625	5,0000	5,8250	6,5000	4,8333	6,1250	1,9542	2,1083	2,2333
134	2	2,0625	2,8250	2,6125	3,7500	3,6250	4,6250	0,6962	1,3200	0,9950
135	2	2,3250	1,8333	3,2000	10,3750	6,5000	12,7500	1,0700	0,8333	1,8063
136	2	2,2250	1,5500	4,4000	10,2500	5,8333	13,3750	1,1929	0,5400	1,4800
137	2	2,2625	1,8500	3,3250	11,2500	6,2500	13,2500	0,7500	0,7786	1,2533
138	2	2,3500	1,3500	2,4375	9,0000	3,0000	5,0000	0,8000	0,6667	1,2000
139	3	4,4500	3,3500	3,3000	6,5000	8,3333	11,0000	1,6722	0,9750	1,2200
140	3	4,8000	2,7500	2,0167	12,1250	5,2500	4,8333	1,7792	1,1200	0,8917
141	3	4,4750	2,3500	3,3000	4,5000	5,6250	7,8333	1,8458	1,4000	1,8500
142	3	7,0500	2,5167	13,0000	9,6667	5,0000	12,0000	2,0389	0,7364	2,6500
143	3	6,2625	3,2833	7,5000	10,6250	7,5000	1,8194	1,1611	1,0750	2,0900
144	3	4,6000	2,9500	3,7750	7,6500	5,0000	5,9625	1,2220	1,0583	1,4421
145	3	3,2667	2,8250	2,5250	12,6250	7,2500	8,2500	1,0000	1,2150	0,6658
146	3	9,0667	3,7750	9,5000	23,6250	9,7500	29,0000	2,2868	1,3500	2,7000
147	3	10,0667	2,6500	нет данных	26,2500	6,0000	нет данных	2,6132	0,9313	нет данных
148	3	2,8625	2,4250	2,5750	7,0000	3,5000	7,8750	1,2857	0,8250	1,5333
149	3	2,3375	1,6250	3,2250	2,8500	1,5750	3,6875	0,9227	0,9000	1,3733
150	3	2,5000	5,0000	5,5000	10,7500	22,5000	10,7500	1,0571	2,6700	1,7917
151	3	3,1750	2,5000	3,7000	7,2500	4,7500	5,3750	1,2235	1,1071	1,3682
152	3	6,9250	4,6000	5,2000	12,1875	10,2500	9,8750	2,6438	2,0583	2,1533

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
153	4	5,2250	4,8750	7,5000	12,7500	15,8333	32,5000	1,8688	1,7950	2,8333
154	4	5,3750	5,1667	12,5000	12,5000	23,0000	42,0000	1,5824	1,8125	3,0375
155	4	2,7250	5,8250	6,8750	9,0000	5,0000	33,5000	0,9357	2,0286	3,3000
156	4	2,4250	4,5500	4,1500	4,7500	14,2500	10,6667	0,7731	1,9800	1,3962
157	4	0,7875	4,9000	4,1000	3,8750	16,5000	13,8333	нет данных	4,6000	2,6500
158	4	4,0125	15,0000	14,1000	20,6667	93,5000	85,7500	1,9318	6,2200	5,5091
159	4	10,5000	5,7000	12,2500	42,8750	21,5000	44,7500	3,8467	2,0929	5,0167
160	4	4,8625	1,7750	1,9333	14,8750	4,7500	4,7500	3,0417	1,0833	1,2250
161	4	10,8750	8,0000	4,6000	32,3750	26,2500	18,3750	4,1382	3,1850	2,4318
162	4	6,1250	6,7500	12,2625	25,2500	27,5000	55,5000	2,7533	3,0063	5,7286
163	4	50,5000	12,5000	16,2500	285,0000	65,0000	97,5000	16,9269	5,6000	7,3100
164	4	3,8333	5,1000	6,0000	18,0000	32,2500	41,5000	1,7750	2,9750	2,5750
165	4	4,5500	4,6500	13,0000	9,3750	23,8333	42,5000	1,2111	1,4650	4,0000
166	5	11,0000	нет данных	нет данных	55,0000	5,0000	нет данных	4,0444	нет данных	нет данных
167	5	5,9833	3,6000	нет данных	33,0000	22,0000	нет данных	3,6875	1,7875	нет данных
168	5	9,0000	2,2000	2,7000	55,2500	16,0000	10,0000	2,3139	0,8875	1,1000
169	5	7,6625	4,1833	1,7500	44,5000	25,5000	7,0000	2,6357	1,5200	0,9833
170	5	8,3500	4,0000	4,1500	35,3750	17,5000	12,1667	2,5188	1,4864	1,2393
171	5	4,4750	0,8000	4,4500	29,6250	5,0000	47,0000	3,1333	нет данных	4,0000
172	5	21,1750	4,3000	7,3500	90,5000	23,1250	41,0000	5,5882	1,4063	2,0417
173	5	14,3875	2,8250	1,7000	88,8750	16,2500	9,1667	4,1531	0,9714	4,1500
174	5	35,4167	3,9000	4,5000	170,3750	21,2500	17,0000	9,7636	1,6167	1,9875
175	5	11,5000	2,5500	3,5500	44,5000	13,7500	18,2500	5,3688	1,1500	1,9875

Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
176	5	6,7750	7,4000	нет данных	38,1250	43,7500	нет данных	3,5111	3,8000	нет данных
177	5	23,6875	9,5000	16,6250	130,3750	25,0000	73,7500	6,4594	3,4857	5,4438
178	5	3,2500	34,0000	19,5000	17,2500	210,0000	130,0000	2,6250	17,0500	5,4250
179	5	7,1625	3,3250	6,0333	16,4375	7,2500	9,4167	3,1000	1,9500	2,2889
180	5	5,5250	1,6000	2,3667	71,2500	14,2500	12,2500	2,4409	1,2667	2,3500
181	5	3,4250	1,2500	3,3250	20,8750	4,2500	18,8750	3,2500	0,5000	2,9500
182	6	1,1500	0,8750	0,9000	4,5000	6,5000	8,7500	0,5250	0,3600	0,4750
183	6	2,8333	2,2500	нет данных	12,1667	10,0000	нет данных	2,1667	1,0000	нет данных
184	6	1,1125	1,6500	1,4000	5,1250	6,2500	7,0000	0,4286	0,6625	0,4000
185	6	0,9375	1,7833	0,6000	4,9000	15,8333	3,1000	0,4444	0,8167	0,5917
186	6	1,4500	1,2000	0,8750	10,8750	7,2500	5,0000	0,6550	0,4667	0,4167
187	6	2,2000	1,4500	1,8500	19,2500	5,7500	7,2500	1,2929	0,6000	0,9333
188	6	1,3000	1,1000	1,7000	7,1250	17,0000	8,7500	0,6000	0,7500	0,7000
189	6	2,4375	1,9750	1,2000	7,2500	4,5000	3,2500	0,9045	0,6700	0,4750
190	6	0,7250	1,3333	2,7000	5,5000	14,8333	40,0000	нет данных	2,4000	2,7000
191	6	1,9625	1,9833	2,3000	7,8750	8,0000	9,0000	0,7906	0,6900	0,8100
192	6	0,8500	0,5500	0,7000	6,2500	2,7500	7,7500	0,4000	нет данных	0,3375
193	6	1,0500	1,2500	0,9875	6,3750	6,5000	5,2500	0,4167	0,4500	0,4200
194	6	1,1000	1,7500	1,0000	6,6250	6,0000	4,5000	0,5375	0,7500	0,4750
195	6	0,8250	0,5500	0,7500	5,8750	3,5000	5,5000	0,2500	0,3000	0,2625
196	6	1,8375	1,1500	1,2750	10,1250	5,5000	4,3750	1,0167	1,2000	0,7400
197	6	1,3500	0,7000	1,1625	5,0000	2,5000	3,7500	0,6500	нет данных	0,5417



Продолжение Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
198	6	0,9875	0,7500	1,1625	5,2500	3,7500	7,0000	0,5250	нет данных	0,5900
199	6	1,6000	0,8333	1,4500	10,2500	4,8333	10,5000	0,6786	0,4500	1,0500
200	6	2,5500	1,4000	2,5000	12,3750	5,5000	10,7500	1,1156	0,8400	0,8294
201	6	2,4167	1,4750	1,8000	5,5000	4,5000	6,2500	0,9556	0,7375	0,5000
202	6	1,4875	2,4500	1,5500	9,0000	11,5000	14,0000	0,5917	0,8000	0,7625
203	6	0,8750	0,6000	0,9600	3,8750	2,5000	4,1250	нет данных	нет данных	нет данных
204	6	2,0250	1,3000	1,9500	6,2500	5,0000	4,5000	0,6231	0,3500	0,6357
205	6	1,8875	1,0750	нет данных	6,5000	4,0000	нет данных	0,7708	0,4500	нет данных
206	6	3,4667	1,8000	2,5500	14,0000	9,2500	9,0000	1,3393	0,6500	0,6900
207	6	3,5667	1,3500	2,9000	15,6250	6,7500	12,5000	1,1000	1,2000	1,0269
208	6	0,9500	0,7250	1,3625	4,0000	2,7500	3,5000	0,7800	0,2167	0,5688
209	6	1,8125	1,1000	1,6000	143,5000	4,1667	7,7500	0,6375	0,5667	0,6917
210	1	2,0750	3,4333	2,1333	11,8750	23,6667	15,1667	0,6417	1,2850	0,6385
211	1	2,6250	3,7500	1,4750	4,7500	8,0000	3,5000	0,8194	1,0444	0,5875
212	1	3,3500	3,5250	нет данных	13,5000	19,2500	нет данных	1,3531	1,7500	нет данных
213	1	5,2000	4,7500	нет данных	28,2500	22,5000	нет данных	2,0938	1,6917	нет данных
214	1	3,4250	1,3500	2,0000	18,0000	3,2500	8,0000	1,4250	0,7000	0,9667
215	1	4,8000	1,2000	2,8250	26,1250	3,0000	10,2500	1,7219	0,6125	0,9375
216	1	4,2625	1,4500	1,4875	23,5000	3,7500	5,1250	1,7000	0,5000	0,8375
217	3	3,4750	2,3000	2,4250	6,2500	4,7500	4,8333	1,1065	1,2667	0,9417
218	4	3,4750	0,8500	1,3000	13,5000	2,7500	5,7500	1,9667	нет данных	0,8083

## Окончание Приложения А

Порядковый номер	Классификация отказа	vo	va	vv	ao	aa	av	io	ia	iv
219	6	2,9875	3,2000	2,1167	9,5000	6,0000	5,8333	1,2550	1,3625	0,8786
220	6	1,2500	1,0750	1,1875	3,8750	1,7500	3,3875	0,7556	0,6167	0,5850
221	6	2,1000	0,9500	1,9500	12,1250	4,5000	7,2500	1,0542	0,4667	0,7559

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Работа в программе STATISTICA

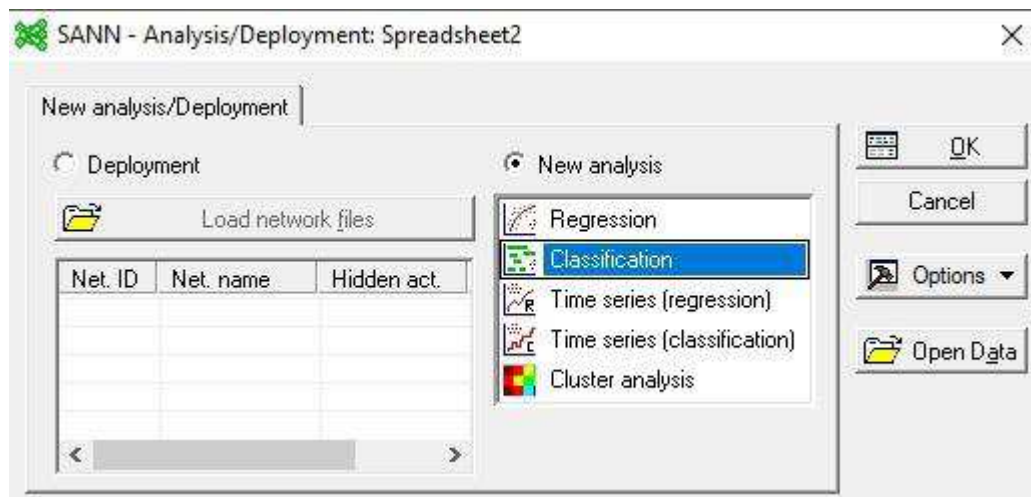


Рисунок 16 – Выбор метода анализа

Workbook2\*  
 SANN (Spreadsheet2)  
 STATISTICA NN Result:  
 Summary of active

Summary of active networks (Spreadsheet2)							
Index	Net. name	Training perf.	Test perf.	Training algorithm	Error function	Hidden activation	Output activation
1	MLP 9-20-6	72,25806	79,48718	BFGS 29	Entropy	Logistic	Softmax
2	MLP 9-32-6	68,38710	76,92308	BFGS 27	SOS	Tanh	Logistic
3	MLP 9-20-6	67,09677	76,92308	BFGS 47	SOS	Exponential	Tanh
4	MLP 9-32-6	67,09677	76,92308	BFGS 44	SOS	Tanh	Tanh
5	MLP 9-20-6	69,67742	79,48718	BFGS 62	SOS	Logistic	Exponential
6	MLP 9-26-6	70,96774	79,48718	BFGS 72	SOS	Logistic	Exponential
7	MLP 9-31-6	76,77419	82,05128	BFGS 98	SOS	Exponential	Tanh
8	MLP 9-26-6	83,22581	82,05128	BFGS 53	Entropy	Tanh	Softmax
9	MLP 9-22-6	69,03226	79,48718	BFGS 29	Entropy	Tanh	Softmax
10	MLP 9-32-6	72,25806	79,48718	BFGS 29	Entropy	Tanh	Softmax
11	MLP 9-32-6	67,74194	79,48718	BFGS 54	SOS	Exponential	Tanh
12	MLP 9-30-6	73,54839	79,48718	BFGS 40	Entropy	Tanh	Softmax
13	MLP 9-33-6	66,45161	79,48718	BFGS 38	SOS	Tanh	Identity
14	MLP 9-32-6	74,83871	82,05128	BFGS 43	SOS	Tanh	Logistic
15	MLP 9-23-6	76,77419	82,05128	BFGS 31	Entropy	Logistic	Softmax
16	MLP 9-35-6	67,09677	76,92308	BFGS 40	SOS	Tanh	Tanh
17	MLP 9-24-6	63,87097	74,35897	BFGS 26	SOS	Logistic	Identity
18	MLP 9-31-6	69,03226	79,48718	BFGS 23	Entropy	Logistic	Softmax
19	MLP 9-21-6	65,16129	76,92308	BFGS 37	SOS	Tanh	Tanh
20	MLP 9-33-6	70,96774	76,92308	BFGS 24	Entropy	Logistic	Softmax
21	MLP 9-24-6	67,09677	79,48718	BFGS 49	SOS	Tanh	Tanh
22	MLP 9-20-6	66,45161	74,35897	BFGS 34	SOS	Logistic	Identity
23	MLP 9-35-6	67,09677	76,92308	BFGS 44	SOS	Tanh	Tanh
24	MLP 9-34-6	63,22581	74,35897	BFGS 26	SOS	Logistic	Identity
25	MLP 9-20-6	69,67742	76,92308	BFGS 22	Entropy	Logistic	Softmax
26	MLP 9-30-6	67,74194	76,92308	BFGS 43	SOS	Exponential	Tanh
27	MLP 9-35-6	76,12903	79,48718	BFGS 46	Entropy	Exponential	Softmax
28	MLP 9-34-6	67,09677	76,92308	BFGS 25	Entropy	Tanh	Softmax
29	MLP 9-33-6	76,12903	82,05128	BFGS 34	Entropy	Logistic	Softmax
30	MLP 9-29-6	74,19355	82,05128	BFGS 32	Entropy	Logistic	Softmax

Рисунок 17 – Определение вероятности распознавания отказа

Workbook2*						
SANN (Spreadsheet2)						
STATISTICA NN Result:						
Summary of active						
Data statistics (Spr						
Sensitivity analysis						
Confidence levels (						
Var1 (Confusion m						
Var1 (Classification						
	Var1 (Classification summary) (Spreadsheet2)					
	Samples: Train					
	Var1-1	Var1-2	Var1-3	Var1-4	Var1-5	Var1-6
Total	49,00000	54,00000	11,00000	14,00000	10,00000	17,00000
Correct	44,00000	47,00000	1,00000	12,00000	10,00000	15,00000
Incorrect	5,00000	7,00000	10,00000	2,00000	0,00000	2,00000
Correct (%)	89,00000	87,00000	9,00000	85,00000	100,00000	88,00000
Incorrect (%)	10,00000	12,00000	90,00000	14,00000	0,00000	11,00000

Рисунок 18 – Матрица ошибок на тестовой выборке

	1 Average Ranking Across Methods	2 General Stepwise Linear Discriminant Analysis	3 Interactive Tree (C&RT)	4 Stochastic Gradient Boosting Trees	5 MAR Splines	6 STATISTICA Automated Neural Networks, classification
Var4	3	3	5	1	5	1
Var7	3,6	1	6	4	5	2
Var2	5	2	4	9	5	5
Var10	5,4	9	1	2	9	6
Var6	6,2	9	2	7	9	4
Var8	6,8	9	3	8	5	9
Var9	6,8	9	8	5	9	3
Var5	7,2	9	9	6	5	7
<b>Var3</b>	7,4	9	7	3	9	9

Рисунок 19– Средний рейтинг значимости переменных по различным методам

Predictions spreadsheet		
Samples: Train		
Case name	Var1 Target	Var1 - Output 3. MLP 9-34-6
2	1	1
4	1	1
5	1	1
6	1	1
8	4	4
9	5	1
10	1	1
11	1	2
12	1	1
13	1	4
14	1	1
15	1	1
16	1	1
18	1	1
19	1	1
20	1	1
21	1	1
22	1	2
24	1	1
26	1	1
27	1	1
28	4	1
30	1	1
32	1	1
33	1	1
34	1	1
35	1	2
36	1	1
37	1	1
38	1	1
39	4	1
40	1	1
41	1	1
42	1	1
43	1	1
44	1	1
46	1	1
47	4	1
48	1	1
49	1	1
50	1	1
51	1	2
52	1	2
54	1	6
55	1	2

Рисунок 20 – Результаты проверки наблюдаемых значений и предсказанных результатов

56	1	1
57	1	1
58	1	1
59	1	2
60	1	2
61	2	2
64	2	1
66	2	1
67	2	2
68	2	6
69	2	2
70	2	2
71	2	2
72	2	2
73	2	2
74	2	2
76	2	2
77	2	2
78	2	2
79	2	2
81	2	2
82	2	2
83	2	1
84	2	2
85	2	2
86	2	2
87	2	2
88	2	2
89	2	2
90	2	2
91	2	2
92	2	2
93	2	2
94	2	2
95	2	2
97	2	2
98	2	2
100	2	2
101	2	2
102	2	2
103	2	2
104	2	2

Рисунок 21 – Результаты проверки наблюдаемых значений и предсказанных результатов

105	2	2
106	2	1
107	2	2
108	2	2
111	2	2
112	2	2
113	2	2
114	2	2
115	2	2
116	2	2
117	2	2
118	2	2
119	2	2
122	2	2
123	2	2
126	2	2
127	2	2
129	3	2
130	3	2
131	3	2
132	3	2
133	3	2
135	3	2
136	3	2
137	3	2
138	3	2
139	3	2
141	4	1
142	4	4
143	4	4
144	4	2
146	4	1
148	4	1
149	4	1
150	4	4
151	4	1
152	4	4
154	5	5
156	5	5
158	5	5
159	5	5
160	5	1

Рисунок 22 – Результаты проверки наблюдаемых значений и предсказанных результатов

161	5	5
162	5	2
163	5	1
164	5	1
168	6	6
169	6	6
170	6	6
172	6	6
173	6	6
174	6	6
176	6	6
177	6	6
178	6	6
180	6	6
181	6	6
182	6	1
183	6	2
184	6	6
185	6	6
186	1	1
187	1	2
188	1	1
189	1	2
191	3	2
192	6	2
193	6	6

Рисунок 23 – Результаты проведения экспериментальных исследований, полученных значений и предсказанных результатов



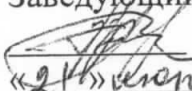
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

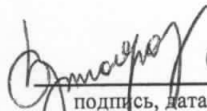
 Э. А. Петровский  
«24» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов  
нефтегазового производства»

Разработка диагностического комплекса УЭЦН после ремонтного  
обслуживания

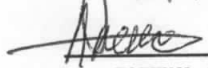
Руководитель

 06.06.2021  
подпись, дата

к.т.н., доцент  
должность, ученая степень

В.В. Бухтояров  
инициалы, фамилия

Выпускник

 06.06.2021  
подпись, дата

А.Е. Сеницкая  
инициалы, фамилия

Красноярск 2021