

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

код – наименование направления

Интегрированная система диагностики и управления насосным оборудованием
нефтеперерабатывающих участков

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, уч. степень

В. В. Бухтояров

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Т. Ю. Магеррамов

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 20 ____ г.

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

Студенту Магеррамову Табризу Юсиф оглы

Группа ГБ 13-04 Направление 21.03.01 – Нефтегазовое дело

Тема выпускной квалификационной работы: Интегрированная система диагностики и управления насосным оборудованием нефтеперерабатывающих участков.

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: В. В. Бухтояров, 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 (нефтепереработки), справочники и методические разработки по теории управления, технологические схемы насосных агрегатов нефтеперерабатывающих производств и участков, на которых они применяются, справочники по автоматизированным системам управления, государственные стандарты в области надежности машин и аппаратов нефтегазовых производств, методики и руководства по обслуживанию технологического оборудования нефтегазового комплекса, научные статьи и диссертации по теме ВКР.

Перечень разделов ВКР:

- теоретико-аналитический обзор предметной области исследования, проводимого в рамках ВКР, включая: описание процессов подготовки нефти, управления и диагностики насосных агрегатов; описание применения насосных агрегатов в процессе подготовки; обзор систем и технических средств, используемых для диагностики и управления насосными агрегатами, описание существующих задач и проблем в этой области.

- проектирование и расчет системы диагностики и управления насосным агрегатом с (с использованием методов математического и имитационного моделирования и современных программных пакетов).

- оценка и моделирование эффективности применения системы управления и диагностики насосным агрегатом, разработка предложений по обеспечению надежности системы управления.

Перечень графического материала: схема системы диагностики и управления насосным агрегатом, слайды.

Руководитель ВКР

подпись

В. В. Бухтояров

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Т. Ю. Магеррамов

инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20 ____ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Интегрированная система диагностики и управления насосным оборудованием нефтеперерабатывающих участков» содержит 80 страниц текстового документа, 35 иллюстраций, 20 таблиц, 18 формул, 24 использованных источников.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И ДИАГНОСТИКИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ, НАСОС, УСТАВКА, БЛОКИРОВКА, ПАРАМЕТР.

Объект работы – интегрированная автоматизированная система управления и диагностики насосным агрегатом 12НДс-Нм.

Цели работы:

- обзор насосных агрегатов, используемых технологическом процессе подготовки нефти;
- обзор системы управления и диагностики, ее структуры, функций, алгоритма работы;
- исследование технологических характеристик насосного оборудования, измеряемых во время эксплуатации;
- проектирование, расчет и моделирование интегрированной АСУД.

В ходе выполнения работы был проведен обзор технологического процесса подготовки нефти, насосного оборудования, применяемого в данном процессе, а также систем управления и диагностики насосных агрегатов.

В результате была разработана интегрированная система управления и диагностики, в частности управление частотой вращения двигателя насосного агрегата за счет контроля параметров температуры и виброскорости его подшипников. Расчет и оценка эффективности применения системы показали возможность ее реализации в процессе подготовки нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Теоретико-аналитический обзор	8
1.1 Процесс подготовки нефти	8
1.1.1 Первая ступень сепарации	12
1.1.2 Вторая ступень сепарации.....	15
1.1.3 Третья ступень сепарации	17
1.1.4 Насос перекачки товарной нефти.....	19
1.2 Насосные агрегаты, применяемые в процессе подготовки нефти	21
1.2.1 Назначение и технические характеристики агрегата	22
1.2.2 Вибрационная и шумовая характеристика	25
1.2.3 Устройство и принцип работы	27
1.2.4 Контролируемые параметры насоса НН-3	31
1.3 Автоматизированная система управления и диагностики.....	33
1.3.1 Структура.....	33
1.3.2 Функции	35
1.3.3 Технические средства	37
1.3.4 Алгоритм управления и диагностики	43
1.3.4.1 Команда «Пуск»	43
1.3.4.2 Команда «Стоп»	43
1.4 Проблемы и уязвимости АСУД.....	47
2 Проектирование и расчет ИАСУД	49
2.1 Способы регулирования режимов работы насосного агрегата	49
2.2 Зависимость диагностируемых параметров от регулируемых	53
2.3 Передаточная функция двигателя ВАО2-450-250-4ДУ2	57
2.4 Передаточная функция преобразователь температуры Метран 271	58
2.5 Передаточная функция вибропреобразователя ВК-310С	59
2.6 Построение составных блоков модели ИАСУД в Matlab Simulink	61

3 Моделирование ИАСУД и оценки эффективности ее применения.....	64
3.1 Основные подсистемы модели ИАСУД	64
3.2 Работа системы без отклонений	68
3.3 Работа системы с отклонением параметра	70
3.4 Блоки Simulink, использованные для проектирования модели.....	74
Заключение	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение нефтяной промышленности автоматизированной системой управления является необходимым процессом и требует тщательной проработки и охвата всего оборудования, вовлеченного в производство. Для минимизации затрат на ресурсы и средства, также повышения безопасности и устойчивости производства, долговечности оборудования и любое современное предприятие добывающее, перерабатывающее или транспортирующая нефть устанавливает такую систему.

Автоматизированная система управления и диагностики обладает большим функционалом. Верхним уровнем системы является центральный диспетчерский пункт всей станции. Управление должно выполняться на каждом этапе технологического процесса. Регулировать работу оборудования, в том числе электроагрегатов и насосных агрегатов можно как с автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) в операторных, так и на местных панелях управления.

Контроль параметров оборудования посредством автоматики происходит постоянно и в реальном времени. Диагностика включает управляющие вычислительные комплексы на базе программируемых логических контроллеров, которые прямо связаны средствами и каналами связи с комплексом интеллектуальных датчиков и преобразователей входных и выходных параметров.

Основной целью выпускной квалификационной работы является создание интегрированной системы управления и диагностики для повышения производительности оборудования и создание более гибкого воздействия на него. Данную цель можно достигнуть, решив задачу о проектировании и моделировании такой системы, предварительно рассчитывая и проверив ее работоспособность и эффективность.

1 Теоретико-аналитический обзор

1.1 Процесс подготовки нефти

Процесс подготовки нефти заключается в отделении от нее попутного газа и пластовой воды. Сырая нефть, как исходное сырье находится в трехфазной системе и содержит растворенный газ, механические примеси и пластовую воду. Товарная нефть является однофазной нефтяной системой, где продукт подготовлен для поставки потребителям по ГОСТ 51858-2002 [23].

Таблица 1.1 – Физико-химические свойства сырой и подготовленной нефти

Показатели	Норматив	Нефть	
		сырая	подготовленная
Плотность при 20 °С, $кг/м^3$	ГОСТ Р 51069-97	838,0...867,0	870,1...895,0
Вязкость кинематическая при 20 °С, $мм^2/с$	ГОСТ 33-2000	5,82...12,52	5,0...6,1
Давление насыщенных паров, $кПа$	ГОСТ 1756-2000	–	66,7
Содержание:			
- воды, % масс.	ГОСТ 2477-65	< 63	< 0,05
- серы, % масс.	ГОСТ Р 51947-2002	0,59...0,94	< 0,6
- мех. примесей, % масс	ГОСТ 6370-83	0,02...0,05	< 0,05
- парафина, % масс.	ГОСТ 11851-85	0,70...3,39	–
- смолы, % масс.	ГОСТ 11858-66	8,27...14,64	–
- хлористых солей, $мг/м^3$	ГОСТ 21534-76	–	< 0,6
- органических хлоридов, ppm	ГОСТ Р 52247-2004	–	10
- сероводорода, ppm	ГОСТ Р 50802-95	–	20
- меркаптанов, ppm	ГОСТ Р 50802-95	–	40

Процесс подготовки нефти представлен на рисунке 1.1. Он заключается в окончательной дегазации, стабилизации, обезвоживании и обессоливании.

Дегазация нефти осуществляется в сепараторах с целью отделения газа от нефти. Сепарация происходит в несколько ступеней, обычно 2-3. Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того

же количества пластовой продукции. По конструкции сепараторы бывают вертикальные и горизонтальные.

Стабилизация нефти – операция отделения легких углеводородов, как ценного сырья и топлива (пропан-бутанов и части бензиновых) для снижения потерь при транспортировке по магистральным трубопроводам и хранении в резервуарах методом горячей сепарации.

При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают, обычно в горизонтальный сепаратор. В сепараторе из подогретой до 40-80 °С нефти активно испаряются легкие фракции, которые откачиваются компрессором и направляются через холодильную установку и бензосепаратор в сборный газопровод.

Извлеченная нефть находится в состоянии водонефтяной эмульсии. Полученная эмульсия является механической смесью нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии двух жидкостей – воды и нефти.

Для разрушения водонефтяных эмульсий применяют: отстой горячей нефти, гравитационный отстой, фильтрацию, электродегидраторы и др. От диаметра капель дисперсной фазы зависит скорость их осаждения [1].



Рисунок 1.1 – Процесс сепарации и подготовки нефти

Обессоливание представляет собой перемешивание предварительно обезвоженной нефти с пресной водой, для удаления минеральных солей. При смешении соли распределяются по всему ее объему, и их средняя концентрация в воде снижается. В результате содержание солей в нефти доводится до величины $< 0,1\%$, в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов. Полученная искусственную эмульсию вновь обезвоживается.

Основными процессами, происходящими при подготовке нефти, являются: теплообмен, сепарация, отстой и коагуляция [2].

При подготовке нефти до товарных кондиций используются процессы ступенчатой сепарации с промежуточным нагревом в подогревателях нефти. Помимо нагрева для более быстрой и качественной дезэмульсации, на установке подготовки нефти предусматривается использование дезэмульгаторов. Наряду с термохимическими методами для более глубокого процесса обезвоживания и доведения концентрации солей в товарной нефти до соответствующих требований, используются электростатические коагуляторы.

Состав сооружений одной технологической линии:

- первая ступень сепарации (трехфазный сепаратор С-1);
- теплообменник нефть-нефть (Т-1);
- вторая ступень сепарации (трехфазный сепаратор С-2);
- подогреватель нефти (нефть/теплоноситель Т-2);
- третья ступень сепарации (дегазатор ДГ-3);
- электростатический коагулятор (ЭКГ-3);
- насосы перекачки нефти в технологические резервуары.

Подогрев продукции на каждой технологической линии осуществляется в теплообменниках (между С-1 и С-2) и подогревателях нефти (между С-2 и ДГ-3). На первой стадии подогрев сырой холодной нефти производится в кожухотрубчатых теплообменниках горячей подготовленной нефтью. На второй стадии подогрева пластовая смесь подогревается теплоносителем ЯТС/08АН (смесь гликолей) до температуры $40...75^{\circ}\text{C}$.

Подготовленная нефть из коагуляторов ЭКГ-3 через теплообменники нефть/нефть Т-1 поступает в технологические резервуары объемом 20 000 м³. Из технологических резервуаров кондиционная нефть насосами перекачки нефти подается в резервуары товарной нефти объемом 30 000 м³ или на прием насосов ГНПС. В случае появления некондиционной нефти на выходе из технологической линии, она направляется в отдельный технологический резервуар, откуда некондиционный слой насосами перекачки некондиционной нефти снова откачивается на сепаратор С-1 каждой технологической линии.

Пластовая вода, отделившаяся в С-1 и С-2, направляется на установку подготовки пластовой воды. Окончательное отделение пластовой воды до содержания ее в нефти максимально 0,5...1,0% производится под действием электрического поля в ЭКГ-3, расположенных под дегазаторами ДГ-3. Пластовая вода после ЭКГ-3 направляется на установку подготовки пластовой воды или возвращается в 1-ю ступень сепарации для повышения температуры в С-1.

Пластовая вода в объеме, не превышающем производительность установки подготовки пластовой воды проходит очистку от песка, нефти на гидроциклонах и флотационной установке и затем поступает в уравнительные резервуары. В уравнительные резервуары так же поступает подпиточная вода от скважин водоносного горизонта прошедшая подготовку на установке подготовки подпиточной воды. Подготовленная подпиточная вода так же подается в систему пожарной воды и в систему производственного водоснабжения. Из уравнительных резервуаров пластовая вода подается в фильтры тонкой очистки от механических примесей и адсорбции нефтепродуктов и затем поступает в буферные резервуары. Подготовленная пластовая вода из буферных резервуаров поступает в насосную закачки пластовой воды откуда подается на кустовые площадки для закачки в пласт.

Дополнительно к вышеперечисленному оборудованию предусматривается установка трех входных пробкоуловителей для сепарации свободного газа. В конце пути нефтяной газ проходит подготовку для использования в топливной сети и для закачки в пласт.

1.1.1 Первая ступень сепарации

Сепаратор 1-й ступени (далее - С-1). От эксплуатационного манифольда пластовая продукция поступает в сепаратор С-1: в котором происходит отделение воды и газа.

Кроме этого на вход сепараторов 1-й ступени периодически подаются потоки от насосов перекачки воды технологических резервуаров Р-2285 и водяных насосов 3-й ступени сепарации НВ-3.

Техническая характеристика аппарата:

- объем 205 м³;
- производительность по жидкости 24 142 м³/сут;
- производительность по газу 90 000 нм³/сут;
- рабочее давление до 1,85 МПа;

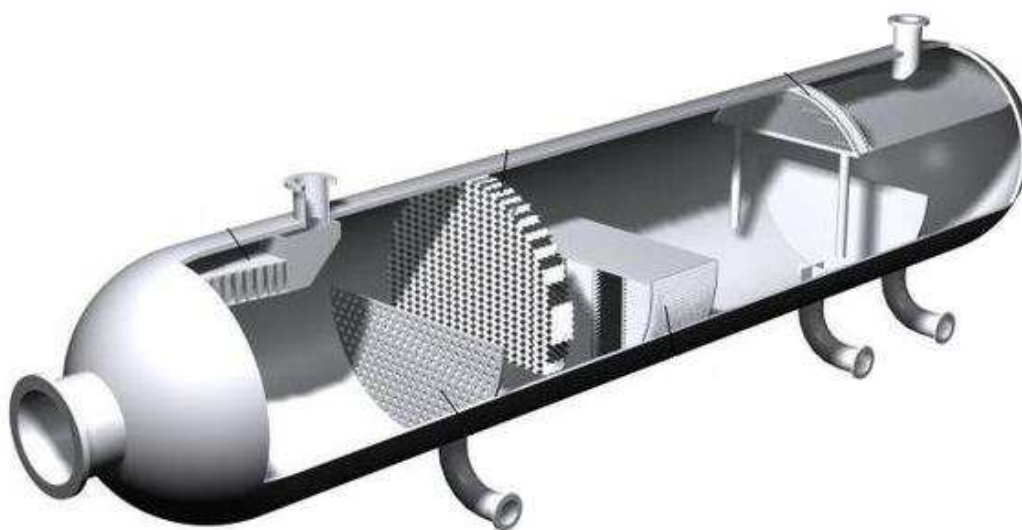


Рисунок 1.2 – Нефтегазовый сепаратор

Нефть внутри аппарата собирается в маточник расположенный на высоте 2000 мм, а вода в маточник на высоте 500 мм. И нефть, и вода, вытекают из емкости под давлением в емкости. Нефть проходит к сепаратору С-2 через трубное пространство теплообменника Т-1, тогда как вода направляется на модуль очистки пластовой воды.

Перед входом нефти в сепаратор в трубопровод подаются деэмульгатор и антивспениватель. На выходе из сепаратора в трубопровод к установке очистки пластовой воды подаются ингибитор солеотложения и обратный деэмульгатор.

В трубопроводы отвода газа от аппарата для предотвращения образования гидратов подается диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004, для снижения коррозионной активности газа – ингибитор коррозии (газ).

Дренаж сепаратора предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков. На аппарате предусмотрены вентиляционный патрубок с огнепреградителем для продувки и выпуска воздуха при подготовке к ремонту, патрубки для пропарки и продувки. Также проектом предусмотрена теплоизоляция аппарата.

Контроль и регулирование осуществляется системой автоматического регулирования, регулирующими или предохранительными клапанами, по прибору или ультразвуковыми расходомерами для следующих параметров сепаратора:

- давления в аппарате, МПа;
- давления газа на входе в газокompрессорная станция высокого давления;
- уровня раздела фаз нефть/вода, мм;
- уровня нефти в сепараторе, мм;
- температура, °С;
- расход нефти из сепаратора, м³/ч;
- расход отходящего газа от сепаратора, нм³/ч.

При превышении давления (3,5 МПа) в сепараторе С-1 предусмотрена отдельная линия сброса газа через клапан и ограничительную диафрагму в теплый коллектор факела ВД.

В зоне скида установлены датчики загазованности, которые при обнаружении горючих паров (метан) 20 % инициируют предупредительную сигнализацию, а при 50 % - аварийную сигнализацию.

При отклонении значений технологических параметров от допускаемых пределов срабатывает предупредительная сигнализация, а при значительном отклонении включается аварийная сигнализация или блокировка.

Теплообменник нефть/нефть (далее – Т-1). В кожухотрубчатом теплообменнике Т-1 происходит нагрев сырой холодной нефти, полученной от С-1 через отсечные клапаны, горячей подготовленной нефтью, подаваемой нефтяными насосами от ЭКГ-3.

Далее подогретый поток поступает на 2-ую ступень сепарации (в сепаратор С-2), охлажденный – в технологические резервуары. Холодная нефть подается в трубное, а горячая – в межтрубное пространство теплообменника. На каждой технологической линии установлено по шесть сдвоенных теплообменника. Холодная нефть в каждой технологической линии подогревается в трех параллельных нитках по четыре теплообменника в каждой нитке. Поверхность теплообмена каждой из трех ниток состоящей из 4-х аппаратов – 2200 м².

Процесс нагрева сырой нефти в теплообменниках второй и третьей нитках 1-ой технологической линии происходит аналогично нагреву в первой нитке.

В трубопровод перед теплообменниками нефть/нефть подается ингибитор солеотложения от блоков дозирования химреагентов.

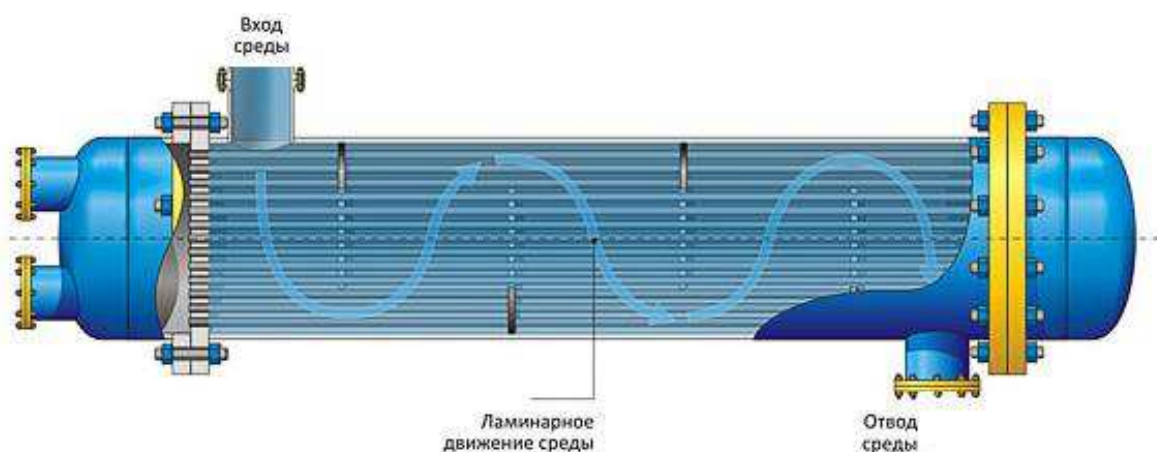


Рисунок 1.3 – Теплообменник нефть/нефть

Регулирование параметров теплообменника не предусмотрено. В то время контроль температуры и давления осуществляется соответственно по приборам TIAL и PIAL, на следующих стадиях:

- сырой холодной нефти на входе в трубное пространство;
- сырой подогретой нефти на выходе из трубного пространства;
- горячей подготовленной нефти на входе в межтрубное пространство;
- охлажденной подготовленной нефти на выходе из межтрубного пространства.

Качество подготовленной нефти в общем коллекторе на выходе из каждой технологической линии теплообменников контролируется поточным анализатором АІАН. При увеличении содержания воды в нефти до 1,0 % срабатывает предупредительная сигнализация.

При превышении давления (0,67 МПа) в межтрубном пространстве и давления (1,85 МПа) в трубном пространстве нагревателя Т-1 в результате температурного расширения жидкости (при пожаре) предусмотрен сброс от предохранительных клапанов в теплый коллектор факела ВД.

В модуле установлены датчики загазованности QZТ, инициирующие при обнаружении горючих паров (метан) 10 % – предупредительную сигнализацию, при 30 % – аварийную сигнализацию и операции по включению-отключению [2].

1.1.2 Вторая ступень сепарации

Сепаратор 2-й ступени (далее С-2). От теплообменника Т-1 подогретая продукция направляется в С-2 объемом 215 м³ и производительностью 24 035 м³/сут для дальнейшей дегазации и обезвоживания нефти.

Нефть собирается в маточник расположенный на высоте 2250 мм. и направляется к дегазатору ДГ-3 через нагреватель нефть/теплоноситель Т-2. Вода собирается в маточник расположенный на высоте 550 мм. и поступает на прием водяных насосов 2-й ступени НВ-2 и далее направляется в модуль подготовки пластовой воды.

Кроме этого на вход сепаратора С-2 технологической линии постоянно подаются потоки от насосов уловленной нефти соответствующей линии установки подготовки пластовой воды.

На выходе из сепаратора в трубопровод к установке очистки пластовой воды подается ингибитор солеотложения. В трубопроводы отвода газа от аппарата для снижения коррозионной активности газа подается ингибитор коррозии (газ).

Дренаж сепаратора предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков. На аппарате предусмотрены вентиляционный патрубок с огнепреградителем для продувки и выпуска воздуха при подготовке к ремонту, патрубки для пропарки и продувки. Проектом предусмотрена теплоизоляция аппарата.

Контроль и регулирование осуществляется системой автоматического регулирования, регулирующими или предохранительными клапанами, по прибору или ультразвуковыми расходомерами для следующих параметров сепаратора:

- давления в аппарате, МПа;
- давления газа на входе в газокompрессорная станция низкого давления;
- уровня раздела фаз нефть/вода, мм;
- уровня нефти в сепараторе, мм;
- температура, °С;
- расход отходящего газа от сепаратора, $\text{нм}^3/\text{ч}$;
- давления на приеме, МПа;
- давления на подаче, МПа.

При превышении давления (0,7 МПа) в сепараторе предусмотрена линия сброса газа из дегазатора в коллектор факела низкого давления через предохранительный клапан и ограничительную шайбу.

Подогреватель нефти (далее – Т-2). В подогревателе происходит, нагрев нефти до 40...80 °С, поступающей из сепаратора С-2, промежуточным теплоносителем, на входе которого установлены отсечные клапаны. Т-2 имеет поверхность теплообмена 940 м². Далее подогретая нефть направляется в дегазатор ДГ-3.

Во входной трубопровод нефти перед Т-2 предусмотрена подача пресной воды для обессоливания.

Дренаж нефти из межтрубного пространства предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков. Дренаж теплоносителя из трубного пространства предусмотрен в дренажную систему теплоносителя.

Контроль и регулировка температуры нефти на выходе из осуществляется системой автоматического регулирования TICALH, регулирующий клапан которой установлен на линии выхода теплоносителя.

Контроль по прибору ведется для следующих параметров подогревателя:

- температура нефти на входе по TIAL;
- давление нефти на входе и выходе по PIAL;
- перепад давления нефти по межтрубному пространству по PDIAN.

При превышении давления (0,65 МПа) в межтрубном пространстве нагревателя в результате температурного расширения жидкости (при пожаре) предусмотрен сброс от предохранительных клапанов в коллектор факела НД.

1.1.3 Третья ступень сепарации

Дегазатор 3-й ступени (далее – ДГ-3). Нагретая нефть после подогревателя направляется в ДГ-3 для окончательной дегазации нагретой нефти. Каждый дегазатор имеет объем 134 м³ и производительность 23876 м³/сут.

Далее жидкость из дегазатора направляется напрямую в расположенный под ним электростатический коагулятор.

В трубопроводы отвода газа от аппарата для снижения коррозионной активности газа подается ингибитор коррозии (газ). Дренаж дегазатора предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков.

На аппарате предусмотрены вентиляционный патрубок с огнепреградителем для продувки при подготовке к ремонту, патрубки для пропарки и продувки. Также проектом предусмотрена теплоизоляция аппарата.

Контроль и регулирование осуществляется системой автоматического регулирования, регулирующими или предохранительными клапанами для следующих параметров дегазатора ДГ-3:

- уровня жидкости в дегазаторе по LICALH, мм;
- давления в дегазаторе по PICALH, МПа.
- давления в коллекторе 1 ступени ГКС НД по PIC, МПа

При превышении давления (0,7 МПа) в дегазаторе предусмотрена линия сброса газа из дегазатора на факел НД через предохранительный клапан и ограничительную шайбу.

Температура в дегазаторе контролируется (в пределах 45...80 °С) по прибору TIALH. Расход отходящего газа от дегазатора контролируется (в пределах 1700...7000 нм³/ч) ультразвуковым расходомером FIALH.

В случаях достижения в дегазаторе предельно высокого или предельного низкого давления или предельно высокого уровня жидкости предусмотрена блокировка смежных систем.

В зоне скида установлены датчики загазованности QZT которые при обнаружении горючих паров (метан) 20 % инициируют предупредительную сигнализацию, а при 50 % - аварийную сигнализацию.

Электростатический коагулятор (далее – ЭКГ-3). После ДГ-3 жидкость направляется напрямую в электростатический коагулятор для окончательного обезвоживания нефти. Коагулятор имеет объем 400 м³ и производительность 19 200 м³/сут.

Электростатический коагулятор располагается под дегазатором на одном скиде и соединен с ним газоуравнительной линией. Ручная арматура на газоуравнительной линии постоянно открыта и заблокирована в открытом положении.

Товарная нефть от электрокоагулятора направляется на прием насосов перекачки товарной нефти НН-3. Пластовая вода направляется на прием водяных насосов 3-й ступени НВ-3. Выделение газа в электростатических коагуляторах не наблюдается.

В поток жидкости от дегазатора ДГ-3 к ЭКГ-3 при необходимости предусмотрен ввод деэмульгатора. Дренаж коагулятора предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков.

На аппарате предусмотрены вентиляционный патрубок с огнепреградителем для продувки при подготовке к ремонту, патрубки для пропарки и продувки. Также проектом предусмотрена теплоизоляция аппаратов.

Контроль и регулирование уровня раздела фаз нефть/вода в коагуляторе осуществляется системой автоматического регулирования и поддерживается в пределах 800...1700 мм регулирующим клапаном.

Предусмотрена защита трансформаторов от появления «газовой подушки». При снижении уровня жидкости (газ/нефть) в коагуляторе до 4945 мм срабатывает блокировка на отключение трансформаторов.

Контроль давления и температуры в коагуляторе осуществляется соответственно по приборам PIALH и TIALH. При превышении давления (0,7 МПа) в коагуляторе предусмотрена линия сброса газа из ЭКГ-3 в коллектор факела НД через предохранительный клапан.

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на электростатическом коагуляторе аварийных клапанов-отсекателей на линии выхода нефти на прием насосов на выходе пластовой воды на прием насосов НВ-3.

1.1.4 Насос перекачки товарной нефти

Насос перекачки товарной нефти 3-й ступени (далее – НН-3). От ЭКГ-3 подготовленная нефть направляется на прием насос НН-3. На каждой технологической линии предусмотрен 1 рабочий и 1 резервный насосы с производительностью 900 м³/ч и напором 60 м ст. ж.

Нефть от насосов с давлением 0,54...0,85 МПа направляется через теплообменники нефть/нефть в один из технологических резервуаров нефти.

В поток нефти на выкиде насоса НН-3 к теплообменнику нефть-нефть предусмотрен ввод ингибитора коррозии (нефть).

Дренаж трубопроводной обвязки насосов предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков. Дренаж с поддонов насосов выполнен в открытую систему опасных стоков.

Контроль по приборам осуществляется для следующих параметров насоса:

- перепада давления на фильтре по PDIАН, МПа
- давления на приеме и подаче по PIALH, МПа
- давления нефти в трубопроводе к теплообменникам нефть/нефть

Для обеспечения равномерной загрузки насоса НН-3 при совместной работе предусмотрено регулирование расхода на каждом выкидном трубопроводе с помощью ультразвуковых расходомеров и регулирующих клапанов, установленных на выкидных линиях насосов. При отклонении расхода нефти от значений 300...1030 м³/ч срабатывает предупредительная сигнализация.

Насосы оснащены системой автоматического включения резерва (далее – АВР) между позициями А и В. Для обеспечения возможности автоматического введения в работу насоса, находящегося в горячем резерве, установлены электроприводные задвижки на выкиде насосных агрегатов. Выходные задвижки и обратные клапаны насосов оснащены байпасными линиями меньшего диаметра для поддержания насоса находящегося в резерве в прогретом состоянии. После ввода в работу резервного насоса арматура на этих байпасных линиях закрывается.

Разрешение на пуск насоса выдается при условии выполнения всех вышеуказанных пусковых условий, а также при условии наличия давления на приеме насоса выше минимального, открытия задвижки на приеме и закрытия задвижки на подаче насоса.

При пуске насоса и наборе рабочего давления на подаче (через 30 сек. после его пуска), производится автоматическое открытие задвижки.

Насос может быть отключен по команде с АРМ оператора или кнопкой «Стоп» по месту, а также кнопкой «Аварийный стоп» по месту или в подстанции.

При отключении насоса (по команде «Стоп» оператором или при срабатывании технологических и электрических защит) отключается приводной двигатель насоса и закрываются задвижки на выходе и входе.

1.2 Насосные агрегаты, применяемые в процессе подготовки нефти

Во время подготовки нефти на всех трех технологических линиях (в модулях Х-9001, Х-9002, Х-9003) используют следующие насосы:

- водяные насосы второй степени 1ЦНСг 60-165 (НВ-2);
- водяные насосы третьей степени 1ЦНСг 60-198 (НВ-3);
- насосы перекачки товарной нефти 12НДс-Нм (НН-3).

На каждой линии установлено по два насоса, соединенных параллельно. Один из них находится в резерве.

Вода из насосов НВ-2 и НВ-3 направляется на модуль подготовки пластовой воды. Первый с производительностью 54,1 м³/ч и напором 160,3 м ст. ж после сепарации 2-й степени, второй с производительностью 46,7 м³/ч и напором 209,6 м ст. ж после сепарации 3-й степени.

Подготовленная нефть из коагуляторов ЭКГ-3 через теплообменники нефть/нефть Т-1 поступает в технологические резервуары объемом 20 000 м³. Из технологических резервуаров кондиционная нефть

Насос НН-3 подачей 900 м³/ч и напором 60 м принимает подготовленную нефть из ЭКГ-1 и направляет ее в технологические резервуары.

В процессе эксплуатации все насосы контролируются установленными на них датчиками, а их технические параметры регулируются клапанами.

Рассмотрим основные технологические характеристики насоса 12НДс-Нм, перекачивающего подготовленную нефть, его устройство и принцип действия, а также контролируемые параметры и их уставки.

1.2.1 Назначение и технические характеристики агрегата

Агрегат 12НДс-Нм-тт-Е-а используется в нефтепереработке для перекачки следующих сред: нефти, бензина, керосина, дизельного топлива, воды с нефтепродуктами, химически активные среды и др. Допустимые свойства перекачиваемой жидкости приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Свойства перекачиваемой среды

Допустимый параметр	Значение
Водородный показатель, рН	7,0...9,5
Вязкость, м ² /с (сСт)	< 10 ⁻⁴ (100)
Плотность, кг/м ³	760...1000
Общая минерализацию, г/л	< 20
Содержание хлоридов, г/л	< 10
Содержание железа, г/л	< 10
Массовая доля механических примесей, мг/л	< 20
Размер механических примесей не более	< 0,2
Температура перекачиваемой среды, °С	-40...85 °С
Температура вспышки, °С	< 61

Электронасосный агрегат состоит следующих основных механизмов:

- насос центробежный двустороннего входа 12НДс-Нм-тт-Е-а;
- двигатель ВАО2-450-250-4ДУ2;
- система охлаждения торцевых уплотнений (правая и левая);
- системы выпуска воздуха;
- система автоматического управления (щит управления, датчики).



Рисунок 1.4 – Насос 12НДс-Нм

Насосы предназначены для эксплуатации во взрывоопасных и пожароопасных помещениях, что соответствует требованиям ГОСТ Р 51330.11-99. Также температура окружающего воздуха должна быть в пределах – 45...+40 °С. Двигатель является приводом насоса, который преобразует свою механическую энергию в гидравлическую энергию жидкости.

Условные обозначения агрегата расшифрованы в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Расшифровка условных обозначений насосного агрегата

Насос 12НДс-Нм-тт-Е-а		Двигатель ВАО2-450-250-4ДУ2	
обозначение	расшифровка	обозначение	расшифровка
12	1/25 диаметра напорного патрубка, мм	ВАО	взрывозащищенный асинхронный обдуваемый
НДс	насос двустороннего входа, средненапорный	2	вторая серия
Нм	нефтяной магистральный	450	высота оси вращения двигателя, мм
тт	двойное торцовое уплотнение: тандем	250	мощность, кВт
Е	корпусные детали из углеродистой стали	4	число полюсов
а	первая обточка рабочего колеса	Д	номинальное напряжение 10 000 В
–	–	У2	умеренный климат, категория размещения 2

Для обеспечения необходимых параметров и требований предусмотрены первая (а) и вторая (б) обточки рабочих колес и использование насосов при пониженной частоте вращения.

Эксплуатация агрегата за пределами допустимой рабочей зоны (рисунок 1.5) запрещена.

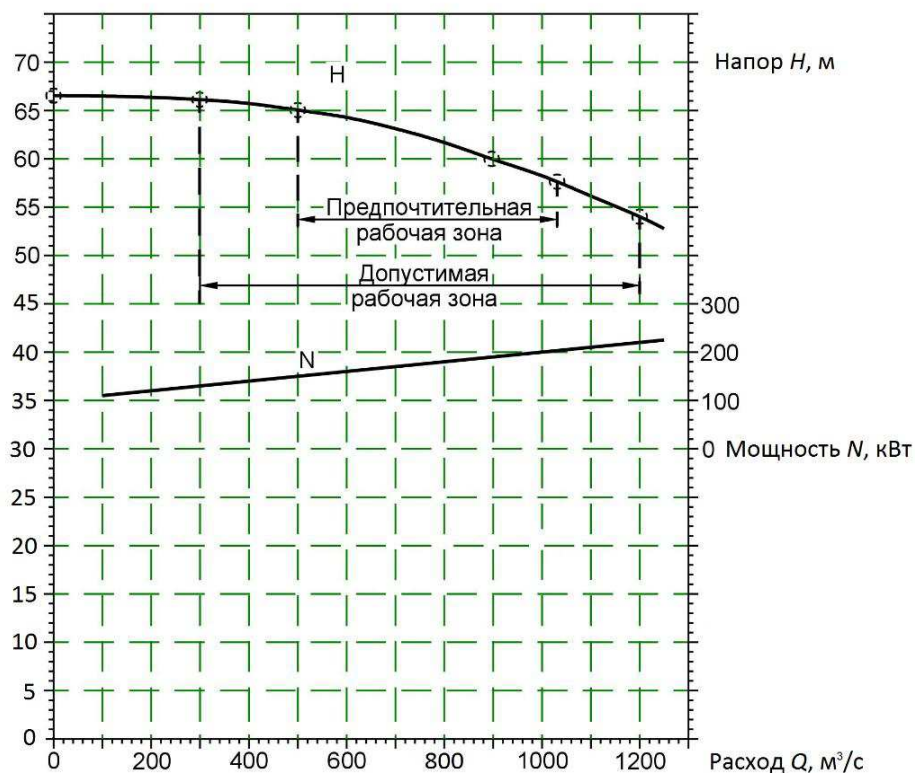


Рисунок 1.5 – Графическая характеристика агрегата

В таблицах 1.4 и 1.5 приведены значения параметров агрегата при номинальном режиме работы.

Таблица 1.4 – Технические характеристики насоса

Параметр	Значение		
	Подача Q , м ³ /ч	300	900
Напор H , м	60		
Часто вращения рабочего колеса n , об/мин	1 450		
Потребляемая мощность, кВт	-	198	216
КПД η , %	75		
Давление на входе в насос, МПа	< 0,3		
Диаметр всасывающего патрубка, мм	350		
Диаметр напорного патрубка, мм	300		
Диаметр рабочего колеса, мм	460		
Критический кавитационный запас h , м	< 3,2		
Утечка через торцевое уплотнение q , л/ч	0,003		
Тип уплотнения вала	двойной торцевое, тандем		

Таблица 1.5 – Технические характеристики двигателя

Параметр	Значение
Мощность, кВт	250
Напряжение, В	10 000
Частота вращения (синхронная), об/мин	1 500
КПД, %	94,6
Начальный пусковой ток	8,0
Начальный пусковой момент	1,47
Максимальный момент	2,0
Ток статора, А	17,4
Частота трехфазного тока, Гц	50
Соединение фаз обмотки статора	«звезда»

Масса и габаритные размеры указаны в таблице 1.6. Допуск на массу +5 %.

Таблица 1.6 – Масса и габариты насосного агрегата

Агрегат	Насос	Двигатель
габаритные размеры Д × Ш × В, мм		
3375 × 1900 × 2425	1225 × 1395 × 1015	1715 × - × 1040
масса, кг		
5 500	1 200	2 380

1.2.2 Вибрационная и шумовая характеристика

Повышенный уровень шума и вибрации, возникающие при работе агрегата, характеризуют ненормальную работу агрегата. В этом случае необходимо остановить агрегат и устранить неисправности.

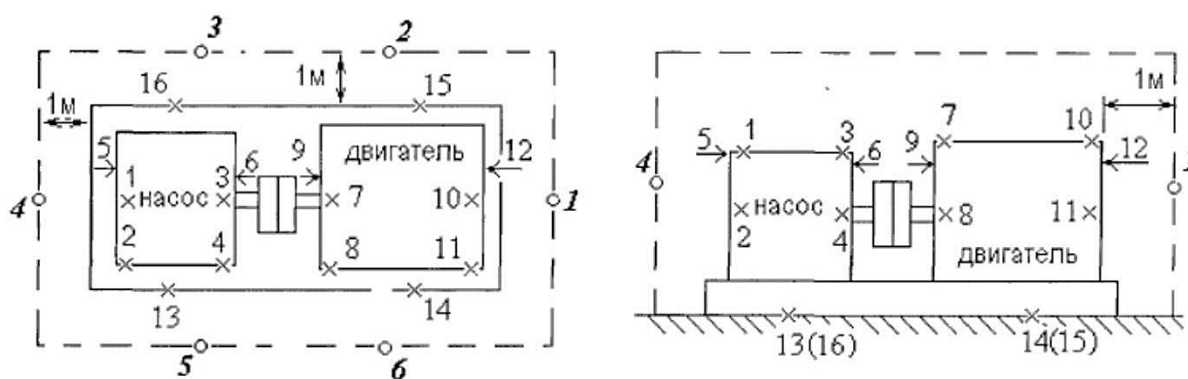
От точности центровки в значительной степени зависят вибрационная характеристика агрегата, надежность и долговечность подшипников, уплотнений, соединительной муфты и агрегата в целом.

Виброскорость контролируется датчиком акселерометром, которые находятся в 4-х подшипниковых узлах: в подшипниковых опорах насоса и двигателя с обеих сторон.

Для агрегата электронасосного 12НДс-Нм были проведены измерения вибрационной и шумовой технических характеристик (далее – ВТХ и ШТХ). Измерения проводились при номинальной подаче 900 м³/ч ($\pm 10\%$) с использованием анализатора шума (по ГОСТ Р 51402-99) и вибрации SVAN 947.

Измеряемым параметром вибрации является среднеквадратическое значение виброскорости в подшипниковом узле в диапазоне частот 10-1000 Гц. Измерение вибрации выполняется перпендикулярно опорной поверхности. А для шума – уровень звука на расстоянии 1 м от агрегата.

Точки замера ВТХ и ШТХ продемонстрированы на рисунке 1.6, а результаты измерений в таблицах 1.7 и 1.8.



× - точки замера вибрации (1-12 на подшипниковых узлах)
 ○ - точки замера шума: (1-6 на расстоянии 1 м от контура агрегата)

Рисунок 1.6 – Схема точек замера

ВТХ агрегата – среднее квадратическое значение виброскорости в октавных полосах частот в диапазоне от 8 до 63 Гц в местах крепления агрегата к фундаменту – не более 2,0 мм/с, что соответствует требованиям РЭ агрегата.

Таблица 1.7 – Результаты измерений вибрации при номинальном режиме

Точки замера	Плоскость											
	вертикальная				горизонтальная				осевая			
	1	3	7	10	2	4	8	11	5	6	9	12
Общий уровень, мм/с	1,8	2,0	1,6	1,9	2,2	2,5	1,4	–	2,4	1,9	2,3	–

Результаты испытания показали, что среднее квадратическое значение виброскорости в узлах подшипниковых опор в 12 точках замера: в номинальном режиме ($\pm 10\%$) - не превышает 3,0 мм/с, что соответствует требованиям API 610, а также на остальных режимах в рабочем интервале подач – не более 3,9 мм/с.

Таблица 1.8 – Результаты измерений шума при номинальном режиме

Точка замера	Среднегеометрическая частота, Гц									Уровень звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	38,8	50,2	66,4	72,6	77,6	93,8	91,8	79,8	71,0	96,1
2	38,4	52,5	69,8	76,3	77,7	99,6	97,8	81,7	70,2	101,9
3	37,4	51,2	70,3	76,5	78,7	98,4	96,2	81,4	69,8	100,5
4	38,2	53,6	68,4	76,2	77,8	90,9	89,0	77,1	66,6	93,3
5	40,4	54,3	69,5	77,3	78,8	98,9	97,0	79,2	68,2	101,1
6	40,4	52,2	68,3	75,7	79,2	99,9	97,7	79,6	68,9	102,0
среднее	38,9	52,3	68,8	75,8	78,3	96,9	94,9	79,8	69,1	100

ШТХ – средний уровень звука на расстоянии 1 м от контура агрегата в номинальном режиме должен равняться среднему уровню звука двигателя с прибавкой 5 дБА, что соответствует требованиям РЭ агрегата.

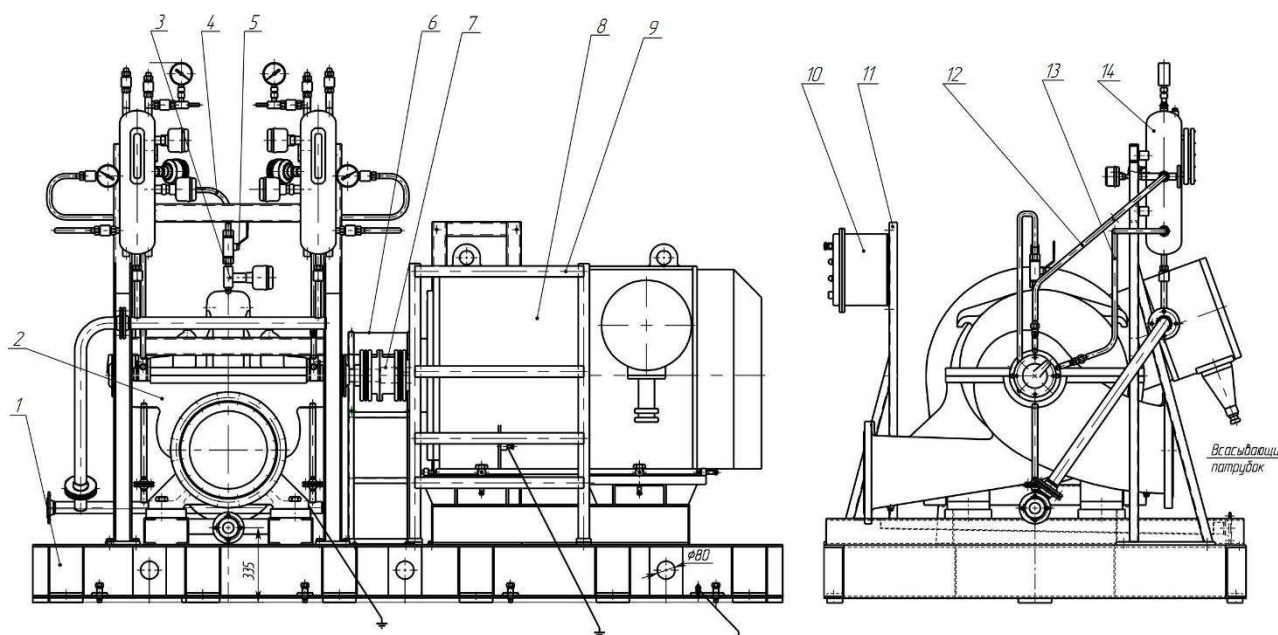
Предупредительная сигнализация выполняется при повышенной вибрации на насосе и двигателе более 5,4 мм/с. Аварийная сигнализация и отключение агрегата производится при повышении виброскорости выше 7,1 мм/с.

1.2.3 Устройство и принцип работы

Агрегат электронасосный установленный на общей фундаментной раме 1 состоит из насоса 2, электродвигателя 8, валы которых соединены с помощью дисковой полужесткой муфты 7, закрытой ограждением 6 (рисунок 1.7).

Также предусмотрена система автоматического контроля параметров и управления (далее – АСУД), приборы которой размещены на стойке щита приборов 11, а датчики – на стойке приборной 9.

В насосе установлены двойные торцовые уплотнения типа «тандем», поэтому насос укомплектован системами охлаждения торцовых уплотнений 14 правой СО-3.10 и левой СО-3.11.



1 – рама; 2 – насос; 3,4,5 – комплект монтажный; 6 – ограждение; 7 – соединительная муфта;
8 – электродвигатель; 9 – стойка приборная; 10 – щит управления; 11 – стойка щита;
12, 13 – комплект монтажный; 14 – система охлаждения;

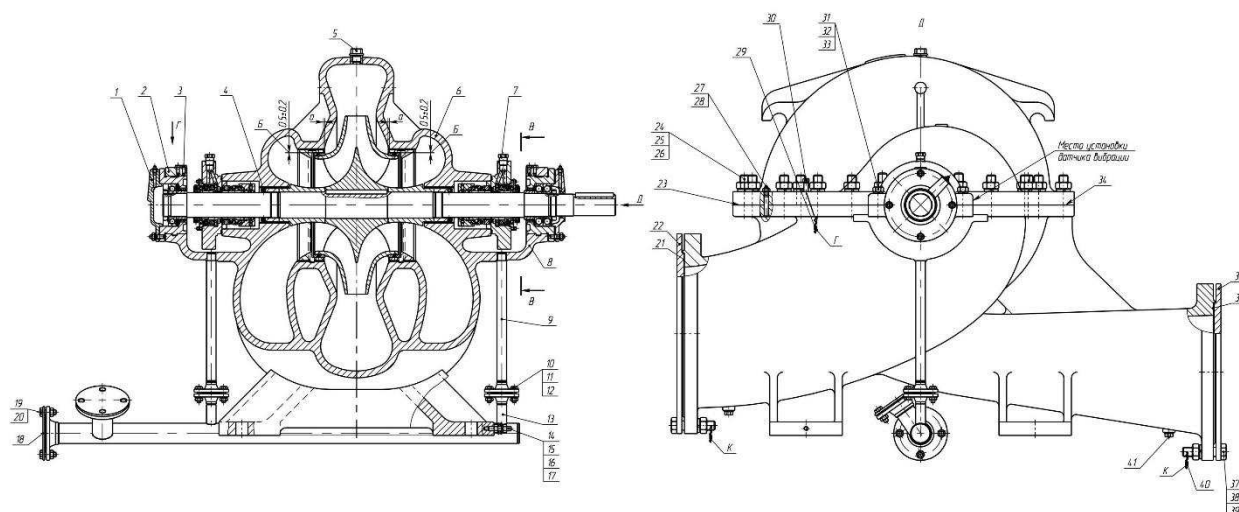
Рисунок 1.7 – Сборочный чертеж агрегата

Основной принцип работы агрегата заключается в преобразовании механической энергии приводного двигателя в гидравлическую энергию жидкости за счет гидродинамического взаимодействия лопастной системы рабочего колеса, подвода и отвода в насосе. В качестве приводного двигателя применен асинхронный трехфазный электродвигатель (далее – ЭД).

Насос – центробежный двухстороннего входа, горизонтальный с полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу и спиральным отводом. Базовой единицей насоса является корпус 8, представляет собой стальную отливку, имеющая разъем в горизонтальной плоскости, проходящей через ось ротора 1 (рис. 1.8).

В корпусе насоса выполнены опорные лапы, при помощи которых насос устанавливается на фундаментную раму. Крепление насоса и двигателя к фундаментной раме – жесткое, как и рамы к фундаменту станции.

Плоскость разъема уплотняется прокладками 23, 34. Уплотняющее усилие создается шпильками 24 и гайками 25, расположенными по плоскости разъема (рис. 1.8).



1 – ротор; 2, 10 – скоба; 3, 19, 37, 42 – болт; 4, 30 – винт, 5 – пробка; 6 – крышка корпуса; 7 – пробка транспортировочная; 8 – корпус; 9 – трубка; 11, 15, 16, 26, 33, 39, 44 – шайба; 12, 17, 20, 25, 28, 32, 38, 43 – гайка; 13 – коллектор общий; 14, 24, 31 – шпилька; 18, 22, 35 – заглушка; 21, 23, 34, 36 – прокладка; 27 – штифт; 29, 40 – пломба; 45 – табличка.

Рисунок 1.8 – Насос 12Ндс-Нм в разрезе

В корпусе насоса устанавливаются уплотняющие кольца 12, защищающие его от износа и уменьшающие перетечки между всасывающей и напорной полостями насоса (рис. 1.9).

Всасывающий и нагнетательный патрубки насоса расположены в нижней половине корпуса 8 и направлены в противоположные стороны, благодаря чему возможна разборка насоса без отсоединения трубопроводов и снятия двигателя. Присоединительные размеры фланцев всасывающего и напорного патрубков выполнены по ГОСТ12821-80, исполнение 3 (рис. 1.8).

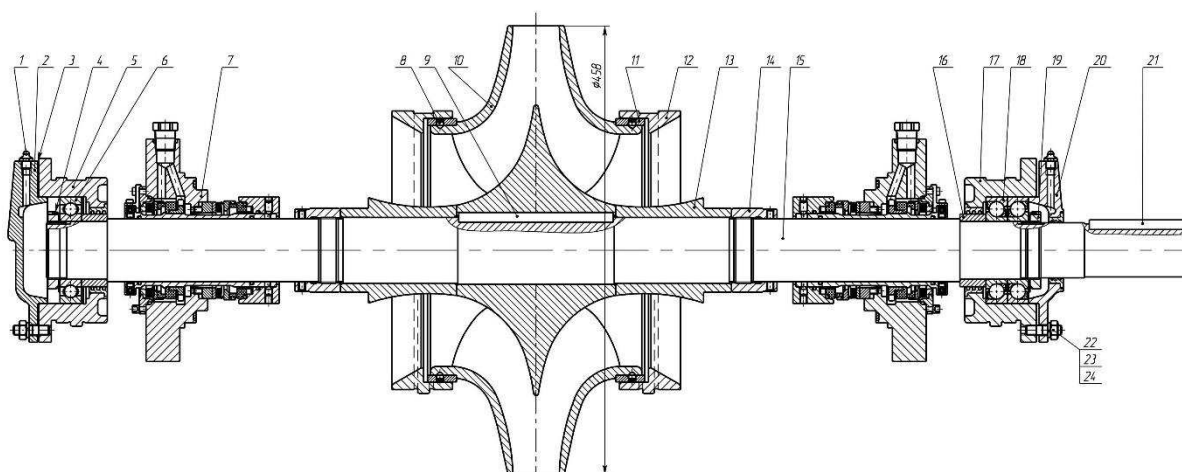
Крышка корпуса 6 продолжает конфигурацию каналов корпуса. К верхней части крышки 6 подсоединен трубопровод выпуска воздуха из насоса при заполнении его перекачиваемой жидкостью (рис. 1.8).

Ротор насоса 1 приводится во вращение электродвигателем через соединительную муфту. Направление вращения ротора левое (против часовой), если смотреть со стороны привода (рис. 1.8).

Муфта дисковая пластинчатая полужесткая ДМ-6-4с-4000 предназначена для передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Использование муфты позволяет компенсировать монтажные отклонения:

- угловое смещение не более 0,67 град.
- радиальное смещение не более 1,2 мм
- осевое смещение не более 4,8 мм,

Ротор насоса состоит из вала 15, на котором установлены рабочее колесо 10, закрепленное на валу при помощи шпонки 9, втулок направляющих 13 и гаек 14. Рабочее колесо 10 – двустороннего входа, что позволяет в основном уравновесить осевые силы, действующие на ротор (рис. 1.9).



- 1 – масленка; 2, 20 – крышка подшипника; 3 – прокладка; 4, 23 – шайба; 5, 17 – стакан;
 6, 18 – подшипник; 7 – торцевое уплотнение; 8 – винт; 9, 21 – шпонка; 10 – колесо рабочее;
 11 – кольцо защитное; 12 – кольцо уплотняющее; 13 – втулка направляющая;
 14, 19, 22 – гайка; 15 – вал; 16 – втулка упорная; 24 шпилька.

Рисунок 1.9 – Ротор насоса в разрезе

Для защиты уплотнительной поверхности от износа на рабочем колесе установлены защитные кольца 11. Для предотвращения протечек жидкости на валу установлены двойные торцевые уплотнения типа «тандем» 7 (рис. 1.9).

Опорами ротора служат подшипники качения с консистентной смазкой, размещенные в узлах подшипников, состоящих из стаканов подшипников 5, 17, крышек подшипников 2, 20 и втулок упорных 16. Подшипники закреплены на валу при помощи гаек 19 и стопорных шайб 4 (рис. 1.9).

Для восприятия радиальной и остаточной осевой силы служат два парных однорядных радиально-упорных шарикоподшипника 18 установленные со стороны муфты. Для восприятия радиальной силы служит радиальный однорядный шарикоподшипник 6, установленный с противоположной стороны (рис. 1.9).

Узлы уплотнения закреплены в корпусе двумя болтами с проушиной с гайками 42, 43 (рис. 1.8).

С целью сбора возможных протечек при запуске и утечек во время работы насос оснащен системой дренажных труб 9. Кроме того, на раме установлен поддон, также имеющий фланец для соединения с дренажной системой (рис. 1.8).

С целью обеспечения контроля важных для работы агрегата параметров, обеспечения работы системы охлаждения торцовых уплотнений, автоматического управления в режимах пуска и останова, автоматического отключения при недопустимом отклонении параметров агрегат оснащен АСУД.

1.2.4 Контролируемые параметры насоса НН-3

Подготовка агрегата к пуску должна осуществляться в соответствии с руководствами по эксплуатации на агрегат и двигатель, где указаны объем и последовательность выполнения операций обслуживающим персоналом.

Перед пуском агрегата должны быть выполнены следующие условия:

- обеспечено давление на входе в насос не менее значения, обеспечивающего бескавитационную работу насоса;
- обеспечен уровень запирающей среды в СО-3 больше минимального, но меньше максимального уровня;
- задвижка на входе в насос открыта на выходе закрыта;
- закрыт защитный кожух на соединительной муфте;
- насос заполнен жидкостью (до замыкания датчика уровня).

Запуск и остановка двигателя насосного агрегата может осуществляться:

- оператором дистанционно с центрального пульта;
- автоматически (технологическими защитами двигателя);
- кнопкой «Пуск» и «Стоп» на местной панели управления.

При «автоматическом режиме пуска» после подачи команды «Пуск» включается двигатель электронасосного агрегата, открывается задвижка на выходе из насоса. От команды «Стоп» должен отключиться двигатель, закрыться задвижка на выходе из насоса.

На время пуска агрегата (до достижения давления на выходе насоса соответствующего нулевой подаче) выводятся из действия защита по вибрации и падению давления на нагнетании. После достижения давления на выходе насоса соответствующего нулевой подаче подается команда на открытие напорной задвижки.

Насосный агрегат должен работать в диапазоне подач 300-1030 м³/ч.

Контроль технологических параметров во время эксплуатации агрегата должен производиться по карте уставок и блокировок насоса. При отклонении контролируемых параметров от заданных значений должна быть выполнена предупредительная сигнализация, при критическом отклонении – аварийная сигнализация и последующая остановка оборудования.

Объем сигнализации, защит и величины уставок указаны в таблице 1.9

Таблица 1.9 – Карта уставок и блокировок насоса 12НДс-Нм

№	Параметр	Критическое значение	Допустимая уставка	Предельная уставка	Операция				
					ПС	АС	ЗП	ОН	Задержка, сек
1	Перепад давления на фильтре насоса, МПа	-	...0,05	...0,07	×	×		×	7
2	Давление на приеме (входе), МПа	-	0,04...0,25	0,032...0,3	×	×	×	×	
3	Давление на подаче (выходе), МПа	-	0,54...0,65	...0,66	×	×		×	90
4	Давление нефти на входе в теплообменник Т-1, МПа	-	0,1...0,65	...0,66		×		×	
5	Давление охлаждающей среды торцевого уплотнения вала насоса с двух сторон, МПа	-	...0,2	...0,3	×	×	×	×	

Окончание таблицы 1.9

№	Параметр	Критическое значение	Допустимая уставка	Предельная уставка	Операция				
					ПС	АС	ЗП	ОН	Задержка, сек
6	Температура охлаждающей жидкости торцевого уплотнения вала насоса с двух сторон, МПа	-		...80		×		×	
7	Уровень охлаждающей жидкости в бачках СОЖ насоса	отсутствует	min		×	×	×	×	
8	Уровень заполнения насоса	отсутствует	max		×		✓		
9	Не установлено ограждение муфты насоса	-	min			×	×	×	
10	Температура подшипников эл. двигателя с двух сторон, °С	110	...75	...80	×	×		×	3
11	Температура подшипников насоса с двух сторон, °С	110	...75	...80	×	×		×	3
12	Виброскорость подшипников насоса с двух сторон, мм/с	11,2	...5,4	...7,1	×	×		×	3
13	Виброскорость подшипников эл. двигателя с двух сторон, мм/с	11,2	...5,4	...7,1	×	×		×	3
14	Расход нефти насоса, м3/ч	-	300...1030		×				

где операции: ПС – предупредительная сигнализация, АС – аварийная сигнализация, ЗП – запрет на пуск, ОН – отключение насоса.

Приборами контроля технологических параметров агрегата являются: преобразователи температуры и избыточного давления, датчики уровня и вибрации, а также термометры, манометры и др.

1.3 Автоматизированная система управления и диагностики

1.3.1 Структура

Интегрированная система автоматики предусматривает комплексную автоматизацию объектов, созданную на базе автоматизированной системы управления и диагностики технологическими процессами (далее АСУД).

Основными целями создания АСУД являются:

- создание автоматизированной системы управления и диагностики технологическими процессами для обеспечения малолюдной и безлюдной

технологий и получения плановых объёмов товарной продукции при минимальных затратах;

- создание автоматизированной системы противоаварийной защиты (ПАЗ) для обеспечения надёжности и безопасности (в том числе экологической) работы всех технологических комплексов;

- создание автоматизированной системы пожаротушения (СП), выполняющей функции по пожарной сигнализации, автоматическому пожаротушению объектов;

- создание автоматизированной системы мониторинга процесса добычи, сбора, подготовки, транспорта и сдачи товарной продукции по всей технологической цепи;

- создание автоматизированной системы сигнализации и блокировок;

- осуществление контроля и учёта материальных и энергетических ресурсов;

- автоматизация расчета технико-экономических показателей, планирование производственной деятельности, формирование оперативных сводок и отчётных документов предприятия [3].

АСУД представляет собой многоуровневую иерархическую систему с распределенным интеллектом, построенную на базе современных микропроцессорных средств автоматизации и связи. Структурно АСУД разделена на три уровня: верхний, средний и нижний уровни.

Нижний уровень управления – уровень технологических объектов, не требующего постоянного присутствия персонала

Системы управления нижнего уровня включают в себя датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, удаленные панели управления и станции управления, построенные на базе программируемых логических контроллеров.

Оборудование нижнего уровня размещается непосредственно на технологическом оборудовании (полевые средства автоматизации), в помещениях на площадках промысла (контроллеры, вторичные приборы) и в

соответствующих помещениях блочно-комплектного автоматизированного технологического оборудования.

Средний уровень – уровень оперативного управления технологическими процессами, требующего постоянного присутствия персонала для мониторинга соответствующих технологических процессов.

Средний уровень включает в себя серверы и рабочие станции операторов на базе персональных компьютеров, располагаемых в помещениях операторных площадках и местном диспетчерском пункте.

Верхний уровень включает в себя серверы и рабочие станции диспетчеров промысла на базе персональных компьютеров, располагаемых в центральном диспетчерском пункте (далее – ЦДП). Диспетчеры осуществляют постоянный мониторинг всех технологических процессов и объектов, а также объектов пожаротушения [4].

1.3.2 Функции

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУД распределяются по уровням управления следующим образом.

На нижнем уровне:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- сбор и первичная обработка информации по учету и контролю количества нефти, газа, воды и сопутствующих им компонентов;
- ретрансляция информации, поступающей от программируемых контроллеров, встроенных в станции и блоки контроля и управления технологических агрегатов и установок;
- обмен информацией (прием и передача) со средним уровнем управления;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших со среднего уровня управления;

- автотестирование элементов местной автоматики, программируемых контроллеров и станций управления.

На среднем уровне:

- сбор и концентрация информации с нижнего уровня управления о ходе ТП, от панелей и станций управления;

- сбор и концентрация информации с нижнего уровня управления по учету и контролю количества нефти, газа, воды и сопутствующих им компонентов, от станций управления;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по противоаварийной защите технологических комплексов;

- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления;

- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;

- индикация и регистрация информации, реализация диалога с операторами;

- составление оперативных сводок, отчётных и справочных документов;

- передача информации на верхний уровень управления.

На верхнем уровне:

- учёт и контроль выполнения плановых заданий производственными подразделениями предприятия;

- оптимальное распределение и рациональное использование ресурсов;

- моделирование процессов и разработка оптимальных технологических режимов;

- сведение материальных балансов и анализ удельных затрат;

- анализ простоев оборудования и учёт потерь;

- ведение плановых, учётных и отчётных документов;

- расчёты текущего плана производства и плановых заданий подразделениям предприятия, обеспечивающих оптимальное использование капитальных вложений, материальных и трудовых ресурсов;

- автоматизированная обработка исследовательской технологической информации, представление и регистрация графических данных;

- реализация диалогового режима проведения расчётов по запросам персонала предприятия;

- управление техническим обслуживанием и ремонтом оборудования.

Оснащение насосных агрегатов датчиками, измерительными преобразователями, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусмотрено в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУД по контролю и управлению этими объектами:

- контроль давления на приеме и подаче насосов;

- сигнализация предельных параметров давления на подаче насосов;

- управление насосами по месту и телеуправление;

- управление приводами кранов по месту и дистанционно.

Информация по контролю и управлению насосным оборудованием, формируется на локальных программируемых контроллерах и передается в ЦДП [5]

1.3.3 Технические средства

Для реализации схем контроля и управления предусматриваются современные средства автоматизации общепромышленного и взрывозащищенного исполнения со стандартными входными / выходными сигналами, в том числе интеллектуальные (микропроцессорные).

Внедрение этих средств является одним из природоохранных мероприятий, позволяющих повысить надежность работы технологических объектов, снизить или исключить возможность возникновения аварийных ситуаций и соответственно вероятность загрязнения окружающей среды.

По всем блочным технологическим установкам первичные преобразователи, датчики, исполнительные механизмы локальные контроллеры поставляются заводами-изготовителями в комплекте с технологическим оборудованием.

Информация с локальных программируемых контроллеров этих блоков передается на центральный контроллер и рабочие станции диспетчера в ЦДП.

Комплекс технических средств АСУТП состоит из:

- комплекса интеллектуальных датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов;
- управляющих вычислительных комплексов (УВК), на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК), персональных компьютеров и серверов;
- средств и каналов связи.

Полевые средства автоматизации, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью стандартных закладных конструкций.

Приборы, требующие обогрева, на открытых площадках устанавливаются во взрывозащищенных термобоксах или термошкафах с электрообогревом.

Импульсные линии имеют минимальную длину, теплоизоляцию и, при необходимости, электрообогрев.

Для электропитания средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220В, частотой 50Гц и постоянный ток напряжением 24В. Подвод электропитания предусматривается от силовых распределительных щитов в электротехнической части проекта.

Для гарантированного питания оборудования контроллеров и вторичных приборов предусматриваются источники бесперебойного питания. Программируемые логические контроллеры (далее – ПЛК), вторичная аппаратура, источники бесперебойного питания размещаются в обогреваемых помещениях блоков [4].

Датчики давления ЭНИ-100 предназначены для непрерывного преобразования давления: избыточного, абсолютного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического, разности давлений для рабочих сред (нефти, воды, газа) в унифицированный токовый выходной сигнал или цифровой сигнал. Датчики предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности [7].



Рисунок 1.10 – Датчик давления ЭНИ-100

Таблица 1.10 – Технические данные датчики давления ЭНИ-100

Параметр	Характеристика
Рабочая температура, °С	-40...+80
Диапазон измерений, МПа	0,06...0,6

Датчики уровня модели FLR с герконом и цепью измерения применяются для измерения уровня жидкостей. Они работают по принципу поплавка с магнитной передачей. Система магнитов поплавка приводит в действие цепь измерения сопротивления в трубе скольжения, соответствующую трехпроводному потенциометру. Измеренное напряжение, возникающее при этом, пропорционально высоте уровня жидкости. Напряжение измеряется с высокой точностью и мелким шагом, соответствующим расстоянию между контактами измерительной цепи, а потому измерение ведется практически непрерывно [8].



Рисунок 1.11 – Датчики уровня непрерывного измерения FLR-S

Таблица 1.11 – Технические данные датчика уровня FLR-S

Параметр	Характеристика
Рабочая температура, °С	-80...+200
Рабочее давление, кПа	< 8 000
Предельная плотность ρ , кг/м ³	> 400

Комплекс расходомерный КР-2-65 измеряет объемный расход жидкостей, нефтепромысловых сточных вод системы ППД, с выводом информации на индикатор и телеметрию через импульсный выход или интерфейс [9].



Рисунок 1.12 – Комплекс расходомерный КР-2-65

Таблица 1.12 – Технические данные комплекса расходомерного КР-2-65

Параметр	Характеристика
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	4...125
Рабочее давление, МПа	< 21
Рабочая температура, °С	-40...+60
Рабочая температура среды, °С	0...+60
Рабочая частота, Гц	10..1 000
Относительная погрешность, %	3

Вибропреобразователи ВК-310С представляют собой пьезоэлектрические акселерометры с согласующими усилителями (далее – ВП) и предназначены для применения в составе аппаратуры непрерывного вибрационного контроля, защиты и вибродиагностики насосных агрегатов и двигателей нефтеперекачивающих станций. Датчики состоят из пьезо-электрического преобразователя, соединенного с согласующим усилителем [10].



Рисунок 1.13 – Вибропреобразователи пьезоэлектрические с предусилителями ВК-310С

Таблица 1.13 – Технические данные датчика вибрации ВК-310С

Параметр	Характеристика
Рабочая температура, °С	-30...+80
Атмосферное давление, кПа	84...106,7
Рабочая частота, Гц	10..1 000
Виброскорость, мм/с	0,1...30
Виброускорение, м/с ²	0,5...400
Суммарное нагрузочное сопротивление, Ом	100...150
Время переходного процесса, с	5

Аналоговые преобразователи температуры с унифицированным выходным сигналом Метран 271 предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУД ТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей [11].



Рисунок 1.14 – Преобразователь температуры Метран 271

Таблица 1.14 – Технические данные преобразователя температуры Метран 271

Параметр	Характеристика
Диапазон измерений температуры, °С	-40...+800
Погрешность, %	0,5...1
Выходной сигнал, мА	4...20

Контроллер предназначен для создания полнофункциональных АСУД ТП, в том числе. Контроллер обеспечивает работу в автоматическом режиме или в ручном режиме на местной панели управления [12].



Рисунок 1.15 – Программируемый логический контроллер ЭЛСИ-ТМ

Таблица 1.15 – Технические данные ПЛК ЭЛСИ-ТМ

Параметр	Характеристика
Рабочая температура, °С	-40...+60
Атмосферное давление, кПа	84...106,7
Среднее время наработки на отказ, ч	> 80 000
Средний срок службы, лет	> 10

1.3.4 Алгоритм управления и диагностики

Управление агрегатом осуществляется дистанционно с центрального пульта (АРМ) и местных панелей управления. Выбор способа управления осуществляется с помощью переключателя на местной панели управления.

Дистанционно АСУД должна обеспечивать:

- управление электронасосным агрегатом во всех режимах, предусмотренных технологической схемой станции;

- контроль технологических параметров с погрешностью измерений по температуре и давлению не должна быть более 1,0%, по вибрации – 5%, по уровню и осевому смещению – 2%.

- защитное отключение агрегата;

- предупредительную и аварийную сигнализацию с сохранением информации о неисправности;

- световую сигнализацию состояния механизмов.

С местной панели управления электронасосным агрегатом:

- насосный агрегат «включить / отключить» и «аварийный останов»;

- задвижка на входе и выходе насоса «открыть / закрыть / стоп»;

А также световую индикацию:

- насосный агрегат «агрегат в работе» и «агрегат готов к пуску»;

- задвижка на входе и выходе насоса «открыта» и «закрыта» [6];

Управление и диагностика электронасосного агрегата проводится по алгоритму, представленному на рисунке 1.16

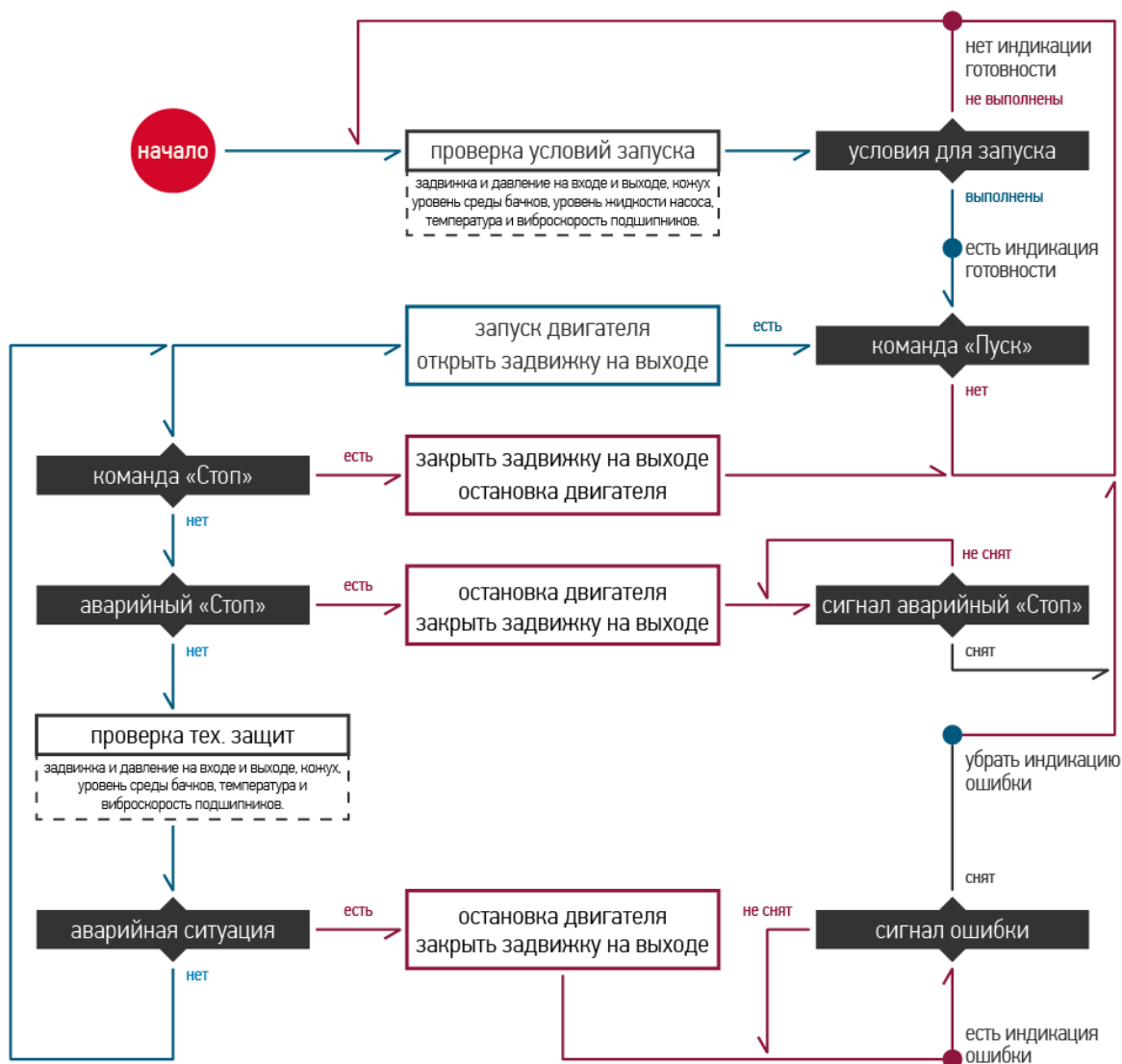


Рисунок 1.16 – Графический алгоритм управления и диагностики

1.3.4.1 Команда «Пуск»

Подготовка, пуск и остановка системы автоматике, контроля дистанционного управления насосным оборудованием проводится аттестованным персоналом.

При подготовке к пуску системы автоматике проводят следующие работы:

- визуальный осмотр;
- проверка: межкроссовых соединений, конфигурации и работы барьеров искрозащиты, шкал приборов, адресности позиций, функционирования

оборудования в шкафах управления, питания системы, правильности маркировки и подключения электрических проводок, заземления;

- тестирование модулей ввода и вывода;
- настройка контуров регулирования, подбор пропорциональных, интегральных и дифференциальных коэффициентов регулирования;
- наладка каскадных и логических схем управления процессами и блокировками.
- наладка АСУД в составе электрооборудования.

По команде «Пуск» проверяются блокировки «Разрешение на пуск» и при положительном исходе включается двигатель электронасосного агрегата, открывается задвижка на выходе из насоса.

На время пуска агрегата (до достижения давления на выходе насоса соответствующего нулевой подаче) выводятся из действия защита по вибрации и падению давления на нагнетании. После достижения давления на выходе насоса соответствующего нулевой подаче подается команда на открытие напорной задвижки. [6]

1.3.4.2 Команда «Стоп»

Во время работы агрегата должен производиться контроль технологических параметров и при отклонении контролируемых параметров от заданных значений в таблице 1.9 должна быть выполнена предупредительная сигнализация, при аварийном отклонении – аварийная сигнализация и остановка агрегата. При остановке должен отключиться двигатель, закрыться задвижка на выходе из насоса.

В процессе эксплуатации систем могут возникать аварийные ситуации, требующие немедленной остановки всей системы или отдельных его узлов. Причиной аварийной остановки может послужить:

- срабатывание технологических и механических блокировок по уставкам;
- прекращение подачи сырья;

- прекращение подачи электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП;
- разгерметизация оборудования и трубопроводов;
- пожар, загазованность или взрыв.

Аварийная остановка может быть осуществлена автоматически от датчиков системы противоаварийной защиты или дистанционно оператором со щита управления процессом (АРМ), используя электроприводные запорные клапаны, а также кнопкой, установленной на местной панели управления.

В составе выделены технологические блоки, каждый из которых имеет дистанционно-управляемую арматуру, с помощью которой возможна локальная отсечка блока от установки при разгерметизации аппарата или трубопровода, входящего в блок.

Защитное отключение агрегата по температуре и виброскорости подшипников, а также уровню жидкости в системе охлаждения выполняется с задержкой не менее 1 сек, по давлению не менее 3 сек, по остальным защищается мгновенно.

Жидкие продукты из аварийного оборудования и связанных с ним трубопроводов сбрасываются в закрытую дренажную систему или открытую дренажную систему опасных стоков. Аварийные сбросы от предохранительных клапанов в результате превышения давления в технологических системах направляются в аварийную дренажную систему.

Для сбора жидкости с поддонов технологического оборудования, размещённого как на открытой площадке, так и в помещениях предусматривается открытая дренажная система поверхностных стоков.

Газообразные продукты из аварийных аппаратов и трубопроводов сбрасываются на факелы ВД или НД.

Основное оборудование, а именно насосы, компрессоры, технологические линии систем сепарации и подготовки нефти, подготовки пластовой воды, компрессорной низкого давления, вероятность выхода из строя которого наиболее значима, имеет резерв [6].

1.4 Проблемы и уязвимости АСУД

Создание и внедрение единой информационной инфраструктуры нефтегазовых предприятий, обеспечивающей совместную работу программных и аппаратных средств систем АСУД давно стало актуальной задачей. Наряду с решением поставленных задач перед разрабатываемой системой автоматизации возникает множество проблем, требующих вложений значительных ресурсов.

На этапе формирования технического задания перед разработчиками появляется проблема установления нормативов точности измерения параметров. А после следует подобрать комплект технических средств, обеспечивающих заданные нормативны точности измеряемых параметров. Также необходимо рационально выбрать средства управляющей техники для обеспечения измерений заданных характеристик.

На этапе внедрения АСУД возникает необходимость частичной или полной реорганизации структуры предприятия и ее устоявшихся технологий, что влечет за собой остановку технологического процесса. На основе исследования деятельности организации, строится дальнейшая схема корпоративной системы управления и диагностики ТП. При монтаже, наладке и в процессе эксплуатации требуется постоянный метрологический контроль и обслуживание каналов систем, а именно, метрологическая аттестация, периодическая поверка, калибровку, регулировку и ремонт технических средств.

На этапе использования системы автоматизации важно организовать компетентный персонал для обслуживания АСУД. Возможно, понадобится повышение квалификации для сотрудников предприятия, сопровождающих безотказную работу данной системы [17].

Также большую значение в системе имеет информационная безопасность. В этой области выделяют следующие проблемы:

- отсутствие защиты от несанкционированного доступа;
- некорректное и несвоевременное обновление программного обеспечения;
- заражение системы вирусном программным обеспечением;

- отсутствие разделения сегментов производственных систем (офисные и технологические задачи);
- отсутствие многоуровневого доступа к системе [18].

2 Проектирование и расчет ИАСУД

2.1 Способы регулирования режимов работы насосного агрегата

Разрабатывая интегрированную автоматизированную систему управления и диагностики (далее – ИАСУД) насосным агрегатом для начала необходимо исследовать параметры оборудования, на которые можно воздействовать внешне, не прибегая к изменению их конструкции. На практике существует несколько способов регулирования работы как самого насоса, так и его приводного двигателя.

К основным способам регулирования режима работы насоса относятся:

- байпасирование (перепуск);
- дросселирование (регулирование задвижки);
- изменение частоты вращения вала и рабочего колеса.

Байпасирование выполняется перепуском перекачиваемой жидкости из напорного трубопровода во всасывающий по спиральному трубопроводу с задвижкой. Регулирование задвижки позволяет менять подачу насоса, без изменений режима работы и параметров самого насоса. Но использование данного способа приводит к потере энергии на перепуск по байпасу «оборотной» жидкости и к небольшому усложнению при обслуживании насосной установки.

Дросселированием в напорном трубопроводе производится регулирующей задвижкой для изменения подачи и напора в процессе эксплуатации. В случае открытия задвижки подача Q растет, но растет и потребляемая мощность, величина которой ограничена мощностью привода. При закрывании задвижки увеличивается гидравлическое сопротивление трубопровода, подача Q насоса снижается, оставаясь одинаковой с расходом жидкости в трубопроводе. Поскольку ухудшается гидравлический рабочий процесс насоса, в нем появляются обратные потоки жидкости, вибрация и шум, а также нагрев всего агрегата и проточного тракта, что приводит к потерям энергии и снижению КПД.

Регулирование путем изменения частоты вращения рабочего колеса осуществляется с помощью электродвигателей с изменяемым числом оборотов, электромагнитных муфт и гидромуфт. Гидромуфта представляет собой емкость, соединенную арматурой с отдельно устанавливаемым агрегатом-турбиной, соосным с самим насосом. Недостатками гидромуфт является габаритность, подверженность износу и сложность в эксплуатации и ремонте. Хотя данный способ позволяет изменять подачу насоса в широких пределах, без особой потери КПД.

Влияние на характеристики насоса также достигается путем изменения частоты вращения вала насоса через изменение частоты вращения ротора с помощью реостатов и сопротивлений [4].

Управление оборотами электродвигателя выполняется двумя способами:

- с помощью механических передаточных систем (редукторы, шкивы);
- электрическое управление оборотами ротора.

На рисунке 2.1 показаны различные способы электрического управления ротором, путем манипуляций с частотой, напряжением и формой тока.



Рисунок 2.1 – Способы регулирования скорости асинхронного двигателя

Электрическим регулированием скорости вращения вала асинхронного двигателя, можно добиться плавной и точной настройки рабочих режимов насоса.

Распространенными способами для электрического регулирования скорости вращения ротора являются изменение следующих параметров:

- напряжения подаваемого на статор,
- вспомогательного сопротивления цепи ротора,
- числа пар полюсов,
- частоты рабочего тока.

Последние два способа незначительно снижают КПД и потери мощности, когда остальные способствуют снижению КПД пропорционально величине скольжения.

Регулирование оборотом ротора электродвигателя достигается путем применения специальных устройств – частотных преобразователей, позволяющих менять число оборотов вала электродвигателя. При изменении числа оборотов способ позволяет сохранить подобие и пропорциональность насосных характеристик, следует учитывать предельно допустимые значения этих параметров подачи Q , напора H и мощности N . Их принцип действия основан на особенности работы асинхронного двигателя, где частота вращения магнитного поля статора зависит от частоты напряжения питающей сети. Скорость вращения поля статора определяется по следующей формуле (2.1):

$$n = \frac{f}{p} \cdot 60, \quad (2.1)$$

где n – частота вращения поля, об/мин,

f – частота питающей сети, Гц;

p – число пар полюсов статора;

60 – коэффициент пересчета мерности.

Для эффективной работы асинхронного электродвигателя без потерь нужно вместе с частотой изменять и подаваемое напряжение. Напряжение должно меняться в зависимости от момента нагрузки. При постоянной нагрузке напряжение изменяется пропорционально частоте.

Скорость вращения асинхронного двигателя, приводящего в движение вал, регулируется частотным преобразователем, который, позволяет ступенчато ускорять или замедлять скорость вращения вала. Принцип работы преобразователя частоты, заключается в принципе двойного преобразования. Частотные регуляторы, состоящие из выпрямителя, импульсного инвертора и системы управления позволяют уменьшать и увеличивать обороты в широком диапазоне.

В выпрямителе синусоидальное напряжение преобразуется в постоянное и подается на инвертор. В составе силового трехфазного импульсного инвертора есть шесть транзисторных переключателей. Через эти автоматические ключи постоянное напряжение подается на обмотки статора так, что в нужный момент на соответствующие обмотки поступает то прямой, то обратный ток со сдвигом фаз 120° . Таким образом, постоянное напряжение трансформируется в переменное трехфазное напряжение нужной амплитуды и частоты.

Необходимые параметры задаются через модуль управления. Автоматическая регулировка работы ключей осуществляется по принципу широтно-импульсной модуляции. В качестве силовых переключателей используются мощные IGBT-транзисторы. Они, по сравнению с тиристорами, имеют высокую частоту переключения и выдают почти синусоидальный ток с минимальными искажениями.

Также частоту вращения вала двигателя, а значит и технические параметры насоса можно изменять, используя многоскоростные электродвигатели, осуществляющие ступенчатое регулирование.

Обычно многоскоростные двигатели выпускаются на 2, 3 или 4 скорости вращения, причем 2-х скоростные двигатели выпускаются с одной обмоткой на статоре и с переключением числа пар полюсов в отношении 2:1, 3-х скоростные двигатели - с двумя обмотками на статоре, из которых одна выполняется с переключением 2:1, 4-х скоростные двигатели - с двумя обмотками на статоре, каждая из которых выполняется с переключением числа пар полюсов в отношении 2:1 [5].

2.2 Зависимость диагностируемых параметров от регулируемых

Для проектирования интегрированной системы модуляции следует выявить такие диагностируемые параметры, на которые можно воздействовать одним из вышеперечисленных способов. Контролируемые параметры приведены в карте уставок и блокировок насоса в таблице 1.9. Из данной карты возможно определить, что параметры температуры и виброскорости подшипника могут быть связаны в одной ИАСУД.

Поиск исследований по показателям температуры и виброскорости подшипников привел к результатам, отраженным на рисунке 2.2 и в таблице 2.1

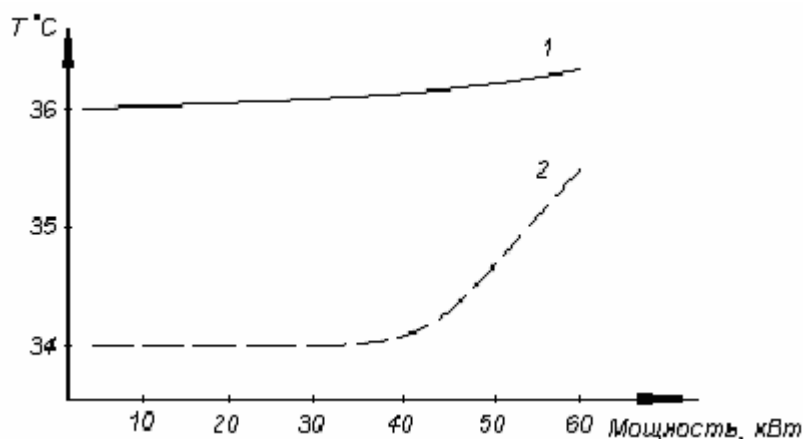


Рисунок 2.2 – Зависимость температуры подшипника от мощности двигателя

Таблица 2.1 – Зависимость виброскорости подшипника от частоты вращения вала двигателя

Частота вращения вала, об/мин	Виброскорость подшипника, мм/с
900,00	0,32
1000,00	0,77
1100,00	1,17
1200,00	1,52
1300,00	1,83
1400,00	2,09
1500,00	2,30
1600,00	2,47
1700,00	2,59
1800,00	2,66

На рисунках 2.3 и 2.4 изображены графики зависимости полученных результатов исследования [19].

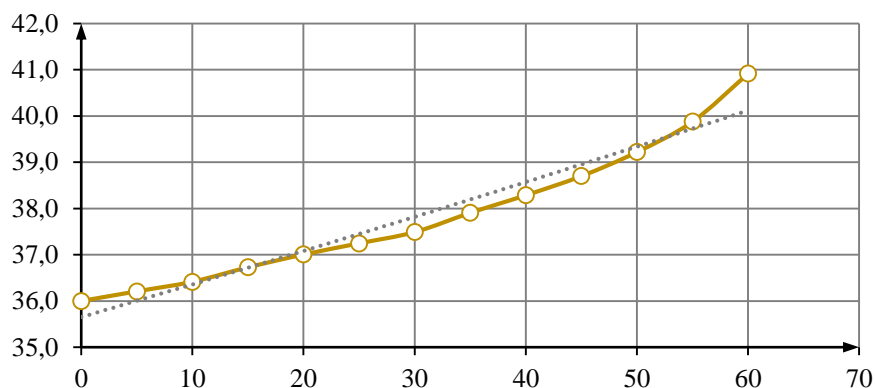


Рисунок 2.3 – Зависимость температуры подшипника от мощности

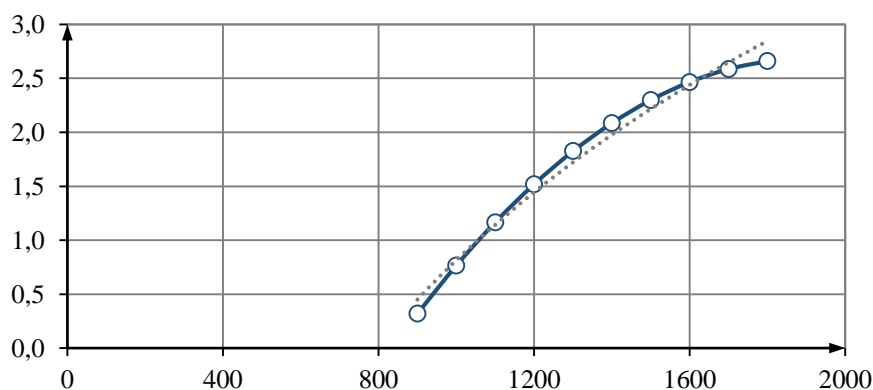


Рисунок 2.4 – Зависимость виброскорости подшипника от частоты вращения вала

Добавим на графиках линию тренда при помощи встроенной функции Microsoft Excel, определим вид и уравнение зависимости каждого параметра.

$$y_1 = 18 \cdot e^{0,0008 \cdot x_1}, \tag{2.2}$$

$$y_2 = 3,46 \cdot \ln x_2 - 23, \tag{2.3}$$

где x_1 – значение частоты вращения вала, об/мин;

x_2 – значение мощности двигателя, кВт;

y_1 и y_2 – значение температуры и виброскорости подшипника соответственно.

Уменьшим первое значение температуры до 18° С учитывая техническую характеристику двигателя по паспорту. Также вычислим недостающие значения параметров для диапазона частоты вращения вала от 0 до 2000 об/мин по уравнениям (2.2) и (2.3) и по формуле подобия (2.4), затем построим таблицу 2.2.

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{n_1^3}{n_2^3} \quad (2.4)$$

Таблица 2.2 – Требуемые значения параметров для исследования

Частота вращения, об/мин (x_1)	Мощность, кВт (x_2)	Температура, °С (y_1)	Виброскорость, мм/с (y_2)
0	0,00	18,00	0,00
50	0,01	18,73	0,00
100	0,07	19,50	0,00
150	0,25	20,29	0,00
200	0,59	21,12	0,00
250	1,16	21,99	0,00
300	2,00	22,88	0,00
350	3,18	23,82	0,00
400	4,74	24,79	0,00
450	6,75	25,80	0,00
500	9,26	26,85	0,00
550	12,32	27,95	0,00
600	16,00	29,09	0,00
650	20,34	30,28	0,00
700	25,41	31,51	0,00
750	31,25	32,80	0,00
800	37,93	34,14	0,10
850	45,49	35,53	0,31
900	54,00	36,98	0,51
950	63,51	38,49	0,70
1000	74,07	40,06	0,88
1050	85,75	41,69	1,07
1100	98,59	43,40	1,23
1150	112,66	45,17	1,38
1200	128,00	47,01	1,53
1250	144,68	48,93	1,67
1300	162,74	50,93	1,81
1350	182,25	53,00	1,94
1400	203,26	55,17	2,07
1450	225,82	57,42	2,19
1500	250,00	59,76	2,30
1550	275,84	62,20	2,42
1600	303,41	64,74	2,53
1650	332,75	67,38	2,63
1700	363,93	70,13	2,74
1750	396,99	72,99	2,84
1800	432,00	75,97	2,93
1850	469,01	79,07	3,03
1900	508,07	82,30	3,12
1950	549,25	85,66	3,21
2000	592,59	89,15	3,30

Поскольку полученные значения не могут являться универсальными для всех насосных агрегатов, расширим зону значений параметров температуры и виброскорости на $\pm 10\%$. На рисунках 2.5 и 2.6 изображены новые графики зависимости температуры и виброскорости подшипника, приведенные к единому управляющему параметру – частоте вращения вала с указанием допустимых и предельных уставок параметров температуры и виброскорости.

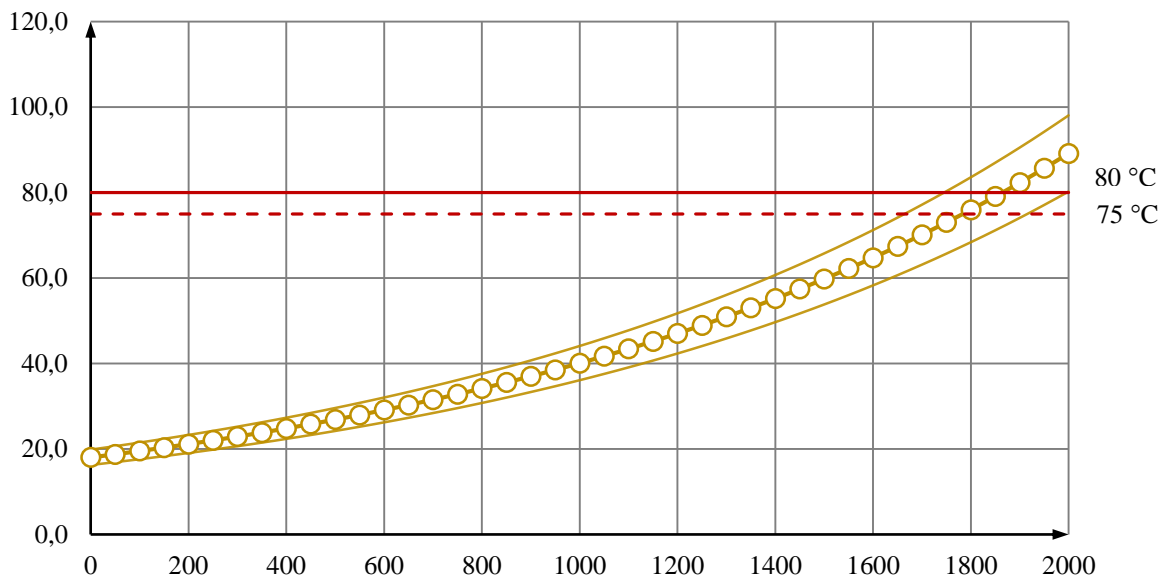


Рисунок 2.5 – Зависимость температуры подшипника от частоты вращения вала

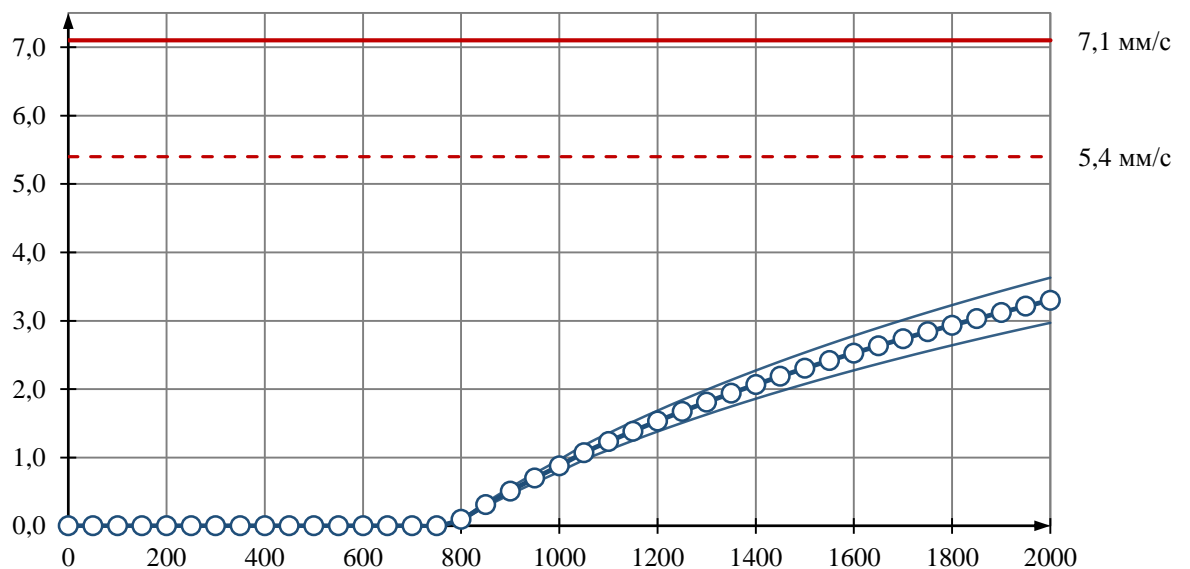


Рисунок 2.6 – Зависимость виброскорости подшипника от частоты вращения вала

2.3 Передаточная функция двигателя ВАО2-450-250-4ДУ2

В соответствии с уравнением скоростной характеристики возможны три способа регулирования скорости электродвигателя:

- изменение управляющего напряжения;
- изменение потока возбуждения;
- изменение сопротивления в цепи якоря.

В автоматике нашли применение в основном два первых способа, в которых используется якорное (независимое возбуждение), полюсное (со стороны обмотки возбуждения), а также комбинированное управление [13].

По техническим характеристикам электродвигателя приведенным в таблице 1.5, а также в паспорте двигателя определим его передаточную функцию.

Передаточная функция (далее – ПФ) электродвигателя ВАО2-450-250-4ДУ2 имеет вид (апериодическое звено второго порядка):

$$W(p) = \frac{k_d}{T_{я.д}^2 \cdot p^2 + 2T_d \cdot T_{я.д} \cdot p + 1}, \quad (2.5)$$

где k_d – коэффициент передачи двигателя (передаточный);

$T_{я.д}$ – электромагнитная постоянная времени якоря двигателя, с;

T_d – электромеханическая постоянная времени двигателя, с.

Недостающие параметры функции находятся по формулам (2.6, 2.7 и 2.9):

$$k_d = \frac{k_M}{R_a \cdot k_v + k_M \cdot k_e} = \frac{0,18}{3,6 \cdot 0,00038 + 0,18 \cdot 0,19} = 5,061, \quad (2.6)$$

где k_M – моментная постоянная электродвигателя, равная 0,18 Н/А

k_v – коэффициент вязкого трения, равный 0,00038 Н·рад⁻¹;

k_e – постоянная противо-ЭДС, равный 0,19 В·рад⁻¹;

R_a – сумма сопротивлений обмоток якоря электродвигателя, соединительных проводов и выходной цепи, равная 3,6 Ом;

$$T_{я,д} = \sqrt{\frac{J_n \cdot R_a \cdot T_g}{R_a \cdot k_v + k_m \cdot k_e}} = \sqrt{\frac{0,38 \cdot 3,6 \cdot 0,0667}{3,6 \cdot 0,00038 + 0,18 \cdot 0,19}} = 1,601, \quad (2.7)$$

где J_n – приведенный к валу электродвигателя момент инерции вращающихся частей и исполнительного механизма, равный $0,38 \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$.

T_g – электромагнитная постоянная якоря, равная отношению индуктивности якоря L_a и R_a , а именно:

$$T_g = \frac{L_a}{R_a} = \frac{0,24}{3,6} = 0,0667 \text{ Гн} / \text{Ом}. \quad (2.8)$$

$$T_d = \frac{J_n \cdot R_a + J_n \cdot k_v \cdot T_g}{2 \sqrt{J_n \cdot R_a \cdot T_g \cdot (R_a k_v + k_m k_e)}} = \frac{0,38 \cdot 3,6 + 0,38 \cdot 0,00038 \cdot 0,0667}{2 \sqrt{0,38 \cdot 3,6 \cdot 0,0667 \cdot (3,6 \cdot 0,00038 + 0,18 \cdot 0,19)}} = 1,201 \quad (2.9)$$

Окончательно определим ПФ (2.5) электродвигателя, подставив выше найденные значения [21]:

$$W(p) = \frac{5,061}{1,601^2 \cdot p^2 + 2 \cdot 1,201 \cdot 1,601 \cdot p + 1} = \frac{5,061}{2,564 \cdot p^2 + 3,846 \cdot p + 1}. \quad (2.10)$$

2.4 Передаточная функция преобразователь температуры Метран 271

Для контроля температуры подшипника двигателя используется преобразователь температуры Метран 271 (далее – ПТ). Технические характеристики приведена в таблице 1.14. Входное напряжения устройства изменяется в зависимости от величины температуры.

Термосопротивление представляет собой апериодическое звено первого порядка, поскольку ПТ преобразует сигналы различной физической природы: входной сигнал – температуру в выходной – напряжение, тогда его передаточная функция имеет вид (апериодическое звено первого порядка) [18]:

$$W(p) = \frac{k_T}{T_T \cdot p + 1}, \quad (2.11)$$

где k_T – температурный коэффициент сопротивления:

$$k_T = \frac{R_{\max}}{T_{\max}} = \frac{1000}{800} = 1,25, \quad (2.12)$$

где R_{\max} – максимальное сопротивление преобразователя, 1000 Ом;

T_{\max} – максимальная температура, воспринимаемая ПТ, 800 °С.

Для апериодического звена первого порядка время переходного процесса $T_{\text{пер}} = 4$ с связано с постоянной времени следующей зависимостью:

$$T_{\text{пер}} = (3 \dots 4)T_T = 3,5T_T \quad (2.13)$$

По формуле (2.13) постоянная времени ПТ 271 T равна:

$$T_T = \frac{T_{\text{пер}}}{3,5} = \frac{4}{3,5} = 1,14 \text{ с.}$$

С учетом k_T и T_T передаточная функция по формуле (2.11) равна:

$$W(p) = \frac{1,25}{1,14 \cdot p + 1} \quad (2.14)$$

2.5 Передаточная функция вибропреобразователя ВК-310С

Для контроля виброскорости подшипника двигателя используется вибропреобразователь ВК-310С. Технические характеристики приведены в таблице 1.13. Входное напряжение устройства изменяется в зависимости от величины виброскорости.

Вибросопротивление представляет собой апериодическое звено первого порядка, поскольку ВП преобразует сигналы различной физической природы: входной сигнал – виброскорость в выходной – напряжение, тогда его передаточная функция имеет вид (апериодическое звено первого порядка) [18]:

$$W(p) = \frac{k_V}{T_V \cdot p + 1}, \quad (2.15)$$

где k_V – виброскоростной коэффициент сопротивления:

$$k_V = \frac{R_{\max}}{V_{\max}} = \frac{150}{30} = 5, \quad (2.16)$$

где R_{\max} – максимальное сопротивление преобразователя, 150 Ом;

V_{\max} – максимальная виброскорость, воспринимаемая ВП, 30 мм/с.

Для апериодического звена первого порядка время переходного процесса $T_{\text{пер}} = 5$ с связано с постоянной времени следующей зависимостью:

$$T_{\text{пер}} = (3 \dots 4)T_V = 4T_V \quad (2.17)$$

По формуле (2.17) постоянная времени ВП-271 T_V равна:

$$T_V = \frac{T_{\text{пер}}}{4} = \frac{5}{4} = 1,25 \text{ с.}$$

С учетом k_V и T_V передаточная функция по формуле (2.15) равна:

$$W(p) = \frac{5}{1,25 \cdot p + 1} \quad (2.18)$$

2.6 Построение составных блоков модели ИАСУД в Matlab Simulink

Simulink – прикладная программа Matlab, позволяющая моделировать и рассчитывать динамические системы (электросиловые, механические, гидравлические) по принципу визуального программирования, при помощи готовой библиотеки блоков.

Перед проектированием ИАСУД, необходимо построить составные блоки модели, используя как объект управления полученные ранее передаточные функции двигателя (2.10), преобразователя температуры (2.14) и ВП (2.18).

В Simulink применяются следующие регуляторы:

- пропорциональный (П) – применяется для управления объектами, не предполагающими больших изменений нагрузок и там, где технологическим режимом допустимо остаточное отклонение параметра от заданного значения;

- интегральный (И) – обладает низкой скоростью реакции и применяется только для самовыравнивающихся объектов с небольшим запаздыванием;

- пропорционально-интегральный (ПИ) – применяются для управления устойчивыми и неустойчивыми объектами, допускается большое, но плавное изменение нагрузки и предъявляется высокое требование к точности регулирования;

- пропорционально-дифференцирующий (ПД) – подходит для регулирования с обратной связью, когда необходима быстрая реакция на сильное изменение переменной возмущения;

- пропорционально-интегрально-дифференцирующий (далее – ПИД) – позволяет обеспечивать высокое качество управления для объектов с большими нагрузками, а также при частом и быстром изменении этих нагрузок [22].

Объектом управления в каждом составном блоке выступает передаточная функция устройства, представляющая собой отношение преобразования выходной величины к преобразованию входной. В системах управления передаточная функция является способом математического описания динамических систем.

Объекты управления составных блоков являются аperiodическими звеньями, значит обладают инерцией. Реакция звена на ступенчатое воздействие происходит с постепенным замедлением, после быстрого старта. Поскольку в составе аperiodического звена имеется один накапливающий элемент, а также один или несколько потребляющих энергию элементов, то запасенная энергия не может изменяться скачком во времени. Для этого нужна бесконечная мощность.

Блок фиксированной задержки сигнала выполняет аппроксимацию сигнала, в том случае, если шаги модельного времени не совпадают со значениями моментов времени для записанного в буфер блока. По истечении времени задержки значение сигнала, извлекается из буфера и передается на выход блока [14].

Чтобы правильно настроить ПИД-регулятор, необходимо подобрать правильную комбинацию всех его параметров. Обратная связь в регуляторе необходима для постоянного контроля и сравнение выходного сигнала с заданным значением (опорной переменной). В результате сравнения входная переменная системы должна измениться так, чтобы произошла регулировка выходной переменной до заданного значения независимо от всех отклонений. В результате такой реакции системы возникает замкнутое сообщение [15].

Для проектирования заданной ИАСУД подходит ПИД-регулятор. Параметры правильной настройки ПИД-регулятора для всех объектов управления представлены в таблице 2.3 [20].

Таблица 2.3 – Настройка параметров ПИД-регулятора

Параметр		Объект управления		
		Двигатель	ПТ	ВП
P	Пропорциональный	0,0205300399970844	0,101432384308169	0.013450540806532
I	Интегральный	0,0116998055687874	0,283260279094365	0,011089727572927
D	Дифференциальный	0,0	0,0	0,0
N	Коэффициент фильтрации	100,0	100,0	100,0

Все составные блоки ИАСУД отображены на рисунках 2.7-2.9.

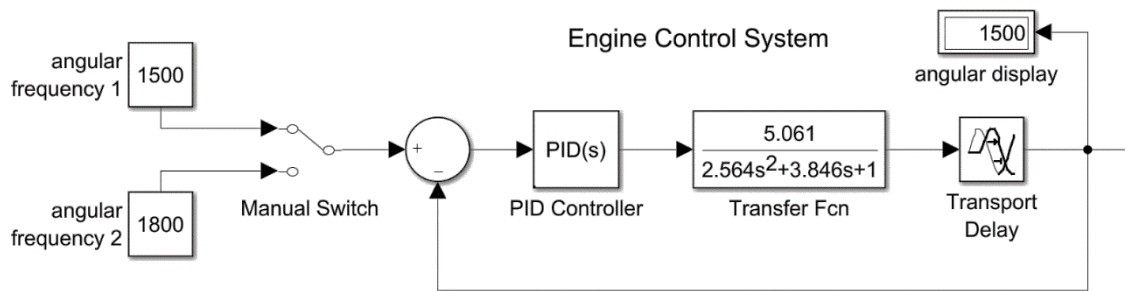


Рисунок 2.7 – Система контроля двигателя

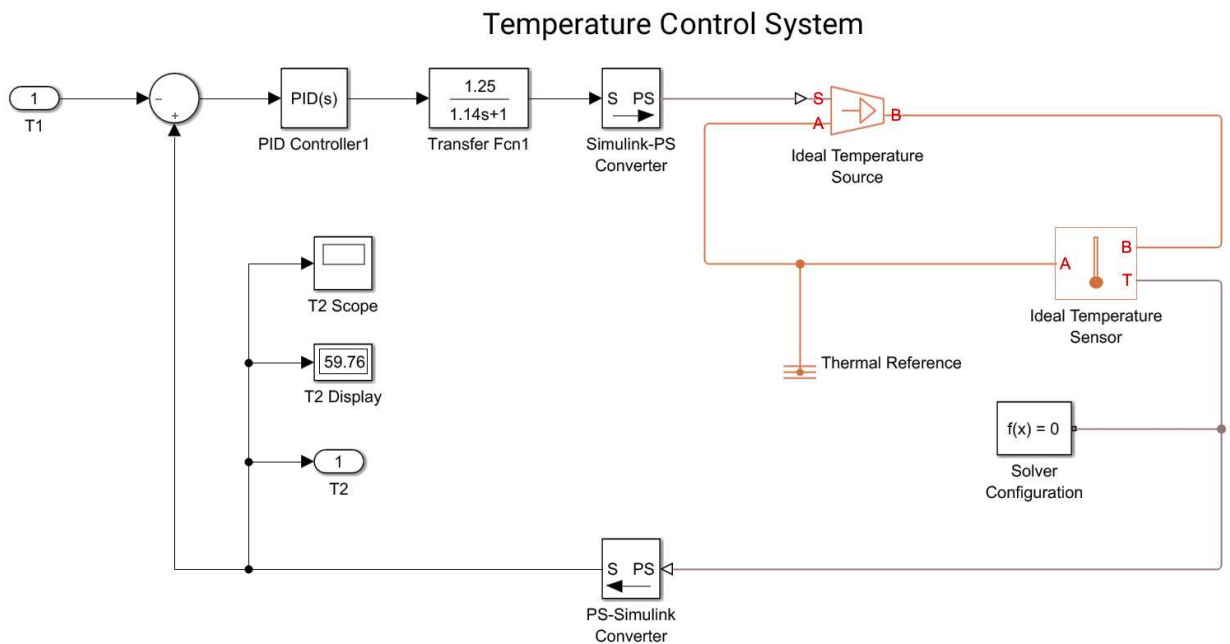


Рисунок 2.8 – Система контроля преобразователя температуры

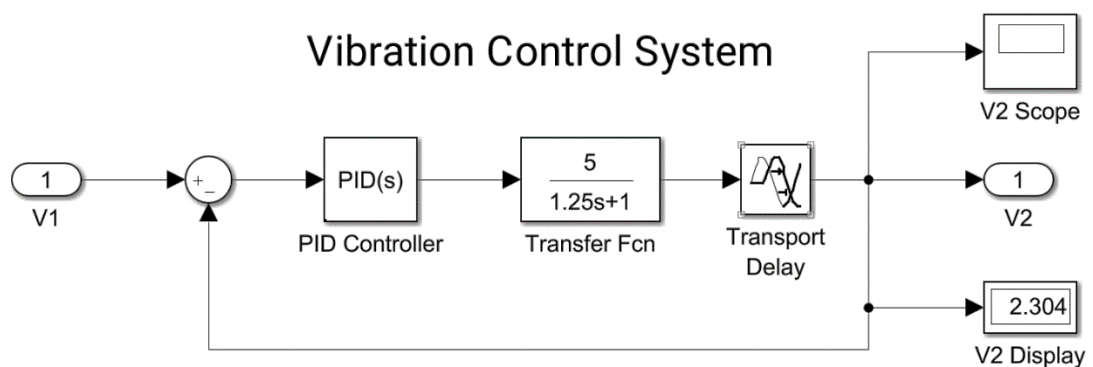


Рисунок 2.9 – Система контроля вибропреобразователя

Значения применения всех простых блоков, использованных для проектирования ИАСУД, представлены в таблице 3.2.

3 Моделирование ИАСУД и оценки эффективности ее применения

3.1 Основные подсистемы модели ИАСУД

В подсистеме 1 происходит получение основного сигнала – частота вращения вала, измеряемая в об/мин (далее – сигнал AF). Переключатель этой подсистемы подразумевает ручное изменение входного сигнала с 1500 на 1800.

Далее сигнал поступает в подсистему 2, в которой происходит основная задача управления двигателем. В составном блоке этой подсистемы происходит настройка сигнала ПИД-регулятором при помощи подбора его параметров и обратной связи с задержкой 3 с. Дисплей отображает величину частоты вращения вала в конце подсистемы 2. Схематическое взаимодействие вышеназванных подсистем представлено на рисунке 3.1.

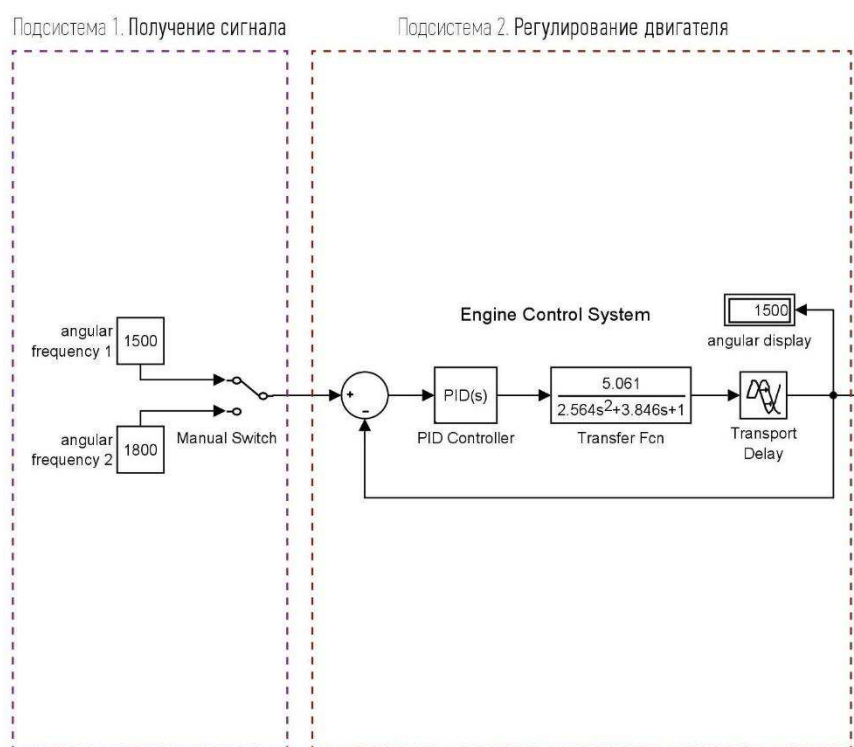


Рисунок 3.1 – Подсистемы 1 и 2

Получив сигнал с составного блока управления двигателем (рисунок 2.7) подсистема 3 начинает преобразование сигнала – частоты вращения в два сигнала диагностики – температуру и скорость подшипника (далее – сигнал TV).

Поскольку в системе отсутствует реальное подключение к датчикам, преобразование происходит с помощью уравнений зависимости параметров (2.2) и (2.3). Схематический вид записи уравнений представлен на рисунке 3.2.

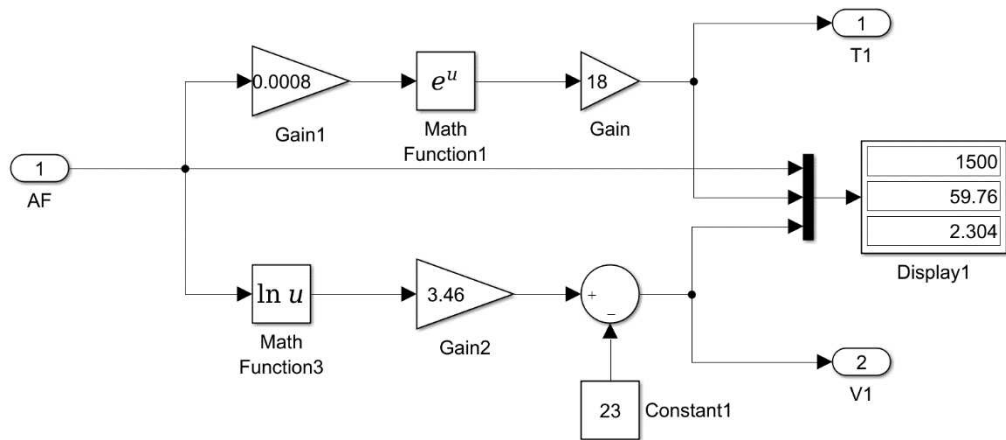


Рисунок 3.2. Схематический вид записи уравнений зависимости

Также в данной происходит изменение сигнала оборотов, если это требуется условиями ИАСУД. В случае вынужденного изменения сигнала AF в сигнал AF* система оповещает об отклонении от условий. Схематическое взаимодействие вышеназванных подсистем представлено на рисунке 3.3.

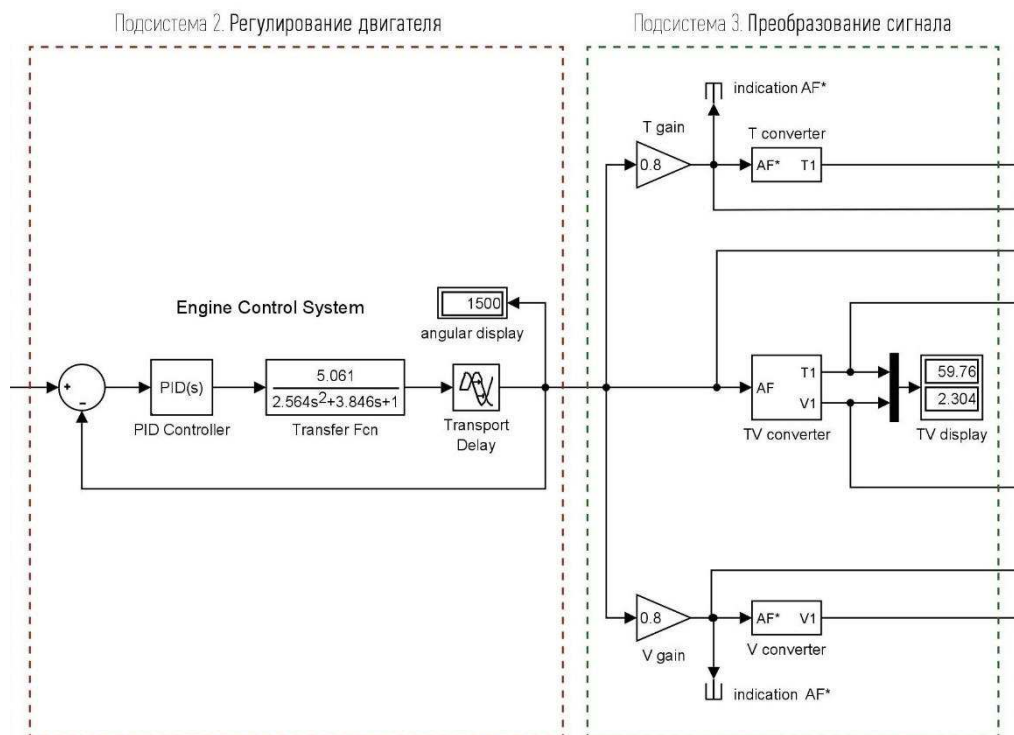


Рисунок 3.3 Подсистемы 2 и 3

После преобразования в подсистеме 3 сигналы TV идут к своим составным блокам (русинки 2.8 и 2.9) для настройки и выравнивания ПИД-регуляторами в подсистему 4. Отрегулированные сигналы TV выводятся на осциллограф 1. Также на осциллограф 1 поступают данные сигнала AF. Схематическое взаимодействие вышеназванных подсистем представлено на рисунке 3.4.

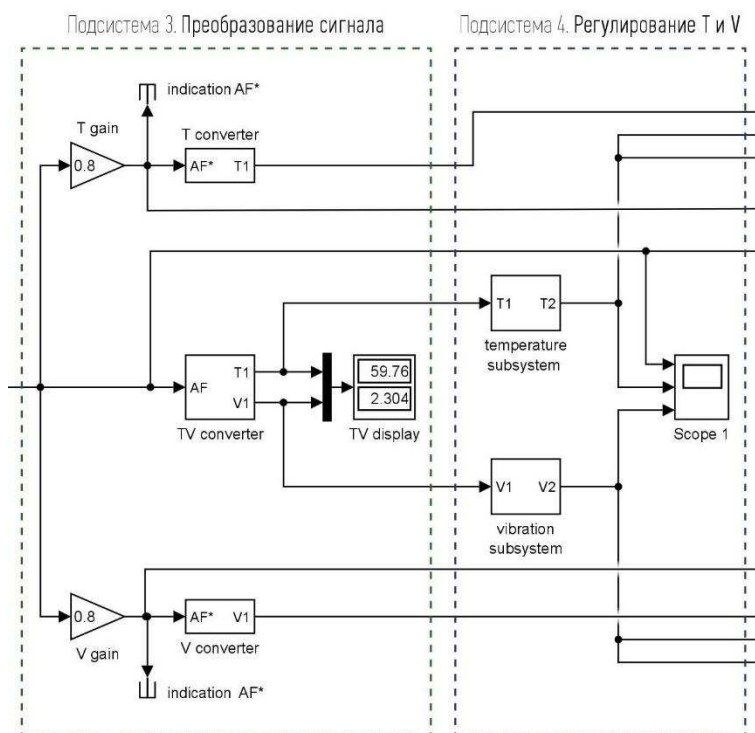


Рисунок 3.4 – Подсистемы 3 и 4

Существенное значение в ИАСУД имеет подсистема 5. Именно на этом этапе происходит проверка заранее установленных условий. Полученные сигналы TV и отрегулированные в подсистеме 4 подвергаются проверке. По значениям параметров температуры и виброскорости подшипников на карте уставок и блокировок в таблице 1.9 на автоматический переключатель устанавливается величина допустимого отклонения. Если на данный блок приходит сигнал меньше установленного, то система принимает сигнал AF и призывные от него сигналы TV. В случае соответствия указанной величине, блок принимает вынужденно измененный сигнал AF* с его производным сигналами TV* новых величин значений температуры и виброскорости подшипника.

На осциллограф 2 поступают данные сигналов TV принятых условиями, а также сигналов AF и AF* вместе для сравнительного анализа. Схематическое взаимодействие вышеназванных подсистем представлено на рисунке 3.5.

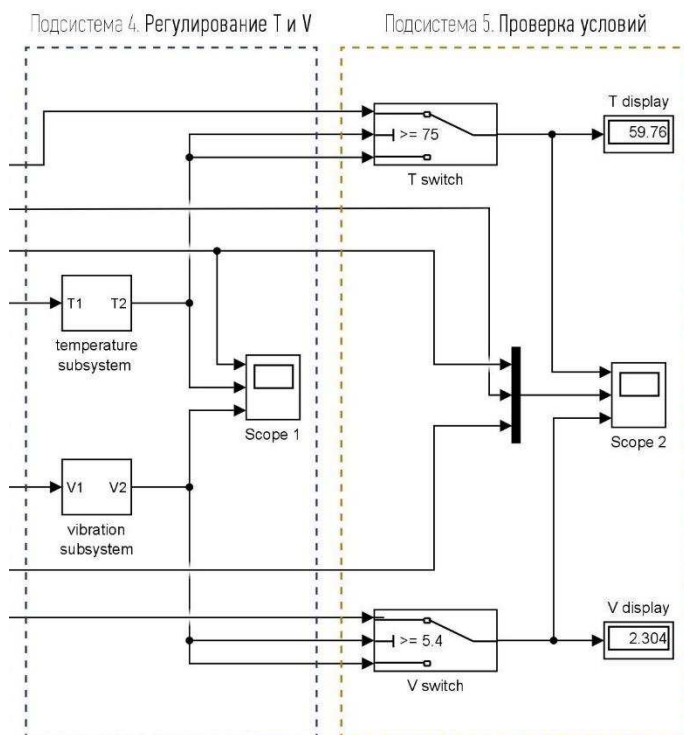


Рисунок 3.5 – Подсистемы 4 и 5

Единицами измерений для сигналов всей ИАСУД приняты:

- для AF и AF* – оборот в минуту (об/мин);
- для T и T* – градус Цельсия (°C);
- для V и V* – миллиметров в секунду (мм/с).

3.2 Работа системы без отклонений

Интегрированная автоматизированная система управления и диагностики двигателя, изображенная на рисунке 3.7 – спроектирована и готова к моделированию. Расчет ИАСУД начинается по запуску системы кнопкой «Run». Полученные результаты подаются на цифровые дисплеи в виде числа и на осциллографы в виде графиков, зависящих от времени.

В первом случае входным сигналом системы является частота вращения вала величиной 1500 об/мин. На рисунке 3.6 представлены показания осциллографа 2.

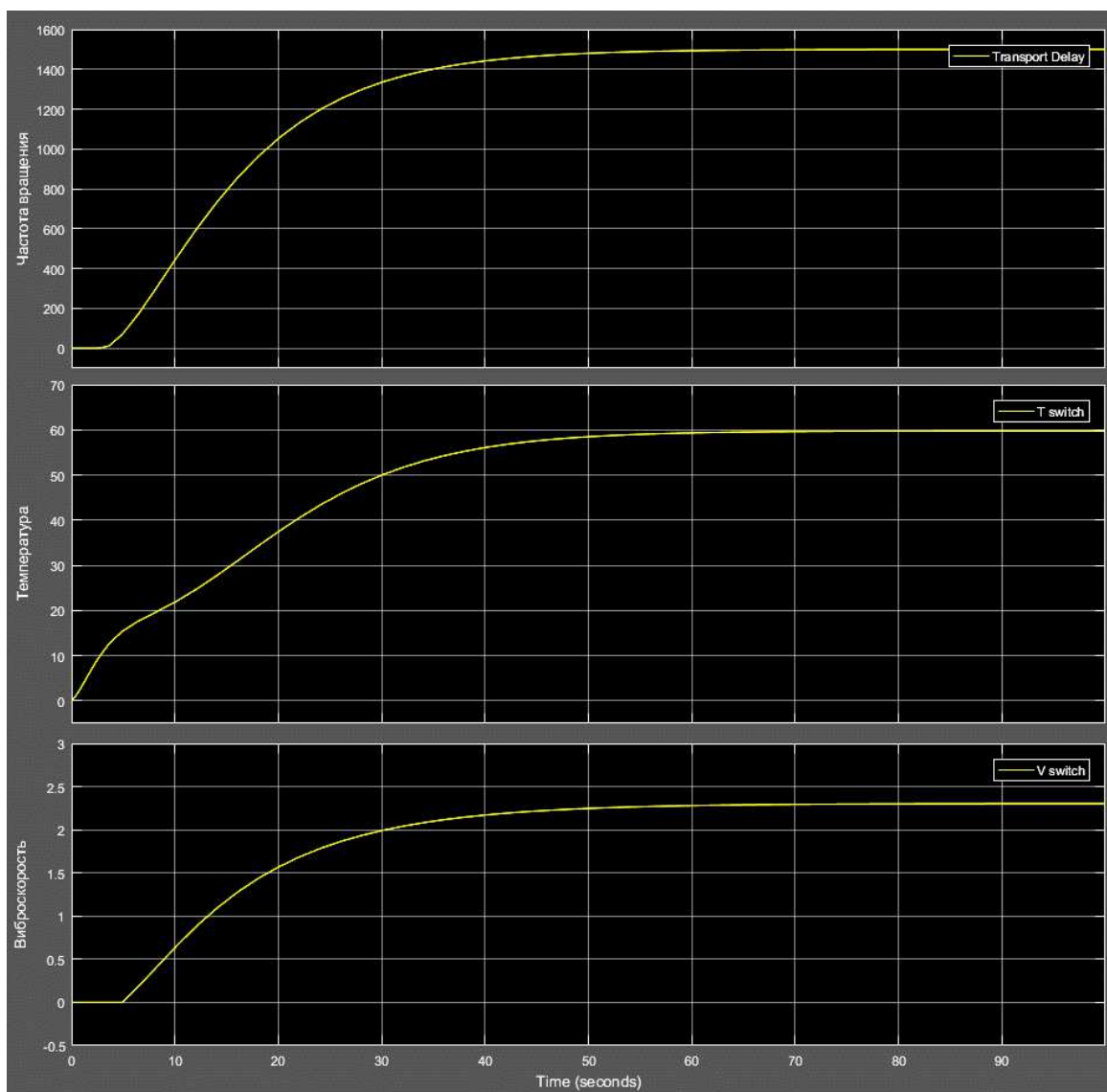


Рисунок 3.6 – Показания осциллографа 2 о сигналах AF, T и V

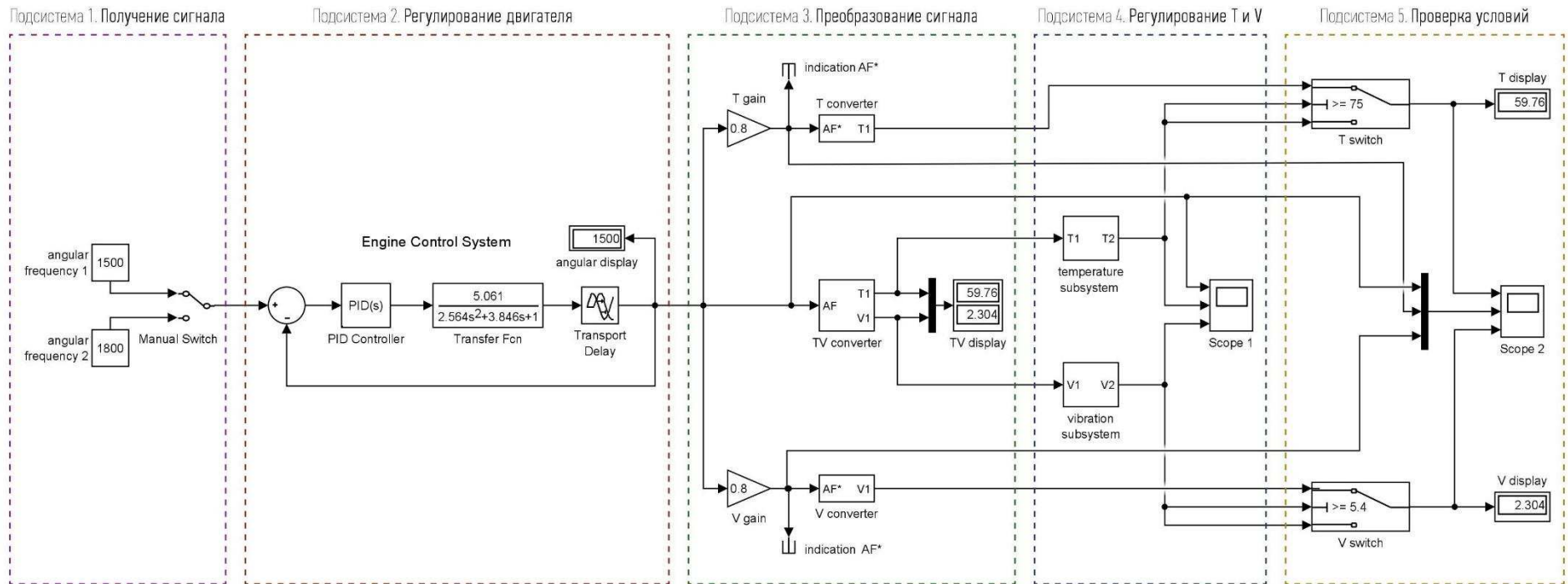


Рисунок 3.7 – ИАСУД при входном сигнале 1500 об/мин

Анализируя показаниям осциллографа 2 и дисплеев видно, что подсистема 5, проверив условия на соответствия принимает сигнал АФ без изменений. Отсюда следуют, что показания осциллографа 1 будут аналогичными. Также можно наблюдать, что установление устойчивого положения заданных величин происходит приблизительно на 60...70 секунда с момента старта системы.

Для оценки исправной работы системы сравним значения температуры и виброскорости подшипника отображенных на цифровых дисплеях x' на схеме ИАСУД со значениями x , посчитанным нам вручную в таблице 2.2:

- $x'_1 = 59,76$ и $x_1 = 59,76$, что не превышает $75\text{ }^\circ\text{C}$;
- $x'_2 = 2,304$ и $x_2 = 2,30$, что не превышает $5,4\text{ мм/с}$.

3.3 Работа системы с отклонением параметра

Переключив ручной переключатель на величину 1800 об/мин необходимо рассчитать систему заново. Моделирования ИАСУД с большим значением входного сигнала представлено на рисунке 3.8

В этом случае показания осциллографов 1 и 2, а также дисплеев каждой из подсистем 4 и 5 окажутся различными. Запишем в таблицу 3.1 величины этих показаний, а также значения из таблицы 2.2 и сравним.

Таблица 3.1 – Показания осциллографов 1 и 2.

Параметры	Таблица 2.2 (x)	Осциллограф 1 (x')	Осциллограф 2 (x'')	Допустимое отклонение
Частота вращения вала, об/мин	1800	1800	1440	–
Температура подшипника, $^\circ\text{C}$	75,97	75,97	56,96	75
Виброскорость подшипника, мм/с	2,93	2,934	2,162	5,4

Из таблицы 3.1 видно, что показания осциллографа 1 совпадают за значениями параметров из таблицы 2.2, что говорит об исправности системы. Также наблюдается увеличение температуры подшипника выше допустимого.

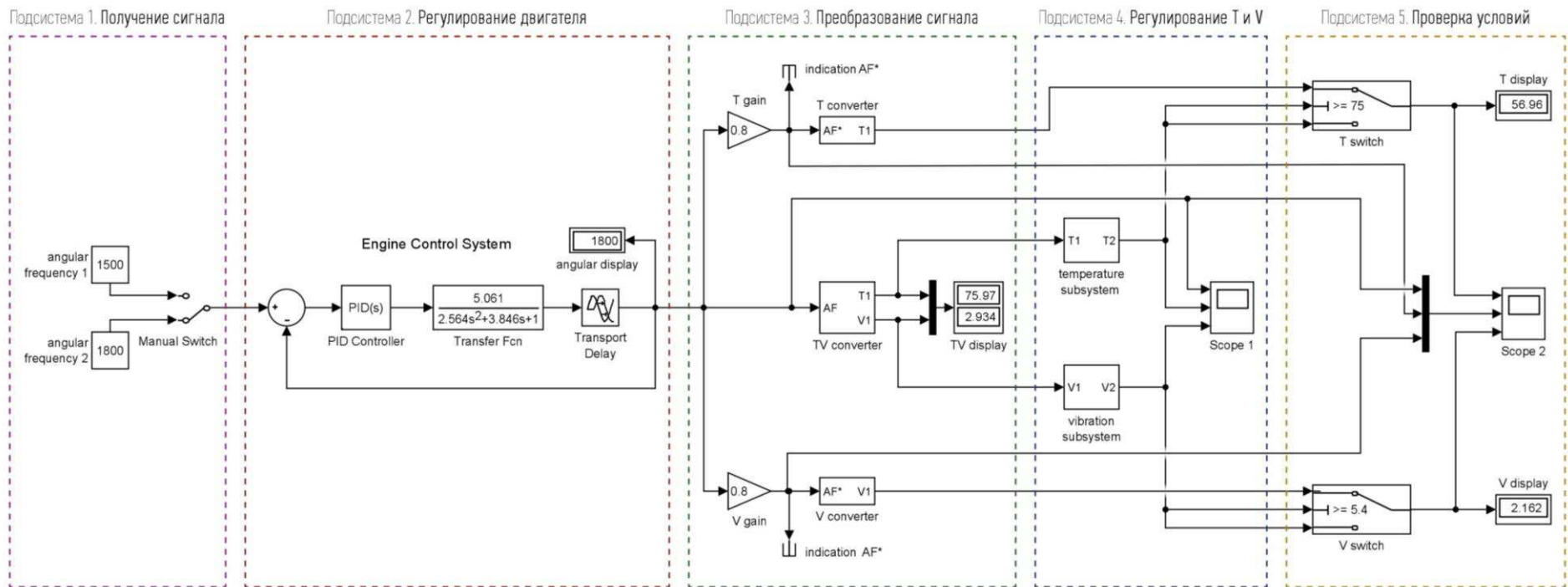


Рисунок 3.8 – ИАСУД при входном сигнале 1800 об/мин

На рисунке 3.9 представлены показания осциллографа 1.

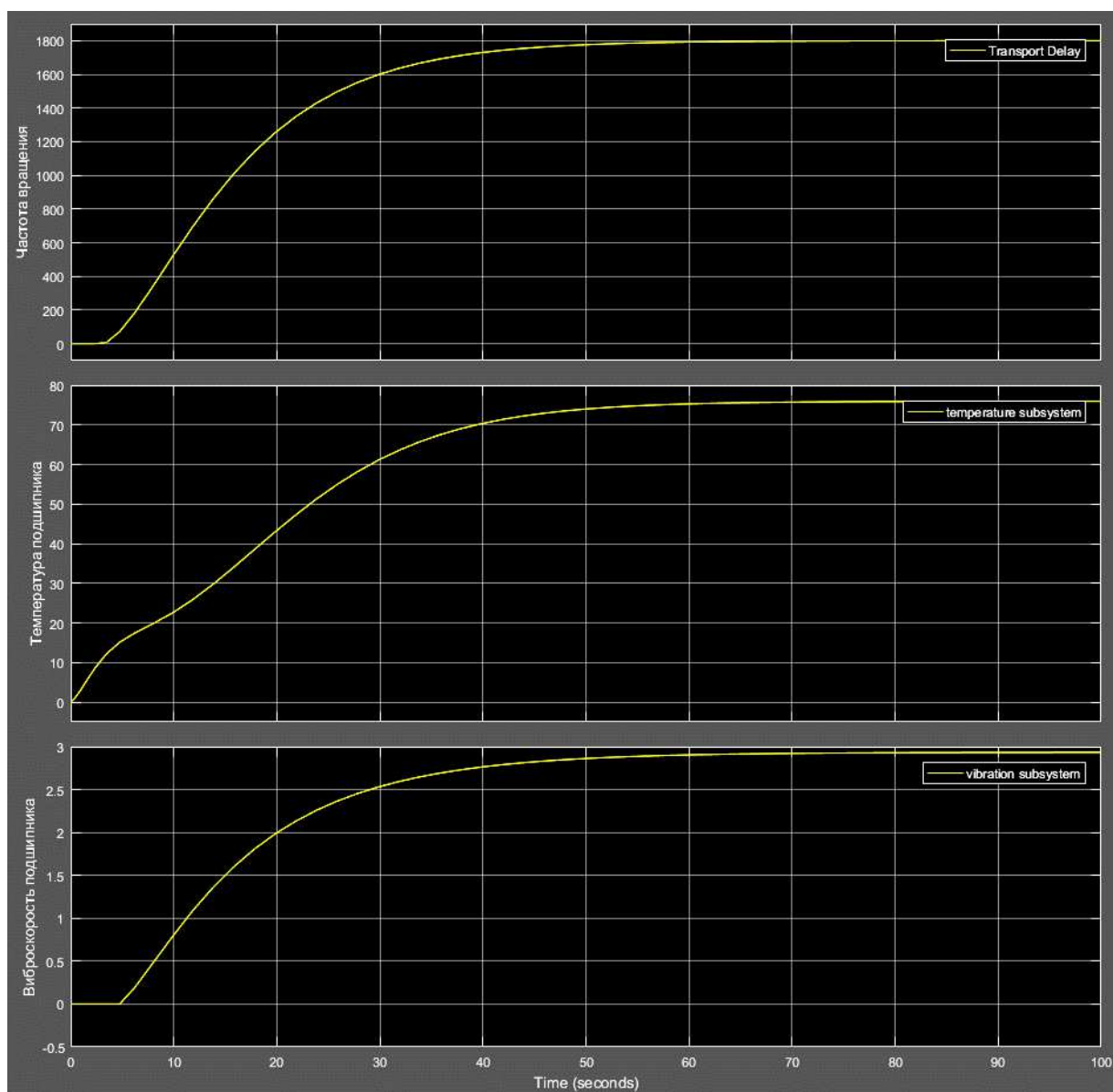


Рисунок 3.9 – Показания осциллографа 1 о сигналах AF, T и V

Теперь ПИД-регуляторы подсистем 2 и 4 приводят параметры к устойчивому положению на 70...80 с момента запуска системы, на 10 секунд позже первого случая. По показаниям осциллографа видно, что значение температуры подшипника двигателя превысило установленное на 0,97 °С. Это отклонение является причиной изменения входного сигнала AF в AF*. В ИАСУД предусмотрено снижение частоты вращения до 80 %.

На рисунке 3.10 представлены показания осциллографа 2.

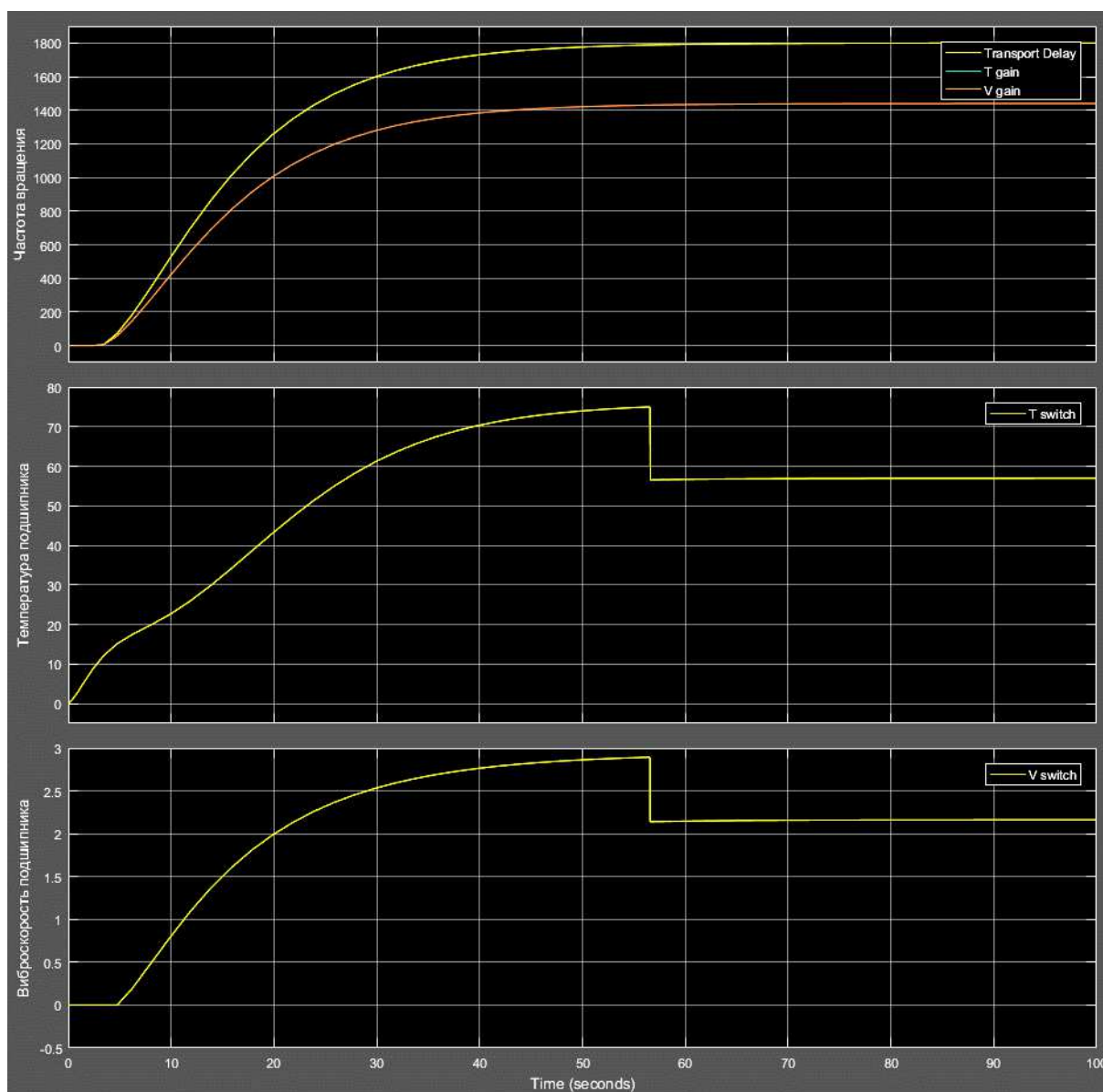




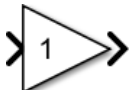



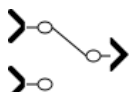
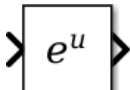


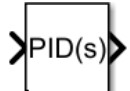
Рисунок 3.10 – Показания осциллографа 2 о сигналах AF и AF*, T* и V*

По данным осциллографа 2 видно, что на 56,65 секунде происходит резкое снижение двух диагностических параметров: температуры и виброскорости. Это явление говорит об отклонении от установленных подсистемой 5 условий и происходит пропуск измененного сигнала AF* через автоматический переключатель. Величина нового сигнала AF* равна 1440 об/мин и на 20 % меньше подаваемого сигнала AF. Значение параметров температуры и виброскорости одновременно меняются и устанавливаются на 56,96 °C и 2,162 мм/с соответственно на 56,65.

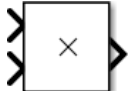
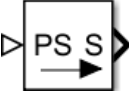
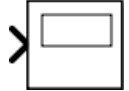

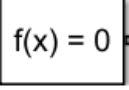


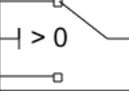

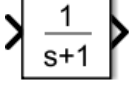

3.4 Блоки Simulink, использованные для проектирования модели

В таблице 3.2 представлены в алфавитном порядке перечень блоков библиотеки Simulink, потребовавшиеся для реализации модели ИАСУД, а также их значения [16].

Таблица 3.2 – Блоки Simulink, использованные в ИАСУД

№	Наименование блока	Значение	Отображение на схеме
1	Constant	Константа – источник задает постоянный по уровню сигнал.	
2	Display	Дисплей – цифровой индикатор измеряет выходной сигнал.	
3	Gain	Коэффициент усиления – выполняет умножение входного сигнала на постоянный величину.	
4	Ideal Temperature Sensor	Идеальный датчик температуры – определяет разность температур между двумя точками	
5	Ideal Temperature Source	Идеальный источник температуры – поддерживает заданную температуру на выходе не зависимо от расхода тепла системой. Здесь А и В – входной и выходной порты сигнала, а S – физический порт.	
6	Inport	Входной порт – создает порт входа для подсистемы	
7	Manual Switch	Ручной переключатель – выполняет переключение входного сигнала по команде (двойному нажатию).	
8	Math Function	Блок вычисляет математические функции.	
9	Mux (multiplexer)	Мультиплексор (смеситель) – объединяет входные сигнал в векторную величину.	
10	Outport	Выходной порт – создает порт выхода из подсистемы.	
11	PID Controller	ПИД-регулятор – осуществляет настройку объектов управления при помощи подбора параметров.	

Окончание таблицы 3.2

№	Наименование блока	Значение	Отображение на схеме
12	Product	Произведение – выполняет умножение и деление	
13	PS-Simulink Converter	Преобразует входной сигнал в физический.	
14	Scope	Осциллограф – строит временные диаграммы сигналов.	
15	Simulink-PS Converter	Преобразует физический сигнал в выходной.	
16	Solver Configuration	Определяет параметры для моделирования.	
17	Subsystem	Подсистема – находится внутри системы и включает собственные блоки	
18	Sum	Сумматор – выполняет вычисление суммы текущих значений, учитывая знак	
19	Switch	Переключатель - выполняет переключение входных сигналов по сигналу управления.	
20	Thermal Reference	Термическая точка с нулевой или постоянной температурой по которой определяют температуру в системе.	
21	Transfer Function	Передаточная функция - задает передаточную функцию в виде отношения полиномов.	
22	Transport Delay	Фиксированная задержка – выполняет задержку входного сигнала на заданное время.	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы мной были рассмотрен процесс подготовки нефти на Ванкорском производственном участке в цехе по подготовке и перекачки нефти и три насосных агрегата, участвующих в это процессе. В АСУД входит АС противоаварийной защиты для обеспечения надежности и безопасности и АС пожаротушения, выполняющей функции по пожарной сигнализации, автоматическому пожаротушению объектов.

Изучена система управления агрегатом 12НДс-Нм и диагностика его параметров перед запуском и во время эксплуатации. Исследование АСУД показало, что 14 параметров данного насоса и его ЭД контролируются и проверяются циклически во избежание аварийных ситуаций.

Найдена зависимость контролируемых параметров температуры и виброскорости подшипника двигателя и частоты вращения вала. Естественно, при росте оборотов повышается обе величины. Конечно, частота вращения не единственная причина влияния на эти изменение, так как могут случаться и другие обстоятельства, например, утечка смазки или смещение вала.

Поскольку нет практической возможности получать данные о температуре и виброскорости и опираться и проектировать ИАСУД опираясь на них, мной была создана модель такой системы с возможностью будущей реализации прямого подключения датчиков и преобразователей.

Основной функцией модели является получения входного сигнала и постоянная контроль параметров на соответствие заданным условиям по паспорту оборудования. При выполнении условий система пропускает сигнал проверки и работает в нормальном режиме до тех пор, пока не обнаружит отклонение. При отклонении система меняет входной сигнал на сигнал меньшей величиной до установления указанных значений контролируемых параметров.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- ВП – вибропреобразователь;
- ВТХ – вибрационная техническая характеристика;
- ДГ-3 – дегазатор третьей ступени;
- ИАСУД – интегрированная автоматизированная система управления и диагностики;
- НВ-2 – водяной насос второй ступени;
- НВ-3 – водяной насос третьей ступени;
- НН-3 – насос перекачки товарной нефти;
- ПАЗ – система противоаварийной защиты;
- ПИД – пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор;
- ПЛК – программируемые логические контроллеры;
- ПТ – преобразователь температуры;
- ПФ – передаточная функция;
- С-1 – сепаратор первой ступени;
- С-2 – сепаратор второй ступени;
- СП – система пожаротушения;
- Т-1 – теплообменник нефть/нефть;
- Т-2 – подогреватель нефти;
- ТП – технологический процесс;
- ЦДП – центральный диспетчерский пункт;
- ШТХ – шумовая техническая характеристика;
- ЭД – электродвигатель;
- ЭКГ-3 – электростатический коагулятор;
- АФ – сигнал частоты вращения вала двигателя;
- Т – сигнал температуры подшипника двигателя;
- V – сигнал виброскорости подшипника двигателя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – Москва : ООО ТИД Альянс, 2005. – 319 с.
2. Тронов, В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. / В. П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2002. – 408 с.
3. Исакович, Р. Я. Автоматизация процессов нефтяной и газовой промышленности воды : учебник для вузов / Р. Я. Исакович, В. И. Логинов, В. Е. Попадько. – Москва : Недра, 1983. – 424с.
4. Бесекерский, В. А. Теория систем автоматического регулирования / В. А. Бесекерский, Е. П. Попов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Профессия, 2003. – 752 с.
5. Мирошник, И. В. Теория автоматического управления. Линейные системы : учебное пособие для вузов / И. В. Мирошник. – Санкт-Петербург : Питер, 2005. – 336 с.
6. Бадикова, Л. Г. Создание моделей АСУ ТП с использованием SCADA-системы GENESIS 32 / Л. Г. Бадикова, Е. В. Орехов. – Альметьевск : АГНИ, 2005 – 108 с.
7. Датчики давления ЭНИ-100. Руководство по эксплуатации [Эл. ресурс] / ООО Энергия-Источник. – Режим доступа: <http://eni.nt-rt.ru>
8. Датчики уровня непрерывного измерения FLR [Электронный ресурс] / ООО Викмер. – Режим доступа: <http://wikmer.nt-rt.ru>
9. Комплекс расходомерный КР2 [Эл. ресурс] / ООО Завод нефтегазового оборудования ТЕХНОВЕК. – Режим доступа: <http://technovek.nt-rt.ru>
10. Вибропреобразователь ВК-310С [Электронный ресурс] / ООО ВиКонт. – Режим доступа: <http://vicont.nt-rt.ru>
11. Аналоговые преобразователи температуры с унифицированным выходным сигналом ТХАУ Метран-271. Технические характеристики [Электронный ресурс] / АО Метран. – Режим доступа: <http://mtn.nt-rt.ru>

12. Программируемый логический контроллер ЭЛСИ-ТМ. Технические характеристики [Электронный ресурс] / ЭлеСи Автоматизация технологических процессов. – Режим доступа: <http://elesy.nt-rt.ru>

13. Поздеев, А. Д. Электромагнитные и электромеханические процессы в частотно регулируемых асинхронных электроприводах / А. Д. Поздеев. – Чебоксары: Чувашский университет, 1998. – 172 с.

14. Гультияев, А. Визуальное моделирование в среде MATLAB : учебный курс / А. Гультияев. – Санкт-Петербург: Питер, 2000. – 432 с.

15. Дьяконов, В. П. MATLAB. Анализ, идентификация и моделирование систем : специальный справочник / В. П. Дьяконов, В. В. Круглов. – Санкт-Петербург : Питер, 2001. – 448 с.

16. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – Санкт-Петербург: Питер, 2007. – 228 с.

17. Ельцов, И. Д. Управление технологическим процессом подготовки нефти по технико-экономическим показателям : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.06 / Ельцов Игорь Дмитриевич. – Уфа, 2007. – 190 с.

18. Рягузов, М. И. Система автоматизации проектирования устройств управления промышленными установками первичной переработки нефти : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.12 / Рягузов Михаил Игоревич. – Омск, 2011. – 187 с.

19. Веревкин, А. П. Оптимизация системы управления процессом подготовки нефти / А. П. Веревкин, И. Д. Ельцов, О. В. Кирюшин // Вклад науки Республики Башкортостан в реальные сектора экономики : тр. науч.-практ. конф. Уфа : ТРАНСТЭК, 2003. С. 50–52.

20. Елисеева, А. А. Малышенко А. М. Исследование метода автоматической настройки промышленного ПИД-регулятора / А. А. Елисеева, А. М. Малышенко // Технологии Microsoft в теории и практике программирования: Труды 6 Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – ТПУ, 2009. – С. 45–46.

21. Подольцев, А. Д. Моделирование работы трехфазного линейного синхронного двигателя колебательного движения в пакете Matlab Simulink / А. Д. Подольцев, Р. П. Бондарь // Электротехника и электромеханика. – 2010. – №6. С. 31-34.

22. Сидорова А. А. Исследование настройки ПИД-регулятора в Simulink Matlab / А. А. Сидорова, А. М. Малышенко // Мультипарадигмальное программирование в индустриальном масштабе: Секция № 1 Автоматизированные системы управления и мехатроника. – 2011. – С. 13-15.

23. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2006. – 12 с.

24. СТО 4.2-07-2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [текст] / Е. Н. Осокин, Л. В. Белошاپко, М. И. Губанов. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ПЦ БИК СФУ, 2014. – 60 с.

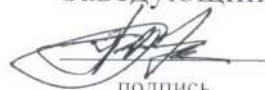
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



Э. А. Петровский

подпись

инициалы, фамилия

« 06 » июня 2014 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

код – наименование направления

Интегрированная система диагностики и управления насосным оборудованием
нефтеперерабатывающих участков

тема

Руководитель



подпись, дата

доцент, к.т.н.

В. В. Бухтояров

должность, уч. степень

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Т. Ю. Магеррамов

инициалы, фамилия

Красноярск 2017