

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н. Сокольников

«___» июня 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03.07 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и
комплексов

«Разработка лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и
диагностики»»

Руководитель

к.т.н., доцент О.Н. Петров

Выпускник

А.А. Чермошенцев

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Разработка лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики»».

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И.В.Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики»» содержит 72 страниц текстового документа, 27 использованных источников, 8 листов графического материала.

КАМЕРЫ ПУСКА И ПРИЕМА СОД, ТРУБОПРОВОД,
ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СНАРЯДЫ.

Объект ВКР Лабораторный стенд

Цель ВКР: Создание лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики».

В работе предлагается метод изготовления стенда, и его испытание. Приведены необходимые расчеты, в том числе экономической эффективности.

Создание этого стенда позволяет повысить качество обучения наглядным примером.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть	8
1 Общие сведения о транспорте нефти и нефтепродуктов.....	8
1.1 Состав магистрального нефте- и нефтепродуктопровода	8
1.2 Линейная часть.....	9
1.3 Трубопроводная арматура.....	10
1.3.1 Запорная арматура	11
1.3.2 Предохранительная арматура.....	16
2 Очистка и диагностика трубопроводов	18
2.1 Узлы запуска, пропуска и приема СОД.....	19
2.1.1. Камеры пуска и приема.....	21
2.1.2. Дренажная емкость.....	22
2.2 Внутритрубные снаряды	23
2.2.1 Скребки	23
2.2.2. Диагностические снаряды.....	26
2.2.3. Поршни-разделители.....	27
3 Разработка конструкции лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики»	28
3.1 Выбор материалов и основного оборудования лабораторного стенда	28
3.1.1 Насос	29
3.1.2 Трубопровод.....	30
3.1.3 Трубопроводная арматура	33
3.1.4 Снаряд и материал для его изготовления.....	34
3.2 Гидравлическая схема	35
3.3 Монтаж оборудования.....	35
3.4 Испытание оборудование.....	37
3.5 Расчет гидравлических потерь напора по длине трубопровода и в местных сопротивлениях при разных режимах перекачки	38
3.5.1. Режим перекачки №1	38
3.5.2. Режим перекачки №2.....	44
4 Экономическая часть	52

4.1 Расчет затрат на приобретение оборудования для исследования и его монтаж	52
4.1.1 Расчет затрат на приобретение оборудования для эксперимента	52
4.1.2 Расчет затрат на монтаж оборудования.....	53
4.2 Расчет эксплуатационных затрат	54
4.2.1. Расчет затрат на текущий ремонт	54
4.2.2 Определение затраченного времени на разработку аппаратно – программногo комплекса.....	54
4.2.3 Определение численности лаборантов.....	55
4.2.4 Расчет фонда оплаты труда лаборанта	55
4.2.5 Рассчитаем отчисление на страховые взносы.....	58
4.2.6 Рассчитаем накладные расходы	58
4.2.7 Определим затраты на электроэнергию при работе на приборе ..	58
5 Безопасность и экологичность	60
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	60
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	62
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	62
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	64
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	65
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .	66
Заключение	68
Список сокращений	69
Список использованных источников	70

ВВЕДЕНИЕ

Образование высшего учебного заведения требует особого подхода к обучению. Подробный и наглядный пример как раз относится к такому принципу преподавания. Основной проблемой нынешнего образования, является отсутствие такого подхода к обучению. Наглядным примером могут служить лабораторные стенды, которых в институте нефти и газа практически нет. При выборе темы для ВКР, я старался учесть тот факт, что студенты института, проходя производственную практику, практически не имеют представления об основной работе, выполняемой сотрудниками компании. В перечень основных работ управлений эксплуатации трубопроводов входит очистка внутренней полости трубопровода. Эти работы проводятся практически ежедневно. Такое мероприятие требует знания гидравлики и законов физики. Но чаще всего, приходя на производство, выпускники при виде объекта эксплуатации, не могут включиться в работу сходу, так как практических знаний и примеров при обучении не было.

Целью работы является повышение квалификации выпускников института путем создания стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики» для дальнейшей эксплуатации в лаборатории Института Нефти и газа. Лабораторный стенд должен обеспечить наглядное представление гидравлических процессов протекающих на реальном линейном участке трубопровода, оборудованном камерами пуска и приема СОД, а так же визуализировать процесс прохождения СОД внутри полости трубопровода.

Для достижения целей необходимо выполнить следующие задачи.

- 1 Изучить конструкцию средств очистки и диагностики.
- 2 Изучить основные гидравлические процессы, проходящие на пунктах запуска и приема СОД.

3 Подобрать материал и оборудование для лабораторного стенда и произвести расчет.

4 Рассчитать экономические затраты.

5 Провести закупку и монтаж оборудования.

6 Провести испытание и настройку.

7 Обеспечить безопасность лабораторного стенда при работе.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общие сведения о транспорте нефти и нефтепродуктов

1.1 Состав магистрального нефте- и нефтепродуктопровода

К магистральным трубопроводам относят трубопроводы диаметром более 200 мм и протяженностью свыше 50 км. Магистральный трубопровод входит в состав одного или нескольких линейных производственных управлений (ЛПУ) или районных управлений магистральных трубопроводов (РУМНП). Границей эксплуатационных участков между линейными и районными управлениями служат задвижки.

ЛПУ и РУМНП осуществляют непосредственное управление эксплуатацией одного или нескольких трубопроводов с комплексом всех станционных сооружений. Проект магистрального трубопровода выполняют в соответствии с требованиями, предусмотренными нормативными документами. При проектировании магистрального трубопровода необходимо обеспечить его экономичность по сравнению с другими видами транспорта, а также обеспечить надежность работы трубопровода и бесперебойность подачи по нему нефти и нефтепродуктов (НП). Основные рабочие параметры, определяющие технико-экономическую характеристику проектируемого трубопровода:

- рабочее давление (p);
- расстояние между перекачивающими станциями ($L_{ст}$);
- пропускная способность (Q);
- диаметр трубопровода (D);

Эти параметры задаются в задании на проектирование. Кроме этих параметров, в задании указывают полные характеристики перекачиваемых

жидкостей и условий эксплуатации трубопроводов (информация по климату, геологии, гидрогеологии).

Разрабатывая на стадии проектирования основные рабочие параметры трубопровода, необходимо обеспечить несущую способность материала труб и максимальную загрузку трубопровода и всех нефтеперекачивающих станций (НПС). Задавая годовой объем перекачки, за расчетное время работы трубопровода принимают в среднем 350 суток в году, 15 суток оставляют на профилактический ремонт или непредвиденные остановки трубопровода.

По нормам технологического проектирования все расчеты при проектировании проводятся при минимальной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода[1].

1.2 Линейная часть

Линейная часть магистрального трубопровода — совокупность участков нефтепровода, соединяющих НПС между собой, либо с отпускными и приемными пунктами [2].

Линейная часть состоит из:

- полос отвода земли;
- трубопроводов с запорной и регулирующей арматурой;
- системы катодной защиты и дренажных станций;
- линий связи и управления;
- переходов через водные преграды, автомобильные и железнодорожные дороги, естественные преграды (горы, ущелья, овраги, болота);
- автомобильных дорог;
- помещений путевых обходчиков.

Конструкция трубопровода представляет собой тонкостенный сварной цилиндр бесконечной длины, нагруженный внутренним давлением при заданной положительной или отрицательной температуре.

Повреждением линейной части магистрального трубопровода считают внезапную полную или частичную остановку его работы, вызванную нарушением герметичности трубопровода или линейной арматуры, выхода из строя антикоррозионной защиты, обрыв линий связи и управления.

Согласно данным [3] магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы подразделяются на классы в зависимости от условного диаметра труб:

- I 1000 – 1200 мм.включительно;
- II 500 – 1000 мм.включительно;
- III 300 – 500 мм.включительно;
- IV 300 мм.и менее.

1.3 Трубопроводная арматура

Трубопроводная арматура – это устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей, транспортируемых по трубопроводам[2].

Классификация трубопроводной арматуры по принципу действия:

- запорная;
- регулирующая;
- предохранительная.

Запорная арматура служит для полного перекрытия потока нефти или НП в трубе, регулирующая – для изменения расхода или давления жидкости, предохранительная – для защиты от разрушения трубопровода при превышении допустимого давления[2].

Трубопроводную арматуру для перекачки нефти и НП изготавливают из чугуна серого, чугуна ковкого, углеродистой и легированной стали, а также цветных металлов и пластмасс.

Основные рабочие параметры и конструкция арматуры регламентированы Государственными стандартами.

Арматуру классифицируют по основным признакам:

- по назначению;
- условиям работы (давление, температура, агрегатное состояние);
- химической активности и токсичности транспортируемого вещества;
- по диаметру условного прохода.

По величине условного давления можно разделить на:

- низкого давления P_y до 10 кгс/см²;
- среднего давления P_y от 16 до 64 кгс/см²;
- высокого давления P_y от 100 до 1000 кгс/см²;
- сверхвысокого давления P_y свыше 1000 кгс/см²;
- вакуумную арматуру.

По диаметру условного прохода разделяют на:

- малых диаметров $D_y < 40$ мм;
- средних диаметров $D_y < 50 \div 250$ мм;
- больших диаметров $D_y > 250$ мм.

1.3.1 Запорная арматура

Запорная арматура служит для полного перекрытия потока нефти или НП в трубе[2].

К запорной арматуре относятся:

- задвижки;
- краны;
- вентили;
- клапана.

По способу монтажа запорная арматура классифицируется следующим образом:

- муфтовая – монтируется при помощи муфт (внутренняя трубная, коническая, цилиндрическая резьба);
- цапковая – монтируется в трубопроводную систему при помощи наружной резьбы, с буртиком под уплотнительное кольцо;
- штуцерная – монтируется к трубопроводу с помощью патрубков с наружной резьбой;
- под сварку - монтируется к трубопроводу с помощью патрубков под приварку;
- фланцевая – монтируется к трубопроводу при помощи фланцев;

Задвижки – устройства, проход в которых перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном движению транспортируемой жидкости. Задвижки применяются для перекрытия потоков жидкости в трубопроводах с условным проходом от 50 до 1400 мм[2].

Задвижки классифицируются по конструкции затвора:

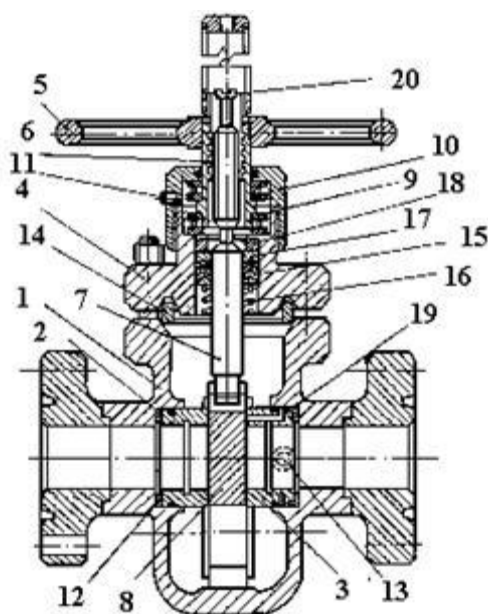
- клиновые;
- параллельные.

Преимущества задвижек перед другой запорной арматурой: незначительное гидравлическое сопротивление при открытом затворе; отсутствие поворотов потока рабочей среды; возможность работы, с жидкостью имеющую большую вязкость; простота обслуживания; небольшая строительная длина; возможность подачи среды в любом направлении [3].

Недостатки задвижек: большая строительная высота; невозможность пропускание жидкостей с кристаллизующимися включениями; малая скорость срабатывания затвора; большая вероятность получения гидравлического удара; трудоемкость ремонта изношенных частей [4].

На рисунке 1.1 показана задвижка, которая состоит из корпуса, в расточках которого располагаются входное седло и выходное седло, крышка корпуса. Задвижка управляется маховиком, обеспечивающего вращение

ходовой гайки. Так как последняя, вращаясь, остается на месте, то имеющий с ней резьбовое соединение шпindelъ перемещается поступательно и в зависимости от направления вращения маховика поднимает или опускает шибер. Для облегчения управления задвижкой опоры ходовой гайки выполнены на упорных шарикоподшипниках, закрываемых крышкой. Смазка в полость подшипников подается с помощью масленки [4].



1 – корпус, 2 – входное седло, 3 – выходное седло, 4 – крышка корпуса, 5 – маховик, 6 – ходовая гайка, 7 – шпindelъ, 8 – шибер, 9 – шарикоподшипник, 10 – крышка, 11 – масленка, 12 – тарельчатая пружина, 13 –нагнетательный клапан, 14 – прокладка, 15 – манжета, 16 – пружина, 17 – нажимное кольцо, 18 – нажимная гайка, 19 – резиновое кольцо, 20 – регулировочный винт.

Рисунок 1.1 - Прямоточная задвижка типа ЗМС-1

Герметичность затвора обеспечивается плотным контактом уплотняющих поверхностей шибера и седел, предварительное прижатие которых друг к другу создается тарельчатыми пружинами. Герметичности затвора способствует также уплотнительная смазка, подаваемая в полость корпуса задвижки через нагнетательный клапан. Герметичность между

корпусом и крышкой обеспечивается установкой металлической прокладки. Резьбы шпинделя и ходовой гайки вынесены из зоны контакта со средой, что улучшает условия их работы. Уплотнение шпинделя осуществляется U – образными манжетами, поджимаемыми пружиной при наличии нажимного кольца и нажимной гайки. Седла уплотняют резиновыми кольцами.

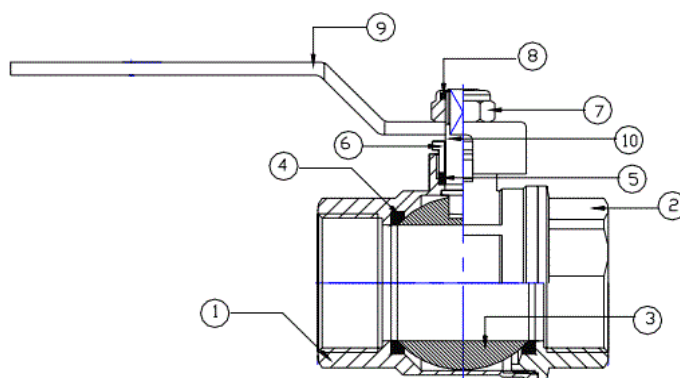
Регулировка соосности проходных отверстий шибера и корпуса осуществляется регулировочным винтом в торце шпинделя.

Кран – запорное устройство, подвижная деталь затвора в котором имеет форму тела вращения с отверстием для прохождения потока. Перекрытие движения потока осуществляется вращением вокруг своей оси подвижного затвора [2].

Краны разделяют на основные типы это – шаровые и конические. Шаровые краны в свою очередь подразделяют на краны с плавающим шаром и с шаром на опорах.

Наибольшее распространение в магистральных трубопроводах получили шаровые краны.

Корпус крана, показанного на рисунке 1.2, выполнен из двух деталей, соединенных между собой на резьбе с проклейкой клеем. Запорный орган крана представляет собой латунный хромированный шар, приводимый в движение латунным штоком. В качестве седельных уплотнений использованы тефлоновые кольца. Сальниковая гайка с помощью сальниковой прокладки из тефлона обеспечивает герметичность штока. Ручка крепится при помощи гайки, имеющей полиэтиленовый вкладыш, предотвращающий самопроизвольное ослабление гайки. Перекрытие потока осуществляется поворотом рукоятки на 90° [4].



1,2 – корпус, 3 –латунный хромированный шар, 4 – тефлоновые кольца, 5 – прокладка, 6 – сальниковая гайка, 7 – гайка, 8 – вкладыш, 9 –ручка, 10 – шток

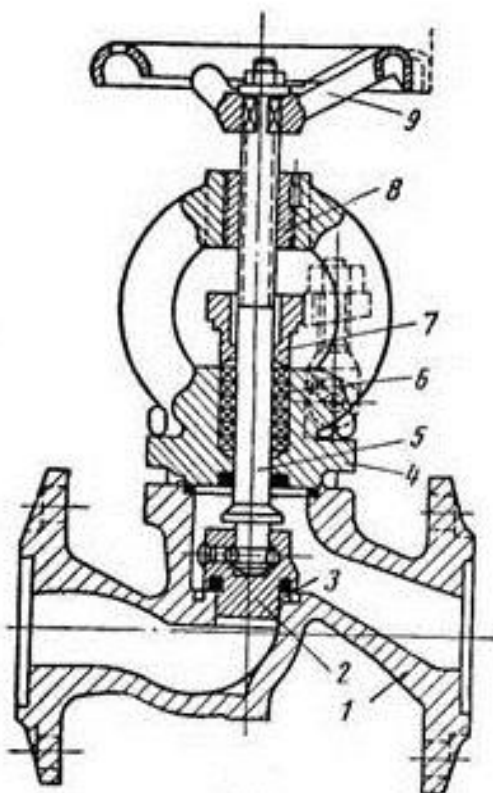
Рисунок 1.2 – Устройство шарового крана Valtec VT 214

Шаровые краны имеют ряд достоинств:

- простота конструкции;
- высокая и надёжная герметичность;
- небольшие габариты;
- простая форма проточной части и отсутствие в ней застойных зон;
- удобное управление;
- малое время, затрачиваемое на поворот;
- применимость для вязких и загрязнённых сред.

Вентиль – это устройство, служащее для полного перекрытия потока жидкости в трубопроводе. Во время работы должны быть либо полностью открыты, либо полностью закрыты. Нельзя применять вентили в качестве регулирующей арматуры. Характерным для запорных вентилей является то, что затвор закрывающий проход, перемещается с помощью шпинделя, соединенного с ним. В то же время затвор может вращаться относительно шпинделя, благодаря чему уменьшается износ уплотнительных поверхностей седла корпуса и затвора [2].

Вентиль непригоден для установки на трубопроводах, по которым транспортируются загрязненные и кристаллизирующиеся жидкости, так как грязь и кристаллы осаждаются в проходном канале и препятствуют закрытию. К недостаткам вентилей следует отнести их большое гидравлическое сопротивление и значительные строительные высоты и длины.



1 – корпус; 2 – затвор; 3 – седло; 4 – крышка; 5 – шпindelь; 6 – сальниковая набивка; 7 –
грундбукс; 8 – гайка; 9 – маховик

Рисунок 1.3 – Устройство вентилей

1.3.2 Предохранительная арматура

Предохранительная арматура используется для защиты трубопроводов и технологического оборудования от разрушения при чрезмерном давлении

или обратного потока жидкости. Рассмотрим два наиболее применяемых предохранительных устройства – это клапан обратный и клапан перепускной.

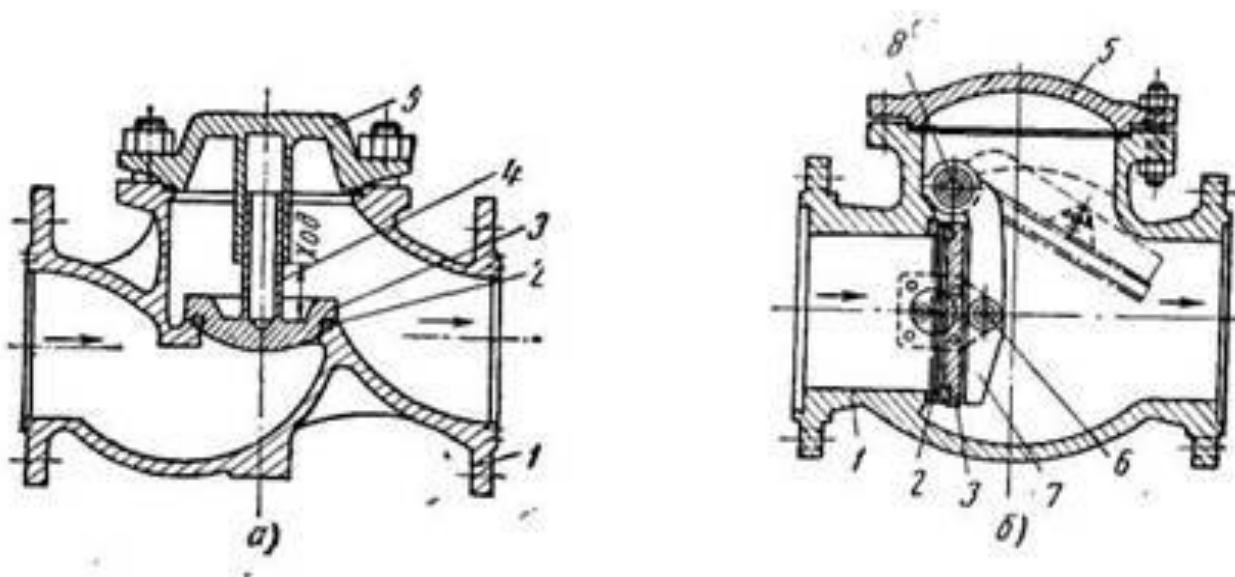
Клапан обратный предназначен для предотвращения обратного потока среды в трубопроводе [4].

Обратные клапана классифицируются по принципу действия:

- подъемные;
- поворотные.

Достоинство поворотных обратных клапанов состоит в том, что они имеют меньшее гидравлическое сопротивление. В связи с этим обратные клапана этого вида чаще всего применяются в трубопроводах большого диаметра.

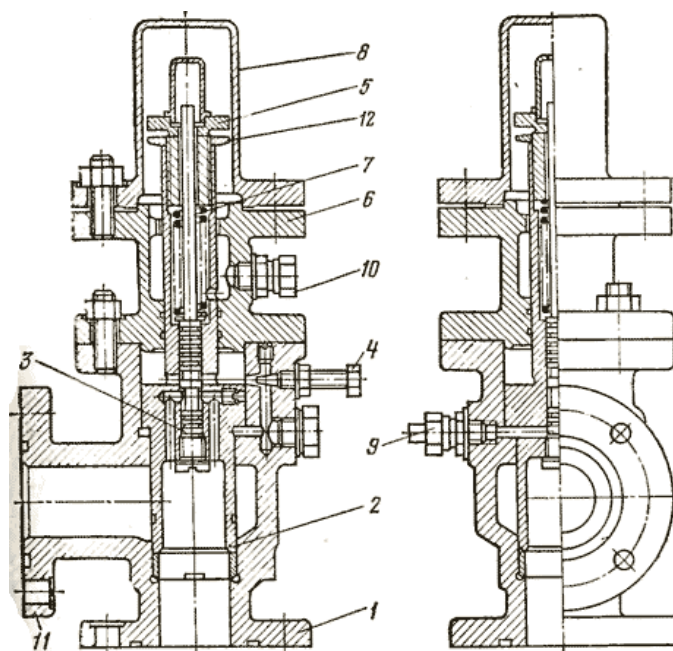
На магистральных нефтепроводах чаще всего применяют обратный клапан поворотного типа, конструкция которого показана на рисунке 1.4 [2].



а – подъемный клапан; б – поворотный клапан; 1 – корпус; 2 – седло; 3 – клапан; 4 – шток; 5 – крышка; 6 – ось клапана; 7 – рычаг; 8 – ось рычага

Рисунок 1.4 – Устройство обратного клапана

Перепускной клапан — это устройство, предназначенное для поддержания давления среды на требуемом уровне путём перепуска её через ответвление трубопровода.



1 – корпус клапана; 2 – поршень; 3 – игла клапана; 4 – дроссель регулирования клапана; 5 – регулирующий винт; 6 – крышка клапана; 7 – пружина; 8 – колпак; 9 – штуцер для присоединения к линии; 10 – штуцер для слива масла; 11 – фланец для присоединения к линии; 12 – специальная гайка

Рисунок 1.5 – Устройство перепускного клапана

2 Очистка и диагностика трубопроводов

Для поддержания пропускной способности нефтепровода и предупреждения скапливания в нем воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и перед испытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Существуют следующие виды очистки:

- периодическая — для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности

нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

- целевая — для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

- преддиагностическая — для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

2.1 Узлы запуска, пропуска и приема СОД

Узлы запуска, пропуска и приема СОД должны выполнять следующие функции:

- запуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств;

- прием внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств;

- пропуск внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств.

Расстояние между УЗПП СОД обосновывается в проекте с учетом технических характеристик внутритрубных диагностических приборов и физико-химических показателей перекачиваемой нефти (содержание парафина, вязкость, температура застывания и т.д.). Максимальная протяженность участка магистрального нефтепровода между узлами запуска и приема СОД должна быть:

- для нефтепровода условным диаметром до 400 мм включительно - 120 км;

- для нефтепровода условным диаметром от 500 до 1200 мм - 280 км.

Стационарные узлы запуска и приема СОД предусматриваются на магистральном нефтепроводе, на лупингах и отводах протяженностью более

3 км и резервных нитках переходов через водные преграды и болота независимо от их протяженности.

На промежуточных НПС, на которых не предусматривается запуск и прием СОД, должны быть установлены узлы пропуска СОД, обвязка которых обеспечивает пропуск СОД как с остановкой, так и без остановки НПС.

В состав узлов запуска и приема СОД входят следующие объекты и сооружения:

- камера запуска средств очистки и диагностики с устройством передней запасовки;
- камера приема средств очистки и диагностики;
- емкость дренажная (подземная горизонтальная) с погружным насосом, с установленным на ней дыхательным клапаном, огнепреградителем и сигнализатором уровня;
- технологические трубопроводы с соединительными деталями и запорной арматурой;
- периметральное охранное освещение, ограждение и инженерно-технические средства охраны;
- система энергоснабжения и молниезащиты;
- система электрохимической защиты от коррозии;
- средства контроля и управления;
- грузоподъемные механизмы для перемещения, запасовки и извлечения СОД;
- обвалование;
- подъездная автомобильная дорога.

В зависимости от расположения узлов запуска и приема СОД на магистральном нефтепроводе предусматриваются разные технологические схемы и порядок выполнения технологических операций (параллельное-соосное расположение камер приема-запуска, для станций с резервуарным парком или без него и т.п.).

В комплектацию камер запуска, приема СОД входят:

- грузоподъемные механизмы для перемещения, запасовки и извлечения СОД;
- площадки обслуживания (для камер Ду 400 и более);
- датчик контроля герметичности;
- датчик давления класса точности не ниже 0,25;
- манометр класса точности не ниже 1;
- сигнализатор прохода СОД;
- поддон для сбора нефтешлама (в комплекте с камерой приема).

Камеры запуска и приема СОД в зависимости от условий эксплуатации должны приниматься следующих климатических исполнений и категорий размещения по ГОСТ 15150.

Конструкция камер запуска и приема СОД должна быть рассчитана для эксплуатации с рабочим давлением не более 8,0 МПа и в районах установки с сейсмичностью не более 9 баллов по шкале MSK-64.

2.1.1. Камеры пуска и приема

Камеры запуска и приема с быстродействующим затвором, предназначены для запуска в действующий трубопровод и приема из него внутритрубных снарядов (скребков, разделителей, дефектоскопов и др.) Камеры запуска и приема устанавливаются на трубопроводах различного диаметра, работающих при давлении до 8,0 МПа.

В зависимости от сейсмичности район в котором располагаются камеры пуска и приема, их изготавливают в трех исполнениях: не сейсмостойкого исполнения — СО, сейсмостойкого исполнения — С и повышенной сейсмостойкости — ПС. Температура эксплуатации от минус 60° С до +80° С.

2.1.2. Дренажная емкость

Для дренажа нефти из камер запуска, приема и примыкающим к камерам надземной части технологических трубопроводов, устанавливается подземная горизонтальная дренажная емкость. На каждом узле запуска, узле запуска-приема или узле приема СОД должна быть установлена одна емкость, минимальный объем которой должен приниматься в соответствии со специальными нормативами.

На каждой дренажной емкости устанавливается следующее оборудование:

- центробежный, вертикальный насос с электродвигателем;
- клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем D_y 100, пропускной способностью $150 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- замерный люк D_y 150;
- люк-лаз, D_y 800;
- патрубков D_y 800 для установки электронасосного агрегата;
- сигнализатор уровня.

На узлах запуска и приема СОД для откачки нефти из дренажной подземной емкости на ее патрубке следует устанавливать погружной насос с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении. Конструкция патрубка должна обеспечивать надежную установку погружного электронасосного агрегата.

На дренажных емкостях предусматривается два патрубка для присоединения трубопроводов дренажной и газовой воздушной линий (для сброса газовой воздушной смеси).

2.2 Внутритрубные снаряды

2.2.1 Скребки

Скребок это основной снаряд, выполняющий очистку внутренней полости трубопровода. В зависимости от диаметра трубопровода и характера загрязнений скребки изготавливаются из соответствующих материалов и соответствуют диаметру трубы.

Назначение и применение скребков:

- применяются для использования в качестве границы раздела между продуктами и для откачки жидкости из трубопровода;
- гибкие скребки разработаны специально для трубопровода с множеством колен, в основном, для сепарации и дозирования;
- для предварительного запуска трубопровода (для удаления строительного мусора из трубопровода);
- подходят для двунаправленного перемещения, сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе;
- для двунаправленного перемещения, работ по подготовке к пуску в эксплуатацию;
- применяют для проверки минимального внутреннего диаметра трубопровода и для удаления отходов от монтажа;
- для высоко герметичной сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе. Также пригодны для заводнения и обезвоживания и др.

Составные части конструкции скребка:

- распылительные головки
- колпаки
- контрольные пластинки
- диски

- промежуточные кольца;
- распорки;
- пружины и щётки;
- ножи скребков и стругов;
- уплотнения и опоры;
- магниты;
- ножи скреперов;
- буферные наконечники.

Мягкий дисковый очистной скребок (пиг), изготовленный из полиуретана, предназначается для максимального удаления жидкости из трубопровода и мягких начальных отложений на стенках трубопровода.

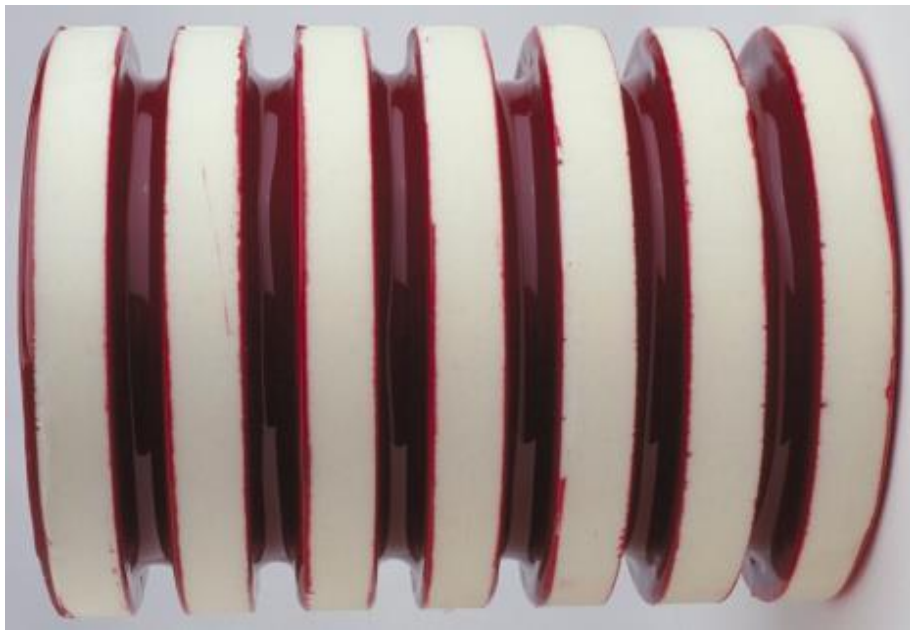


Рисунок 2.1 – Мягкий дисковый очистной скребок

Средней мягкости очистной скребок (пиг), изготовленный из полиуретана, предназначается для очистки основных средних отложений со стенок трубопровода.



Рис.2.2 – Средней мягкости очистной скребок

Стальной скребок с сердечником и с уретановыми дисками, предназначен для предварительной очистки твёрдых отложений со стенок трубопровода.



Рис.2.3 – Стальной скребок с сердечником

Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками, стандартно предназначен для конечной очистки стенок трубопровода.

После прохождения этим скребком в трубопроводе, после него необходимо пройти скребком предварительной очистки, так как этот скребок не убирает за собой шлам, а только раздирает и соскребает отложения.



Рис.2.4 – Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками

2.2.2. Диагностические снаряды

Магнитный метод диагностики сплошности металла основан на обнаружении локальных возмущений магнитного поля, создаваемых дефектами в намагниченном ферромагнетике.

В ходе обследования стальной трубопровод намагничивается и его магнитное поле регистрируется путем сканирования с помощью специальных датчиков. При обработке полученных сигналов регистрируются имеющиеся в металле трубы дефекты, определяется их характер, геометрический размер, форма, определяется также толщина стенки трубопровода.

Для диагностики трубопроводов магнитным методом необходимо перемещение специального прибора – интроскопа вдоль трубы снаружи или внутри нее, очевидно, что для решения поставленной задачи – дефектоскопии подземных трубопроводов без их вскрытия необходимы интроскопы для обследования труб изнутри. Широкое применение дефектоскопия трубопроводов с помощью магнитометрии нашла в газовой промышленности. Здесь создана система диагностики, включающая внутритрубные интроскопы, программное обеспечение для расшифровки

сигналов, полученных при обследовании, стенды для калибровки интроскопов и др.

В первую очередь по обследуемому трубопроводу пропускается аппарат, который выполняет функции механической очистки трубы, намагничивания металла и снятия профиля внутренней поверхности трубопровода – на предмет возможности прохождения измерительных аппаратов.

На следующем этапе обследования через трубопровод пропускаются аппараты с продольным и поперечным намагничиванием и соответственно считыванием продольного и поперечного магнитных полей, наводимых в металле трубы аппаратами. Такая технология обследования позволяет более полно выявлять дефекты в теле металла.

2.2.3. Поршни-разделители

Поршни-разделители эластичные типа предназначены для выполнения следующих работ в процессе строительства и реконструкции трубопроводов диаметром до 1420 мм включительно:

- освобождение трубопроводов от воздуха в процессе их наполнения водой для гидравлического испытания, а также при заполнении трубопровода нефтью и нефтепродуктами при вводе объектов в эксплуатацию;
- освобождение трубопроводов, в т.ч. и подводных переходов от воды, оставшейся в них после гидравлического испытания или балластировки;
- освобождение полости трубопровода от конденсата и загрязнений.

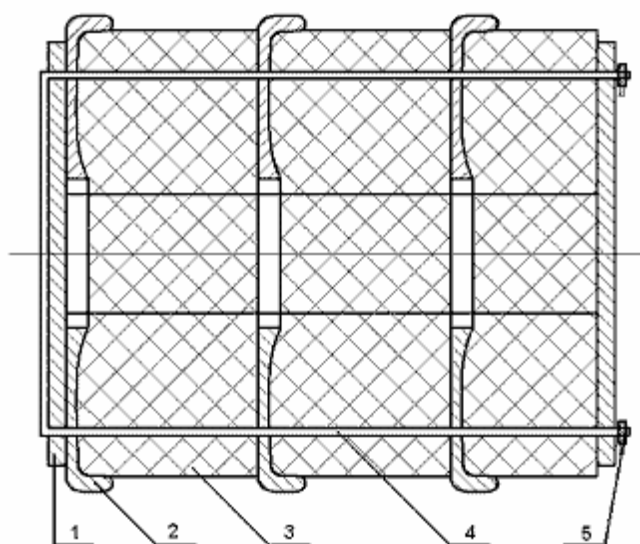


Рис.2.5 – Поршень-разделитель

3 Разработка конструкции лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики»

3.1 Выбор материалов и основного оборудования лабораторного стенда

Лабораторный стенд «Запуск и прием СОД» состоит из основного оборудования:

- насоса;
- трубопровода;
- запорной и регулирующей арматуры;
- сырья и материала для его изготовления.

В проектировании такого рода стендов очень важно учесть, что выбор оборудования и материала является одним из важных этапов работы и требует много времени и опыта. Оборудование должно обеспечивать требуемые технические характеристики, быть неприхотливым в обслуживании и экономически целесообразным.

3.1.1 Насос

Насос должен удовлетворять заданным требованиям:

- питание электродвигателя 220В;
- малые габаритные размеры;
- обладать самовсасывающей способностью;
- напором более 20 м.;
- иметь защиту от перегрузки;
- обладать защитой класса не ниже IP44.

На основании этих требований были подобраны насосы в наличии на складе поставщика: САМ 40-НЛ MARINA и Кама 11. Но так как для лабораторного стенда требуется всего один насос, то был произведен анализ технических характеристик представленных в таблице 3.1, где выявлено, что насос САМ 40-НЛ MARINA обладает лучшими техническими характеристиками по сравнению с насосом Кама-11, при приблизительно такой же цене за насос.

Поэтому для лабораторного стенда «Режим работы насосной станции» был выбран насос САМ 40-НЛ MARINA.

Таблица 3.1 – Техническая характеристика насосов

Техническая характеристика насосов	Насосы	
	Насос САМ 40-НЛ MARINA[8].	Насос Кама-11 [9].
Тип	Центробежный самовсасывающий	Центробежный самовсасывающий
Мощность, Вт.	800 Вт.	650 Вт.
Напор, м.	42 м.	34 м.
Глубина всасывания, м.	8 м.	8 м.

Окончание таблицы 3.1

Техническая характеристика насосов	Насосы	
	Насос САМ 40-HL MARINA[8].	Насос САМ 40-HL MARINA[8].
Производительность, л/мин.	60 л/мин.	50 л/мин.
Трубное соединение, мм.	25 мм.	25 мм.
Материал корпуса	Чугун	АБС пластик
Максимальное давление, атм.	4.2 атм.	3,8 атм.
Диапазон допустимых температур жидкости, оС.	От 0 до 35 оС	От 0 до 35 оС
Напряжение, В.	230 В.	230 В.
Масса, кг.	9.2 кг.	5,4 кг.
Класс защиты по IP	IP 44	IP 44
Страна изготовитель	Италия	Россия
Цена, р.	6215 р.	6250 р.

3.1.2 Трубопровод

Для выбора трубопровода к лабораторному стенду были предъявлены следующие требования:

- иметь прозрачные стенки;
- диаметр условного прохода 25 мм;
- доступный способ монтажа;
- допустимое давление на стенки $> 0,5$ МПа.

На основании этих требований была выбрана труба из ПВХ пластика на клеевой основе, смотровой, без раструба с условным диаметром 25 мм [2].

Технические характеристики трубы ПВХ клеевой, смотровой:

- допустимое давление на стенки 1,25 МПа;
- диаметр условный 25 мм;
- толщина стенки 1,5 мм [10].



Рисунок 3.1 – Труба ПВХ прозрачная, без раструба.

Для соединения участков труб и арматуры были выбраны компрессионные фитинги производителя «Aqualine». Трубопровод с соединениями с помощью компрессионных фитингов применяется при температурах среды не более +40 °С. Компрессионные фитинги являются сборно-разборными. Рекомендуется монтировать трубопроводы с компрессионными фитингами так, чтобы обеспечить к ним доступ в процессе эксплуатации.

Соединение пластиковых труб с помощью компрессионных фитингов, виды фитингов приведены в таблице 3.2, является долговечным (срок службы сопоставим со сроком службы ПВХ труб, если соединение находится все время во влажной среде и не подвергается воздействию недопустимых химических веществ и высокой температуры.

Свойства фитингов компрессионных:

- высокая антикоррозионная стойкость;
- устойчивость к перепадам температур;
- стойкость к химическим веществам;

- экологичность и гигиеническая безопасность;
- могут соединяться с трубами из других материалов;
- обладают легким весом и просты в монтаже;
- устойчивы к вибрации и гидроударам, не требуют подтяжки;
- обеспечивает герметичность, при перегибании трубы;
- износостойчивость и долговечность, срок службы более 50 лет;
- рабочее давление до 10 атм [11].

Таблица 3.2 – Перечень компрессионных фитингов использованных в лабораторном стенде для соединения между собой участков труб и арматуры

Наименование фитинга	Рисунок	Присоединительный размер
Муфта соединительная для труб одного диаметра.		25 мм.
Отвод (угольник) для изменения направления трубопровода.		25 мм.

Окончание таблицы 3.2

Наименование фитинга	Рисунок	Присоединительный размер
Тройник для производства ответвления пластиковой трубы.		25 мм
Муфта с наружной резьбой для перехода с пластиковой трубы на металлическую арматуру.		25 мм×1"

3.1.3 Трубопроводная арматура

Из всего спектра трубопроводной арматуры в данном лабораторном стенде были использованы: Кран шаровой ДУ-25, изображенный на рисунке 3.1.



Рисунок 3.2 – Кран шаровой ДУ-25

Основным предъявляемым требованием для трубопроводной арматуры является надежность и качество изготовления. Основной причиной неисправности кранов шаровых является частые циклы открыть-закрыть, поэтому были выбраны краны шаровые фирмы «*STC-Faro*», которая дает гарантию на 15 тысяч циклов открыть-закрыть [12].

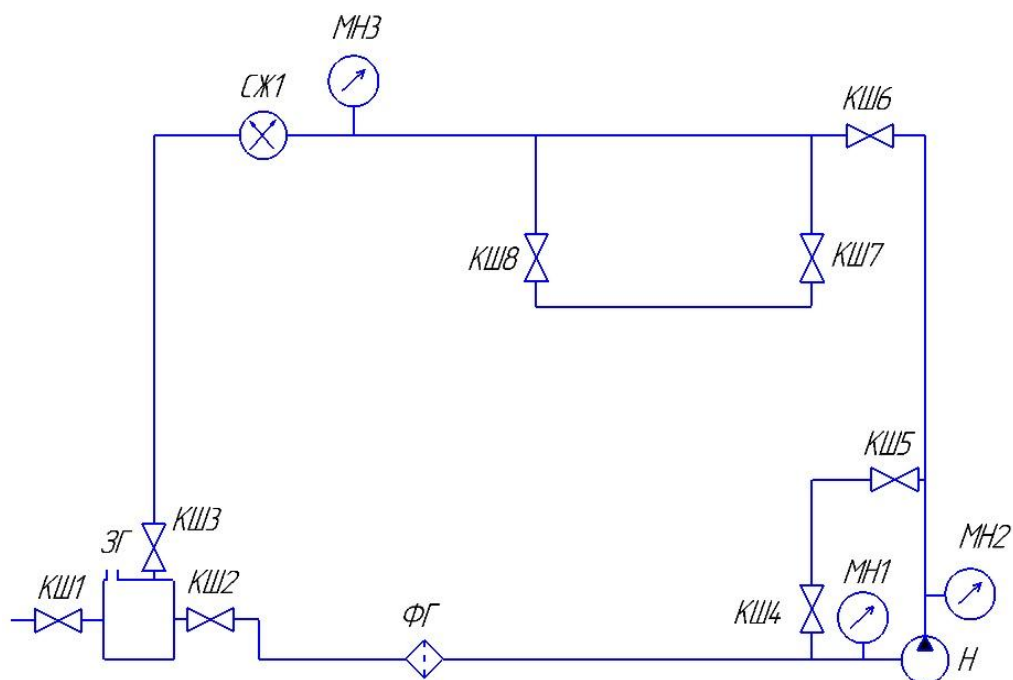
3.1.4 Снаряд и материал для его изготовления

При выборе формы снаряда необходимо было учесть форму внутреннего сечения угольников. Угол поворота не позволял пройти снаряду цилиндрической формы. В связи с этим, было принято решение изготовить снаряд сферической формы.

При выборе материала необходимо было учесть снаряд легкость прохождения снаряда по трубопроводу. Так же, чтобы материал был простым в обработке, легко поддавался изменению формы, если в трубопроводе в процессе эксплуатации появятся задиры или другие повреждения. Не менее важна была экономическая составляющая: материал должен был быть дешевым и легкодоступным. Под это описание подходил пенопласт.

Для изготовления снаряда необходимо было измерить проходное сечение угольника. Далее нарезать пенопластовую заготовку на «штрипсы» кубической формы. Используя канцелярский нож, аккуратно срезать углы и придать округлую форму заготовке.

3.2 Гидравлическая схема



КШ1-КШ8 – кран шаровый (КШ8 является дросселем); ФГ – фильтр грубой очистки; ЗГ – заливная горловина; Г – гидробак; Н – насос; МН1-МН3 – манометр; СЖ – счетчик жидкости

Рисунок 3.3 – Гидравлическая схема

3.3 Монтаж оборудования

Монтаж оборудования производится на конструкцию выполненную из листов ДСП толщиной 12 мм.

Насос, используемый при проведении эксперимента, закреплен на стенде «Режимы работы насосной станции». Крепление насоса к сварной станине произведено двумя болтами М8×45 прочностью 8.8 с пружинными шайбами Гровера.

Крепление трубопровода к основанию из ДСП осуществляется шпильками М8 регулируемой длины.

Гидробак расположен так же на стенде «Режимы работы насосной станции». Крепление гидробака произведено шестью винтами со шляпкой под внутренний шестигранник М6×40.

Для монтажа запорной арматуры были использованы муфты переходные компрессионные 1”×25мм. Компрессионные фитинги монтируются без применения специальных инструментов. Резьбу переходных компрессионных фитингов нужно уплотнять при помощи ФУМ-ленты, контролировать усилие затяжки резьбовых соединений так, чтобы не подвергать соединения дополнительным механическим нагрузкам.

Инструкция по монтажу компрессионных фитингов.

Подготовка компрессионного фитинга к монтажу:

- компрессионный фитинг частично разбирается;
- накидная гайка отвинчивается на 3-4 оборота.

Подготовка трубы.

- труба очищается от грязи;
- при помощи фаскоснимателя или острого ножа подрезают наружную фаску на трубе;

- на начальном этапе работы нужно сделать разметку трубы: отметить глубину вхождения трубы в корпус компрессионного фитинга;

- перед монтажом трубу желательно смочить водой или жидким мылом. В отдельных случаях смазка бывает нанесена на резиновое кольцо муфты.

Монтаж:

- труба вводится в компрессионный фитинг до отметки. Усилие движения трубы должно быть значительным, в противном случае это означает, что труба не вошла в резиновое уплотнение.

- накидная гайка компрессионного фитинга затягивается до конца резьбы[11].

Для сборки и монтажа потребуется инструмент: Ключ газовый №1, ключ шестигранный 6 мм., рожковый ключ 10 мм., рожковый ключ 13 мм., рожковый ключ 14 мм., отрезной инструмент (нож отделочный, ножовка, УШМ).

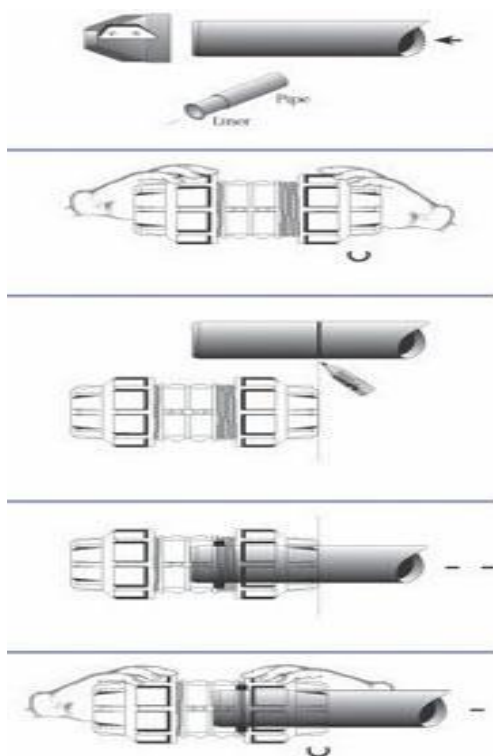


Рисунок 11 – Монтаж компрессионных фитингов

3.4 Испытание оборудования

Испытание оборудования производится на полностью собранном стенде, в систему должна быть залиты дистиллированная вода в минимальном количестве 10 литров. Должны быть открыты краны КШ№3 и КШ№4, остальные должны быть закрыты. Необходимо обеспечить безопасность электрического подключения. После выполнения всех действий можно запускать установку, необходимо проследить наличие протечек в местах соединения трубопроводов и при их возникновении устранить, а

затем заново запустить установку. При переключении в режим запуска «скребка», необходимо открыть задвижку З-1 путем откручивания резьбового соединения муфты М-1 и поместить «скребок» в условную камеру запуска КЗ. После, произвести следующие переключения: Открыть краны КШ№6, КШ№5. Далее закрыть КШ№4. Затем открыть КШ№1, КШ№2; закрыть КШ№3. После прохождения «скребка» по трубопроводу, необходимо убедиться в том, что он достиг условной камеры приема КП. При приеме «скребка» необходимо открыть КШ№4, закрыть КШ№5 и КШ№6. Далее открыть Задвижку-2 путем откручивания резьбового соединения муфты М-2 и извлечь «скребок».

3.5 Расчет гидравлических потерь напора по длине трубопровода и в местных сопротивлениях

3.5.1. Режиме перекачки №1

Рассчитаем потерю напора по длине трубопровода (h_l):

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g}, \quad (3.1)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

L – длина трубопровода, м;

D – внутренний диаметр трубы, м;

v – скорость потока жидкости, м/с;

g – ускорение свободного падения численно равен $9,81 \text{ м/с}^2$.

Внутренний диаметр вычислим, зная наружный диаметр и толщину стенки трубы:

$$D = D_{\text{наруж}} - 2 \cdot x, \quad (3.2)$$

где $D_{\text{наруж}}$ – наружный диаметр трубы, $D_{\text{наруж}}=0,025$ м;
 x – толщина стенки трубы, $x=0,0015$ м.

$$D = 0,025 - 2 \cdot 0,0015 = 0,022 \text{ м.}$$

Вычислим скорость потока v по формуле:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (3.3)$$

где Q – расход жидкости, $Q=0,001$ м³/с;
 S – площадь сечения трубы, $S=0,00038$ м².

$$v = \frac{0,001}{0,00038} = 2,63 \text{ м/с}$$

Рассчитаем число Рейнольдса (Re):

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (3.4)$$

где v – скорость потока жидкости, м/с;
 D – то же, что и в формуле (3.1);
 ν – кинематическая вязкость, для воды при 16°C $\nu=1,16 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

$$\text{Re} = \frac{2,63 \cdot 0,022}{1,16 \cdot 10^{-6}} = 49320$$

Для выбора режима течения и дальнейшей формулы расчета произведем сравнение полученного числа Рейнольдса:

$$Re \geq 560 \cdot \frac{D}{\Delta_э}, \quad (3.5)$$

где D – то же, что и в формуле (3.1);

$\Delta_э$ – эквивалент шероховатости труб, для ПВХ трубы $\Delta_э=0,0015$;

Re – то же, что и в формуле (3.4).

$$49320 \geq 560 \cdot \frac{0,022}{0,0015},$$

$$49320 > 8213,3$$

Исходя из полученных данных, режим течения – турбулентный, третьей области турбулентности.

Поэтому расчет коэффициента гидравлического трения (λ), будем рассчитывать по формуле Альтшуля.

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta_э}{D} \right)^{0,25}, \quad (3.6)$$

где $\Delta_э$ – то же, что и в формуле (3.5);

D – то же, что и в формуле (3.1).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,0015}{0,022} \right)^{0,25} = 0,056$$

Рассчитаем потерю напора по длине для горизонтального участка трубопровода (h_{11}):

$$h_{11} = \lambda \cdot \frac{L_1 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g} , \quad (3.7)$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_1 – длина горизонтальной части трубопровода, $L_1=2,250$ м;

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1).

$$h_1 = 0,056 \cdot \frac{2,25 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} = 2,02 \text{ м} .$$

Рассчитаем потерю напора по длине для вертикального трубопровода, идущего вверх (h_{12}).

$$h_{12} = \lambda \cdot \frac{L_2 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g} + H_1 , \quad (3.8)$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_2 – длина части трубопровода, идущей вверх, $L_2=0,420$ м

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1);

H_1 – высота трубопровода, $H_1=0,420$ м.

$$h_{12} = 0,056 \cdot \frac{0,42 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} + 0,42 = 0,796 \text{ м} .$$

Рассчитаем потерю напора по длине для вертикального трубопровода, идущего вниз (h_{13}).

$$h_{13} = \lambda \cdot \frac{L_2 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g} - H_2 , \tag{3.9}$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_2 – длина вертикальной части трубопровода, идущей вверх, $L_2=0,42$ м;

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1);

H_1 – высота трубопровода, $H_1=0,42$ м.

$$h_{12} = 0,056 \cdot \frac{0,42 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} - 0,42 = -0,04 \text{ м} .$$

Рассчитаем сумму потерь напора по длине на всем протяжении трубопровода ($h_{\text{общ}}$):

$$h_{\text{общ}} = h_{11} + h_{12} + h_{13} , \tag{3.10}$$

где h_{11} – то же, что и в формуле (3.7);

h_{12} – то же что и в формуле (3.8);

h_{13} – то же, что и в формуле (3.9).

$$h_{\text{общ}} = 2,02 + 0,796 - 0,04 = 2,7 \text{ м} .$$

Исходя из полученных данных сделаем вывод, что потеря напора $h_{\text{общ}}=2,7$ м., является допустимой величиной потерь.

Рассчитаем потерю напора (h), на участках с местными сопротивлениями:

$$h = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (3.11)$$

где ζ – коэффициент сопротивления, выбирается исходя из данных [15];

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1).

Рассчитаем потерю напора на участке с отводом 90° (h_1):

$$h_1 = 0,5 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,175 \text{ м.}$$

Рассчитаем потерю напора на участке с тройником (h_2):

$$h_2 = 0,4 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,14 \text{ м.}$$

Рассчитаем потерю напора на участке с муфтой (h_3):

$$h_3 = 3,3 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 1,16 \text{ м.}$$

Рассчитаем потерю напора на участке с шаровым краном (h_4):

$$h_4 = 0,12 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,042 \text{ м.}$$

Определим сумму гидравлических потерь в местных сопротивлениях ($h_{\text{общ1}}$):

$$h_{\text{общ1}} = \sum h_{1,2,3,4,\dots}, \quad (3.12)$$

$$h_{i \text{ АУ } 1} = 0,175 \cdot 4 + 0,14 \cdot 4 + 1,16 \cdot 4 + 0,042 \cdot 2 = 5,984 \text{ м.}$$

Рассчитаем сумму всех сопротивлений ($h_{\text{общ2}}$):

$$h_{\text{общ2}} = \sum h_{\text{общ}}, h_{\text{общ1}}, \quad (3.13)$$

где $h_{\text{общ}}$ – то же, что и в формуле (3.10);

$h_{\text{общ1}}$ – то же что и в формуле (3.12).

$$h_{i \text{ АУ } 2} = 5,984 + 2,02 = 7,986 \text{ м.}$$

На основании полученных значений сделаем вывод, что при первом режиме перекачки, подобранный насос будет обеспечивать перекачку жидкости с минимальными потерями напора равными 7,986 м.

3.5.2. Режим перекачки №2

Рассчитаем потерю напора по длине трубопровода (h_l):

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g}, \quad (3.14)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

L – длина трубопровода, м;

D – внутренний диаметр трубы, м;

v – скорость потока жидкости, м/с;

g – ускорение свободного падения численно равен $9,81 \text{ м/с}^2$.

Внутренний диаметр вычислим, зная наружный диаметр и толщину стенки трубы:

$$D = D_{\text{наруж}} - 2 \cdot x, \quad (3.15)$$

где $D_{\text{наруж}}$ – наружный диаметр трубы, $D_{\text{наруж}}=0,025 \text{ м}$;

x – толщина стенки трубы, $x=0,0015 \text{ м}$.

$$D = 0,025 - 2 \cdot 0,0015 = 0,022 \text{ м}.$$

Вычислим скорость потока v по формуле:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (3.16)$$

где Q – расход жидкости, $Q=0,001 \text{ м}^3/\text{с}$;

S – площадь сечения трубы, $S=0,00038 \text{ м}^2$.

$$v = \frac{0,001}{0,00038} = 2,63 \text{ м/с}$$

Рассчитаем число Рейнольдса (Re):

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (3.17)$$

где v – скорость потока жидкости, м/с;

D – то же, что и в формуле (3.1);

ν – кинематическая вязкость, для воды при 16°C $\nu=1,16 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

$$Re = \frac{2,63 \cdot 0,022}{1,16 \cdot 10^{-6}} = 49320$$

Для выбора режима течения и дальнейшей формулы расчета произведем сравнение полученного числа Рейнольдса:

$$Re \geq 560 \cdot \frac{D}{\Delta_{\text{э}}}, \quad (3.17)$$

где D – то же, что и в формуле (3.1);

$\Delta_{\text{э}}$ – эквивалент шероховатости труб, для ПВХ трубы $\Delta_{\text{э}}=0,0015$;

Re – то же, что и в формуле (3.4).

$$49320 \geq 560 \cdot \frac{0,022}{0,0015},$$

$$49320 > 8213,3$$

Исходя из полученных данных, режим течения – турбулентный, третьей области турбулентности.

Поэтому расчет коэффициента гидравлического трения (λ), будем рассчитывать по формуле Альтшуля.

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta \varepsilon}{D} \right)^{0,25}, \quad (3.18)$$

где $\Delta \varepsilon$ – то же, что и в формуле (3.5);

D – то же, что и в формуле (3.1).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,0015}{0,022} \right)^{0,25} = 0,056$$

Рассчитаем потерю напора по длине для горизонтального участка трубопровода (h_{l1}):

$$h_{l1} = \lambda \cdot \frac{L_1 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g}, \quad (3.19)$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_1 – длина горизонтальной части трубопровода, $L_1=3,950$ м;

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1).

$$h_l = 0,056 \cdot \frac{3,95 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} = 3,54 \text{ м}.$$

Рассчитаем потерю напора по длине для вертикального трубопровода, идущего вверх (h_{l2}).

$$h_{l2} = \lambda \cdot \frac{L_2 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g} + H_1, \quad (3.20)$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_2 – длина части трубопровода, идущей вверх, $L_2=0,420$ м;

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1);

H_1 – высота трубопровода, $H_1=0,420$ м.

$$h_{12} = 0,056 \cdot \frac{0,42 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} + 0,42 = 0,796 \text{ м}.$$

Рассчитаем потерю напора по длине для вертикального трубопровода, идущего вниз (h_{13}).

$$h_{13} = \lambda \cdot \frac{L_2 \cdot v^2}{D \cdot 2 \cdot g} - H_2, \quad (3.21)$$

где λ – то же, что и в формуле (3.6);

L_2 – длина вертикальной части трубопровода, идущей вверх, $L_2=0,42$ м;

D – то же, что и в формуле (3.1);

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1);

H_1 – высота трубопровода, $H_1=0,42$ м.

$$h_{12} = 0,056 \cdot \frac{0,42 \cdot 2,63^2}{0,022 \cdot 2 \cdot 9,81} - 0,42 = -0,04 \text{ м}.$$

Рассчитаем сумму потерь напора по длине на всем протяжении трубопровода ($h_{\text{общ}}$):

$$h_{\text{ОБЩ}} = h_{11} + h_{12} + h_{13}, \quad (3.22)$$

где h_{11} – то же, что и в формуле (3.7);

h_{12} – то же что и в формуле (3.8);

h_{13} – то же, что и в формуле (3.9).

$$h_{i\text{АВ}} = 3,544 + 0,796 - 0,04 = 4,3 \text{ м}.$$

Исходя из полученных данных сделаем вывод, что потеря напора $h_{\text{ОБЩ}}=4,3$ м., является допустимой величиной потерь.

Рассчитаем потерю напора (h), на участках с местными сопротивлениями:

$$h = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (3.23)$$

где ζ – коэффициент сопротивления, выбирается исходя из данных [15];

v – то же, что и в формуле (3.1);

g – то же, что и в формуле (3.1).

Рассчитаем потерю напора на участке с отводом 90° (h_1):

$$h_1 = 0,5 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,175 \text{ м}.$$

Рассчитаем потерю напора на участке с тройником (h_2):

$$h_2 = 0,4 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,14 \text{ м}.$$

Рассчитаем потерю напора на участке с муфтой (h_3):

$$h_3 = 3,3 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 1,16 \text{ м.}$$

Рассчитаем потерю напора на участке с шаровым краном (h_4):

$$h_4 = 0,12 \cdot \frac{2,63^2}{2 \cdot 9,81} = 0,042 \text{ м.}$$

Определим сумму гидравлических потерь в местных сопротивлениях ($h_{\text{общ1}}$):

$$h_{\text{ОБЩ1}} = \sum h_{1,2,3,4,\dots}, \quad (3.24)$$

$$h_{i \text{ АУ } 1} = 0,175 \cdot 6 + 0,14 \cdot 6 + 1,16 \cdot 8 + 0,042 \cdot 4 = 11,338 \text{ м.}$$

Рассчитаем сумму всех сопротивлений ($h_{\text{общ2}}$):

$$h_{\text{ОБЩ2}} = \sum h_{\text{ОБЩ}}, h_{\text{ОБЩ1}}, \quad (3.25)$$

где $h_{\text{ОБЩ}}$ – то же, что и в формуле (3.10);

$h_{\text{ОБЩ1}}$ – то же что и в формуле (3.26).

$$h_{i \text{ АУ } 2} = 11,338 + 4,3 = 15,638 \text{ м.}$$

На основании полученных значений сделаем вывод, что при первом режиме перекачки, подобранный насос будет обеспечивать перекачку жидкости с минимальными потерями напора равными 15,638 м.

4 Экономическая часть

В экономической части дипломной работы будут рассчитаны затраты на разработку аппаратно – программном комплексе для измерения малых потоков газов различного состава. Затраты на разработку будут состоять из следующих этапов:

1 Приобретение комплектующих для лабораторного стенда и его монтаж:

1.1 Расчет затрат на приобретение комплектующих

1.2 Расчет затрат на монтаж

2 Расчет эксплуатационных затрат

2.1 Расчет затрат на текущий ремонт

2.2 Определение численности персонала, необходимого для проведения исследований.

2.3 Расчет фонда оплаты труда лаборанта и страховых взносов

2.4 Определение затрат на электроэнергию.

4.1 Расчет затрат на приобретение оборудования для исследования и его монтаж

4.1.1 Расчет затрат на приобретение оборудования для эксперимента

Затраты на оборудование и комплектующие материалы необходимые для создания лабораторного стенда для исследования режимов течения жидкости, представлены в таблице.

Таблица 4.1 – Затраты на оборудование и комплектующие

Наименование	Требуемое количество	Стоимость		Источник цен
		Единицы, руб.	Всего, руб.	
Труба ПВХ прозрачная	3 м.п.	245,67	737	pvc-truba.ru
ДСП 16*1220*1830 мм	1 лист	564	564	fanera.baup.ru/
Кран шаровый ДУ-25	8 шт	157	1256	www.virage24.ru
Метизы	10 шт	70	700	www.virage24.ru
Фитинги	6 шт	416	2500	водолей.рф
Итого:			5757	

Таким образом, общие затраты на приобретение оборудования для проведения эксперимента на аппаратно – программном комплексе для измерения малых потоков газов различного состава составляют 5757 руб.

4.1.2 Расчет затрат на монтаж оборудования

Стоимость монтажных работ примем 20 % от стоимости оборудования

$$S_{\text{мр}} = 5757 \cdot 20\% = 1151,4 \text{ руб.}$$

Затраты на доставку оборудования примем 8 % от стоимости оборудования

$$S_{\text{д}} = 5757 \cdot 8\% = 460,56 \text{ руб.}$$

Итого затраты на приобретение оборудования для исследования, доставку и его монтаж составили 7368,96 рублей.

4.2 Расчет эксплуатационных затрат

4.2.1. Расчет затрат на текущий ремонт

Затраты на текущий ремонт составляют 10 % от стоимости оборудования, т.е.

$$5757 \cdot 0,1 = 575,7 \text{ руб.}$$

4.2.2 Определение затраченного времени на разработку аппаратно – программного комплекса.

Перечень операций, необходимых для разработки аппаратно – программного комплекса, с указанием их длительности, представлен в таблице:

Таблица 2 – Перечень операций необходимых для разработки аппаратно – программного комплекса

Наименование операции	Длительность операций, ч
Разработка чертежей	10
Работы по поиску комплектующих	3
Подключение и крепежи элементов	48
Испытание	24
Итого	85

4.2.3 Определение численности лаборантов

Разработка аппаратно – программного комплекса занимает 141 часов. Эксперимент проводит лаборант, который работает по пятидневной рабочей неделе, у него 8-х часовой рабочий день. Число рабочих дней в 2016 году равно 248, следовательно, в месяце примем равным 21.

Годовая трудоемкость человеко-часов, составит:

$$T=248 \cdot 8=1984$$

Необходимую численность лаборантов определим по формуле

$$N= \frac{n}{T}$$

где n – время на разработку аппаратно-программного комплекса, часов;

T – годовая трудоемкость, человеко-час;

$$N=85/1984=0,04 \approx 1$$

Следовательно, для разработки комплекса необходим один лаборант.

4.2.4 Расчет фонда оплаты труда лаборанта

Фонд оплаты труда определяем по формуле

$$\Phi OT = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ - дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата включает в себя тарифную составляющую, премии, районный и северный коэффициенты.

Тарифная составляющая основной среднемесячной заработной платы:

$$Z_{осн} = ZП + ZП_{рк} + ZП_{сн}$$

где $ZП$ – месячная заработная (исходя из МРОТ на 2016);

$ZП_{рк}$ – районный коэффициент (20% от $ZП$);

$ZП_{сн}$ – северная надбавка (30 % от $ZП$).

$$ZП_{рк} = (25000/100) \cdot 20 = 5000 \text{ руб,}$$

$$ZП_{сн} = (25000/100) \cdot 30 = 7500 \text{ руб,}$$

$$Z_{осн} = 25000 + 5000 + 7500 = 37500 \text{ руб}$$

Часовая заработная плата (тарифная ставка)

$$S_T = \frac{Z_{осн}}{K \cdot t}, \tag{3.26}$$

где K – среднее количество рабочих дней в месяце, $K = 21$;

t – продолжительность рабочего дня, $t = 8$ час.

$$S_T = \frac{37500}{21 \cdot 8} = 223,21 \frac{\text{руб}}{\text{час}}.$$

Определим тарифную составляющую

$$З_{Т.С} = Т \cdot S_T$$

где Т – трудоемкость работ,

S_T – часовая заработная плата (тарифная ставка).

Следовательно, дневная заработная плата составляет:

$$З_{Т.С} = 8 \cdot 223,21 = 1785,68 \text{ руб.}$$

Премииальные составляют 40 % от тарифной ставки:

$$З_{пр} = З_{Т.С} \cdot 0,4 = 1785,68 \cdot 0,4 = 714,3 \text{ руб.}$$

Районный коэффициент составляет 20% от тарифной составляющей:

$$K_p = З_{Т.С} \cdot 0,2 = 1785,68 \cdot 0,2 = 357,13 \text{ руб.}$$

Надбавка заработной платы в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям с неблагоприятными климатическими условиями составляет 30 % от тарифной составляющей.

$$K_{с.н.} = З_{Т.С} \cdot 0,3 = 1785,68 \cdot 0,3 = 535,7 \text{ руб.}$$

Таким образом, основная заработная плата составляет:

$$З_{осн} = 1785,68 + 714,3 + 357,13 + 535,7 = 3392,8 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата составляет 14% от основной заработной платы:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot 0,14 = 3392,8 \cdot 0,14 = 474,99 \text{ руб.}$$

Тогда фонд оплаты труда составляет:

$$\text{ФОТ} = 3392,8 + 474,99 = 3867,79 \text{ руб.}$$

4.2.5 Рассчитаем отчисление на страховые взносы

Отчисления на страховые взносы составляют 30 % от ФОТ: в том числе 22 % - в пенсионный фонд; 2,9 % - в фонд социального страхования; 5,1 % - в фонд обязательного медицинского страхования.

$$Z_{\text{отч}} = 3867,79 \cdot 0,3 = 1160,33 \text{ руб.}$$

4.2.6 Рассчитаем накладные расходы

Накладные расходы примем 70 % от ФОТ, тогда расходы на разработку составили:

$$Z_{\text{ис}} = \text{ФОТ} \cdot 0,7 + Z_{\text{осн}} = 3867,79 \cdot 0,7 + 3392,8 = 6100,25 \text{ руб}$$

4.2.7 Определим затраты на электроэнергию при работе на приборе

Затраты на электроэнергию при работе на приборе рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{эл.эн}} = T_{\text{ар}} \cdot W_{\text{потреб}},$$

где $Q_{\text{эл.эн}}$ - затраты на электроэнергию;

$T_{\text{ар}}$ – стоимость 1 кВт/ч (2016 год) = 3,35 руб/кВт·ч;

$W_{\text{потреб}}$ - потребляемая мощность, 0,8кВт·ч.

$$Q_{\text{эл.эн}} = 3,35 \cdot 0,8 = 2,68 \text{ руб/час}$$

Исходя из расчета составим таблицу:

Таблица 3 – общие затраты на проведение эксперимента

Наименование	Стоимость, руб.
1 Единовременные затраты	
Приобретение оборудования	5757
Стоимость доставки комплектующих	460,56
Стоимость монтажных работ	1151,4
Итого:	7368,96
2 Эксплуатационные затраты	
Затраты на текущий ремонт	575,7
Заработная плата лаборанта за проведение эксперимента	3392,8
Накладные расходы	6100,25
Стоимость потребляемой электроэнергии в ходе эксперимента	2,68
Итого:	10071,43
Всего:	17440,93

Таким образом, стоимость затрат на разработку лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики» составляет 17440,93 руб.

5 Безопасность и экологичность

В настоящее время в нашей стране и за рубежом происходит множество чрезвычайных ситуаций различного характера, поэтому в современных условиях развития общества решение проблем, связанных с обеспечением безопасности человека во всех сферах его деятельности от опасных и вредных факторов, является актуальным.

Возникающие стихийные бедствия, аварии, катастрофы, загрязнение окружающей среды промышленными отходами и другими вредными веществами создают ситуации, опасные для здоровья и жизни населения. Сегодня исключать чрезвычайные ситуации нельзя, но существенно снизить их число, уменьшить масштабы и смягчить последствия возможно.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Лаборатория находится на территории ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», в здании института нефти и газа.

Рабочее место выбирается из условий возможности беспрепятственного обращения как с основным (насосом, устройством обработки информации), так и с дополнительным оборудованием (емкостями с рабочей жидкостью, средствами регулирования тока в электрической цепи и т.д.) лабораторного стенда «Запуск и прием средств очистки и диагностики».

Непосредственное место работы лаборанта представляет собой сварную станину с расположенным на ней насосом, трубопроводной арматурой, трубами, резервуаром с рабочей жидкостью и устройством вывода информации для получения наглядных результатов экспериментов.

Недостатками данного стенда является большой вес и большое количество разъемных соединений трубопроводов.

Потенциальные опасности при работе со стендом:

- поражение электрическим током;
- возможность гидравлического удара при разрыве разъемных соединений трубопровода.

Одной из наиболее опасных аварийных ситуаций является возгорание электромотора насосной установки вследствие короткого замыкания внутри двигателя.

Плохая освещенность рабочего места лаборанта может привести к перенапряжению зрительного органа человека и к ухудшению зрения.

При проливе рабочей жидкости есть вероятность поражения электрическим током.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Так как в помещении лаборатории не производится никаких работ, кроме исследований режимов течения жидкости на лабораторном стенде, где рабочей жидкостью является дистиллированная вода, то выделения вредных и опасных веществ не происходит, что удовлетворяет нормативным требованиям [17].

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3 % к начисленной оплате труда [27].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается в Красноярском крае, что соответствует II климатическому региону, который характеризуется среднемесячными значениями температур воздуха в январе от -5 до -20 °С, а в июле от $+21$ до $+27$ °С, средней скоростью ветра $3,6$ м/с.

Работа на приборе относится к категории 1б – энергозатраты $121-150$ ккал/ч ($140-174$ Вт) [19].

Температура в производственных помещениях в теплый период года не должна превышать $22 - 25$ °С, в холодный и переходный периоды года $20 - 23$ °С. Относительная влажность воздуха в рабочей зоне составляет $60 - 40$ % [20].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды помещение лаборатории оборудовано системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Установка находится в лабораторном помещении площадью 23 м², высотой $3,25$ м, что соответствует требованиям санитарно-эпидемиологических правил, согласно которым объем производственных помещений на одного работающего при выполнении работ категории энергозатрат 1б должен составлять не менее 15 м³, площадь помещений для одного работающего не менее $4,5$ м², а высота помещения не менее $3,25$ м [19].

Компоновка мебели и площадей обеспечивает свободный проход к установке и беспрепятственный выход из помещения при пожаре и

аварийных ситуациях.

Санитарно-гигиенические условия труда при работе с лабораторным стендом оцениваются как нормальные. Вредных веществ и пыли при его работе не выделяется. Вибрация, шум, инфра-, ультразвук и излучение находятся ниже допустимых значений этих показателей на производстве.

Характеристика зрительной точности оценивается как грубая точность, так как объекты различения обладают размером более 5 мм. Освещение лабораторного помещения производится лампами дневного света согласно действующим нормам и правилам, освещенность составляет не менее 400 люкс [19].

Естественное освещение лаборатории обеспечивается двумя оконными проемами. Искусственное освещение осуществляется закрепленными на потолке светильниками «Астра» с 4 лампами в корпусе, всего в помещении находится 12 светильников.

Проектирование отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха производственных зданий и сооружений предприятий, а также выбросов вентиляционного воздуха в атмосферу и очистки его перед выбросом следует производить в соответствии с требованиями [18].

В помещениях с тепловыделениями допускается предусматривать использование избытков тепла для отопления и вентиляции с учетом требований настоящих норм.

Количество воздуха, необходимого для обеспечения требуемых параметров воздушной среды в рабочей зоне следует определять расчетом, учитывая неравномерность распределения вредных веществ, тепла и влаги по высоте помещения и в рабочей зоне.

В лаборатории необходимо поддерживать здоровые и комфортные условия труда, например, гладкие стены, свободные от острых выступов и пыли, приятный цвет стен. Показания приборов учета жидкости рассчитаны на работу во влажной среде.

Средства индивидуальной защиты для этих видов исследований не предусмотрены.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Безопасность технологического процесса достигается за счет качества сборки и испытаний всех разъемных соединений, как гидравлических, так и электрических.

Корпус института оборудован электросетью с напряжением 220 В и 380 В, все сети заземлены согласно действующим нормативам [25]. Входное напряжение на приборе составляет 220 В с дальнейшим понижением до необходимого значения. Расчет заземляющего устройства производить нет необходимости, т.к. насос будет подключен к общему заземлению, которым оборудовано здание.

Выполним расчет искусственного освещения для определения числа светильников и мощности ламп по методу использования коэффициента светового потока [24].

Расчет освещения начинают с выбора типа светильника, который принимается в зависимости от условий среды и класса помещений по взрыво-пожароопасности.

Для освещения выбираем светильник «Астра» с расстоянием между светильниками $\lambda=1,6$ м. Коэффициент запаса $k = 1,3$. Высота свеса светильников $h_{св} = 0$ м, т.е. они закреплены на потолке, получим расчетную высоту $H_p = 2,45$ м и расстояние между светильниками $L = 1,6$ м.

Число рядов светильников в помещении $N_b = 4$ шт. Число светильников в ряду $N_a = 2,4$ шт. Округляем эти числа до ближайших больших: $N_a = 3$ шт. и $N_b = 4$ шт. Общее число светильников $N = 12$ шт.

По ширине помещения расстояние между рядами L , а расстояние от

крайнего ряда до стены чуть больше $0,3L$ и равно $1,4$ м. В каждом ряду расстояние между светильниками примем L , расстояние от крайнего светильника до стены будет $L_{cc} = 1,1$ м. Это составляет $0,69L$. Индекс помещения $i = 0,96$

По справочнику выбираем коэффициент использования светового потока $\eta = 0,5$. Коэффициент минимальной освещенности принимаем $z = 1,15$. Необходимый световой поток лампы $\hat{O}_E = 808$ лм.

Выбираем стандартную лампу ЛДЦ 20-4, имеющую поток $\Phi_{л} = 820$ лм.

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий химических лабораторий определяют для наиболее неблагоприятного в отношении пожара или взрыва периода.

Помещение лаборатории по классификации наличия горючих веществ относится к категории Д [16].

Исходными данными для определения пожароопасных свойств веществ и материалов являются результаты испытаний или расчеты, проверенные по стандартным методикам, с обязательным учетом параметров состояния (давления, температуры и др.).

Причинами возникновения пожара в лаборатории являются:

- несоблюдение обслуживающим персоналом норм пожарной безопасности;
- нарушения технологического процесса (использование электрооборудования, агрегатов), которые приводят к возникновению пожара;
- использование неисправного оборудования (насосы, токорегулирующие агрегаты, испытательные стенды);

- использование открытого огня в помещениях;
- нарушение целостности линии заземления и молниезащиты;
- неправильное использование оборудования, которое приводит к возникновению пожара.

Загорания в помещениях лаборатории необходимо немедленно ликвидировать, при этом:

- легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, электропроводку и оборудование, находящееся под напряжением, следует гасить только порошковыми огнетушителями;

- обесточенные электропроводку и приборы можно гасить водой;

- загорание в вытяжном шкафу ликвидируется первичными средствами пожаротушения только после отключения вентилятора.

По технике безопасности в каждом кабинете предусмотрен огнетушитель марки ОП-4 (огнетушитель порошковый на 4 кг), на каждую лабораторию предусмотрен порошковый огнетушитель ОП-50 [26].

Во всех помещениях лаборатории должны быть размещены планы (схемы) эвакуации сотрудников при возникновении пожара и иных чрезвычайных ситуаций.

Недопустимо загромождать проходы и выходы помещений лаборатории, поскольку это может привести к повышенному риску для сотрудников при необходимости срочно покинуть помещение.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В лаборатории работает один лаборант-исследователь. Для предотвращения аварийных чрезвычайных ситуаций ведется журнал по первичному инструктированию посетителей лаборатории.

Возможные причины возникновения ЧС:

- возгорание электродвигателя из-за внутреннего замыкания обмоток электродвигателя насосного агрегата;

- обрыв линии трубопровода при работе насоса;

- поражение электрическим током.

Для предотвращения ЧС следует:

- проводить регулярный осмотр станда на наличие утечек рабочей жидкости и механических повреждений трубопровода и электрической цепи при каждом запуске лабораторного станда;

- выполнять запуск станда только при непосредственном участии лаборанта;

- обеспечить помещение первичными средствами пожаротушения.

Для оповещения сотрудников о чрезвычайной ситуации здание оборудовано звуковой системой оповещения.

В здании имеются помещения и склады с горючими материалами, которые оборудованы автоматическими средствами пожаротушения и дополнительными эвакуационными выходами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были выполнены следующие задачи:

- изучен теоретический материал об устройстве камер запуска и приема, насосов, трубопроводной арматуры, внутритрубных снарядов, а также изучен процесс пропуска СОД через трубы.

- произведен подбор необходимых материалов и оборудования, согласно требуемым характеристикам;

- произведена сборка узлов трубопроводной обвязки;

- проведены испытания и изучение полученных характеристик установки;

- произведен расчет экономических затрат на разработку, сборку и обслуживание лабораторного стенда;

- обеспечена безопасность эксплуатации лабораторного стенда, согласно стандартам.

Разработанный стенд обладает требуемыми техническими характеристиками, он безопасен, прост в управлении и ремонте, а самое главное он надежен. Все эти параметры удалось достичь за счет качественного подбора комплектующих и тщательной сборки лабораторного стенда. Каждый конструктивный элемент подвергся рассмотрению, как с технической точки зрения, так и экономической.

Можно заявить, что данный стенд полностью готов к выполнению поставленных целей, а именно, доступно и наглядно продемонстрировать студентам процесс запуска и приема СОД.

В дальнейшем, данный стенд может быть усовершенствован. Следующим этапом доработки стенда предполагаю, будет установка манометров на входе в камеру запуска и выходе на камере приема; для наглядности предполагаю и установку для дренажа.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КЗ – Камера запуска.

КП – Камера приема.

КПД – Коэффициент полезного действия.

КШ – Кран шаровой.

ЛПУ – Линейные производственные управления.

НП – Нефтепродукт.

НПС – Нефтеперекачивающая станция.

РУМНП – Районные управления магистральными трубопроводами.

СОД – Средства очистки и диагностики.

ПДК – Предельно допустимая концентрация.

ЧС – Чрезвычайная ситуация.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

2 Шаммазов, А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.

3 СНиП 2.05.06-85*Магистральные трубопроводы. – взамен СНиП 2.05.06-85; введ. 16.06.1990. – Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстрой, 1997. – 71 с.

4 Гуревич, Д. Ф. Трубопроводная арматура: Справочное пособие / Д. Ф. Гуревич. — Ленинград: Машиностроение, 1981. — 368 с.

5 Дубинский, В.Г. Экономика развития и размещения нефтепроводного транспорта в СССР: Учебное пособие / В.Г. Дубинский. – Москва: «Недра», 1977. – 199 с.

6 Слободкин, М.С. Исполнительное устройство регуляторов: Справочное руководство / М. С. Слободкин, П. Ф. Смирнов, Ю. Я. Казинер. – Москва: Недра, 1972. - 304 с.

7 Иванов, В.Г. Центробежные насосы средней быстроходности: Учебное пособие / В.Г. Иванов. – Красноярск: КГТУ, 1999. -208 с.

8 Руководство по эксплуатации и паспорт изделия на насосы серии «САМHobbyLine». – Москва, 2013. -7 с.

9 Руководство по эксплуатации и паспорт изделия на насос «Кама-11». – Москва, 2014. -12 с.

10 Электронный каталог компании «Дрим Пул» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о цене и технических характеристиках клеевых прозрачных напорных труб.– Москва, [2013–2015]. – Режим доступа: <http://pvc-truba.ru/>.

11 Компрессионные полиэтиленовые фитинги для пластиковых труб [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о технических характеристиках и способах монтажа компрессионных фитингов.– Москва, [2012–2015]. – Режим доступа: <http://prommaterials.narod.ru/>.

12 Электронный каталог магазина «Виразж» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о цене и технических характеристиках насосов, труб, трубопроводной арматуры, контрольно-измерительных приборов.– Красноярск, [2001–2015]. – Режим доступа: <http://www.virage24.ru/>.

13 Электронный каталог магазина «Водолей» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о цене и технических характеристиках труб и компрессионных фитингов.– Красноярск, [2012–2015]. – Режим доступа: [http:// водолей.рф/](http://водолей.рф/).

14 Электронный каталог торговой компании «РусМет-Красноярск» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о цене и технических характеристиках изделий из металлопроката.– Красноярск, [2012–2015]. – Режим доступа: <http://rusmet-k.ru/o-kompanii/>.

15 Электронный каталог компании «Фанерный двор» [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о цене и технических характеристиках березовых фанерных листов. – Красноярск, [2013–2015]. – Режим доступа: <http://fanera.baup.ru/>.

16 НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной безопасности. - Введ. 31.10.1996. – Москва: ГУГПС МВД России, 1996. – 12 с.

17 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2.08.1995. – Москва: Минстрой России, 1995 – 78 с.

18 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва: Госстандарт России, 2000 – 49 с.

19 ФНП Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Введ. 12.03.2013 – Москва :Стандартинформ, 2013. – 135 с.

20 СН245 – 71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. – Введ. 05.11.1971 – Москва :ГОССТРОЙ СССР, 1971. – 62 с.

21 СН 119 – 70 Указания по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений химической промышленности. – Введ. 18.08.1970 – Москва: ГОССТРОЙ СССР, 1970. – 33 с.

22 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введ. 01.01.2004 – Москва: ГОССТРОЙ РОССИИ, 2004. – 69 с.

23 СН245 – 71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. – Введ. 05.11.1971 – Москва :ГОССТРОЙ СССР, 1971. – 62 с.

24 Расчет освещения [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения об охране труда. – Режим доступа: <http://trudova-ohrana.ru/tehnika-bezopasnosti/elektrobezopasnost/923-raschjot-osveshhenija.html>.

25 ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. Госстандарт России с поправками от 2001 года.

26 Министерство здравоохранения СССР. Правила устройства, техники безопасности, производственной санитарии, противоэпидемического режима и личной гигиены при работе в лабораториях (отделениях, отделах) санитарно-эпидемиологических учреждений системы Министерства здравоохранения СССР. Утвержден: Президиумом ЦК профсоюза медицинских работников 2 октября 1981г., протокол N 58. Дата утверждения: 20 октября 1981.

27 Федеральный закон РФ от от 25 ноября 2008 г. N 217-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (Продлен в 2009, 2013 и 2015 году).