

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Исследование и совершенствование методов упрочнения нагруженных элементов многоходового переключателя скважин с целью повышения ресурса его работы</b>

УДК 621.646.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Климов Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанки Федор Аркадьевич	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

Томск – 2020 г.

## Результаты ООП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	<p>Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.</p>	<p>УК-1, УК-2, УК-4, УК-5, УК-6, ОПК-1.0ПК-2, ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом</p>
Р2	<p>Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационнокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности.</p>	<p>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7, ПК-2, ПК-4 критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p>
в области производственно-технологической деятельности		
Р3	<p>Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов.</p>	<p>УК-1, УК-2, УК-3, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI,</p>

		<p>требования профессиональных стандартов: 40.083 17 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p>
P4	<p>Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве.</p>	<p>УК-1, УК-2, ОПК-б, ПК-1, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p>
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	<p>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы.</p>	<p>УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</p>
P6	<p>Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования</p>	<p>УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом</p>

		Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.	УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.	ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

P11	<p>Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.</p>	<p>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК3 ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "</p>
-----	--	---

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      Манабаев К.К.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Климов Владислав Андреевич

Тема работы:

Исследование и совершенствование методов упрочнения нагруженных элементов многоходового переключателя скважин с целью повышения ресурса его работы	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№79-16/с от 19.03.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является рабочие элементы клапана переключателя скважин многоходового, подверженные интенсивному износу .
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Аналитический обзор литературных источников с целью поиска возможных решений. Построение модели узла переключателя скважин многоходового. Расчет на основе полученной модели. Разработка рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана.
<b>Перечень графического материала</b>	Чертеж корпуса ПСМ (формат А2)

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</b>	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
<b>«Социальная ответственность»</b>	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
<b>«Английский язык»</b>	Надеева Луиза Васильевна, доцент, к.ф.н.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Теоретическая часть ВКР	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Симанки Федор Аркадьевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ84	Климов Вячеслав Андреевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 40 рис., 17 табл., 63 источника, 1 прил.

Ключевые слова: автоматическая групповая замерная установка, переключатель скважин многоходовой, износ, насосная станция, замерная установка.

Объектом исследования является интенсивный износ рабочих элементов корпуса.

Цель работы – выработка рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу.

В процессе исследования проводились анализ литературы и научных работ, построение модель узла многоходового переключателя скважин системы. Анализ проблемы и поиск возможных решений.

В результате исследования выработаны рекомендации по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу.

Степень внедрения: рекомендации апробированы на производстве.

## **Определения. Обозначения. Сокращения.**

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

АРМ – автоматизированное рабочее место

ГЗУ – групповая замерная установка

ГП – гидропривод

ДНС – дожимная насосная станция

ИЛ – испытательная лаборатория

ИМ – исполнительный механизм

ИУ – измерительная установка

МХ – метрологические характеристики

н.у. – нормальные условия

ОПО – опасный производственный объект

ПГ – природный газ

ПНГ – попутный нефтяной газ

ПО – программное обеспечение

ПСМ – переключатель скважин многоходовой

РЭ – руководство по эксплуатации

СИ – средство измерения

СИКГ – система измерений количества газа

СУ – сужающее устройство

ТД – техническая документация

УУГ – узел учета газа

Оглавление	
Введение.....	11
1 Обзор литературы .....	13
2 Переключатель скважин многоходовый, анализ износостойкости и причины отказов.....	16
2.1. Коррозионные процессы и износ .....	16
2.2. Схема автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) .....	22
2.3. Анализ работы ПСМ.....	27
3 Расчеты и аналитика .....	32
3.1. Описание проблемы.....	32
3.2. Анализ в решении данной проблемы.....	33
3.3. Построение САД модели .....	34
3.4. Расчет движения жидкости в ПСМ при расчете дебета скважины .....	47
3.5. Опыт внедрения на производстве.....	53
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	58
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	58
4.2. Планирование научно-исследовательских работ .....	62
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	69
4.4. Определение ресурсоэффективности проекта .....	73
5 Социальная ответственность .....	77
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	77
5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды.....	78
5.3, Экологическая безопасность.....	83
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	86
Заключение .....	88
Список использованных источников .....	89
Приложение А .....	96

## **Введение**

**Актуальность.** Работа направлена на построение модели узла многоходового переключателя скважин системы расчета нефти на месторождении и последующие расчеты на ее основе с целью выработки рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу. Анализируя литературу по конструкции ПСМ, модернизации корпуса и других элементов, можно прийти к выводу об актуальности темы исследования. Большой ряд патентов предлагает различные модернизации корпуса ПСМ. Ряд научных статей описывает проблемы износа. ПСМ используется повсеместно на нефтегазовом промысле, выход из строя приводит к ремонту и остановке линии, а как следствие к экономическим затратам на простой, ремонт, либо замену оборудования. Из полученных с производства данных видны проблемы износа рабочих элементов корпуса.

**Объектом исследования** является интенсивный износ рабочих элементов корпуса.

**Предметом исследования** является методы упрочнения рабочих элементов корпуса ПСМ.

**Цель работы** – выработка рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи:**

1. Провести анализ литературы и научных разработок.
2. Построить модель узла многоходового переключателя скважин системы расчета нефти на месторождении. Выполнить рабочий чертеж корпуса.
3. Провести анализ проблемы и поиск возможных решений.

В ходе выполнения работы применялись эмпирические методы (сравнение, эксперимент, моделирование), экспериментально-теоретические (анализ, эксперимент) и теоретические (анализ, изучение и обобщение).

**Практическая новизна.** Построение CAD модели и проведение расчетов по средствам моделирования в программе Solidworks.

**Апробация.** Выработанные рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу были применены на производстве.

## 1 Обзор литературы

Одной из важных научно-технических задач в разработки месторождений является обеспечение высокого уровня и темп добычи при максимальном извлечении углеводородного сырья. Выявленной проблемой является пескопроявление и мехпримеси, что приводит к отказам и поломкам различных агрегатов и запорной арматуры. Данная проблема актуальна для месторождений Западной и Восточной Сибири. Проблематики выхода из строя запорной арматуры посвящено много научно-исследовательских работ, статей и патентов.

Переключатели скважин многоходовые (ПСМ) относятся к трубопроводной арматуре. Различные вариации модернизаций конструкций предложены в ряде патентов, таких авторов как Ефимов А.А., Малиночка А.М., Кравцов М.В., Мусалеев Р.А., Хазиев Р.М. и др. Так, например, в патенте RU 2 529 270С1 выявлено, что недостатком устройства, предложенного в патенте RU83551U1 от 10.06.2009 выявлен недостаток заклинивания каретки (4). Причиной этого является изнашивание опоры вала (3), в следствие этого каретка проворачивается вокруг оси и происходит заклинивание.

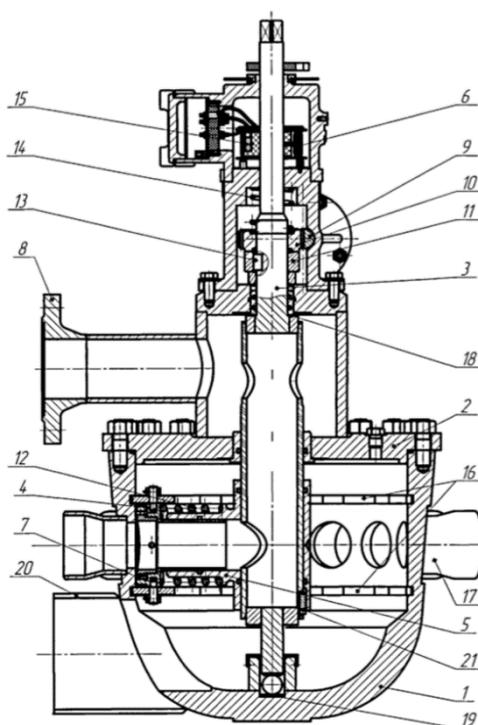


Рисунок 1 – Корпус ПСМ из патента RU83551U1

Так же рассматривается проблемы утечек между корпусом и патрубками, к чему приводит износ направляющих канавок. В патенте RU 2 614 952 С1 данные технические проблемы устраняются за счет закрепления дуговых вставок (17) с радиальными отверстиями, которые совпадают с отверстиями в корпусе, которые совпадают с радиальными отверстиями корпуса (18).

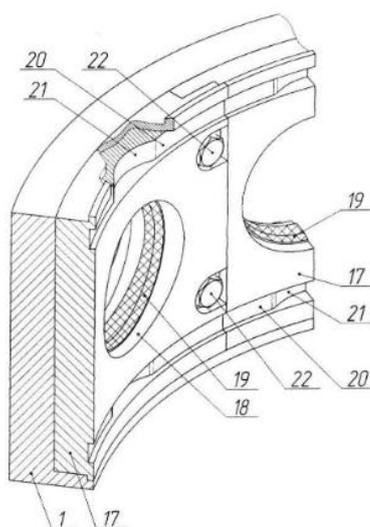


Рисунок 2 – Отверстие ПСМ в патенте RU 2 614 952 С1

Так же, о герметичности запорной арматуры говорится в работе Азметова Х.А. и Самойлов В.Б.

В статье Ахметзянова Р.Э. [1] представлены основные причины отказов ПСМ. 47 % которых приходится на высокую коррозионную активность замеряемой жидкости и самое большое количество заменённых единиц. Арбузовым Н.С., Шаталовым С.А. и Павленко Г.А. был исследован ПСМ на потери давления при течение многофазной смеси через местные сопротивления. [2] В переключателе скважин газожидкостный поток, поступающий от отдельных скважин, на пути к измерительной линии проходит через сужающие каналы, изменяя направление, скорость и режим движения. Предлагается модель для расчета местных сопротивлений такого устройства для двухфазного потока. Представлены результаты теоретического

анализа, выполненные методом Д. Чисхолма, а также эксперименты, проведенные на установке ООО "НГИТ". На примере ПСМ показано хорошее совпадение расчетов с результатами экспериментов.

Захаров А.Г. разработано конструкторско-технологическое обеспечение изготовления детали "корпус" переключателя скважин многоходового. [7]  
Усовершенствование ПСМ по средствам напыления в своей работе рассматривали Зарипова Л.М. и Плахотин В.А., работа посвящена установке «Массомер - 3000» и металокерамическому напылению. [8]

В статье Шарфеева Л.Р. анализируется работа переключателя скважин, который входит в состав АГЗУ. Представлен обзор недостатков конструкции, которые приводят к снижению эффективности, таких как выполнение переключающего органа в виде гидропривода, габариты ПСМ. Усовершенствование конструкции предлагается за счет смены гидропривода на электропривод.

## **2 Переключатель скважин многоходовый, анализ износостойкости и причины отказов**

### **2.1. Коррозионные процессы и износ**

*Коррозионные процессы* представляют наиболее реальную угрозу для металлических конструкций. Вне зависимости от толщины стали, ржавчина способна быстро привести материал в негодность. В некоторых случаях, при небольших повреждениях, развитие коррозии удастся остановить, а последствия ликвидировать. Чаще всего приходится менять металлические элементы полностью. Поэтому защита стали от коррозии является первоочередной задачей при строительстве и эксплуатации конструкций.

В идеальных условиях любой металл сохраняет свои характеристики в течение длительного периода времени. Даже если в состав материала не входят дополнительные примеси, отсутствие внешних воздействий позволяет сохранять прочность и жесткость конструкции. В реальной жизни таких условий добиться практически невозможно. Коррозионные процессы могут быть вызваны следующими причинами:

- повышенная влажность воздуха, за счет которой металл постоянно подвергается значительным нагрузкам и очень быстро начинает окисляться;
- выпадение осадков на незащищенную поверхность стали также влечет за собой распространение очагов коррозии;
- часто причиной окисления металла являются блуждающие токи, присутствующие на поверхности изделия;
- атмосфера с различным содержанием химически активных элементов также может вызвать увеличение скорости распространения коррозии.



Рисунок 3 – Коррозионный процесс

На начальном этапе окисления на поверхности металла становятся заметны яркие пятна, впоследствии металл полностью покрывается ржавчиной. Если не обращать внимания на подобные явления, со временем коррозия проникает внутрь изделия, полностью разрушая его [10].

Коррозия стали по типу может быть химической и электротехнической. В первом случае атомы металла и окислителя вступают в реакцию и образуют прочные связи. Образовавшаяся структура не проводит электричество, в отличие от первоначального состава изделия. Для электротехнической коррозии характерно полное разложение металла, который становится непригоден в дальнейшей эксплуатации.

Кроме химической и электротехнической можно выделить и другие виды коррозии:

- чаще других встречается газовая коррозия, протекающая при высокой температуре и минимальном содержании влаги в рабочей среде;
- атмосферная коррозия развивается при нахождении металлического изделия в газовой среде высокой влажности;
- биологические микроорганизмы также могут оказывать негативное влияние на прочность и целостность стальных конструкций, вызывая окисление материала;
- при взаимодействии различных металлов, состав и стационарный потенциал которых отличается, пятна ржавчины могут появиться в точках соприкосновения изделий;

- воздействие радиоактивного излучения приводит к разрушению структуры стали и развитию коррозионных процессов. [12].

В большинстве случаев сложно выделить какой-то один вид коррозии, негативно воздействующий на состояние металлоконструкций. Разрушение и деградация стали вызвана влиянием нескольких факторов, таких как повышенная влажность, неблагоприятный состав атмосферы, биологическая активность микроорганизмов, радиационный фон. Единственным способом исключить или снизить скорость распространения коррозии является защита материала специальными составами и средствами.

Оптимальным вариантом для исключения коррозии является использование при строительстве и монтаже специальных марок стали, неподверженных окислению. В противном случае от собственника металлоконструкций потребуется обеспечить своевременную защиту стали от окисления. Возможными вариантами подобного подхода являются:

- поверхностная обработка металла специальными составами, устойчивыми к атмосферным воздействиям;
- металлизация конструкций, также выполняемая поверхностным методом;
- легирование стали специальными составами, особенностью которых является устойчивость к окислительным процессам;
- непосредственное воздействие на окружающую химическую среду с целью изменения ее состава.

Каждая из указанных методик имеет свои достоинства и условия использования. Выбор способа зависит от текущего состояния стальной конструкции, интенсивности развития коррозии, условий эксплуатации металлических изделий.

Самым простым и наиболее распространенным способом является механическая обработка стали. Конструкция окрашивается эмалями и красками с высоким содержанием алюминия. В результате полностью перекрывается доступ окружающего воздуха к металлу. Простота и невысокая

стоимость технологии являются ее основными достоинствами. К минусам можно отнести недолговечность покрытия и необходимость периодически его обновлять.

Отличным способом защиты стали от коррозии является ее обработка химическим способом. На поверхности создается тонкая и прочная пленка, наличие которой предотвращает проникновение к металлу влаги и других негативных сред. Технология применяется только с использованием специальных средств, а ее стоимость доступна не каждому собственнику металлоконструкций [36].

Нанесение слоя цинка, хрома, серебра или алюминия также является отличным способом обработки стали. Металлизация и легирование позволяет создать на поверхности стали дополнительный слой металла, устойчивого к воздействию окружающей среды. Способ обработки меняется в зависимости от используемого сплава, эффективность метода доказана на практике.

Для многих металлоконструкций и изделий, работающих в замкнутом пространстве, гораздо выгоднее создать благоприятные условия. В таких случаях используется технология вакуумирования, в камеру закачивают различные по составу газы. В результате исключается контакт металла и окружающей среды, процессы коррозии полностью отсутствуют.

Каждая из указанных технологий имеет свой диапазон использования. При этом бороться с коррозией необходимо сразу после начала использования металлоконструкций. В противном случае окисление металла будет необратимым, изделие придется ремонтировать или полностью менять гораздо раньше требуемого срока эксплуатации.

Все детали в процессе эксплуатации теряют свои первоначальные характеристики. Причина этому – изнашивание – процесс изменения запчастей, в результате которого механизм теряет первоначальные свойства. Визуальные признаки износа: изменение размера и структуры поверхностей деталей.

Изменение характеристик используемых запчастей – процесс, который является результатом их взаимодействия и использования. Часть изменений происходит даже при нормальной эксплуатации механизмов. Такие изменения называются естественными и закладываются при запуске узла.

Два вида неестественного износа деталей:

- **Нормальный.** Является следствием неправильной эксплуатации, нарушений монтажа. Приводит к постепенным отказам техники и ухудшению технического состояния объекта.

- **Аварийный.** По мере роста числовых значений нормального износа объекты и механизмы становятся полностью непригодными.

Факторы, которые влияют на темпы износа:

- Конструкция механизма.
- Точность и чистота обработки.
- Прочность материала конкретной детали и соприкасающихся с ней.
- Качество смазки.
- Условия эксплуатации узла (регулярность, характер нагрузки, температурный режим, давление).
- Регулярность ТО.

Все причины можно объединить в 3 группы:

- **Физический/механический.** Является последствием высоких нагрузок и воздействия силы трения одной детали о другую. Соприкасающиеся запчасти истираются и на их поверхностях появляются трещины, цапапины, шероховатости.

- **Тепловой/ молекулярно-механический.** Совместно работающие детали испытывают перегрев вследствие больших скоростей и удельных давлений. Из-за резкого повышения температуры происходит схватывание и последующее разрушение молекулярных связей частиц внутри металла. Детали коробятся и оплавляются.

- Химический/ коррозионный. Наблюдается на поверхности металлических деталей как следствие воздействия воды, воздуха, химических веществ. Происходят процессы коррозии и разъедания металла. Чтобы этого избежать, рекомендуется использовать антикоррозийное защитное покрытие для металлов.

Стоит понимать, что причиной изнашивания и поломок деталей служит не один отдельно взятый фактор, а несколько взаимосвязанных.

Основные методы восстановления деталей:

- Реставрация механической и слесарной обработкой

Подходит для деталей с плоскими соприкасающимися поверхностями. Изношенное место обрабатывают (шлифуют, стачивают и т.п.) и переводят в следующий размер. Механическую обработку применяют отдельно и как финальный этап других методов.

- Обновление сваркой и наплавкой

Путем наплавки прочных металлов восстанавливаются размеры поврежденных деталей.

- Восстановление детали металлизацией

Размер изношенной детали восстанавливается нанесением расплавленного металла тонким (от 0,03 мм) и толстым (свыше 10 мм) слоем.

- Гальваническая наплавка (хромирование)

Нанесение хрома тонким слоем (до 1 мм) обеспечивает устойчивость к механическому истиранию. Метод схож с металлизацией, однако менее универсален. Восстановленные детали плохо переносят динамические нагрузки.

- Упрочнение и склеивание пластиком

Пластмассы позволяют получить неподвижно соединенные узлы, а также остановить износ деталей. В отличие от предыдущих методов восстановлению пластиком подлежат металлические и неметаллические детали. Стоимость ремонта пластмассами существенно ниже. С помощью

современных материалов для литья можно восстановить деталь сложной и нестандартной геометрии [42].

## 2.2. Схема автоматической групповой замерной установки (АГЗУ)

АГЗУ (автоматическая групповая замерная установка) или ИУ (измерительная установка) – это часть системы оборудования нефтепромысла. Она отвечает за исполнение алгоритмов замера количества и соотношения сред, добываемых из скважины:

- сырой нефти;
- пластовой воды;
- попутного нефтяного газа.

Полученные результаты индицируются и обрабатываются автоматикой, размещенной в блок-боксе АГЗУ или передаются на КИПиА верхнего уровня на базе АСУ ТП.

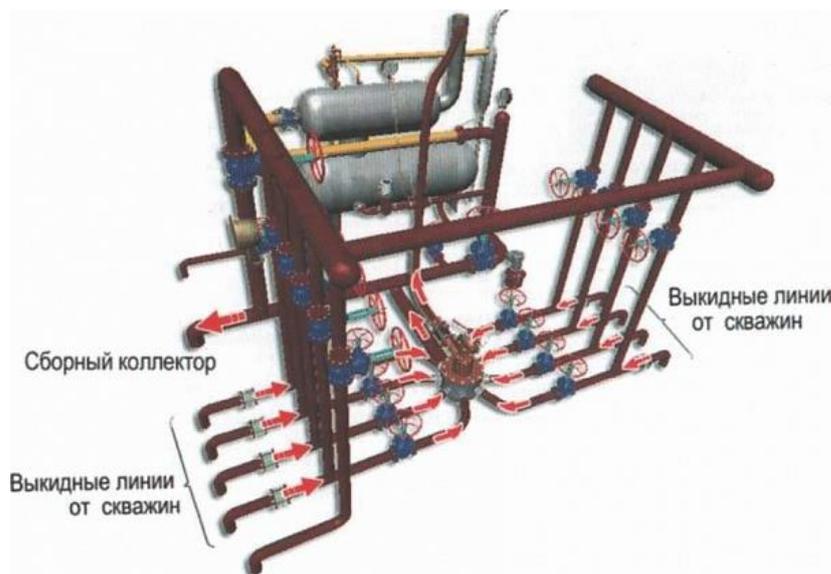


Рисунок 4 – Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа «Спутник»

### *Состав, конструкция, комплектация*

Как и большинство блочного оборудования АГЗУ состоит из двух конструктивных блоков:

- Технологического (ТБ);

- Аппаратного или блока автоматики (АБ).

Внутри первого размещается рабочее оборудование, первичные приборы измерений и контроля, системы жизнеобеспечения, пожарная и аварийная сигнализации, системы отключения и блокировки.

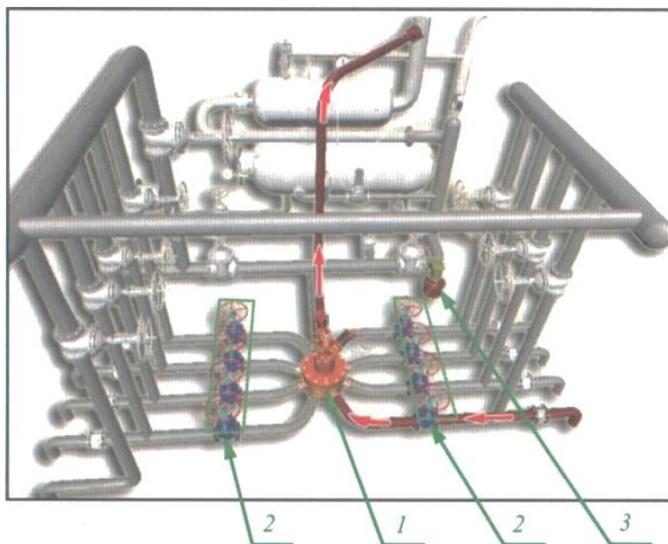


Рисунок 5 – Технологический блок (1 – ПСМ; 2 – задвижки нижнего ряда; 3 – гидропривод)

Внутри технологического блока может располагаться следующее оборудование:

- Переключатель скважин;
- Линия байпаса;
- Резервуар для сепарации и приборы ее контроля и управления;
- Жидкостная линия, оснащенная приборами учета расхода;
- Линия газопередачи с приборами учета потребления;
- Выходной коллектор;
- Трубопровод в комплекте с арматурой;
- Системы жизнеобеспечения: источники искусственного света; отопление, вентиляция;
- Первичные контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- Охранные и противопожарные системы.

В зависимости от ТЗ заказчика, в ТБ может устанавливаться оборудование, отвечающее за дозацию и ввод химических реагентов в выходной коллектор. И устройства, позволяющие при аварии собрать и удалить в дренаж разлитую жидкость [37].

Конструктивно блок-бокс ТБ представляет собой сварную стальную раму, обшитую сэндвич-панелями с двумя дверьми, расположенными в противоположных стенах. Крыша скатная. В качестве утеплителя используются базальтовые материалы, прокладываемые слоем более 50 мм.

Второй, аппаратный блок, содержит:

- Узел электропитания всей установки АГЗУ;
- Силовой шкаф с устройствами, управляющими работой оборудования ТБ;
- Блок работы с информацией (сбор, анализ), поступающей от первичных КИПиА из ТБ;
- Шкаф со вторичными приборами КИПиА;
- Узел связи с верхним уровнем АСУ ТП, оборудование, передающее информацию в систему телеизмерения, радиоканал;
- Освещение, вентиляция, отопление;
- Аварийные и охранной сигнализации;
- Прочее оборудование, согласно ТЗ заказчика.

Блок-бокс, в котором располагается аппаратный блок аналогичен контейнеру ТБ. Размер помещения зависит от комплектации АГЗУ.

#### *Принцип работы АГЗУ*

Выкачиваемая из скважины газожидкостная смесь (по ГОСТ 8.615-2005 это газожидкостная смесь, состоящая из сырой нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа) поступает в трубопровод. И оттуда сквозь обратные клапаны – к блоку переключения скважин. В зависимости от тех.условий устанавливается многоходовый переключатель скважин с гидроприводом ГП-1 (позволяет переключать скважины дистанционно и ручным способом) или трехходовый шаровой кран с электрическим приводом.

Данный узел разделяет потоки, и ГЖС выбранной для измерения скважины попадает на замерную линию, а оттуда в сепаратор. ГЖС остальных скважин уходят в выходной коллектор. Для проведения технического обслуживания или ремонта оборудования, переключатель скважин может все поступающие потоки переводить напрямую в коллектор.

В сепараторной емкости за счет применения гравитационной центробежной силы происходит разделение ГЖС на жидкость и газ. Когда сепаратор находится в режиме накопления, выход в подключенную жидкостную линию перекрывается. И жидкая фаза собирается на дне емкости. А отделенный попутный нефтяной газ через газовую линию, оснащенную приборами учета, выводится в выходной коллектор.

Уровень жидкостной фазы (смесь сырой нефти и пластовой воды) измеряется приборами. При достижении верхнего предела, режим сепаратора переключается. Закрывается газовая линия, а жидкостная - открывается. И происходит слив, во время которого приборы учета фиксируют расход жидкости. Далее она поступает в выходной коллектор. На жидкостную линию также может быть установлен прибор измеряющий и фиксирующий содержание влаги в жидкой фазе.

Когда уровень жидкости в сепараторе достигает минимума, жидкостная линия блокируется и открывается газовая. Цикл повторяется.

Контроль работы сепаратора может осуществляться с помощью рычажно-поплавковой системы. В этом случае газовая линия перегораживается заслонкой, присоединенной к поплавку механическим способом. Жидкостная линия оборудуется клапаном, регулирующим расход и открывающимся, когда давление достигнет необходимого уровня.

К сепараторной емкости подключаются узлы аварийного понижения давления, газосброса на свечу через СППК. Она также оснащается дренажными патрубками и смотровым люком для проведения промывки и пропаривания оборудования [14].

При работе на малодебитной скважине с малым газовым фактором АГЗУ не оснащаются сепаратором. Вместо него газожидкостная смесь, поступающая с измеряемой скважины, из узла переключения скважин попадает в расходомер - счетчик жидкости типа СКЖ. Он производит замер расхода жидкости. Газорасход вычисляется расчетным способом.

Аналогом автоматической групповой замерной установки для удаленной малодебитной скважины является ИУ типа БИУС. Она была разработана для расчета дебита единичной скважины со следующими показателями:

- Расход жидкости не более 100 м<sup>3</sup> в сутки;
- Весовой газовый фактор не более 60м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В данной установке не предусмотрен переключатель скважин. Поток ГЖС напрямую подается в сепараторную емкость, где разделяется на фазы, каждая из них попадает в коллектор по своей линии. В установке БИУС предусмотрен режим “байпаса”. Учет жидкости производит механический счетчик. Объем газа высчитывается расчетным методом. Наличие аппаратного блока не предусмотрено.

Таблица 1 – Технические характеристики

<b>Параметры</b>	<b>Значения</b>
<b>Количество подключаемых скважин, шт.</b>	
БИУС	1
узел переключения скважин на ПСМ	до 8 / 10 / 14
узел переключения скважин на трехходовых шаровых кранах с электроприводами	согласно ТЗ Заказчиков
Дебит по жидкости скважин, подключенных к установке, м <sup>3</sup> /сут.	до 400 / 1500 и более по спецзаказу, требующему ОКР
Газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	150,0 и более по спецзаказу, требующему ОКР
Рабочее давление, МПа, не более	4,0 / 16,0 МПа по спецзаказу
<b>Питание электрических цепей</b>	

сеть электропитания	~380/2203N 50Гц
потребляемая мощность, кВА, ориентировочно	10,0
<b>Характеристика рабочей среды</b>	
температура, °С	от 5 до 90
кинематическая вязкость жидкости при температуре при 20°С, сСт, не более	120,0
содержание воды в жидкости, объемная доля, %	от 0 до 98
содержание парафина, массовая доля, %, не более	7,0
содержание механических примесей, г/л, не более	5,0 и более по спецзаказу, требующему ОКР
содержание сероводорода, объемное, % не более	2,0 и более по спецзаказу, требующему ОКР
Класс взрывоопасной зоны БТ	В-1А
Класс взрывоопасной зоны БА	невзрывоопасная
Климатическое исполнение блок-боксов по ГОСТ 15150-69	Согласно ТЗ
Показатели пожарной защиты, сейсмостойкости, устойчивости к ветровым, снеговым нагрузкам, пр.	Согласно ТЗ, согласно действующим нормативным документам

Перечень оборудования, размер и конструктивные особенности АГЗУ подбираются индивидуально, исходя из технического задания, расположения нефтепромысла и рабочих условий.

### 2.3. Анализ работы ПСМ

ПСМ (Рисунок 6) состоит из корпуса с патрубками 1, крышки 2 с измерительным патрубком, вала 3, поршневого привода 4 с зубчатой рейкой 5, датчика положения 6, указателя положения 7, угольника (поворотного патрубка) 8 и подвижной каретки 9. Корпус ПСМ на внутренней поверхности имеет две диаметрально канавки с выточками против каждого отверстия.

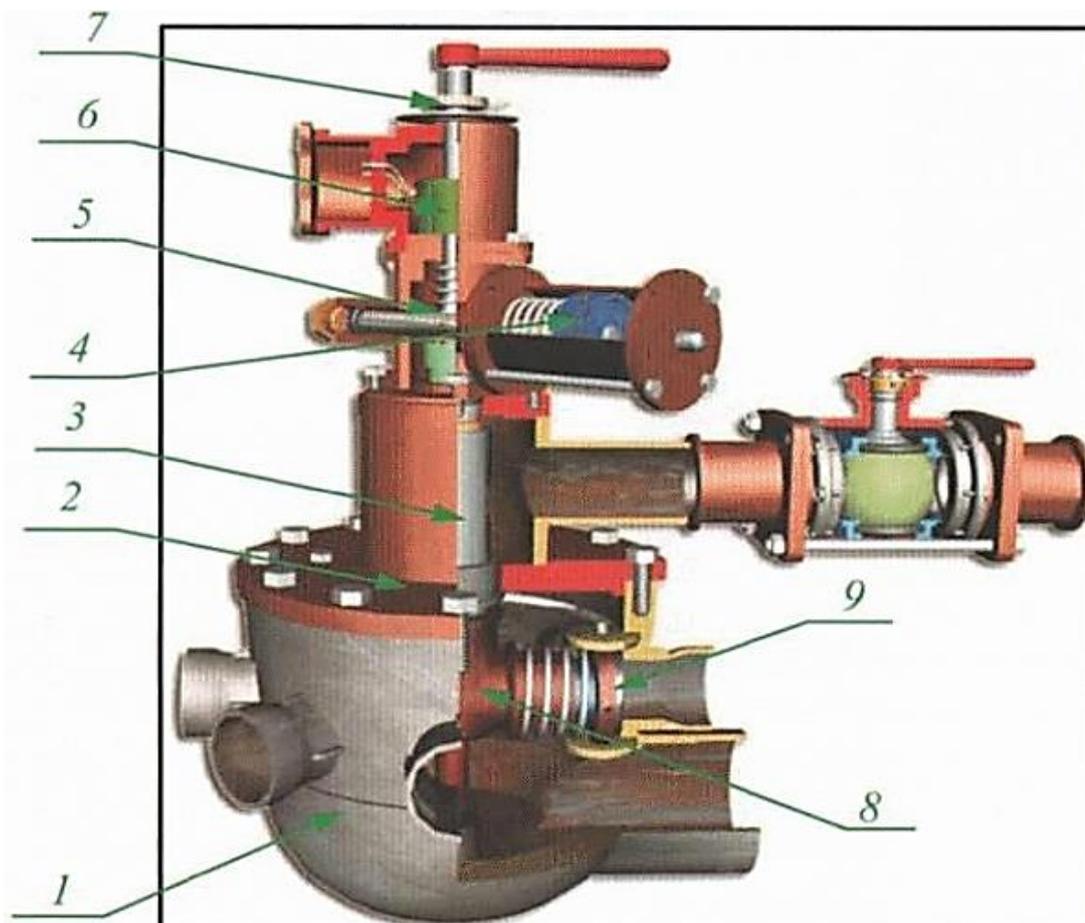


Рисунок 6- Переключатель скважин многоходовой

По канавкам перемещаются ролики каретки. При перемещении роликов по канавкам, между резиновым уплотнением и корпусом ПСМ образуется зазор, а при попадании роликов в выточки уплотнение прижимается к корпусу пружиной, обеспечивая герметичность в замерном тракте. Жидкость из скважины, установленной на замер, проходит через каретку, угольник, патрубок с отверстиями, установленный на валу ПСМ, и направляется на замер в ёмкость сепарационную [1].

Жидкость с остальных скважин через выходной патрубок направляется в сборный коллектор. Автоматическое переключение ПСМ осуществляется при помощи поршневого привода за счет давления масла, создаваемого гидроприводом.

В полем корпусе ПСМ (рисунок 7) размещен поворотный запорно-переключающий орган, выполненный в виде угольника 1. На боковом

патрубке угольника установлена подпружиненная каретка 2, имеющая два ролика и резиновое уплотнение между кареткой и корпусом ПСМ для направления продукции замеряемой скважины в угольник. Верхний патрубок угольника соединен с полым валом 3, через который продукция одной скважины направляется к замерному устройству. Соосно верхнему патрубку в нижней части угольника выполнен цилиндрический выступ-ось, вставленный в углубление в нижней части корпуса ПСМ. Для переключения замеров дебита с одной скважины на другую выполняется поворот вала с угольником на определенный угол, при этом ролики каретки катятся по канавкам переменной глубины, выполненным на внутренней цилиндрической поверхности корпуса ПСМ.

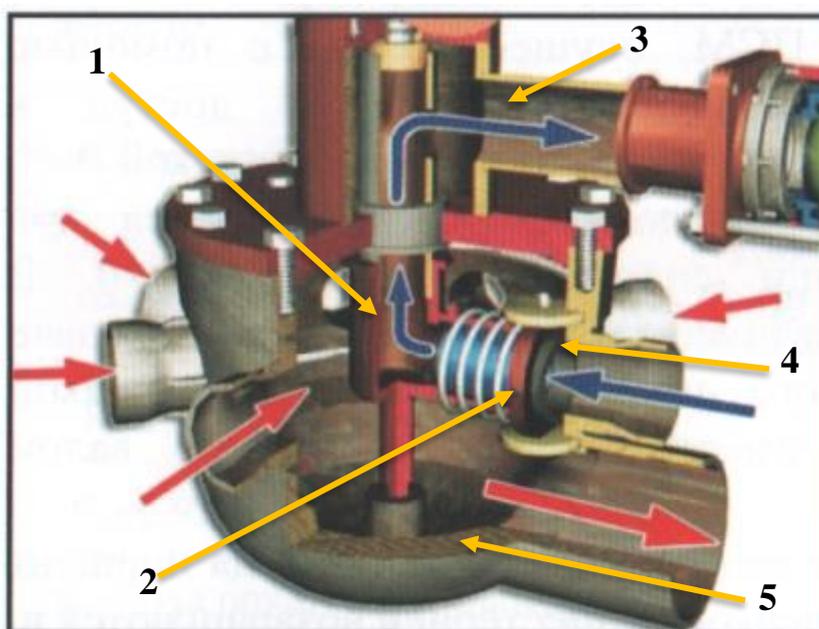


Рисунок 7 – Устройство ПСМ

Корпус переключателя на внутренней поверхности имеет две диаметральных канавки с выточками против каждого отверстия. По канавки перемещаются ролики каретки, при перемещении роликов между резиновым уплотнением и корпусом ПСМ образуется зазор, а при попадании роликов в выточки уплотнение прижимается к корпусу пружиной обеспечивая герметичность в замерной скважине. Глубина канавок выбрана таким образом, что при перемещении роликов по канавкам образуется зазор между резиновым



сказать, что деталь работает в условиях газоабразивного и коррозионного изнашивания.

Корпус ПСМ с точки зрения износостойкости подвергается гидроабразивному и коррозионному изнашиванию. Гидроабразивное изнашивание возникает вследствие действия частичек разрушенной породы, выносимых из глубины скважины сильным скоростным потоком нефти. Коррозионное изнашивание проявляется из-за присутствия попутного нефтяного газа, а также кислорода в узле трения, происходит химическая реакция, оказывающая непосредственно негативное влияние на металл.

### 3 Расчеты и аналитика

#### 3.1. Описание проблемы

Данное решение имеет ряд существенных недостатков, основные из которых:

а) низкая надежность резинового уплотнения между кареткой и внутренней цилиндрической поверхностью корпуса ПСМ 5 обусловленная формой уплотняемых поверхностей, что приводит к ускоренному коррозионно-эрозионному износу участка корпуса ПСМ 5 под уплотнением и направляющих канавок Рисунок 9;



Рисунок 9 – Внутренняя поверхность корпуса ПСМ («зеркала») АГЗУ

б) при движении роликов, прижатых пружиной, по дну направляющих канавок происходит износ и увеличение глубины канавок, что приводит к недостаточному подъему каретки при перемещении угольника между патрубками скважин и, как следствие, к повреждению уплотнения 4 и поверхности корпуса ПСМ 5;

в) между осью угольника и углублением в корпусе ПСМ имеется значительный зазор, который по мере износа увеличивается и ничем не компенсируется. На величину этого зазора под действием пружины каретки

происходит перекося угольника, что приводит к неравномерному прижатию уплотнения к корпусу ПСМ, ускоренному износу участков корпуса ПСМ под нижней частью уплотнения и нижней направляющей канавки;

г) недолговечность корпуса ПСМ;

д) высокая трудоемкость и стоимость ремонта корпуса ПСМ, низкая ремонтпригодность.

Нарушения целостности рабочего зеркала ПСМ и диаметральных отверстий патрубков вследствие коррозии является причиной некорректного замера дебита жидкости добывающих скважин. Возникают сложности с ходом каретки переключателя: тугий ход или каретка вообще не переключается, происходит отказ ПСМ и, следовательно, вся установка не способна производить замеры дебитов скважин.

### **3.2. Анализ в решении данной проблемы**

Первым вариантом решения данной проблемы может стать изготавливать корпус ПСМ из нержавеющей стали. Так как нержавеющая сталь устойчива к коррозии в атмосфере и агрессивных средах.

Данный вариант не выгоден с экономической точки зрения, так как корпус из нержавеющей стали существенно повысит стоимость.

Второй возможным вариант – изготавливать корпуса ПСМ или осуществлять реставрацию путем наплавки коррозионностойкого покрытия на внутреннюю поверхность корпуса. Изготавливать или осуществлять реставрацию возможно силами ЦБПО БНО ОАО «Сургутнефтегаз». В ЦБПО БНО с 2007 года имеются освоённые технологии, как производства новых корпусов ПСМ, так и восстановления изношенных, в том числе с применением коррозионностойких наплавочных материалов. При восстановлении изношенного корпуса ПСМ производится проточка внутренней изношенной поверхности, при которой удаляются все изъяны, дефекты промоины, каверны. После этого в проточенную часть наплавляется коррозионностойкая проволока. Затем производится механическая обработка и шлифовка наплавленной

поверхности. По заключению лаборатории ЦБПО БНО восстановленный таким образом корпус ПСМ не уступает по своим характеристикам новому.

Недостатками данного варианта решения проблемы является большой процент отбраковки оборудования по проймам, возникающим при эксплуатации, а также металлообрабатывающее и наплавочное оборудование необходимое при реставрации или изготовлении корпусов ПСМ загружено проведением ремонтов дорогостоящего крупногабаритного бурового оборудования.

Данный вариант на основании вышеизложенных фактов был отклонен. Третьим и наиболее выгодным вариантом решения проблемы было предложено производить напыление коррозионностойкого покрытия, силами «Сургутнефтепромхим». Данный вариант позволит решить проблему с износостойкостью корпусов ПСМ до ее возникновения. Проведём аналитические расчеты.

### **3.3. Построение САД модели**

Для создания 3D модели было использовано программное обеспечение Solidworks 2016 x64 Edition. После построения модели, был произведен расчет в Solidworks 2016 Simulation.

Модель создавалась поэтапно. Поскольку корпус - это деталь вращения, то создаем эскиз на плоскости «Спереди» и с помощью инструмента «линия» вычерчиваем профиль вращения корпуса.

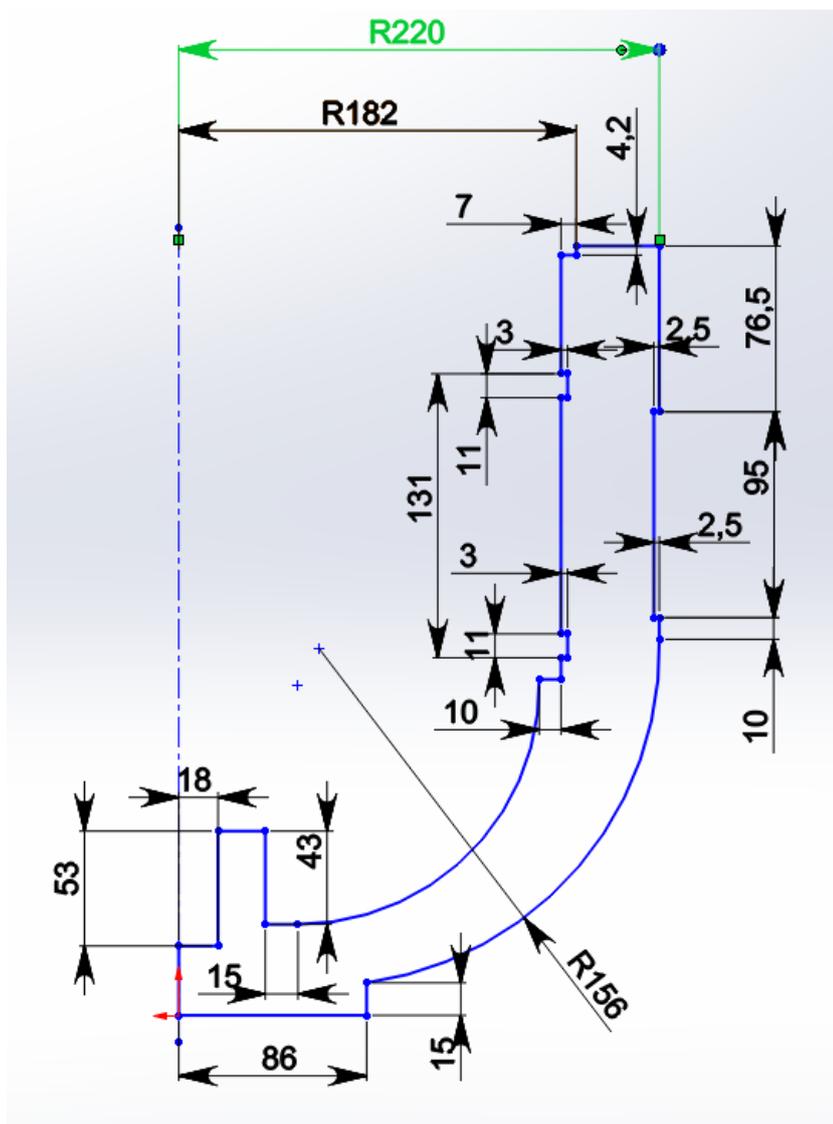


Рисунок 10 – эскиз профиля вращения корпуса

После этого с помощью инструмента повернутая бобышка основание создаем 3D модель корпуса. На рисунке 11 приведено сечение модели по плоскости «Спереди.»

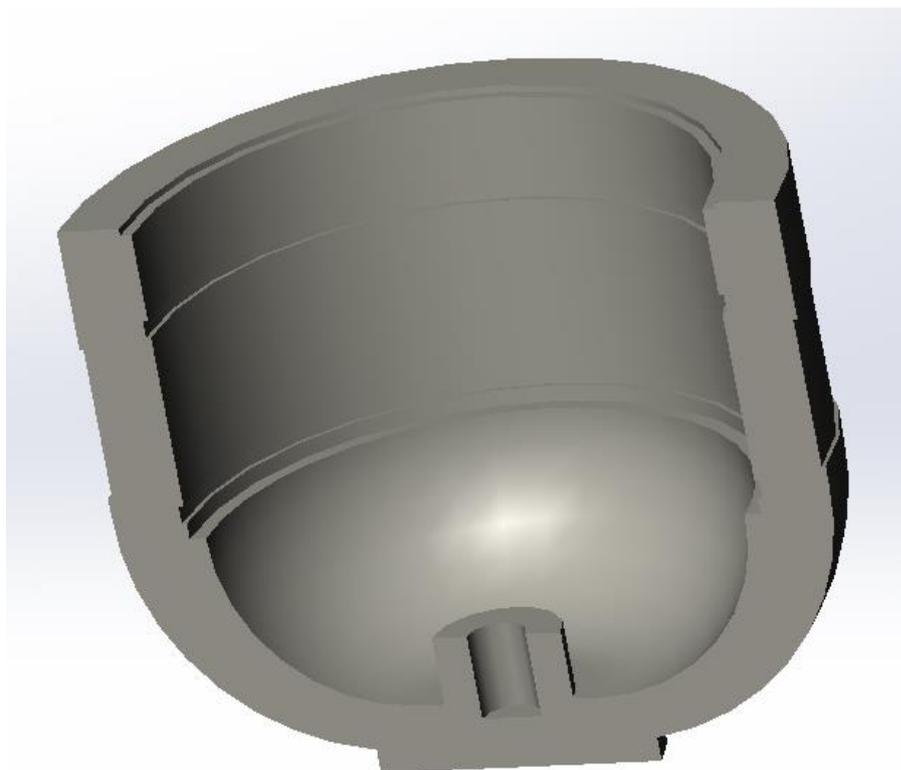


Рисунок 11 – 3D модель корпуса в сечении

Затем добавляем фаски 2,5мм на внешнюю канавку корпуса с помощью элемента «Фаска»

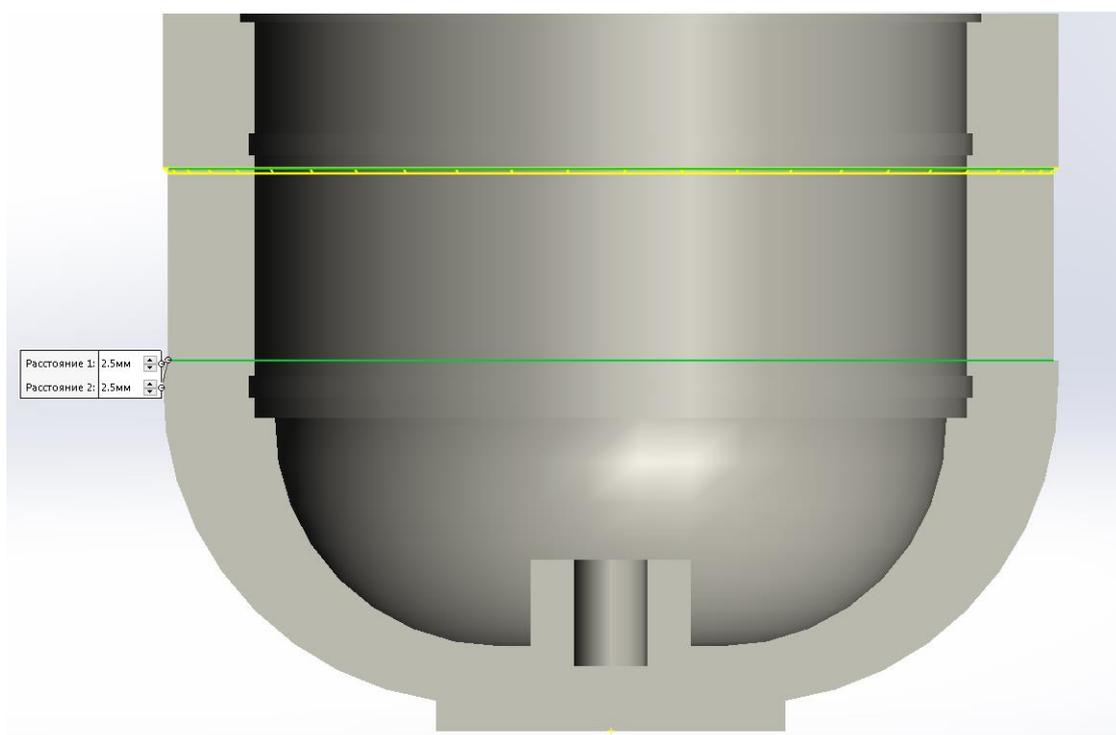


Рисунок 12 – Добавление фасок к модели

Затем создаем скругление радиусом 8 мм в нижней части корпуса, с помощью команды «Скругление».

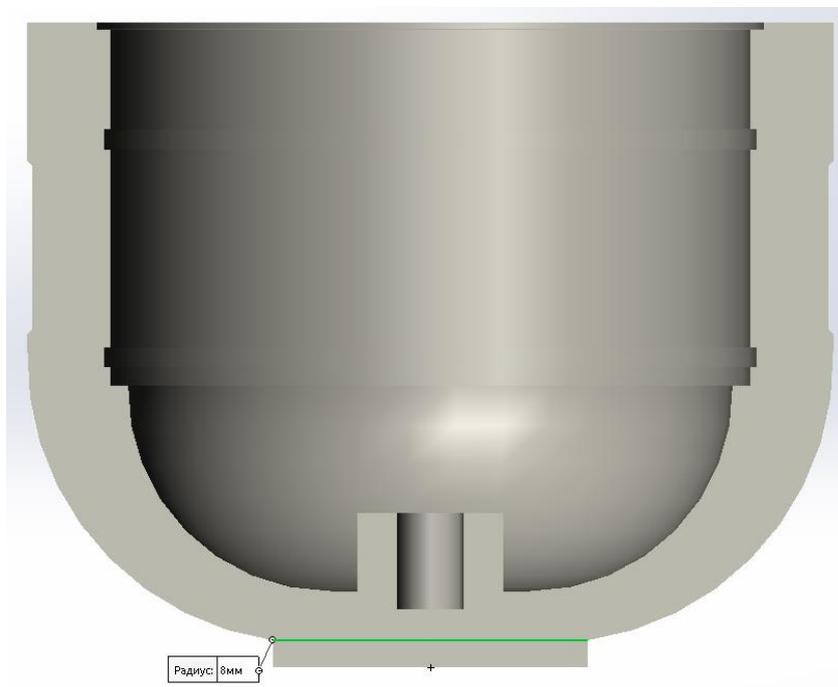


Рисунок 13 – Создание скругления на модели

Далее создаем плоскость параллельную плоскости «Спереди» и отстоящую от нее на 221 мм, с помощью инструмента «Справочная геометрия»-«Плоскость».

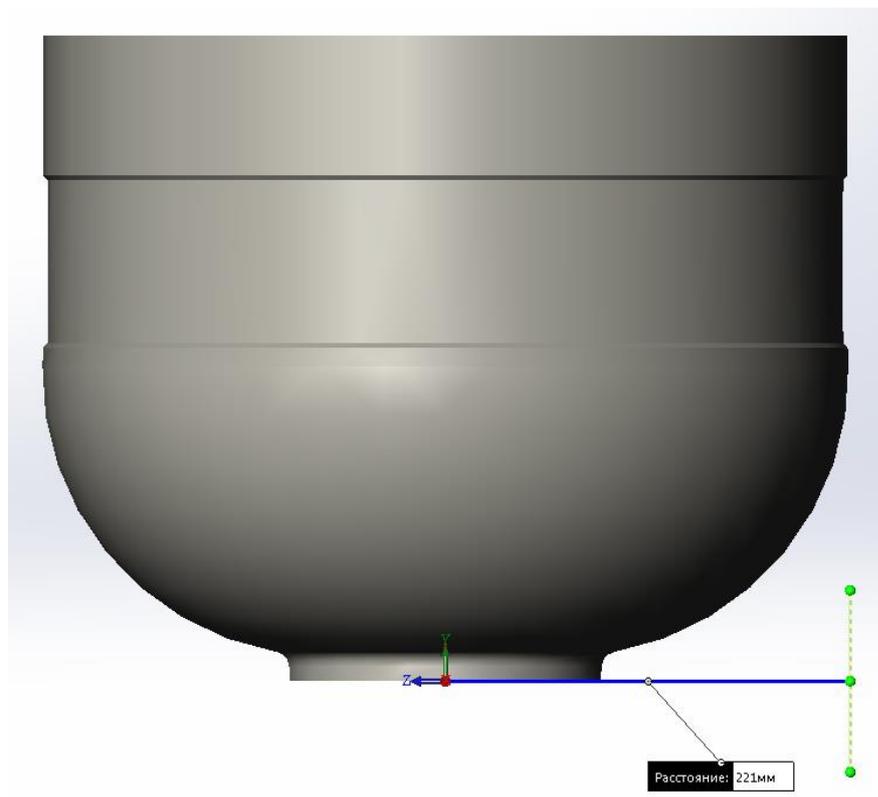


Рисунок 14 – Создание дополнительной плоскости на модели

На новой плоскости создаем эскиз окружность диаметром 180 мм отступая от нижней кромки детали на величину радиуса.

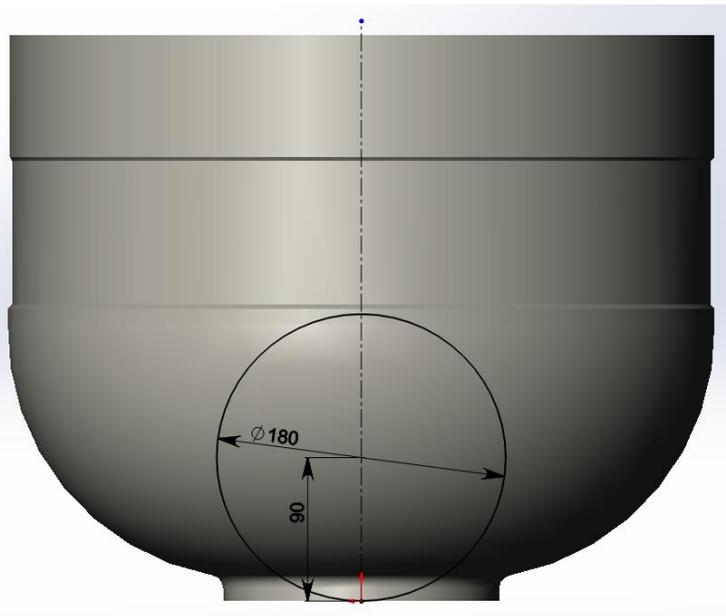


Рисунок 15 – Создание эскиза на новой плоскости

После этого выдавливаем окружность с помощью инструмента «Бобышка-вытянуть» в поле направление указываем до следующей.

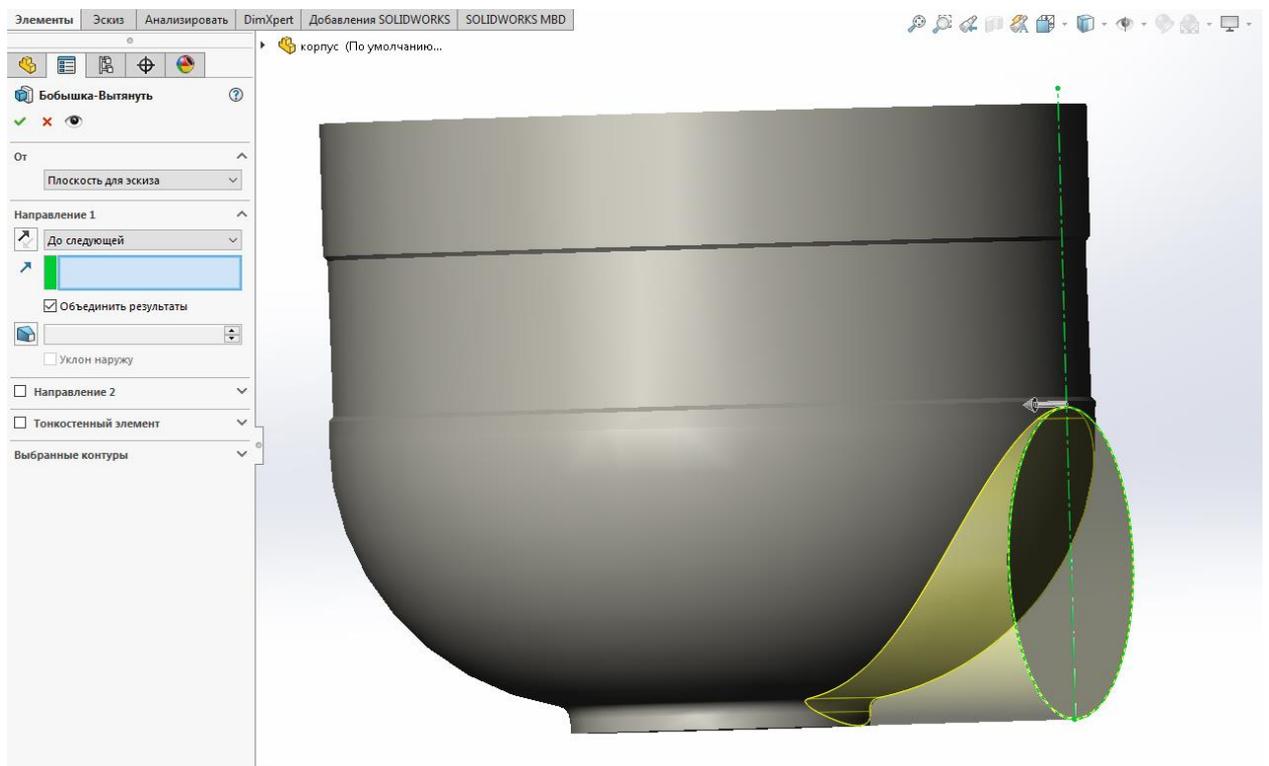


Рисунок 16 – Создание бобышки от новой плоскости до модели

Затем с этой же плоскости выдавливаем еще одну окружность диаметром 161 мм, на глубину 20 мм, с помощью инструмента вытянутый вырез.

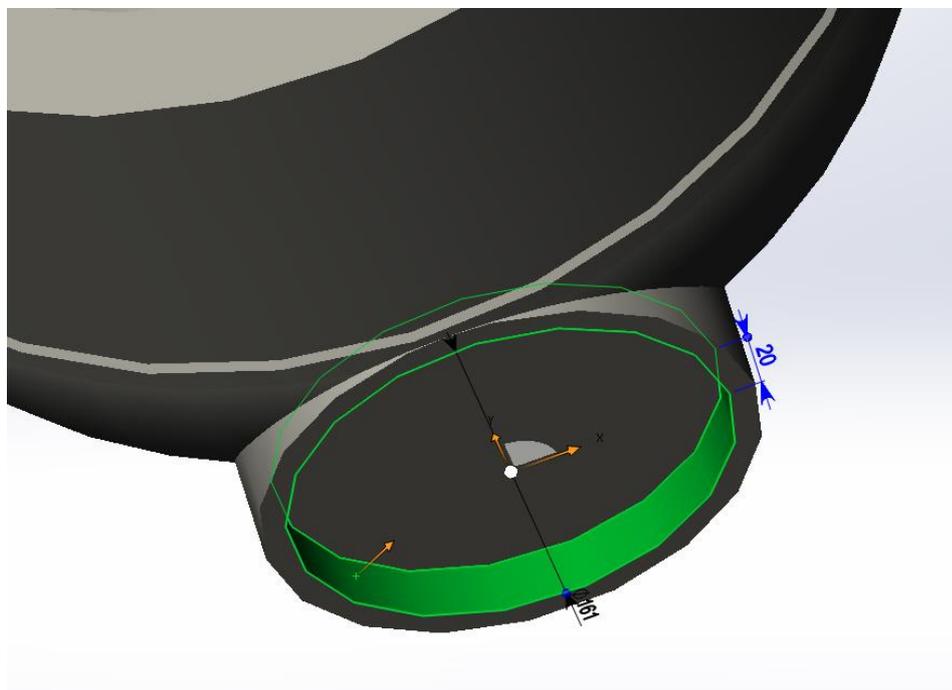


Рисунок 17 – Создание выреза от новой плоскости

Далее выбираем плоскость «Справа» и на ней строим эскиз с осью, проходящей через центр предыдущей окружности.

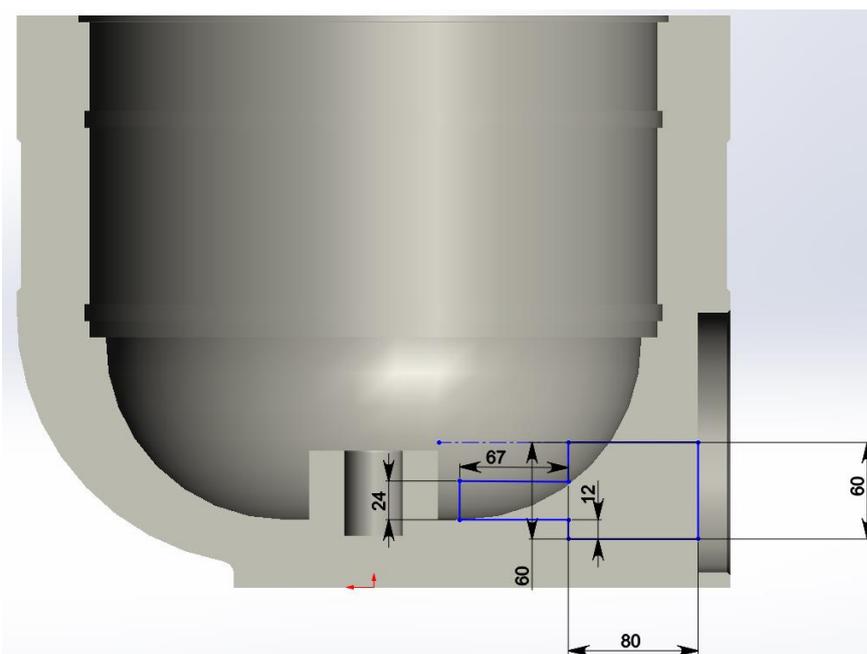


Рисунок 18 – Создание эскиза на плоскости «Справа»

Вырезаем наш эскиз с помощью инструмента «Повернутый вырез».

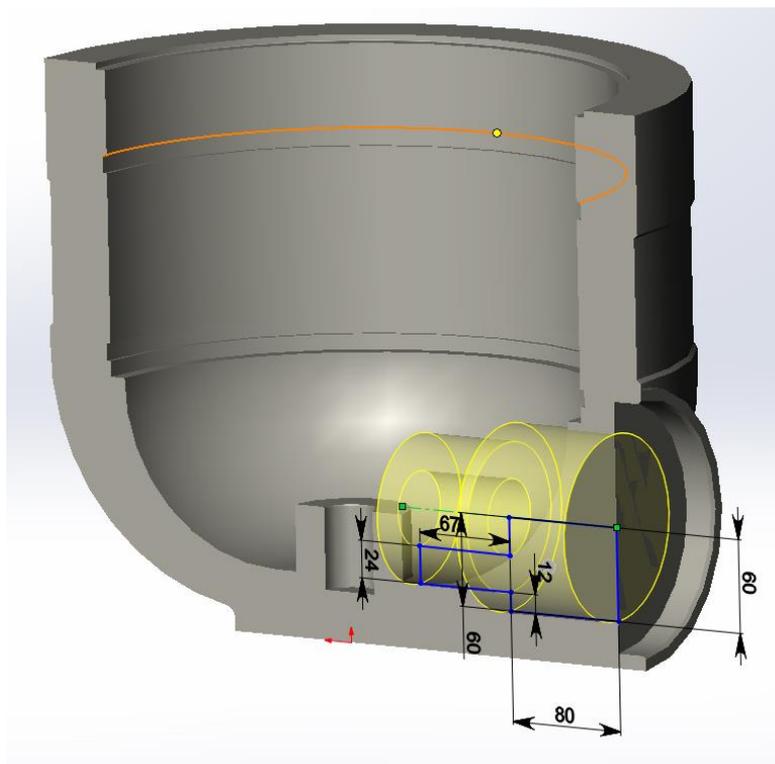


Рисунок 19 – Создание выреза эскиза

После этого на верхнем торце создаем эскиз окружности с диаметром 400 мм и в верхней точке окружности с помощью инструмента «Отверстие под крепеж» создаем отверстие M18, глубиной 25 мм и глубиной резьбы 22 мм.

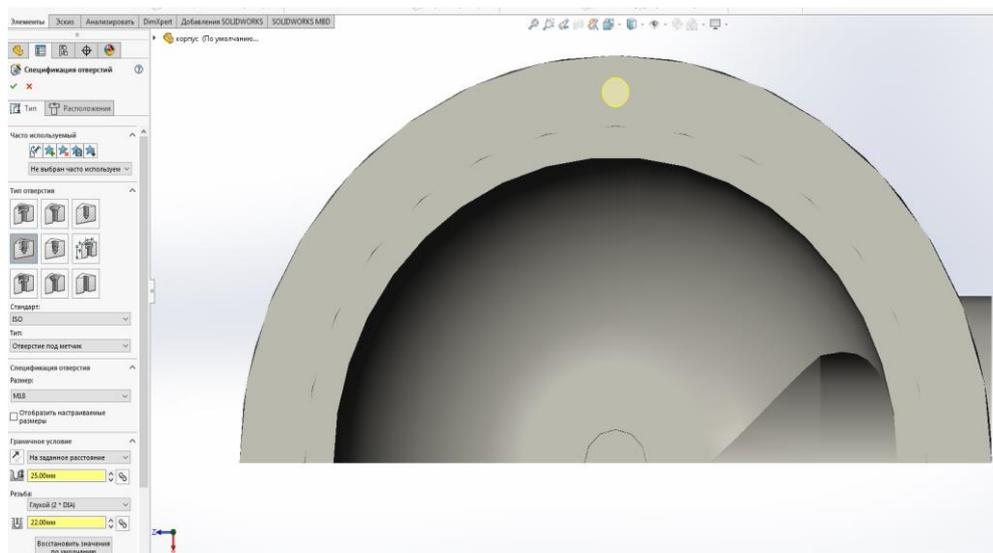


Рисунок 20 – Создание отверстия на модели

Затем используя команду «Круговой массив» создаем дополнительно 19 отверстий по кругу.

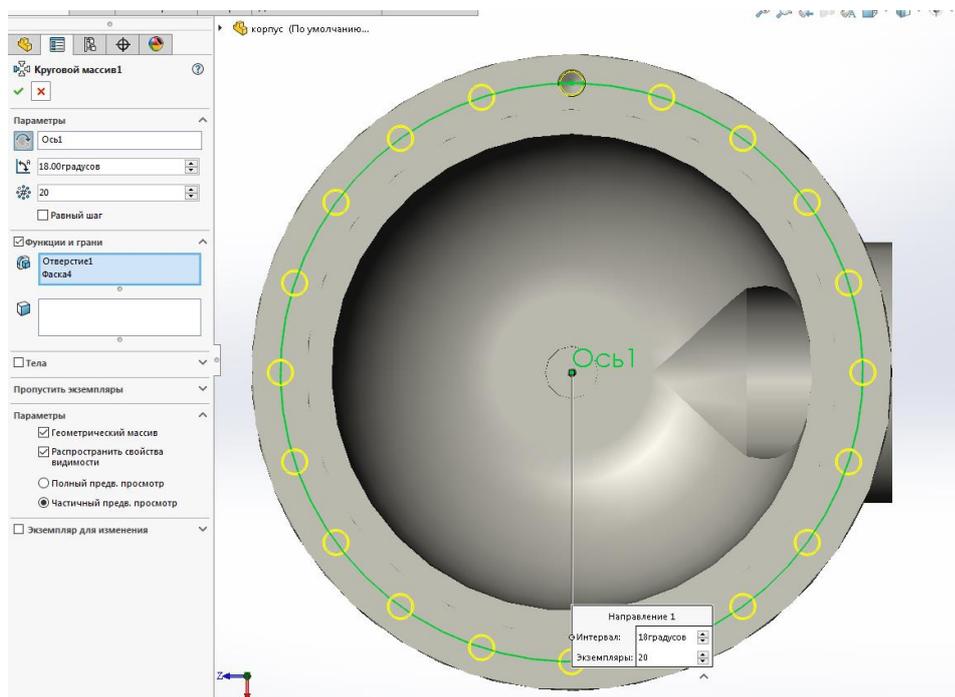


Рисунок 21 – Создание массива отверстия

После этого используя инструмент «Справочная геометрия» - «Плоскость», создаем плоскость параллельную нижней плоскости корпуса на расстоянии 231 мм.

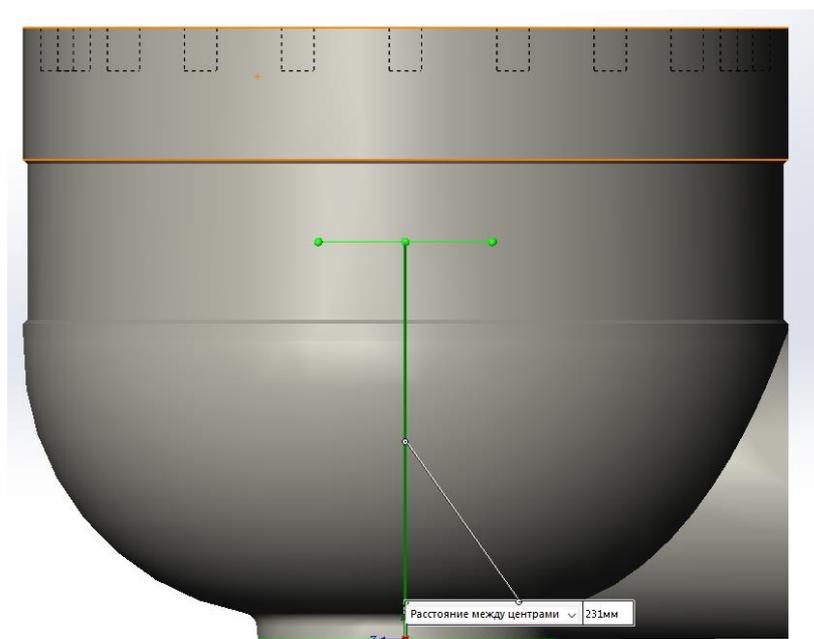


Рисунок 22 – Создание новой плоскости

На плоскости создаем эскиз и с помощью инструмента «Повернутый вырез», делаем вырез для отверстия в корпусе.

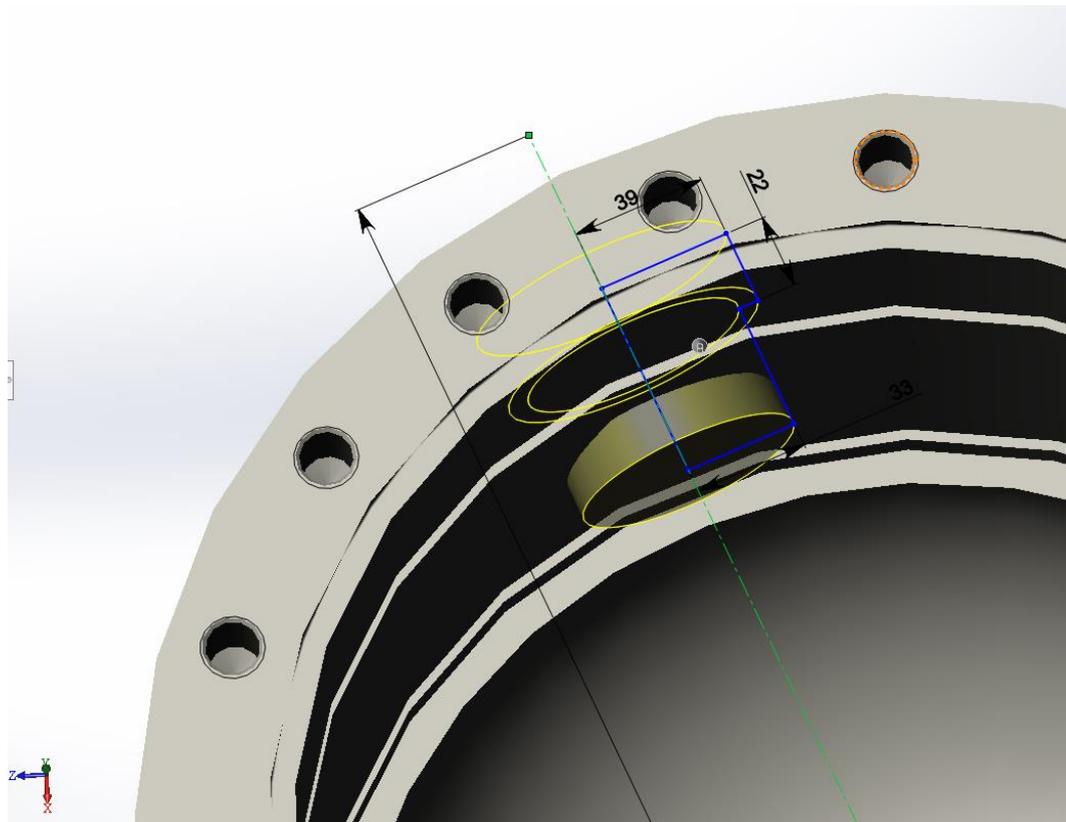


Рисунок 23 – Создание выреза на плоскости

Используя инструмент «Круговой массив» создаем еще 7 отверстий в корпусе.

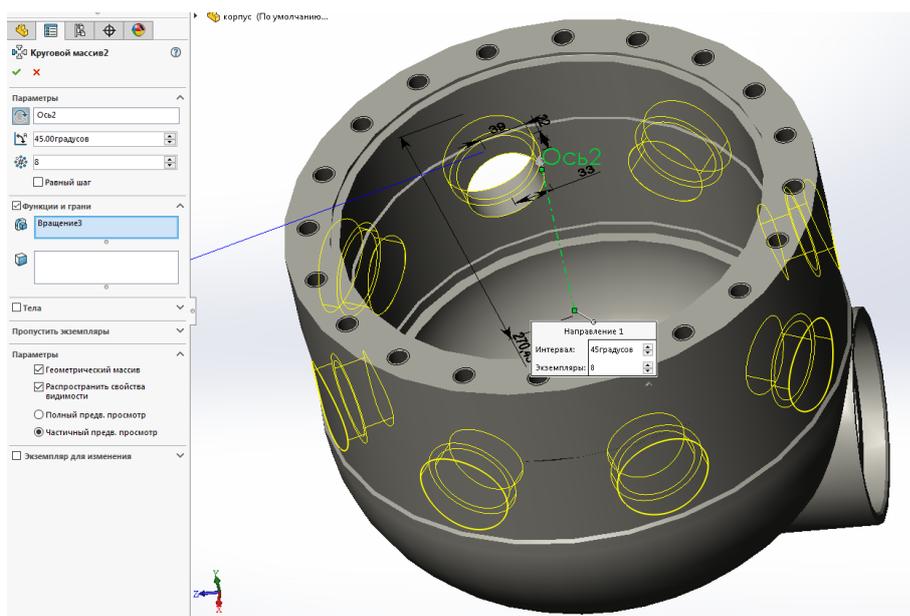


Рисунок 24 – Создание массива отверстия

Теперь создадим канавки внутри корпуса для остановки роликов подвижной каретки. Для этого на нижней плоскости верхней канавки строим эскиз окружность диаметром 40 мм, на расстоянии 163,5 мм от центра корпуса и выдавливаем ее наверх на 11 мм.

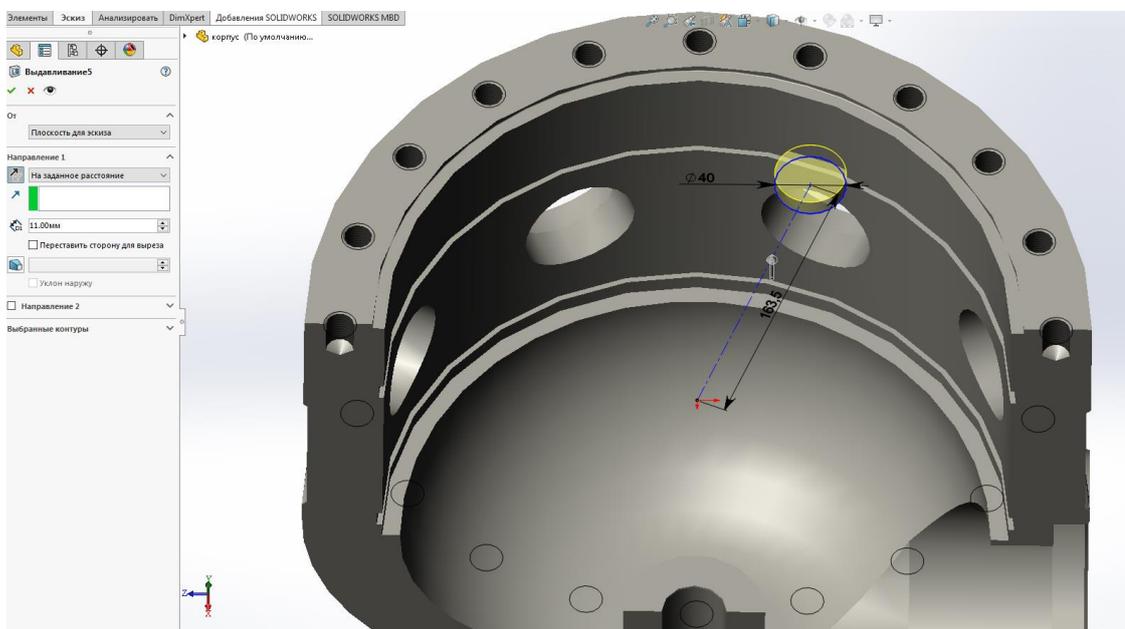


Рисунок 25 – Создание верхней канавки для роликов подвижной каретки

С помощью массива создадим канавку над каждым отверстием в корпусе ПСМ.

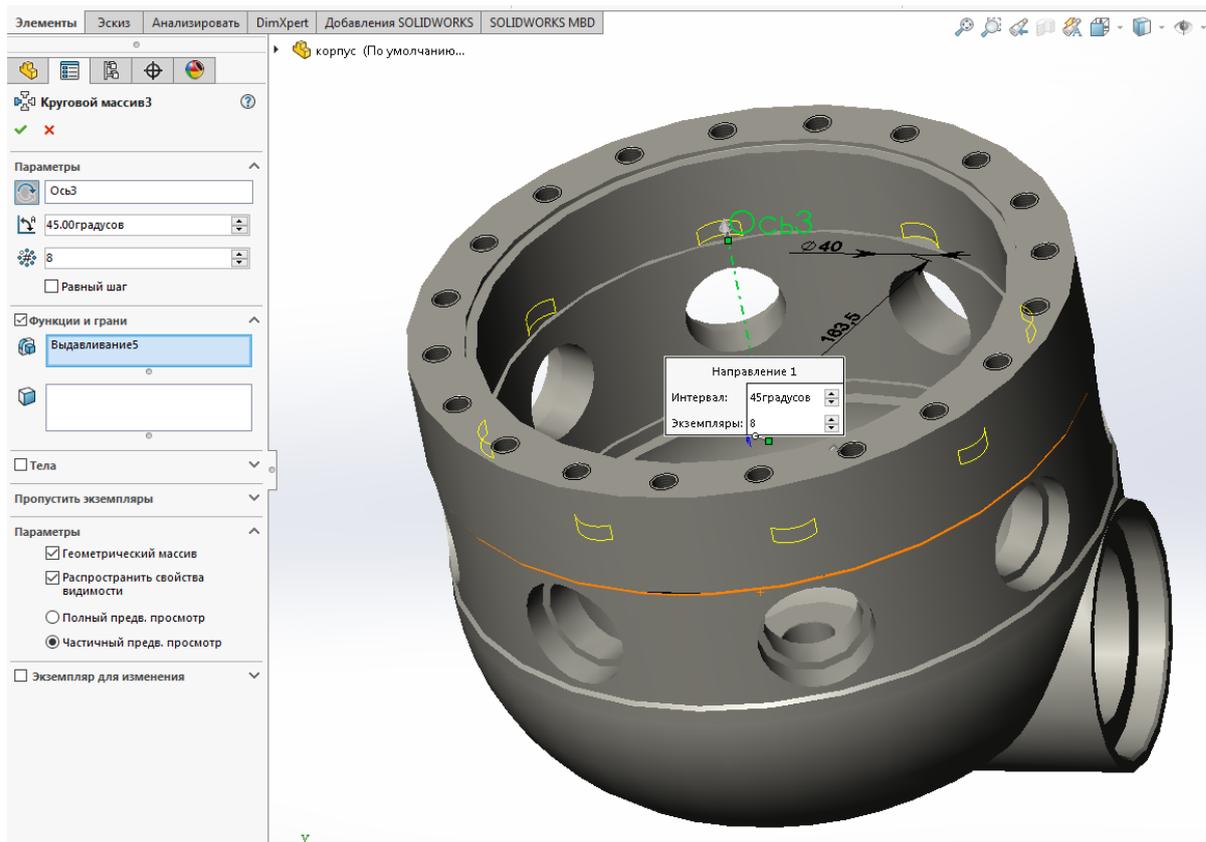


Рисунок 26 – Создание массива верхней канавки

Таким же образом создаем нижнюю канавку построив эскиз окружности диаметром 40 мм, на расстоянии 163,5 мм от центра корпуса и выдавливаем ее наверх на 11 мм.

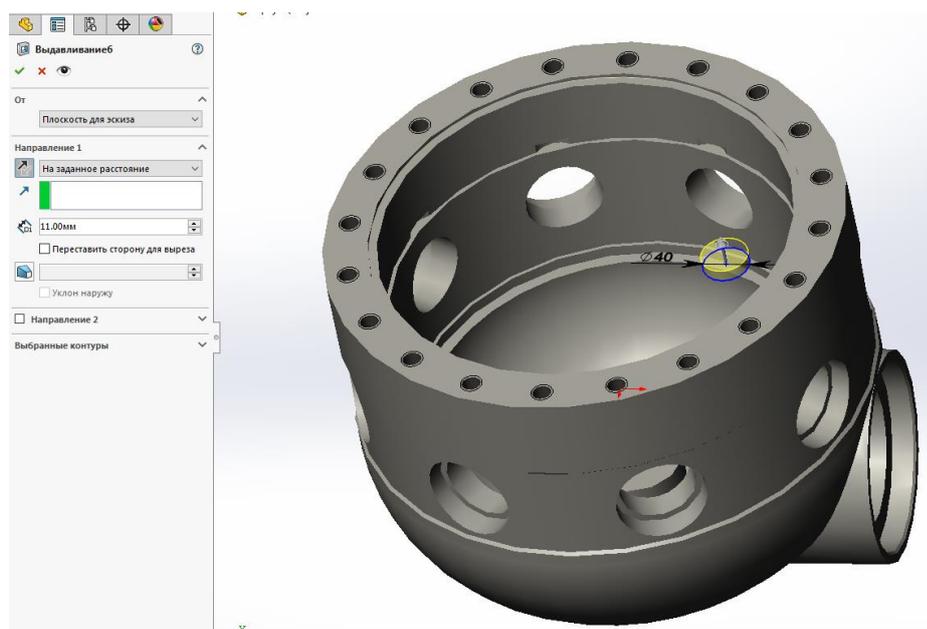


Рисунок 27 – Создание нижней канавки для роликов подвижной каретки

С помощью массива создадим канавку под каждым отверстием в корпусе ПСМ.

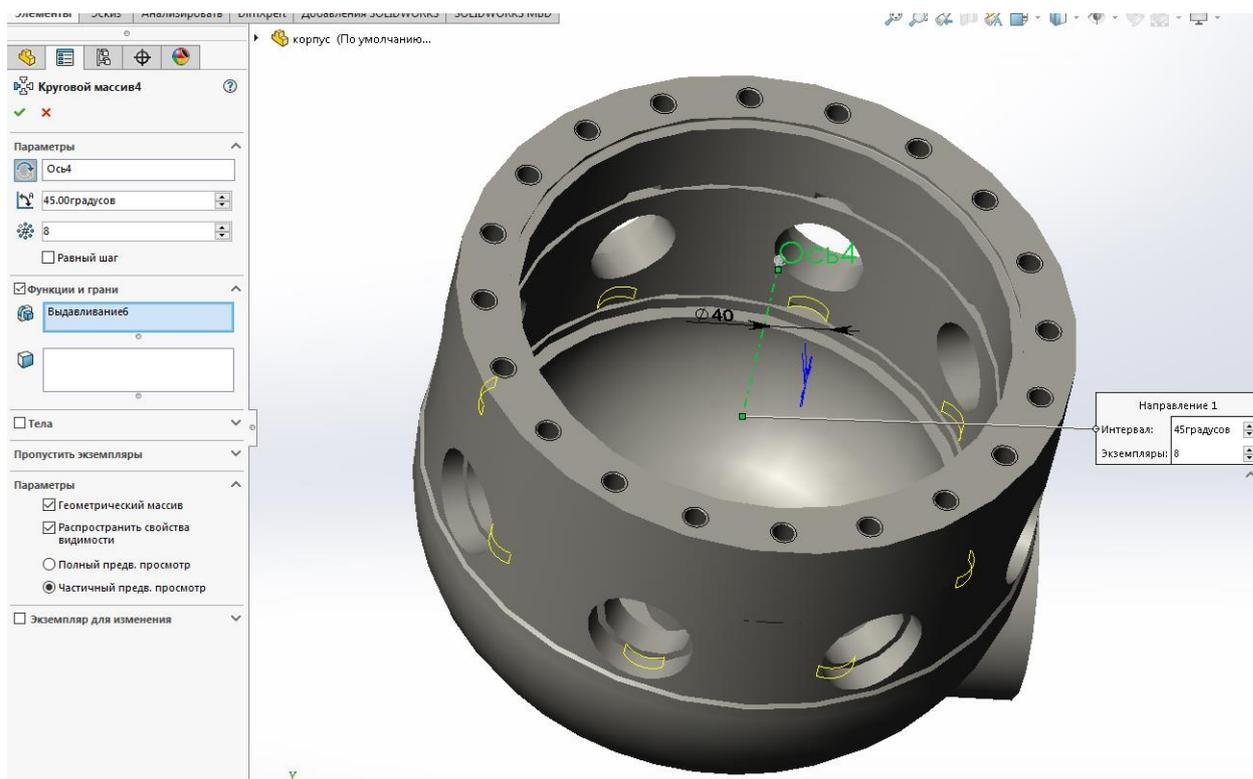


Рисунок 28 – Создание массива нижней канавки

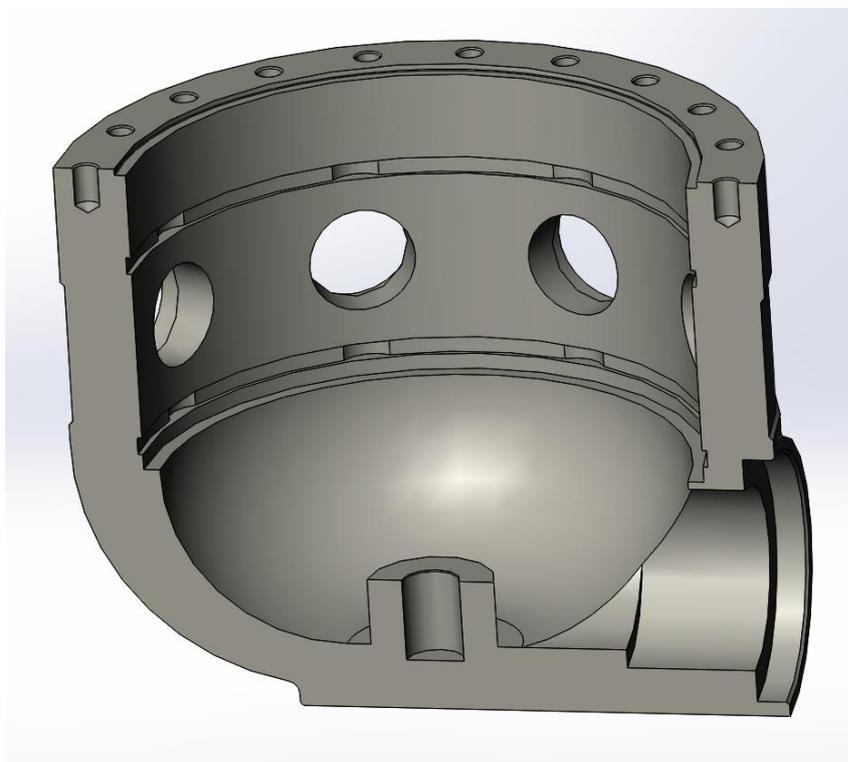


Рисунок 29 – Готовая модель корпуса ПСМ

На рисунке 29 представлена готовая модель корпуса ПСМ.

### 3.4. Расчет движения жидкости в ПСМ при расчете дебета скважины

Расчет дебета скважины является очень важным показателем при расчете планируемой продуктивности, поскольку с его помощью определяют – окупит полученное с конкретного участка сырье стоимость его разработки или нет. Поэтому был проведен расчет движения скорости потока жидкости в ПСМ и рассмотрено, как ведет себя жидкость в месте стыковки подвижной каретки и корпуса ПСМ, также было принято, что прижатие резинки было не плотным и между корпусом ПСМ и резинкой образовался зазор в 0,5 мм ввиду повышенного содержания механических примесей в жидкости.

Расчет производился в программе SolidWorks Flow Simulation.

На рисунке 30 показана упрощенная 3D модель корпуса ПСМ в момент измерения дебета скважины. Допустим, что в отверстие ПСМ поступает жидкость под давлением 2 МПа, на выходе имеем нормальное атмосферное давление  $P_n=0,1$  МПа, рассмотрим, как ведет себя жидкость в месте где образовался зазор.

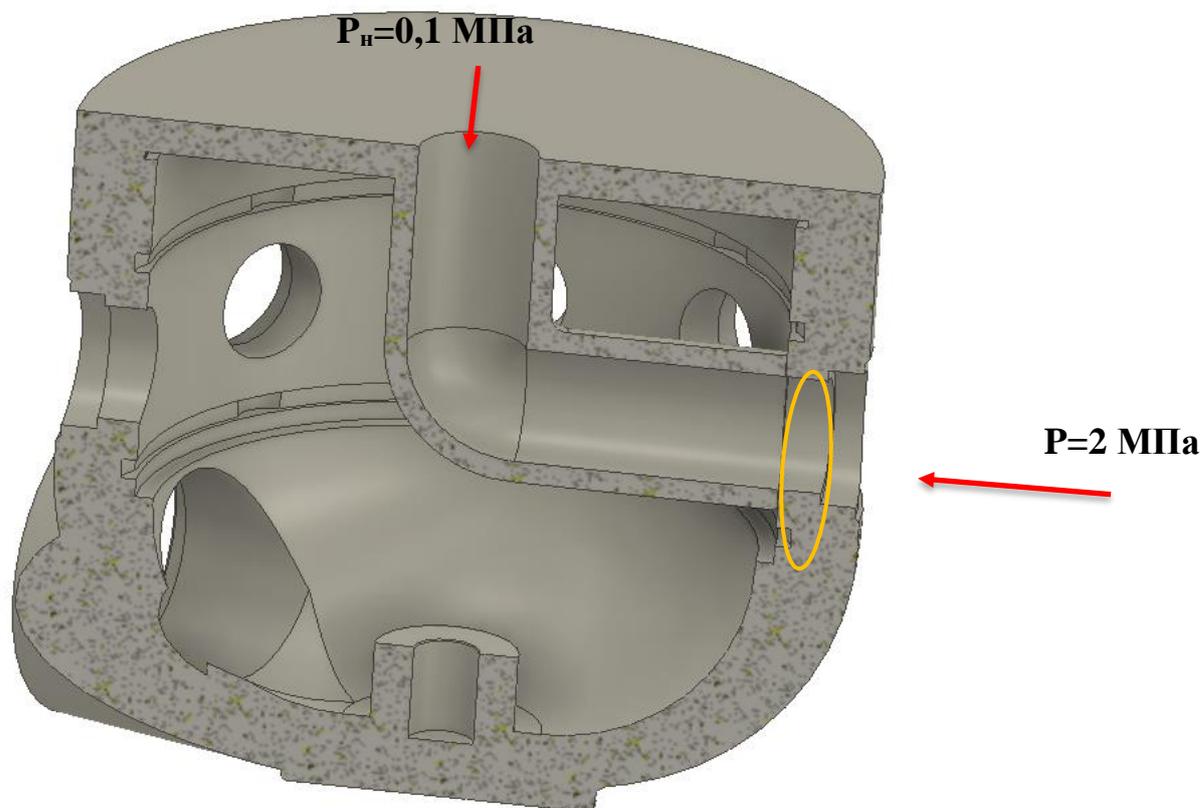
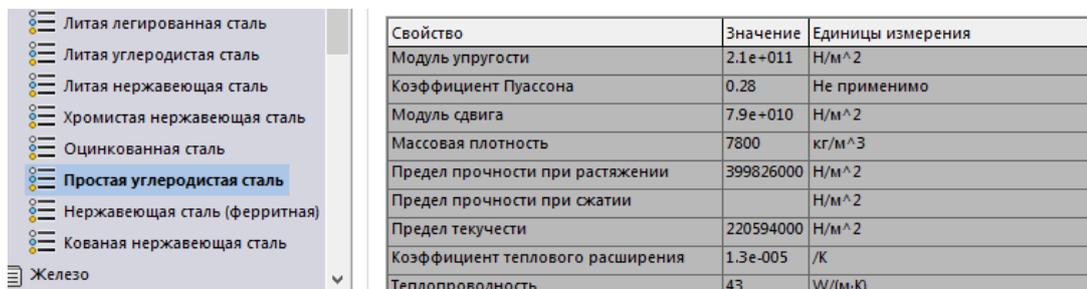


Рисунок 30 – Расчетная модель ПСМ

После того как модель была готова, были определены необходимые для расчета параметры:

- 1) Был определен материал корпуса ПСМ как простая углеродистая сталь (рисунок 31), поскольку на производстве для изготовления используют сталь 09Г2С, данная сталь нам подходит.



Свойство	Значение	Единицы измерения
Модуль упругости	2.1e+011	Н/м <sup>2</sup>
Коэффициент Пуассона	0.28	Не применимо
Модуль сдвига	7.9e+010	Н/м <sup>2</sup>
Массовая плотность	7800	кг/м <sup>3</sup>
Предел прочности при растяжении	399826000	Н/м <sup>2</sup>
Предел прочности при сжатии		Н/м <sup>2</sup>
Предел текучести	220594000	Н/м <sup>2</sup>
Коэффициент теплового расширения	1.3e-005	/К
Теплопроводность	43	W/(m·K)

Рисунок 31 – Выбор материала ПСМ

- 2) После была выбрана текучая среда для нашего расчета это была вода рисунок 32

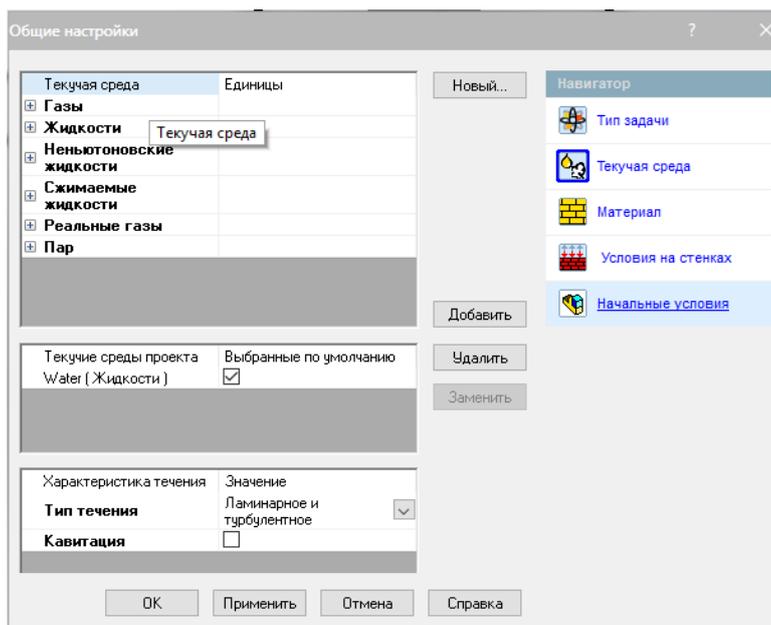


Рисунок 32 – Выбор текучей среды для расчета

- 3) Затем выбирались условия окружающей среды рисунок 33. Нормальное атмосферное давление и температура окружающей среды 20°C.

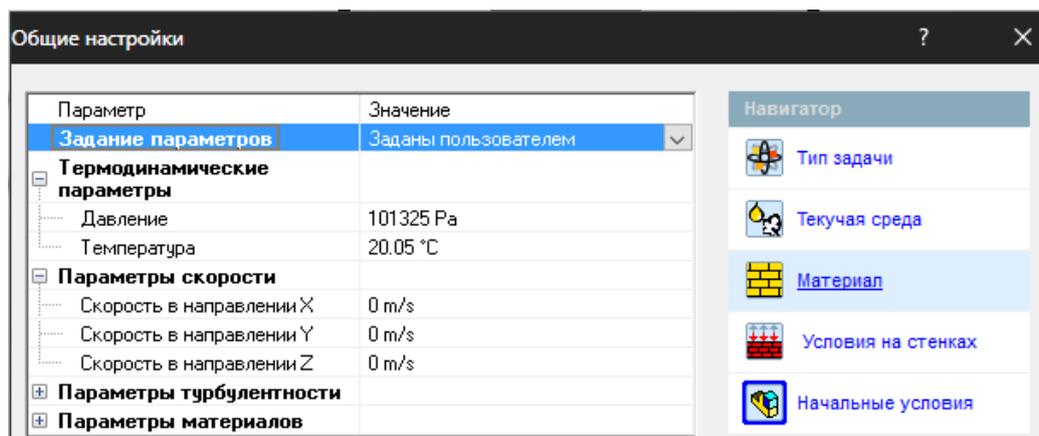


Рисунок 33 – Выбор условий окружающей среды

4) После того как все настройки были заданы, необходимо было задать граничные условия, для начала нашего расчета, давление на входе было 2 МПа, и на выходе 0,1 МПа, рисунок 30.

Результаты расчета показали, что в месте стыковки уплотнения с корпусом ПСМ образуется сильное завихрение жидкости рисунок 34, а с учетом того, что жидкость имеет высокую абразивность, происходит повреждение стенки ПСМ ввиду того, что материал 09Г2С не является достаточно прочным, и стойким к коррозии.

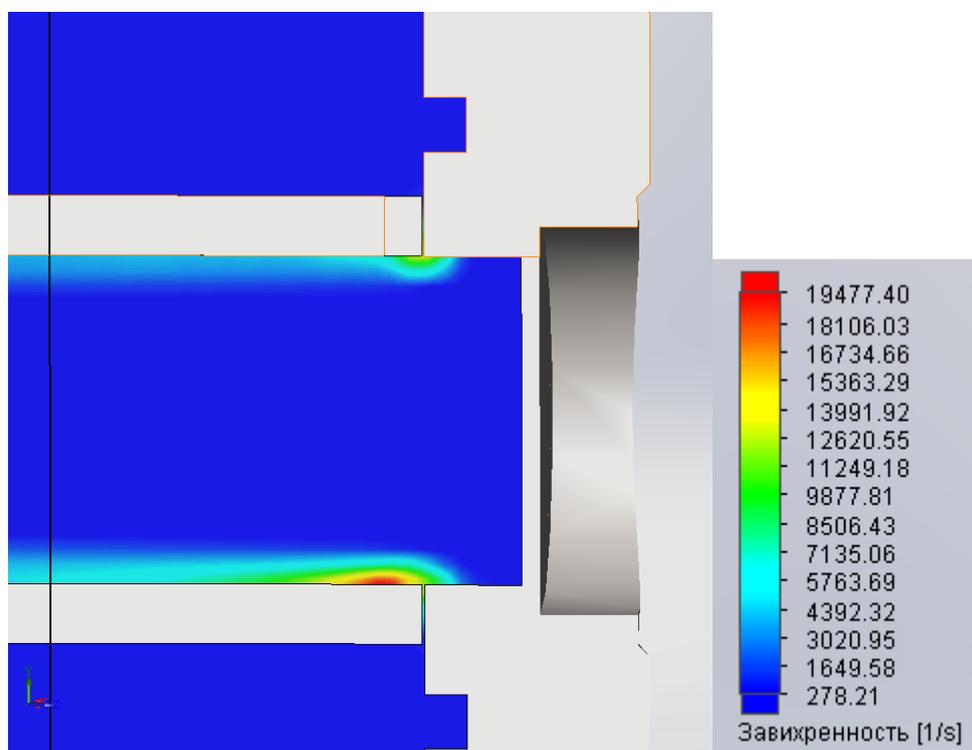


Рисунок 34 – Завихренность в месте стыковки каретки и ПСМ.

Также если смотреть картину распределения давления, то видно, что в месте зазора давление выше поэтому износ в данных местах происходит наиболее интенсивно рисунок 35.

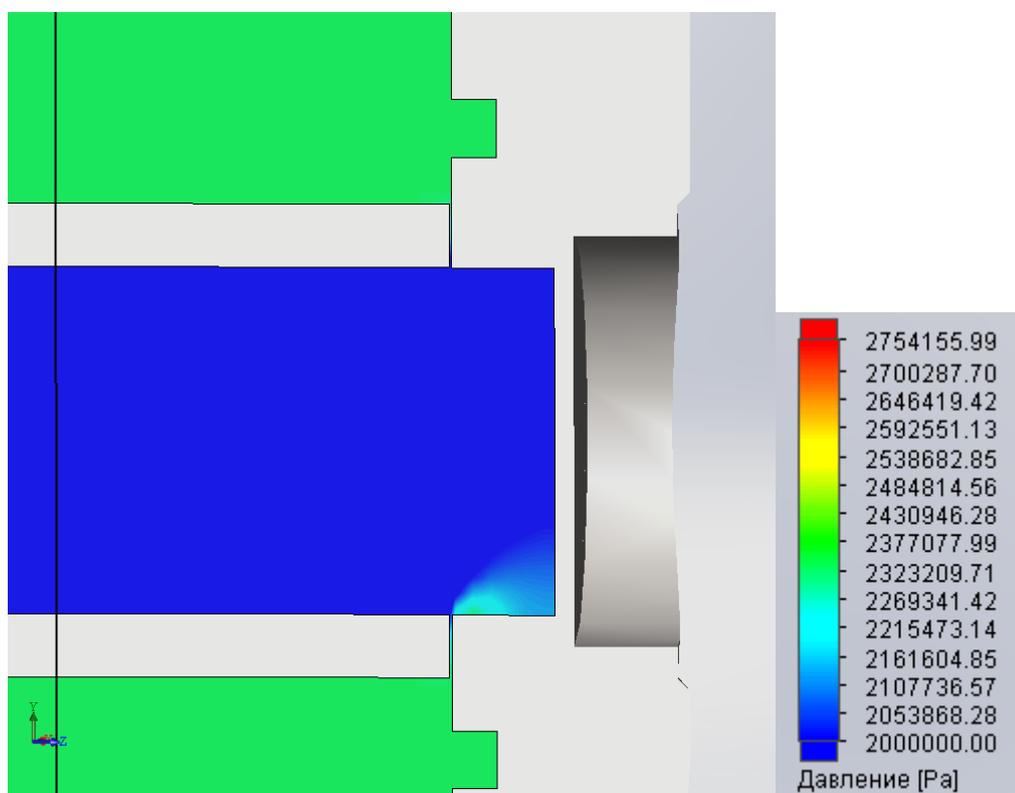


Рисунок 35 – Распределение давление в ПСМ

Проведенный анализ причин отказов оборудования на ГЗУ, а также расчет потока жидкости в ПСМ, показал несоответствие условий эксплуатации ПСМ для металла (сталь 09Г2С), применяемого при изготовлении корпуса ПСМ, ввиду высокой коррозионной активности добываемой жидкости и повышенного содержания механических примесей.

Для решения данной проблемы предлагается производить напыление на изделие покрытия из коррозионностойкого материала. Это позволит увеличить износостойкость корпуса ПСМ вследствие снижения коррозионного изнашивания.

Суть данной технологии заключается в следующем:

1-ый этап. Подготовительный

Включает в себя изготовление корпусов ПСМ, приварку дистанционных патрубков, нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия, укомплектование корпусов запчастями.

Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия разбивается в свою очередь на несколько этапов:

1. Термическая обработка.

Корпус ПСМ подвергается термической очистке при температуре +400+ 1°C. Время очистки зависит от характеристики обрабатываемой поверхности. После проведения термической очистки корпус выводится из печи термической очистки, и охлаждается до температуры окружающей среды.

2. Абразивоструйная обработка.

Абразивоструйная очистка производится давлением воздуха на абразивный материал. Перемещение абразивного материала к внутренней поверхности труб осуществляется шестью штангами с установленными на концах штанг сопельными форсунками. По окончании абразивной очистки производится продувка обрабатываемой поверхности сжатым воздухом. После продувке корпус ПСМ отправляется на участок видеоинспекции и подвергается тщательному контролю.

Нанесение антикоррозионного покрытия.

После проведения видеоинспекции, корпус направляется на установку нанесения антикоррозионного покрытия. Интервал времени между окончанием абразивной очистки внутренней поверхности труб и началом нанесения антикоррозионного покрытия не должен превышать 6 часов при влажности воздуха до 80 % в соответствии с ТУ 1390-001-59779622-2015. Нанесение антикоррозионного покрытия производится путем распыления его ручной пульверизатор.

Рабочее давление воздуха на установке до 0,5 МПа. Наносится внутреннее антикоррозионное покрытие с заданной толщиной сухой пленки 25 мкм в пределах диапазона допустимых значений 8-38 мкм.

Визуально после нанесения антикоррозионного покрытия внутренняя поверхность корпуса должна иметь равномерную окраску красного оттенка, профиль шероховатости должен просматриваться сквозь пленку мокрого слоя.

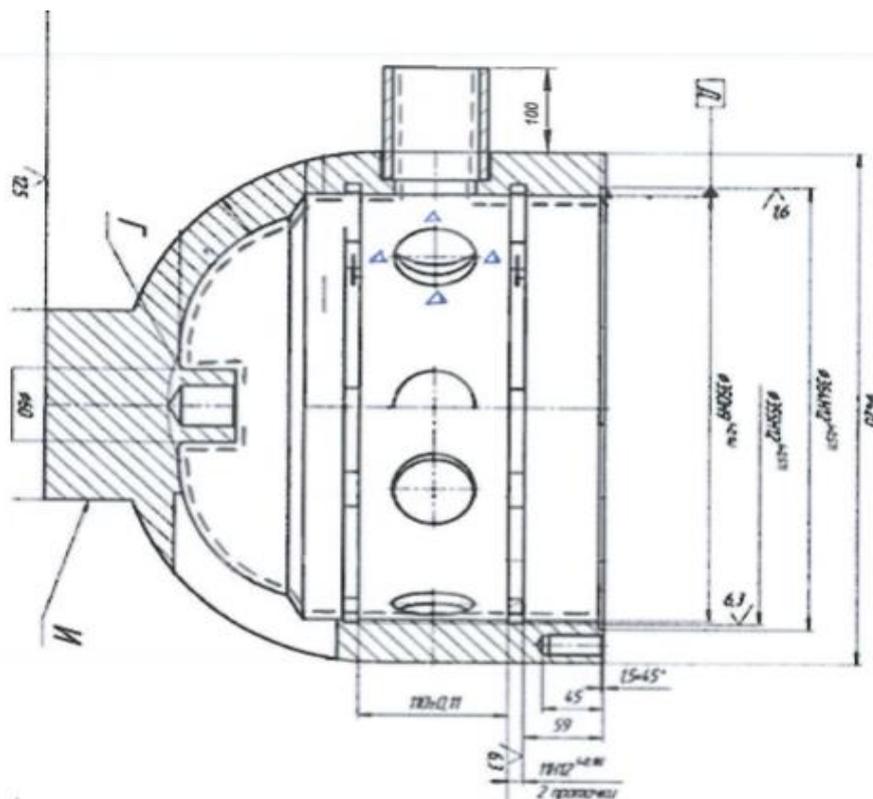


Рисунок 36 – Схема нанесения антикоррозионного покрытия

### 3. Удаление паров растворителя.

На участке вентиляции из мокрой плёнки антикоррозионного покрытия удаляются пары растворителей. Корпус проходит через воздухоборники, выводящие пары растворителей через устройство очистки за пределы цеха по нанесению внутреннего антикоррозионного покрытия. Корпус по прохождении участка вентиляции перемещается в печь предварительного нагрева, где нагревается от +160 до +190.

### 4. Нанесение порошковой краски ТК-70.

Нанесение порошковой краски производится ручным распылительным пульверизатором, после чего излишки краски удаляются системой фильтрации. С помощью ручных фонарей оператор контролирует качество нанесения порошкового покрытия (гладкость, отсутствие видимых дефектов, таких как наплывов, потеков, непрокрасов).

#### 5. Полимеризация.

После нанесения порошковой краски корпус ПСМ транспортируется в печь полимеризации при температуре от +180 до +240°C при нахождении в печи 30 мин. Далее корпус ПСМ охлаждается и отправляется на финальный осмотр.

2-ой этап. Подбор места для проведения испытаний, монтаж опытных образцов ПСМ

Подбор кустов и скважин для проведения испытаний осуществлялся с учетом наличия максимально агрессивной коррозионной и абразивной перекачиваемой среды. Местом проведения испытаний были выбраны кусты скважин 315Б и 318 Савуйского месторождения.

Таблица 5 – Параметры скважин

Цех	Куст	Qж, м <sup>3</sup> /сут	Qн, т/сут	Обводненность, %	Т°С жидкости
ЦДНГ-1	327	302,6	17,51	93,5	10-17
ЦДНГ-1	318	769,2	22,33	96,7	10-17

Монтаж опытных корпусов ПСМ осуществлялся силами БПО НГДУ «Комсомольскнефть».

3-ий этап. Мониторинг функционирования опытных образцов.

### 3.5. Опыт внедрения на производстве

Комиссией 13.09.2017 в АГЗУ куста №318 и №327 КЦДНГ-1 Савуйского месторождения НГДУ «Комсомольскнефть» был проведен визуальный измерительный контроль антикоррозийного покрытия ПСМ, изготовленного в

ЦБПО БНО с антикоррозионным покрытием, нанесенным силами управления «Сургутнефтепромхим».

Следы износа металла в конструкции ПСМ: канавках, местах соединений с трубами, местах сварки – отсутствовали. Антикоррозионное покрытие располагалось равномерно, без следов износа и истирания, без шелушения и отслаивания.

На внутренней поверхности корпуса ПСМ установленного на кусту №318, в местах между входными отверстиями, отмечено наличие царапин и задигов механического характера. Вероятная причина возникновения – результат монтажа внутреннего механизма.



Рисунок 37 – Опытный образец к.318



Рисунок 38 – Опытный образец к.318



Рисунок 39 – Опытный образец к.327



Рисунок 40 – Опытный образец к.327

Вариант с напылением антикоррозионного покрытия позволит предотвратить появление дефектов промоин и каверн на внутренней части корпуса ПСМ. Чему свидетельствуют снимки опытных образцов при проведении испытания.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ84	Климов Владислав Андреевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премияльный коэффициент 30%; коэффициент дополнительной заработной платы 15%; коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%; районный коэффициент 130%.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение трудоемкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта (графика Ганта).
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проекта.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. Календарный план график
4. Сравнительная оценка характеристик разработки
5. Бюджет затрат НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ84	Климов Владислав Андреевич		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Научное исследование данной диссертации заключается в исследовании влияния методов упрочнения рабочих элементов на срок службы многоходового переключателя скважин. В данной главе проведена оценка перспективности и успешности научно-исследовательской работы.

Для достижения цели необходимо решить задачи такие как:

- анализ конкурентных технических решений
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета затрат;
- определение ресурсной эффективности исследования.

### **4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **Потенциальные потребители результатов исследования**

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается методы упрочнения рабочих элементов для увеличения срока службы многоходового переключателя скважин (ПСМ).

В таблице 6 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Направление деятельности			
	Проектирование корпуса ПСМ	Наплавка металла на корпус ПСМ	Упрочнение корпуса ПСМ	Изготовление корпуса ПСМ из нержавеющей стали
Мелкая	-	+	+	-
Средняя	-	-	+	+
Крупная	+	-	+	+

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: упрочнение корпуса ПСМ и изготовление корпуса ПСМ из нержавеющей стали для средних и крупных компаний.

#### 4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Для данного анализа строится оценочная карта, для которой отобраны два конкурентных товара: упрочненный корпус ПСМ и корпус ПСМ из нержавеющей стали. Критерии для оценки и сравнения ресурсоэффективности и ресурсосбережения приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Эргономичность	0,13	4	5	5	0,52	0,65	0,65
2. Надежность	0,08	5	4	5	0,40	0,32	0,40
3. Простота эксплуатации	0,10	4	5	4	0,40	0,50	0,40
4. Энергоэкономичность	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Простота изготовления	0,09	3	5	5	0,27	0,45	0,45
6. Потребность в ресурсах	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18

7. Функциональная мощность	0,08	5	4	3	0,40	0,32	0,24
8. Повышение производительности	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
9. Безопасность	0,11	5	3	4	0,55	0,33	0,44
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	3	5	5	0,21	0,35	0,35
3. Стоимость	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
4. Долговечность	0,08	4	3	3	0,36	0,24	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>56</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>4,88</b>	<b>4,46</b>	<b>4,53</b>

Эти критерии основаны на выбранных объектах сравнения на основе их экономических и технических характеристиках разработки, создания и эксплуатации.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,13 \cdot 4 + 0,08 \cdot 5 + \dots + 0,08 \cdot 4 = 4,88$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Исходя из данного анализа конкурентоспособность разработки равна 4,88, а у других двух аналогов 4,46 и 4,53 соответственно. Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что упрочнение корпуса ПСМ, является наиболее эффективным. Уязвимость конкурентных решений объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

Таблица 8 – Перекрестный SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
	<b>научно-исследовательского проекта:</b>	<b>научно-исследовательского проекта:</b>

	<p>С1. Экономичность и энергоэффективность проекта</p> <p>С2. Индивидуальность проекта;</p> <p>С3. Более низкая стоимость</p> <p>С4. Актуальность разработки</p>	<p>Сл1. Отсутствие работающего прототипа</p> <p>Сл2. Проблемы поставки оборудования</p> <p>Сл3. Проблемы загрязнения окружающей среды;</p> <p>Сл4. Отсутствие рассчитанной математической модели проекта.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Возможность экспортировать;</p> <p>В2. Обеспечение занятости населения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Большой потенциал улучшения характеристик за счет применения методов нанесения покрытий на корпус ПСМ.</p>	<p>Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс иностранных валют будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Риски техногенных аварий;</p> <p>У2. Отсутствие широкого спроса на разработки</p> <p>У3. Изменение государственной политики в отношении</p>	<p>Новая методы упрочнения не сказываются на спросе</p> <p>Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.</p>	<p>Медленный ввод данных методов в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.</p>

переработки и добычи углеводородов; У4. Развитая конкуренция технологий производства		
---	--	--

С помощью этих данных представляется возможным выявить проблемы стоящие перед разработкой проекта, а так же определить направление использования существующего потенциала для их разрешения. С учетом слабых и сильных сторон проекта, можно сказать, что современные высокие технологии позволяют выполнять разработку и модернизацию подобных технологий с учетом всех нюансов, однако для этого нужен квалифицированный персонал. Также нынешняя политика государства не говорит о возможном ужесточении законов в отношении нефтегазовых компаний.

## **4.2. Планирование научно-исследовательских работ**

### **4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования**

Для планирования научно-исследовательской работы ставятся следующие задачи:

- установление участников каждой работы;
- обозначение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для проведения научного исследования на тему «Исследование влияния методов упрочнения рабочих элементов на срок службы многоходового переключателя скважин» формируется перечень основных этапов и работ, проводится распределение исполнителей, в состав которых входят научный руководитель и инженер. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы работы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
Расчеты и разработка внедрения методов упрочения	3	Изучение объекта исследования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Научный руководитель
	5	Описание условий эксплуатации	Инженер
	6	Изучение имеющихся вариантов	Инженер
	7	Разработка модели	Инженер, научный руководитель
	8	Расчет геометрических показателей	Инженер, научный руководитель
	9	Расчет показателей эффективности	Инженер, научный руководитель
	10	Анализ наработанного материала	Инженер, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер, научным руководителем
Оформление отчета по техническому проектированию	12	Составление пояснительной записки	Инженер
	13	Проверка ВКР руководителем	Научный руководитель

#### 4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Так как трудоемкость выполнения научной разработки зависит от множества факторов, она является не достаточно точной и оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для определения среднего значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5}$$

где  $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем ожидаемое значение трудоёмкости для различных этапов:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож2} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож3} = \frac{3 \cdot 7 + 2 \cdot 9}{5} = 7,8 \approx 8 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож4} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож6} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож7} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \approx 4 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож8} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож9} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,6 \approx 7 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож10} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож11} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \approx 4 \text{ чел.-дн.} \quad t_{ож12} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож13} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Для наиболее удобной и наглядной реализации данного проекта строится ленточный график исполнения научных работ в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальную ленточную диаграмму, в которой работы по теме представлены протяженными во времени отрезками, характеризующиеся датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для более удобного построения графика, длительность каждого из этапов работ переводится из рабочих дней в календарные. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  
 $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Определим коэффициент календарности на 2019 год:

при шестидневной рабочей неделе для руководителя:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 68} = 1,23,$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

при пятидневной рабочей неделе для инженера:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ (чел-дни)			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	науч. рук-ль	инж-р	науч. рук-ль	инж-р
1. Составление и утверждение технического задания	1	2	2	2	-	2,5	-
2. Изучение и подбор материалов и нормативных документов	6	8	7	-	7	-	10
3. Изучение объекта исследования	7	9	8	-	8	-	12
4. Календарное планирование работ	1	2	2	2	-	2,5	-
5. Описание условий эксплуатации	3	5	3	-	3	-	4
6. Изучение имеющихся вариантов	2	3	3	-	3	-	4
7. Разработка модели	3	5	4	-	4	-	6
8. Расчет геометрических показателей	6	8	7	2	7	9	10
9. Расчет показателей эффективности	5	8	7	2	7	9	10
10. Обработка полученных результатов	3	5	3	3	3	4	4

11. Экономические расчеты	3	4	4	-	4	-	6
12. Безопасность и экологичность проекта	2	3	3	-	3	-	4
13. Составление пояснительной записки	2	3	3	-	3	-	4
Итого	44	66	56	11	45	27	74

На основании таблицы 11 строим календарный план-график, представленный в таблице 12.

Таблица 12 - Календарный план-график

№	Вид работы	Исполнители	Т <sub>кi</sub> (кал · дн.)	Продолжительность выполнения работ											
				Февраль			Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3	▨											
2	Подбор и изучение материалов и нормативных документов	Инженер	10		■										
3	Изучение объекта исследования	Инженер	12			■									
4	Календарное планирование работ	Руководитель	3				▨								
5	Описание условий эксплуатации	Инженер	4					■							
6	Изучение имеющихся вариантов	Инженер	4						■						
7	Разработка модели	Инженер	6							■					
8	Расчет геометрических показателей	Руководитель, Инженер	10							▨	■				
9	Расчет показателей эффективности	Руководитель, Инженер	10								▨	■			
10	Обработка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4									▨	■		
11	Экономические расчеты	Инженер	6											■	
12	Безопасность и экологичность проекта	Инженер	4											■	
13	Составление пояснительной записки	Инженер	4												■

▨ - руководитель

■ - инженер

Для упорядочения и систематизации технических работ был разработан график занятости для научного руководителя и инженера, а также была составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая более качественно оценить и спланировать время работы исполнителей проекта.

### **4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)**

В процессе планирования бюджета НТИ в полной мере должны быть рассчитаны все виды расходов, связанные с его выполнением. При формировании бюджета НТИ используются следующие затраты по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на амортизацию оборудования;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### **4.3.1. Расчет материальных затрат**

В материальные затраты включается стоимость приобретаемого сырья и материалов, запасные части для ремонта оборудования и другие быстроизнашивающиеся предметы, необходимые для разработки проекта. Все материальные затраты определяются по формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi},$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м и т.д.)

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

$$З_m = (1 + 0,2) \cdot ((30 \cdot 3) + (50 \cdot 4) + (270 \cdot 3)) = 1320 \text{ руб.}$$

#### 4.3.2. Затраты на амортизацию оборудования

В данной статье рассчитываются затраты, связанные с приобретением специального оборудования, который необходим для проведения работ по исследовательской теме. Расчет бюджета затрат на приобретение ПО для научных работ представлен в таблице 4.6.

Таблица 13 - Расчет амортизации оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Программное электронное устройство (компьютер)	1	45000	45000
<b>Итого</b>				45000

В связи с длительностью использования, учитывается данная стоимость с помощью амортизации:

$$A = C_m \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{T_{\text{кал.инж}}}{T_{\text{кал}}} = 45000 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{74}{365} = 4561 \text{ руб.}$$

#### 4.3.3. Полная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Величина основной зарплаты исполнителей рассчитывается из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов.

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;  $З_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где  $Z_{дн}$  - среднедневная заработная плата;  $T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Месячная зарплата научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p,$$

где  $Z_{окл}$  - заработная плата по тарифной ставке;  $k_{пр}$  - премиальный коэффициент, равный 0,3;  $k_p$  - районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,3.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 36808 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 78936 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_K} = \frac{78936}{26} = 3036 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 3036 \cdot 11 = 33396 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 33396 = 5009 \text{ руб.}$$

$$Z_{П} = Z_{осн} + Z_{доп} = 33396 + 5009 = 38405 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем заработную плату инженера за данную исследовательскую работу:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 36465 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M}{T_K} = \frac{36465}{22} = 1657 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_P = 1657 \cdot 45 = 74565 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 74565 = 11185 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 74565 + 11185 = 85750 \text{ руб.}$$

#### 4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Страховые отчисления рассчитываются по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,30 \cdot (74565 + 11185) = 25725 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30,2%.

В таблице 14 представлены отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 14- Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	33396	5009
Инженер	74565	11185
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
<b>Отчисления во внебюджетные фонды</b>		
Руководитель	11521	
Инженер	25725	

### 4.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$Z_{внеб} = k_{нр} \cdot Z_{проч} = 0,16 \cdot (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб} + A) = 0,16 \cdot (107961 + 16194 + 37246 + 4359) = 26522 \text{ руб.}$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

### 4.3.6. Формирование бюджета затрат НИИ

Бюджет затрат проекта защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции, который основывается на величине затрат научно-технического исследования.

В таблице 15 приведен бюджет затрат на научно-техническое исследование по каждому варианту исполнения.

Таблица 15 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
1. Материальные затраты	1070	0,55
2. Затраты на основную заработную плату исполнителей темы	107961	55,8
3. Затраты на дополнительную заработную плату исполнителей темы	16194	8,4
4. Отчисления во внебюджетные фонды	37246	19,3
5. Амортизация	4359	2,25
6. Накладные расходы	26522	13,7
7. Бюджет затрат НИИ	193554	100

### 4.4. Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность научной разработки можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, определяется экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнительная оценка характеристик разработки

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Простота эксплуатации	0,10	3
2. Надежность	0,21	5
3. Энергоэкономичность	0,14	4
4. Безопасность	0,15	5
5. Эргономичность	0,18	4
6. Простота эксплуатации	0,22	4
<b>Итого</b>	<b>1,00</b>	<b>25</b>

Интегральный показатель ресурсоэффективности для исследуемой разработки:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,10 \cdot 3 + 0,21 \cdot 5 + 0,14 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,18 \cdot 4 + 0,22 \cdot 4 = 4,26$$

Рассчитанная оценка ресурсоэффективности разработки является достаточно высокой (4,26), что говорит об эффективности реализуемой разработки с позиции ресурсной эффективности.

В итоге была доказана конкурентоспособность методов упрочнения рабочих элементов корпуса ПСМ на срок службы многоходового переключателя скважин по сравнению с другими аналогичными разработками, был разработан график занятости, который ограничил выполнение работы в 74 дня. Также был посчитан бюджет НТИ равный 193554 руб., большая часть которого тратится на зарплаты исполнителей проекта. Исходя из вышеизложенных фактов, вариант с упрочнением корпуса ПСМ является наиболее эффективным и выгодным. С помощью данного метода мы сможем увеличить

долговечность и работоспособность ПСМ, сохранить такую же точность замеров, как при его покупке и сократить их ремонт к минимуму.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Климов Владислав Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

**Исследование и совершенствование методов упрочнения нагруженных элементов многоходового переключателя скважин с целью повышения ресурса его работы**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: переключатель скважин многоходовый. Область применения: участок газопровода.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)  ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – отклонение показателей микроклимата; – превышение уровней шума; – укусы насекомых Опасные факторы: – электрический ток; – содержание вредных примесей в атмосфере.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: сброс газа. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: взрыв, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, пожар. Наиболее типичная ЧС: взрыв, пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Климов Владислав Андреевич		

## **5 Социальная ответственность**

### **Введение**

Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин.

Объектом исследования является переключатель скважин многовходовой. Все работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам которые будут рассмотрены в данном разделе. Нефтегазовое производство несет вред экологии, оказывая влияние на атмосферу, гидросферу и литосферу. Так же в разделе будут рассмотрены возможные ЧС и предложен план действий по типовой ЧС.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Бригада работает по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с добычей газа, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труд женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих

работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

## 5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[53])

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [54].
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [55].
3. Повреждения в результате	+	+	+	СанПиН 2.1.7.2790-10. Требования к организации и проведению

контакта с насекомыми				мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров [56].
5. Повышенное значение эл. напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [57].
6. Содержание вредных примесей в атмосфере		+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [58].

### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) или тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [57]. и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны

обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, перчатки, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, теплая обувь, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

Превышение уровня шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [9]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 [9])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- уменьшение уровня шума в источнике его возникновения (своевременное смазывание движущихся частей);
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;

- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

### Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.003-83 [10] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83 [10])

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

### Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. Проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов.
2. Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств.
3. Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

### Электробезопасность

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением, ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия тока на тело человека приведено в таблице 5.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий

трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются *электрозащитными* и подразделяются на основные и дополнительные.

*Основным* называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

*Дополнительным* называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага.

Таблица 5 – Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более – паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

### 5.3, Экологическая безопасность

Мероприятия по охране атмосферы

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходимо: оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

#### Мероприятия по охране гидросферы

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации

нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

#### Мероприятия по охране литосферы

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка

основному землепользователю.

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже - 40<sup>0</sup>С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе бригады представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к

абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

#### **Заключение по разделу**

В данном разделе магистерской диссертации произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы бригады при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин.

Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, выявлены возможные вредные и опасные факторы и определены мероприятия по снижению их воздействия. Также рассмотрен возможный ущерб природе при проведении работ с точки зрения экологической безопасности. Приведены причины возникновения и порядок действий бригады при ЧС.

## **Заключение**

В работе был проведен анализ литературы по исследуемой теме. Изучены вопросы коррозии и износа металла, а также способы упрочнения. Приведена схема автоматической групповой замерной установки (АГЗУ), изучено ее строение и принцип работы. Далее была рассмотрена работы ПСМ и проанализирована проблема износа. Была выявлена причина отказа узла, за счет нарушения герметичности, возникающий из-за износа внутренней поверхности корпуса возле отверстий. Выполнено построение САД модели узла многоходового переключателя скважин системы расчета нефти на месторождении, проведены расчеты по средствам моделирования в программе Solidworks. Из полученных данных сделан вывод о необходимости упрочнения. Были даны рекомендации по возможным способам и проведена апробация некоторых из них.

## Список использованных источников

1. Р.Э. Ахметзянов, Повышение эффективности эксплуатации переключателя скважин многоходового ПСМ/ Ахметзянов Р.Э. //Наука и ТЭК. -2011. -№ 7. -С. 23-25.
2. Богданов, Евгений Александрович. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования : учебное пособие / Е. А. Богданов. — Москва: Высшая школа, 2006. — 279 с.: ил.. — Библиогр.: с. 276.
3. Горчаков В.А., Малинин В.Ю. Комплексная оценка коррозионного состояния и долговременный коррозионный прогноз трубопроводов ООО «Тюментрансгаз». // Материалы отраслевого совещания ОАО «Газпром». М., ООО «ИРЦ Газпром», 2007. С.47.
4. Дейк Л. П. «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений». "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.
5. Ишмурзин, Абубакир Ахмадуллович. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа : учебник / А. А. Ишмурзин, Ю. Г. Матвеев; Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ). — Уфа: Нефтегазовое дело, 2014. — 532 с.: ил.. — Библиотека нефтегазового дела. — Библиогр.: с. 528-530.
6. Информационно-измерительные и вычислительные комплексы для нефтяной и газовой промышленности / Московский институт нефти и газа им. И. М. Губкина (МИНГ) ; под ред. А. М. Мелик-Шахназарова. — Москва: Изд-во МИНГ, 1988. — 187 с.:
7. Испытания нефтегазового оборудования и их метрологическое обеспечение : учебное пособие / под ред. А. И. Владимирова ; В. Я. Кершенбаума. — Москва: Проспект, 2016. — 604 с.: ил.. — Нефтегазовое оборудование. — Библиогр.: с. 587-589..
8. Заполнение трещин и трещиноподобных дефектов в нефтегазовом оборудовании композитным материалом/Гафарова В.А.//В сборнике: Наука. Технология. Производство - 2017. Прикладная наука как инструмент развития

нефтехимических производств Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной дню Химика и 40-летию кафедры химико-технологических процессов Филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Салавате. 2017. С. 205.

9. Коррозия и защита металлов : [сборник] / Академия наук Молдавской ССР, Институт прикладной физики. — Кишинев: Штиинца, 1992. — 143 с

10. Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности научно-технический сборник: / Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности . — Москва : ВНИИОЭНГ , 1967-1983

11. Краткая энциклопедия по структуре материалов : пер. с англ. / под ред. Д. В. Мартина. — Москва: Техносфера, 2011. — 608 с.: ил.

12. Кудинов, Валентин Иванович. Основы нефтегазопромыслового дела : учебник / В. И. Кудинов. — Москва: Институт компьютерных исследований, 2005. — 728 с.

13. Кушнарченко, В. М.. Техническое диагностирование объектов нефтегазодобычи : учебное пособие / В. М. Кушнарченко, К. А. Зинченко; Национальный институт нефти и газа; под ред. А. И. Владимирова, В. Я. Кершенбаума. — 2-е изд.. — Москва: Национальный институт нефти и газа, 2005. — 72 с.: ил.. — Безопасность производственной деятельности. — Библиогр.: с. 62-69.. — ISBN 5-93157-070-5.

14. Лахтин, Юрий Михайлович. Металловедение и термическая обработка металлов : учебник / Ю. М. Лахтин. — 5-е изд., доп.. — Москва: Аз-буок, 2009. — 448 с.: ил.. — Библиогр.: с. 443-444..

15. Молчанов, А. Г. «Машины и оборудование для добычи нефти и газа» : Изд. дом Альянс, 2010. — 586 с.

16. Оборудование для добычи нефти и газа учебное пособие для вузов: в 2 ч.: / В. Н. Ивановский [и др.] ; Российский государственный

университет нефти и газа им. И. М. Губкина . — Москва : Нефть и газ , 2002-2003

17. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса/Остроумова Е.Г.//Газовая промышленность. 2010. № 8 (649). С. 9.

18. Основы автоматизации производственных процессов нефтегазового производства : учебное пособие / под ред. М. Ю. Праховой. — 2-е изд., испр.. — Москва: Академия, 2014. — 256 с.:

19. Отраслевой интегратор /Зарипов И., Шокурова О.// Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 74-77.

20. Писарев, Михаил Олегович. Принципы подбора скважинного оборудования : учебное пособие / М. О. Писарев, Т. Р. Ахмедшин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 167 с.

21. Параметры оценки систем покрытий и материалов, используемых для защиты нефтепромыслового оборудования / Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Абзяппарова Э.Р.// Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 39-43.

22. Переключатель скважин многоходовой / Андреев О.Н. Патент на полезную модель RUS 83551 14.01.2009

23. Повышение эффективности эксплуатации переключателя скважин многоходового псм / Ахметзянов Р.Э. // Наука и ТЭК: . — С. 23-25

24. Покрытия для комплексной защиты объектов нефтегазовой отрасли/ Карпеев Н.Н.// Нефть. Газ. Новации. 2014. № 5 (184). С. 60-63.

25. Покрытия для стальных труб - повышение долговечности работы трубопроводов / И.Ф. Калачёв, М.В. Швецов // Машиностроение: . — С. 37-39

26. Практика противокоррозионной защиты : научно-производственный журнал / ООО "Картек". — Москва: КАРТЭК, 2000-.

27. Причины возникновения и виды коррозии в нефтегазовом оборудовании /Хафизов И.Ф., Халикова О.Д., Халиков В.Д., Халиков В.Д.//В сборнике: Стратегические направления и инструменты повышения

эффективности сотрудничества стран-участников Шанхайской организации сотрудничества: экономика, экология, демография сборник научных статей по материалам Международной научно-практической конференции: в 2 частях. Правительство Республики Башкортостан, Академия наук Республики Башкортостан, Институт экономики Уральского отделения РАН и др.. 2013. С. 26-28.

28. Проблема точного замера дебита добывающих скважин / Ронжин А.А., Зайнаглина Л.З.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов сборник научных трудов в 2 томах. 2015. С. 100-105.

29. Прогрессивные методы абразивной обработки металлов / под ред. И. П. Захаренко. — Киев: Тэхника, 1990. — 152 с.: ил.. — Библиогр.: с. 148-151..

30. Розенфельд, Иосиф Львович. Коррозия и защита металлов (локальные коррозионные процессы). Контактная коррозия. Щелевая коррозия. Питтинговая коррозия. Коррозия и вопросы конструирования / И. Л. Розенфельд. — Москва: Металлургия, 1970. — 448 с.: ил..

31. Совершенствование технологии поскважинного контроля и учёта добычи продукции /Шаякберов В.Ф.// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 4-15.

32. Снарев, Анатолий Иванович. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа : учебно-практическое пособие / А. И. Снарев. — Москва: Инфра-Инженерия, 2010. — 232 с.: ил.. — Библиогр.: с. 220

33. Северинова, Л. Н. «Повышение эффективности защиты от коррозии газопроводов». Ухта, 2010. – 23 с.

34. Способ определения дебита нефтяной скважины и установка для его осуществления/ Балахонцев В.В., Каримов А.Ф.// патент на изобретение RUS 2368778 04.04.2008

35. Способ измерения дебита нефтедобывающих скважин и устройство для его осуществления /Александров Г.Ф., Соловьев В.Я., Назаров А.Е., Белов В.Г., Иванов В.А.// патент на изобретение RUS 2248526 11.06.2002

36. Структура, свойства, термическая обработка стали и сплавов : [сборник статей]. Вып. 2 / Московское высшее техническое училище им. Н. Э. Баумана; под ред. Д. А. Прокошкина. — Москва: Изд-во МВТУ, 1978. — 80 с.: ил.. — Труды Московского высшего технического училища (МВТУ); № 280

37. Сравнительный анализ измерительных установок для определения газового фактора /Валеев М.Д., Газаров А.Г., Кордик К.Е., Давыдова О.В.// Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 96-98.

38. Средства антикоррозийной защиты трубопроводов в условиях высокой обводненности / В. В. Завьялов, Н. Н. Андреева // Нефтяное хозяйство научно-технический производственный журнал: . — 2003 . — № 3 . — С. 91-95

39. Тагиров, Курбан Магомедович. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / К. М. Тагиров. — Москва: Академия, 2012. — 336 с.: ил.. — Высшее профессиональное образование. Бакалавриат. — Нефтегазовое дело. — Библиогр.: с. 332..

40. Тетельмин, Владимир Владимирович. Нефтегазовое дело. Полный курс : [учебное пособие для вузов] / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. — 2-е изд.. — Долгопрудный: Интеллект, 2014. — 800 с.:

41. Технология и оборудование для нанесения защитных антикоррозионных покрытий магистральных трубопроводов/Максимов Е.А.//Черная металлургия. 2017. № 9 (1413). С. 67-77.

42. Термическая обработка и свойства металлов : межвузовский сборник научных трудов / Урал. политехн. ин-т им. С. М. Кирова; [Редкол.: С. В. Грачев (отв. ред.) и др.]. — Свердловск: УПИ, 1983. — 144 с.: ил.: 22 см.

43. Усовершенствование конструкции переключателя скважин в групповой замерной установке "озна-массомер" /Габдрахимов М.С., Мاستьянов А.С. // В сборнике: Материалы 44-й Международной научно-

технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2017. С. 155-158.

44. Установка для измерения дебита скважин/ Мельников Н.М., Князев М.А., Скрипченко В.К.//патент на изобретение RUS 2136881

45. Установка измерительная "озна-массомер" с мультифазным расходомером /Ахмадиев И.Р., Зарипова Л.М. // В сборнике: Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет . 2013. С. 11-15.

46. Установка озна "массомер-3000" с усовершенствованным переключателем скважинным многоходовым путем металлокерамического напыления /Зарипова Л.М., Плахотин В.А.// В сборнике: Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском Материалы в 2-х томах. 2016. С. 47-49.

47. Установка "озна vx" - новое средство измерения дебита нефтяных скважин /Кравцов М.//Территория Нефтегаз. 2010. № 12. С. 26-27.

48. Устройство для фиксации тарелки обратного клапана в агзу "спутник ам-40" /Салейкин А.В., Хабибуллина Р.Г.// В сборнике: Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах. 2018. С. 355-356.

49. Федосова Н.Л., Румянцева В.Е., Румянцева К.Е., Балмасов А.В., Чекунова М.Д. «Антикоррозионная защита металлов». Иваново. 2009 – 187 с.

50. Хайдерсбах, Роберт. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа : пер. с англ. / Р. Хайдерсбах. — Санкт-Петербург: Профессия, 2015. — 476 с.: ил.. — Библиогр.: с. 470-476.. — ISBN 978-5-91884-066-5.

51. Хворова, Ирина Александровна. Материаловедение. Технология конструкционных материалов : учебное пособие / И. А. Хворова;

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2011. — 212 с.: ил..

52. Шамшетдинова, Н.К. Повышение эффективности электрохимической защиты магистральных газопроводов при наличии отслоений изоляционного покрытия: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (05.17.03) / Шамшетдинова, Наталия Каюмовна, ВАК 25.00.19

53. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

54. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

55. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

56. СанПиН 3.5.2.541-96. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров.

57. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

58. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

59. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

60. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

61. ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

62. ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83. Гигиенические нормы уровней виброскорости.

63. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

## Приложение А

### **Investigation of the influence of work item hardening methods on the durability of the multi-stream switching manifold**

#### **1. Literature review**

One of the important scientific and technical tasks in the development of deposits is to ensure a high level and rate of production while maximizing the extraction of hydrocarbons. The identified problem is sand appearance and mechanical impurities, which leads to failures and breakdowns of various units and stop pipeline valves. This problem is urgent for deposits in Western and Eastern Siberia. A lot of research works, articles and patents are devoted to the problem of valves breakdown.

The multi-stream switching manifold (MSSM) relates to pipeline valves. Different variations of re-engineering are proposed by such authors as Efimov A.A., Malinochka A.M., Kravtsov M.V., Musaleev R.A., Khaziev R.M., etc. So, for example, in the patent RU 2 529 270C1 it's revealed that the lack of the device proposed in the patent RU83551U1 from 10.06.2009 was a carriage jamming (4). The reason for this is the wear of the shaft support (3), as a result of this, the carriage rotates around its axis and jamming occurs.

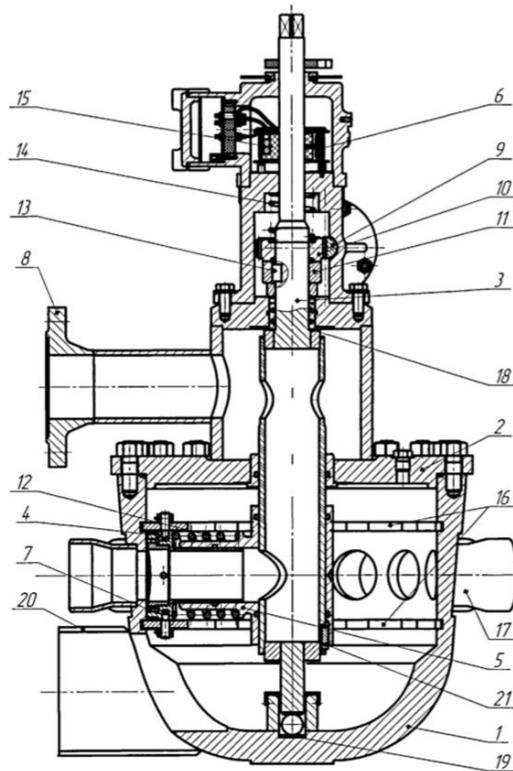


Fig.1 MSSM housing from the RU83551U1 patent

The problems of leaks between the housing and the nozzles, which are caused by the wear of the guide grooves, are also considered. The patent RU 2 614 952 C1 describes technical problems associated with radial holes (17) with radial holes in the housing, which have holes with radial holes (18).

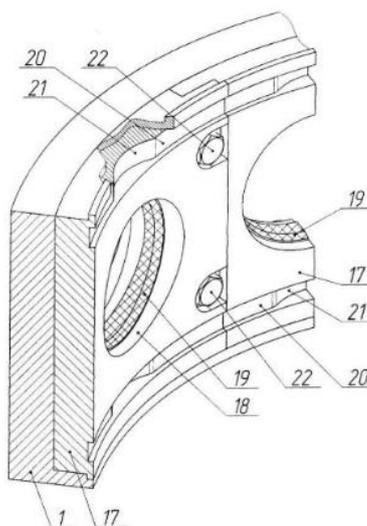


Fig.2 A hole of the MSSM in the patent RU 2 614 952 C1

Also, the tightness of valves is described in the work of Ahmetov H.A. and Samoilov V.B.

In his article Akhmetzyanov R.E. presents the main causes of MSSM failures, 47% of which account for the high corrosivity of the measured liquid and the largest number of replaced units. Arbuzov N.S., Shatalov S.A. and Pavlenko G.A. investigated the MSSM for pressure loss during the flow of a multiphase mixture through local resistances. In the MSSM the gas-liquid flow coming from individual wells, on the way to the measuring line, passes through the narrowing channels, changing the direction, speed and mode of movement. A model is proposed for calculating the local resistances of such a device for a two-phase flow. The results of theoretical analysis performed by the D. Chisholm method, as well as experiments conducted at the installation of LLC Oil and Gas Measuring Technologies, are presented. On the example of the MSSM it's shown that the calculations coincide with the experimental results well.

Zakharov A.G. developed the design and technological support for the manufacture of the "housing" part of the multi-stream switching manifold. The improvement of the MSSM by means of spraying was considered by Zaripova L.M. and Plahotin V.A. in their work. The work is devoted to the installation "Massomer - 3000" and cermet spraying.

## **2. The multi-stream switching manifold, an analysis of wear resistance and causes of failure**

### **2.1. The scheme of the automated group measuring unit (AGMU)**

When developing deposits at each well, the fluid flow rate and mechanical impurities are measured. The data is needed to control well operation modes, that allows timely elimination of deviations. Let's consider an example of such an installation – AGMU "Sputnik - A" (fig. 3). The installation allows for automatic measurement of the flow rate of wells and blocking reservoirs.

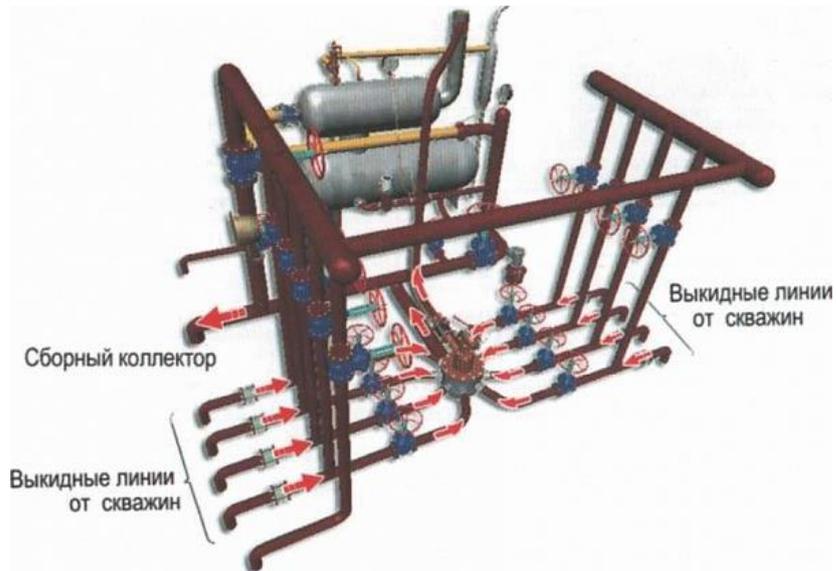


Fig.3 Automated group measuring units (AGMU) of the Sputnik type

AGMU includes two blocks. The first block is the technological one, in which measurements of the flow rate of the well are made (fig. 4). The second block is the hardware block, which contains instruments and apparatuses for work management.

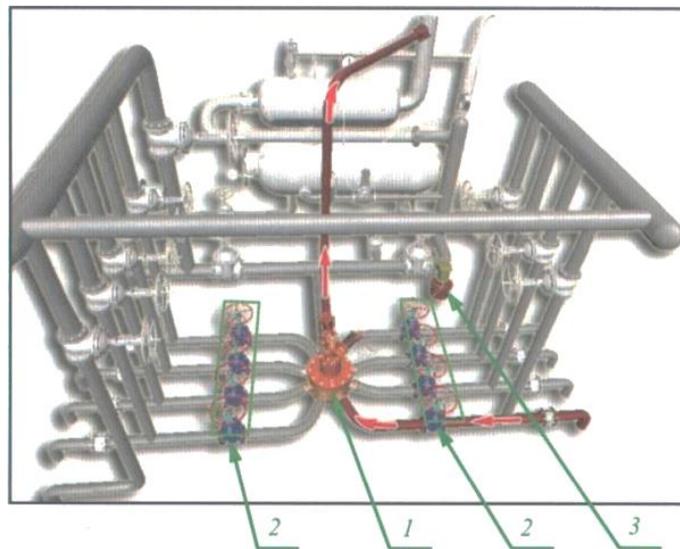


Fig.4 The technological block (1 – the MSSM; 2 - bottom row valves; 3 – a hydraulic drive)

Installed in the technological block of the MSSM, production from the well is supplied to it through the lower row of valves. Automatic switching of MSSM is provided by a hydraulic drive.

## 2.2. The description of a MSSM housing

MSSM consists of a housing with nozzles 1, a cover 2, with a measuring nozzle, a shaft 3, a piston drive 4 with a rack 5, a position sensor 6, a position indicator 7, a square (rotary nozzle) 8 and a movable carriage 9. A MSSM housing on the inner surface has two diametrical grooves with recesses against each hole.

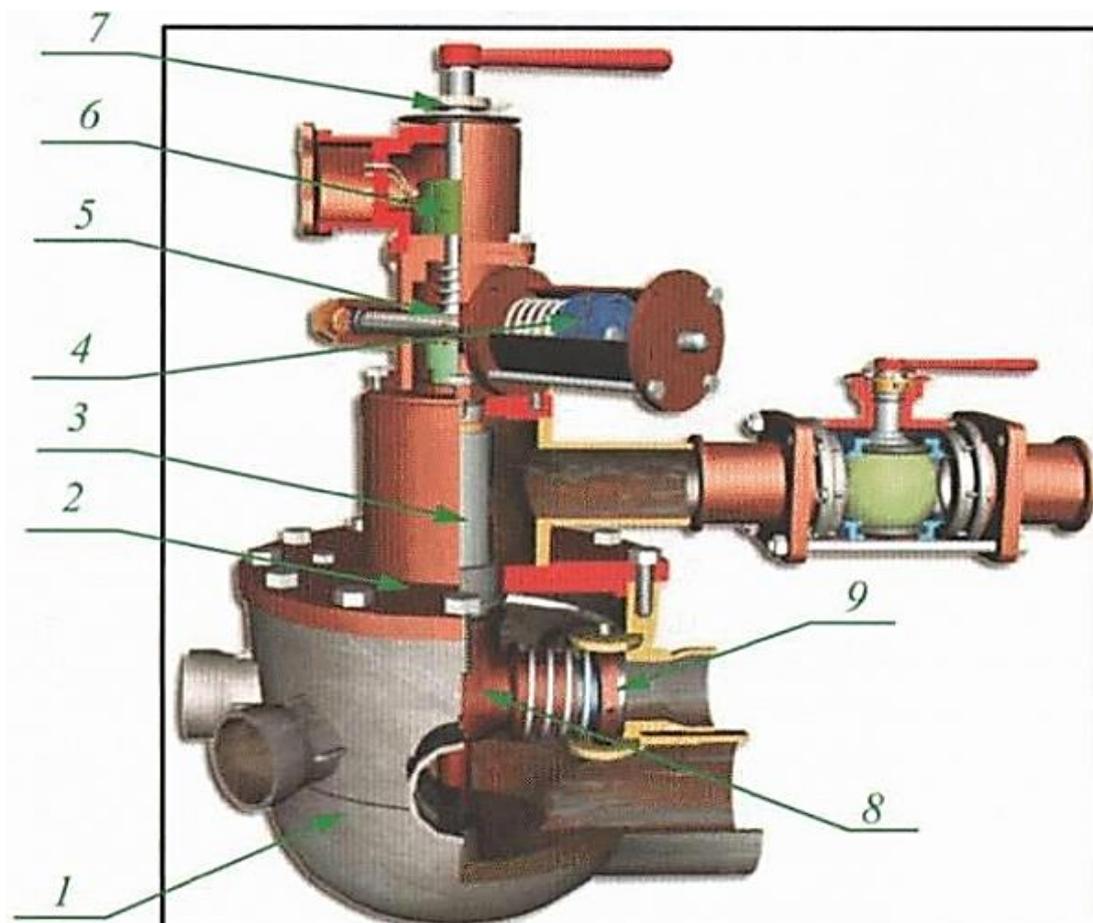


Fig.5 The multi-stream switching manifold

Carriage rollers move along the grooves. When the rollers move along the grooves, a gap is formed between the rubber gasket and the MSSM housing, and when the rollers hit the recesses, the gasket is pressed to the housing by a spring, providing tightness in the metering path. The fluid from the well installed on the meter passes

through the carriage, square, nozzle with holes mounted on the shaft of the MSSM and is sent to the measurement in the separation tank.

The fluid from other wells is sent to the accumulating collector through the outlet pipe. Automatic switching of the MSSM is carried out using a piston drive due to the oil pressure generated by the hydraulic drive.

### **2.3. A housing of the MSSM**

Inside the MSSM housing the position sensor of the rotary nozzle is attached, the signal from which is fed to the automation block where the number of the well installed for measurement is determined. The MSSM housing operates in an oil sphere at very low temperatures for 9 months (maximally reaching  $-60^{\circ}\text{C}$ ), as a result of which it can be said that the detail operates under conditions of gas-abrasive and corrosive wear.

The MSSM housing, from the point of view of wear resistance, undergoes hydroabrasive and corrosion wear. Hydroabrasive wear occurs due to the action of particles of the broken ground carried out from the depths of the well by a strong high-speed flow of oil. Corrosive wear is manifested due to the presence of associated petroleum gas, as well as oxygen in the friction unit, a chemical reaction occurs that has a direct negative effect on the metal.

### **2.4. Description of the problem**

The cause of the failure of this unit may be a leakage due to wear on the inner surface of the housing near the holes. When the rollers fall into the grooves, the gasket is pressed to the housing by a spring, providing tightness in the metering well. And if this surface is worn out, then due to the fact that the spring presses the gasket to the same size of the recess as with not worn surface, a gap appears in which oil can flow from the well, which was measured, which in turn leads to incorrect data about the flow rate of this well.



Fig.6 Defects in the MSSM housing

Grooves with recesses can also wear out, which also leads to leaks and incorrect measurement of the flow rate.

### **3. Building CAD models and calculations**

#### **3.1. Building a CAD model**

Solidworks 2016 x64 Edition software was guaranteed to create 3D models. After building the model, a calculation was made in Solidworks 2016 Simulation.

The model was created in stages. Since the housing is a part of rotation, we create a sketch on the “Front” plane and use the line tool to draw the rotation profile of the housing.

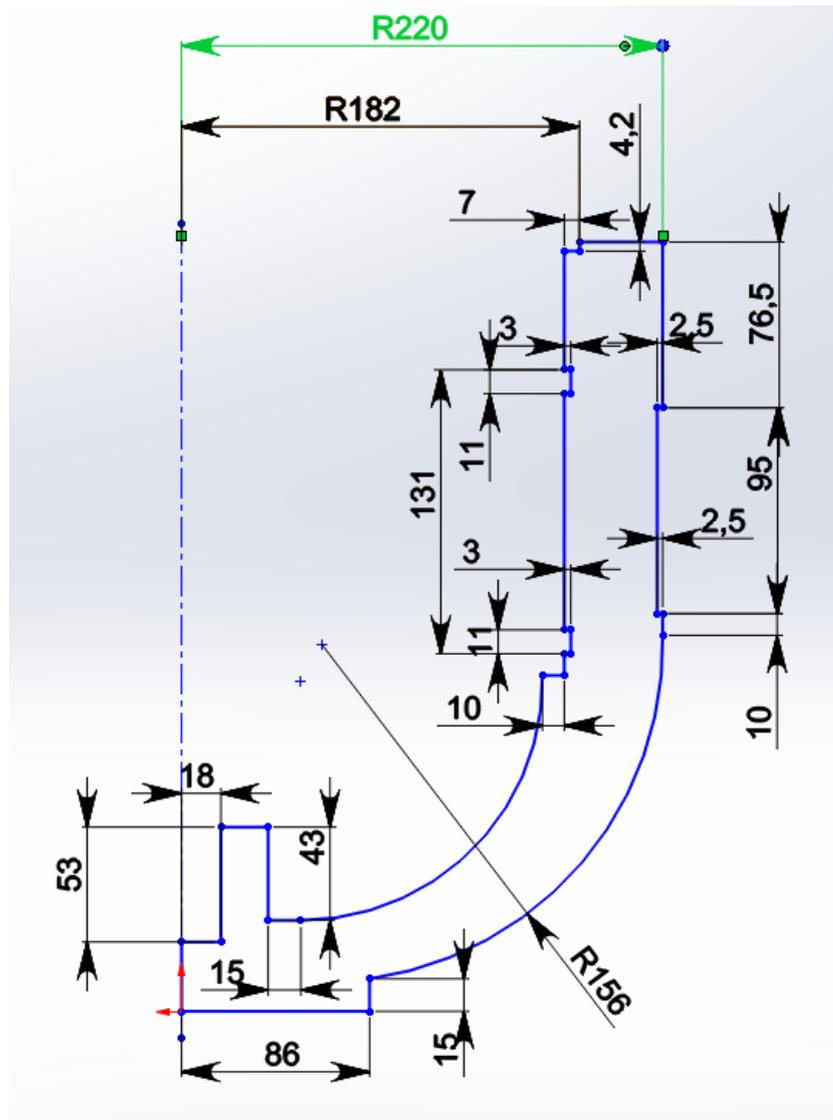


Fig.7 A sketch of the housing rotation profile

After that, using the “rotated lug” tool we create a 3D model of the housing. Figure 4 shows a section of the model along the plane “Front.”

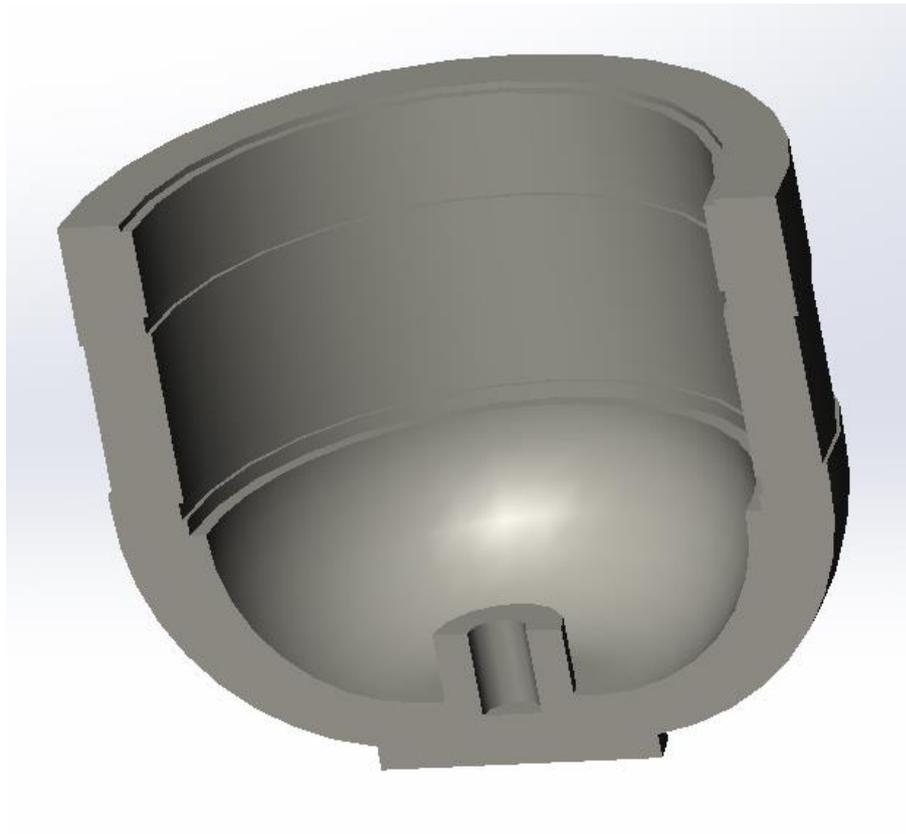


Fig.8 3D model of the housing in cross section

Then we add 2.5mm chamfers to the outer groove of the housing using the “Chamfer” element.

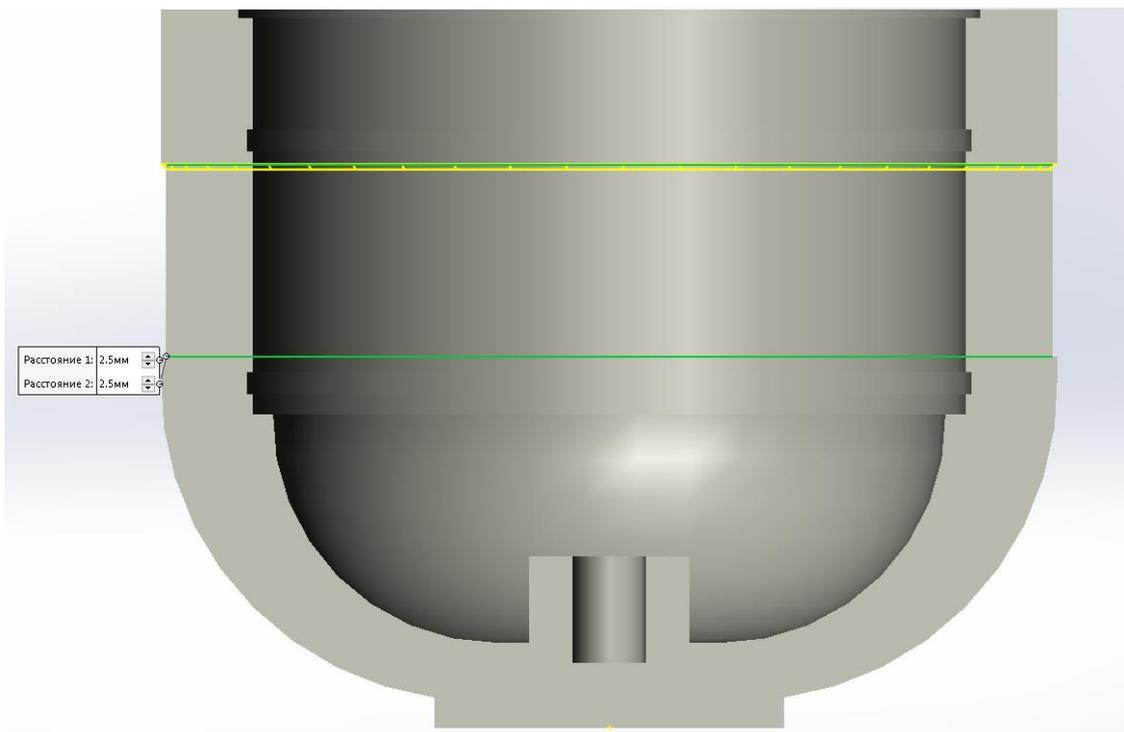


Fig.9 Adding chamfers to the model

Then we create a rounding with a radius of 8 mm in the lower part of the housing, using the "Rounding" command.

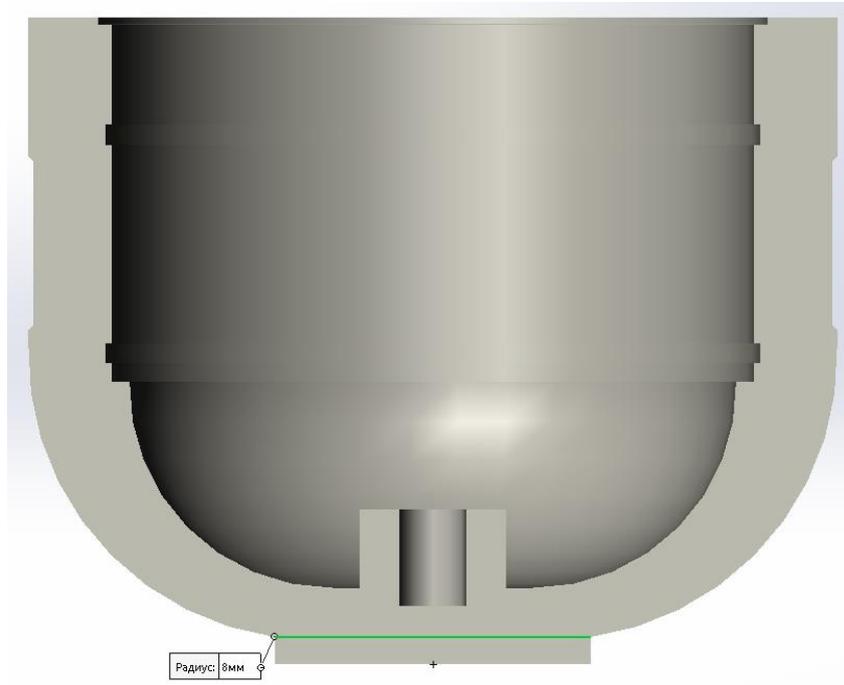


Fig.10 Creation of a rounding of the model

Next, we create a plane parallel to the "Front" plane and 221 mm apart from it using the "Reference Geometry" tool – "the Plane".

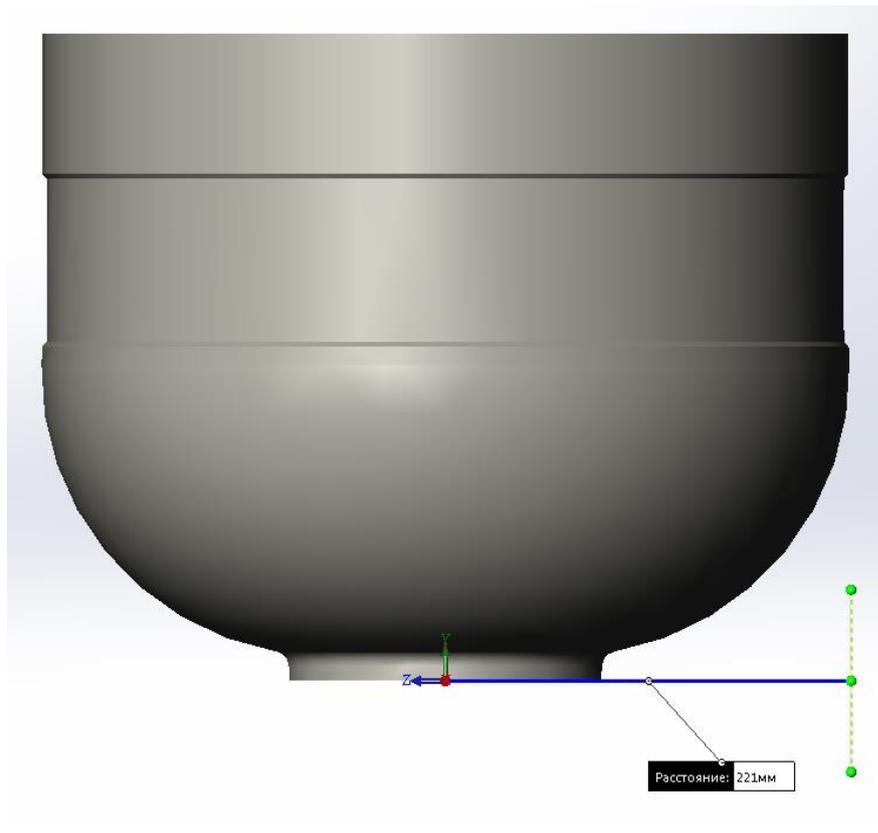


Fig.11 Creating an additional plane on the model

On a new plane, we create a sketch of a circle with a diameter of 180 mm, departing from the lower edge of the detail by the size of the radius.

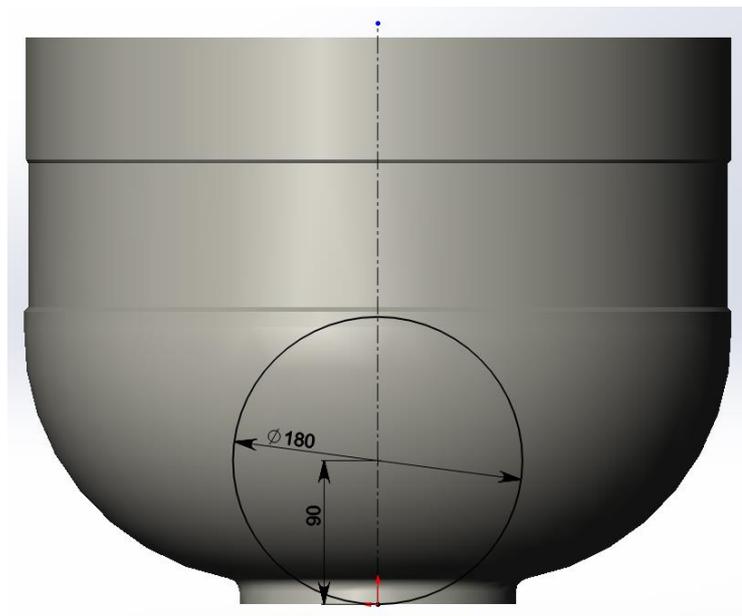


Fig.12 Creation of a sketch on a new plane

After that, we extrude the circle with the help of the “Lug-Pull out”. In the “direction” area we indicate until the next one.

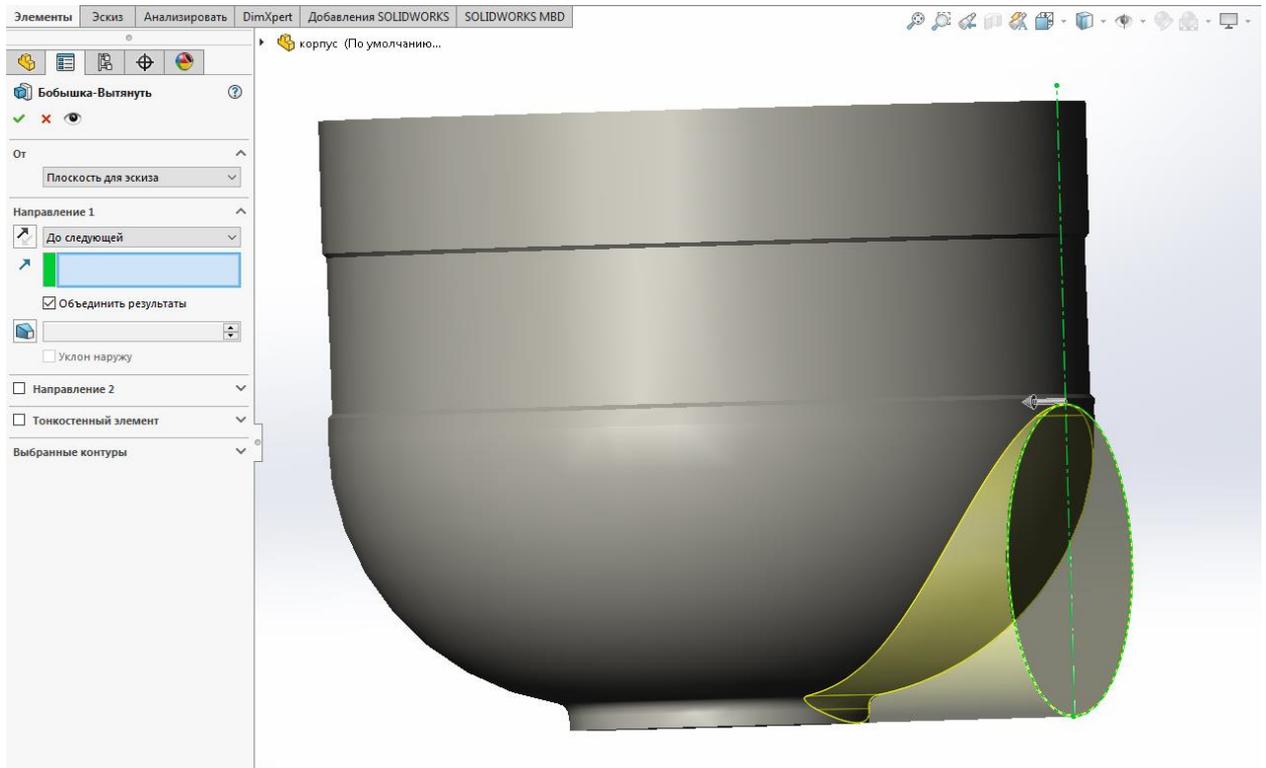


Fig.13 Creation of a lug from a new plane to a model

Then from the same plane we extrude another circle with a diameter of 161 mm, to a depth of 20 mm, using an “elongated cutout” tool.

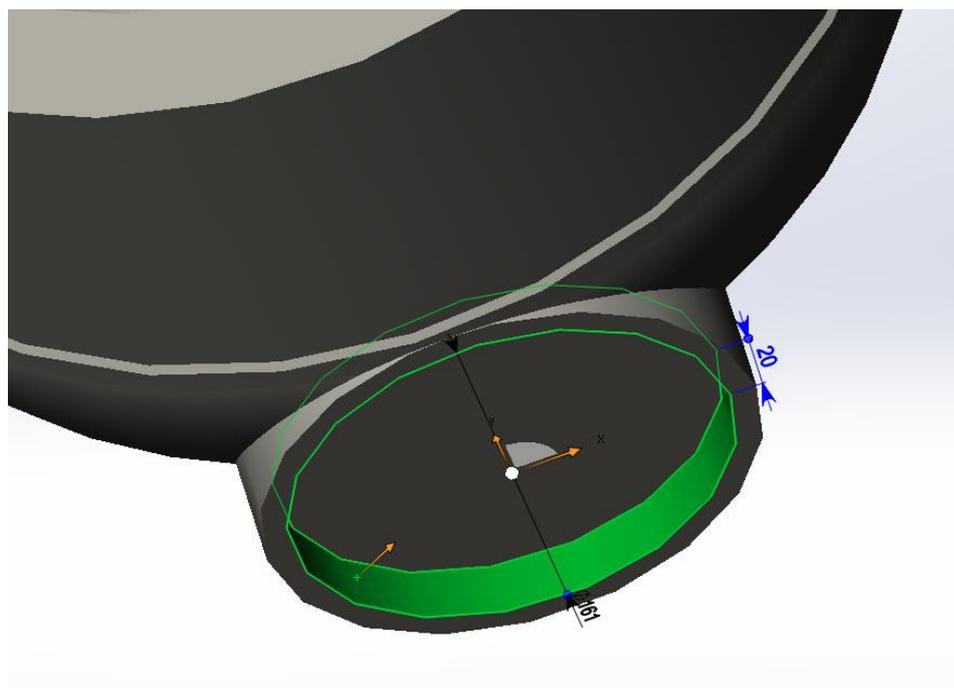


Fig.14 Creation of a cutout from a new plane

Then, we select the “Right” plane and make a sketch on it with the axis passing through the center of the previous circle.

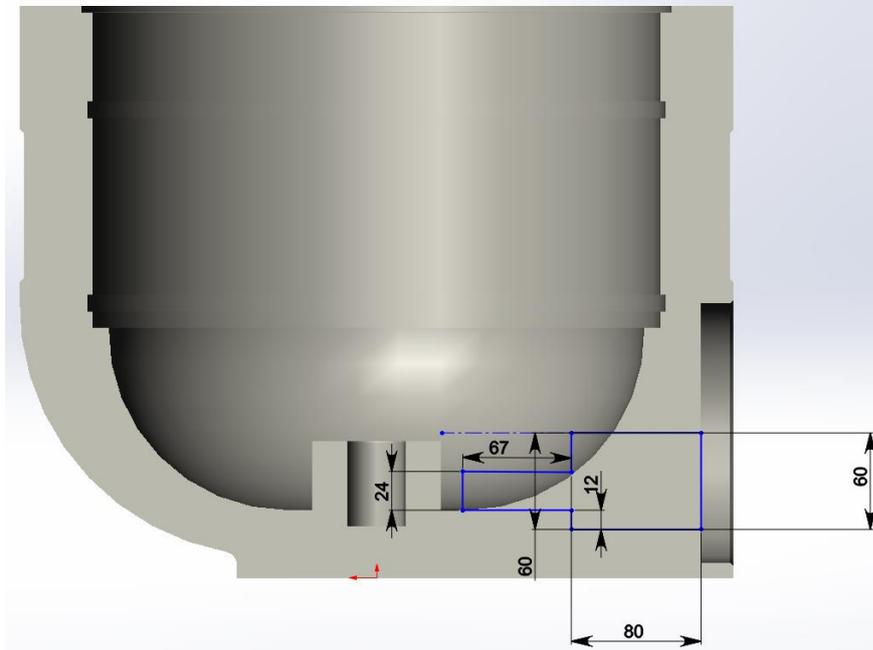


Fig.15 Creation of a sketch on the “Right” plane

Then we cut out our sketch using the “Rotated Cut” tool.

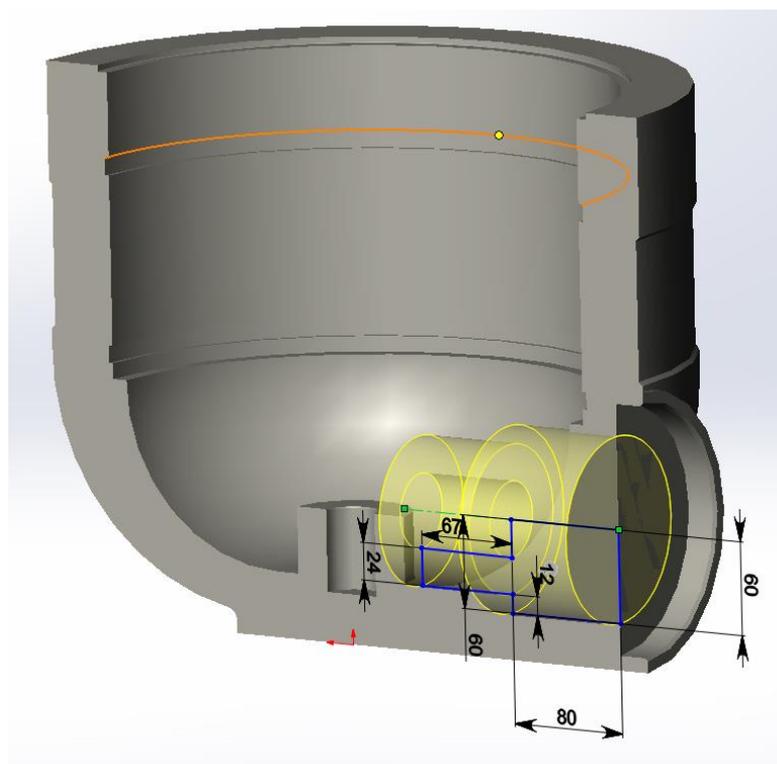


Fig.16 Creation of a sketch cutout

After that, we make a sketch of a circle with a diameter of 400 mm at the upper end and use the “Hole for Fasteners” tool to create an M18 hole with a depth of 25 mm and a thread depth of 22 mm.

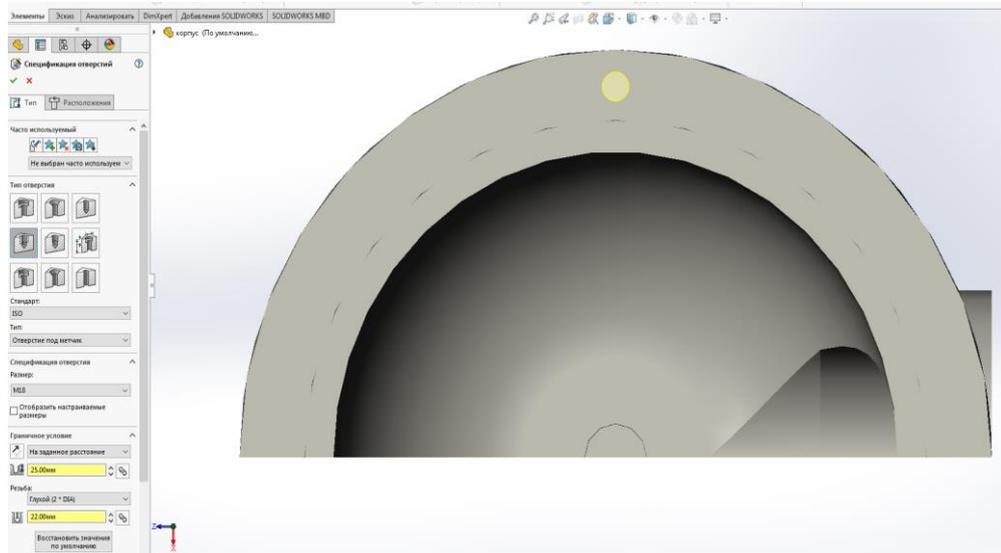


Fig.17 Creation of a hole on the model

Then using the “Circular array” command, we create 19 additional holes in a circle.

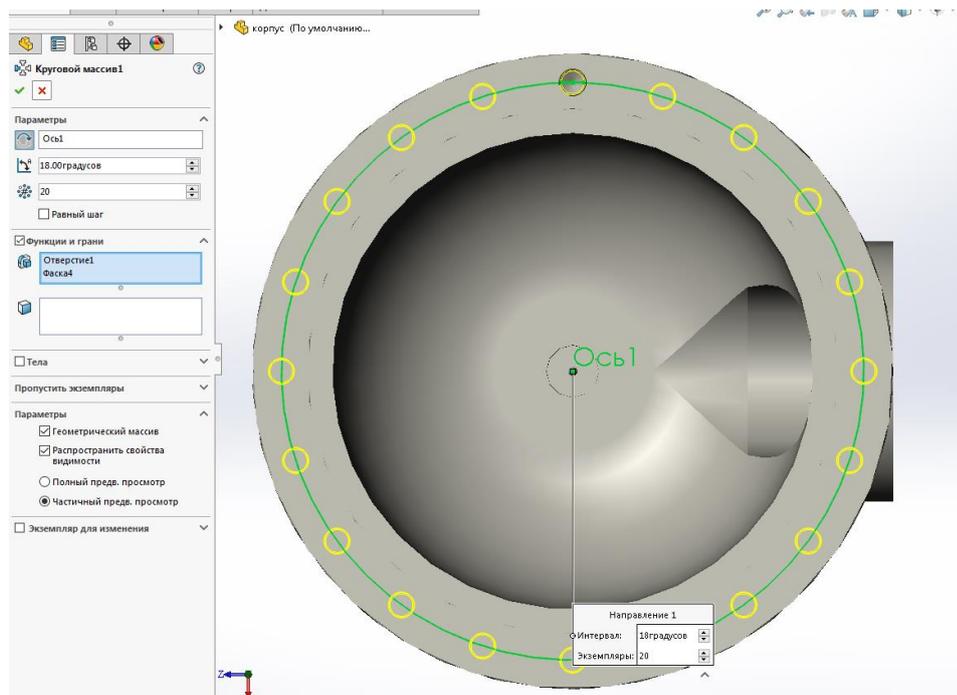


Fig.18 Creation of an array of holes

After that, using the “Reference Geometry” - “Plane” tool, we make a plane parallel to the lower plane of the housing at a distance of 231 mm.

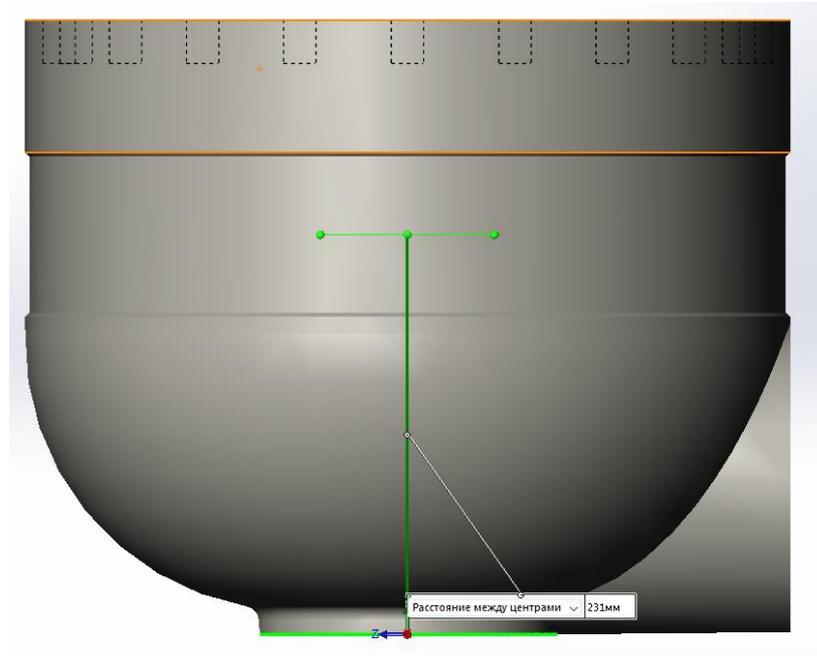


Fig.19 Creation of a new plane

On a plane, we make a sketch and use the “Rotated Cutout” tool to make a cutout for a hole in the housing.

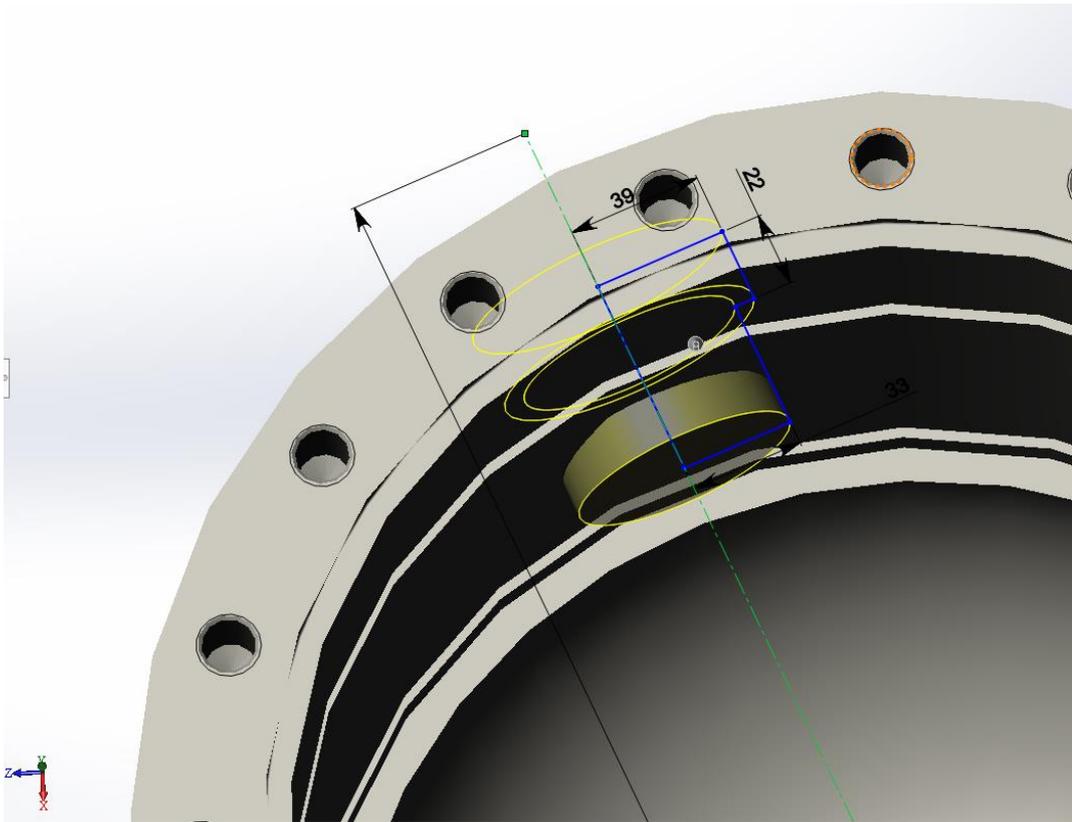


Fig.20 Creation of a cutout on a plane

Using the “Circular Array” tool, we make another 7 holes in the housing.

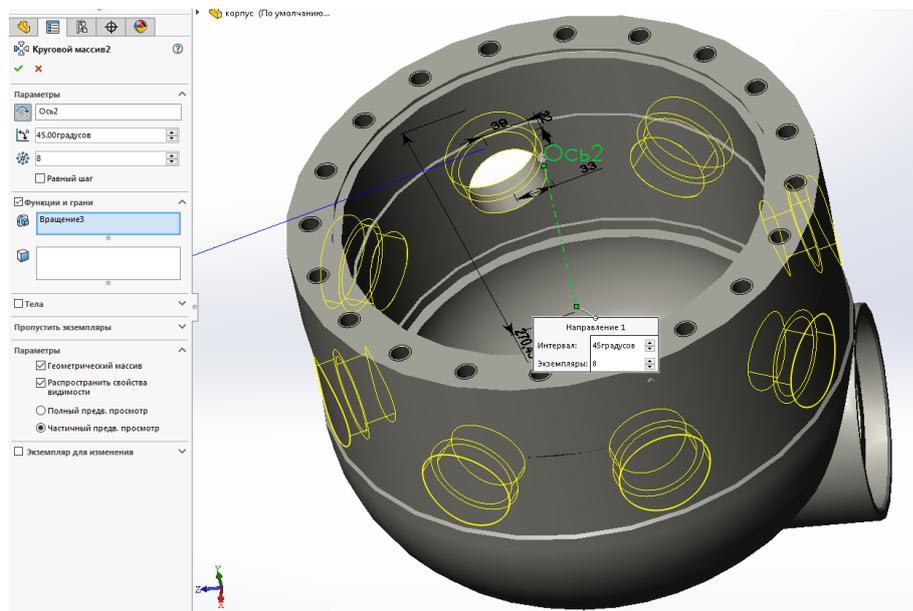


Fig.21 Creation of an array of holes

Now we make the grooves inside the housing to stop the rollers of the movable carriage. To do this, on the lower plane of the upper groove, we sketch a

circle with a diameter of 40 mm, at a distance of 163.5 mm from the center of the housing, and extrude it upward by 11 mm.

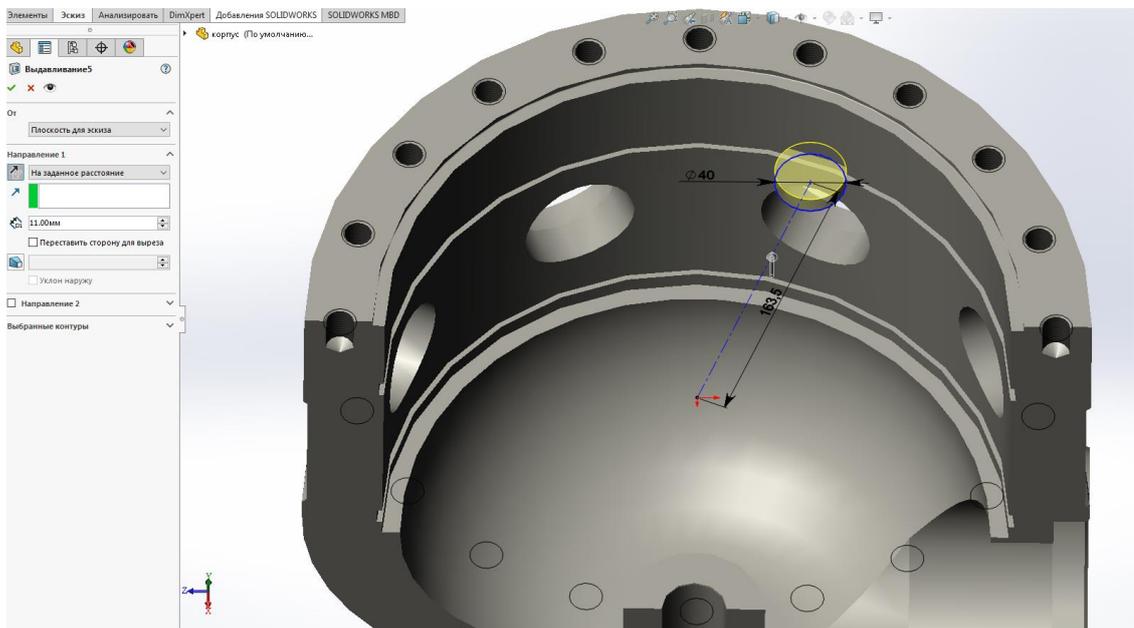


Fig.22 Creation of the upper groove for rollers of the movable carriage

Using the “array”, we make a groove above each hole in the MSSM housing.

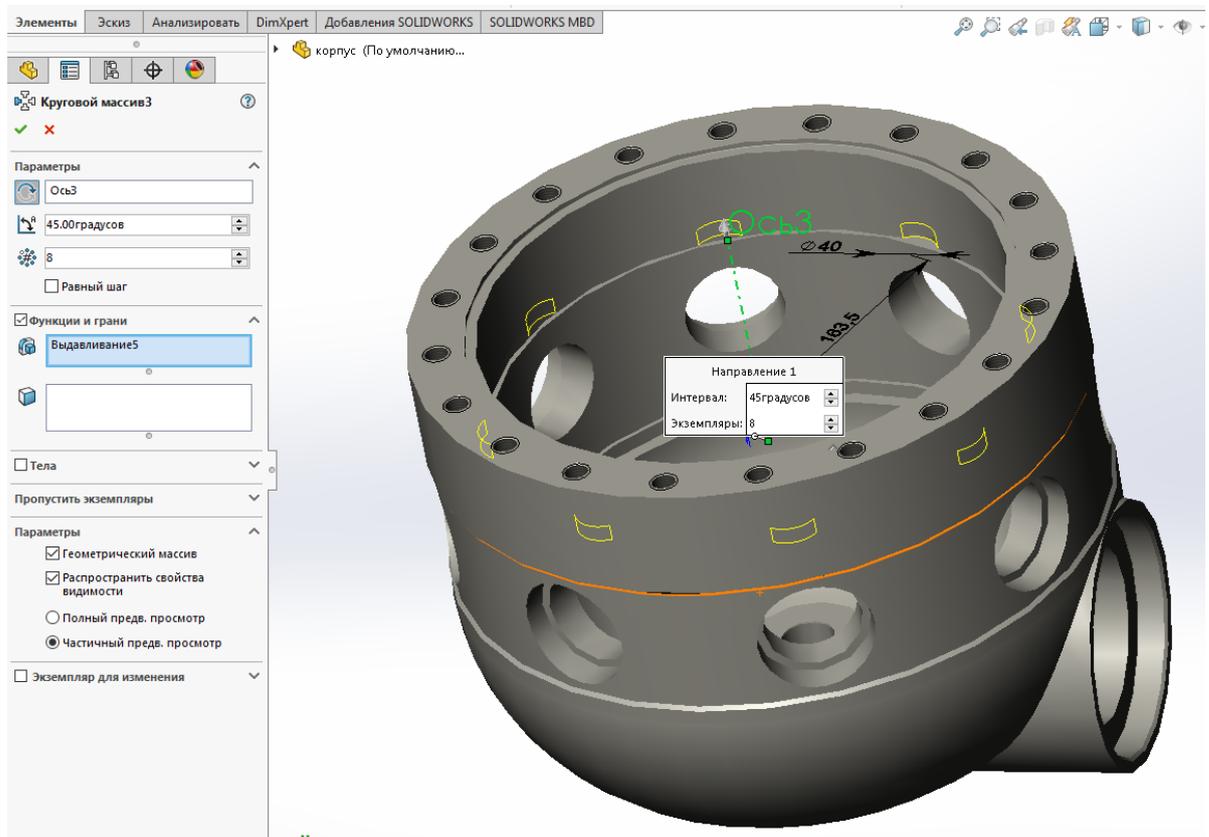


Fig.23 Creation of an array of the top groove

In the same way, we make the lower groove by sketching a circle with a diameter of 40 mm, at a distance of 163.5 mm from the center of the housing, and extrude it upward by 11 mm.

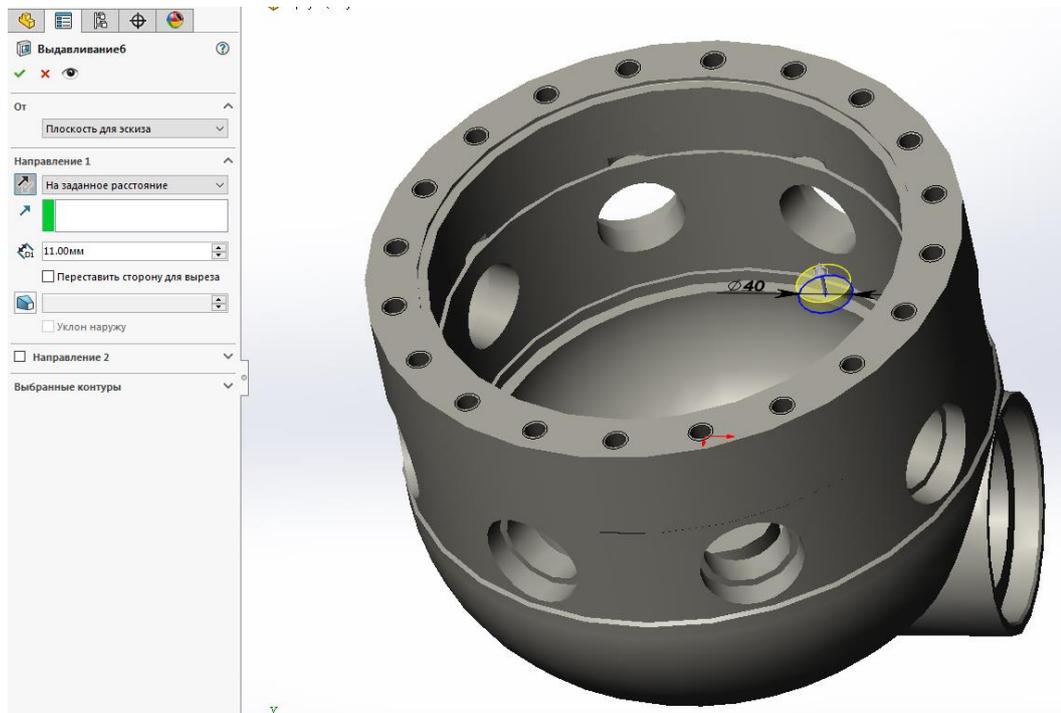


Fig.24 Creation of the lower groove for rollers of the movable carriage

Using the “array”, we make a groove under each hole in the MSSM housing.

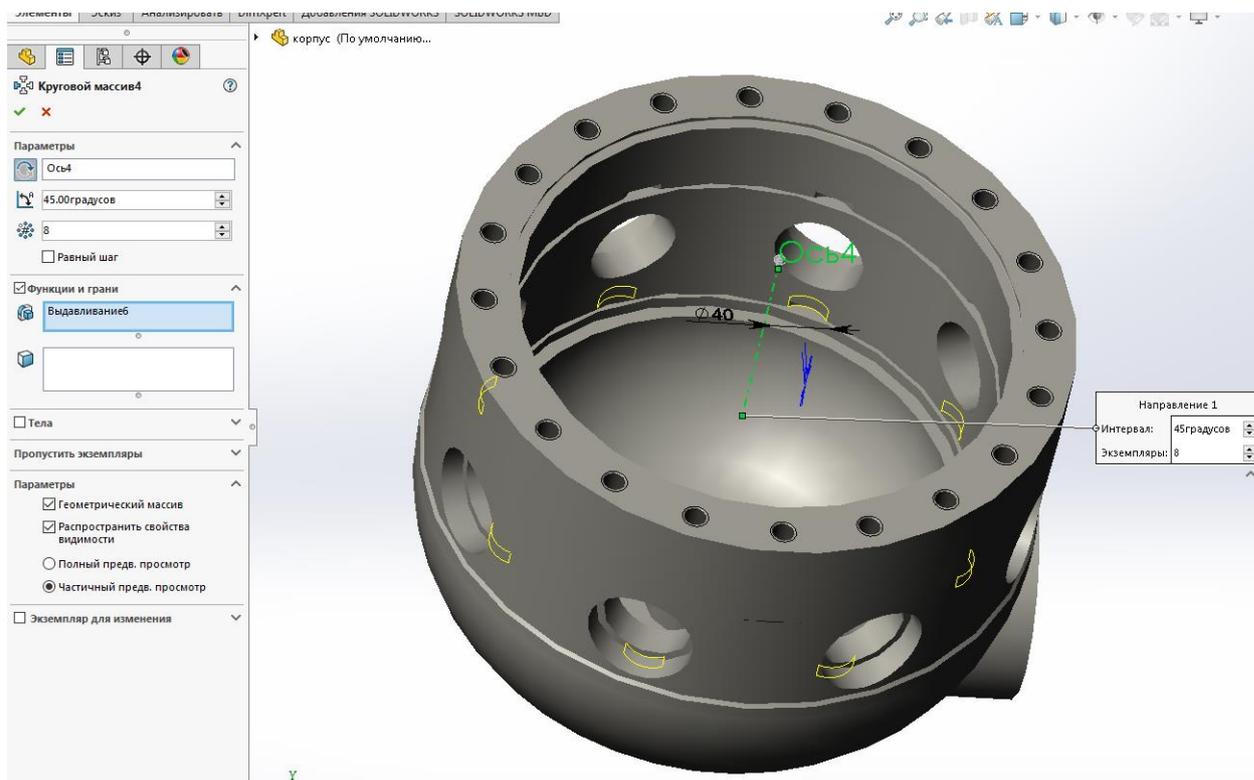


Fig.25 Creation of an array of the bottom groove

The final model in the cross section is shown at the fig. 22.

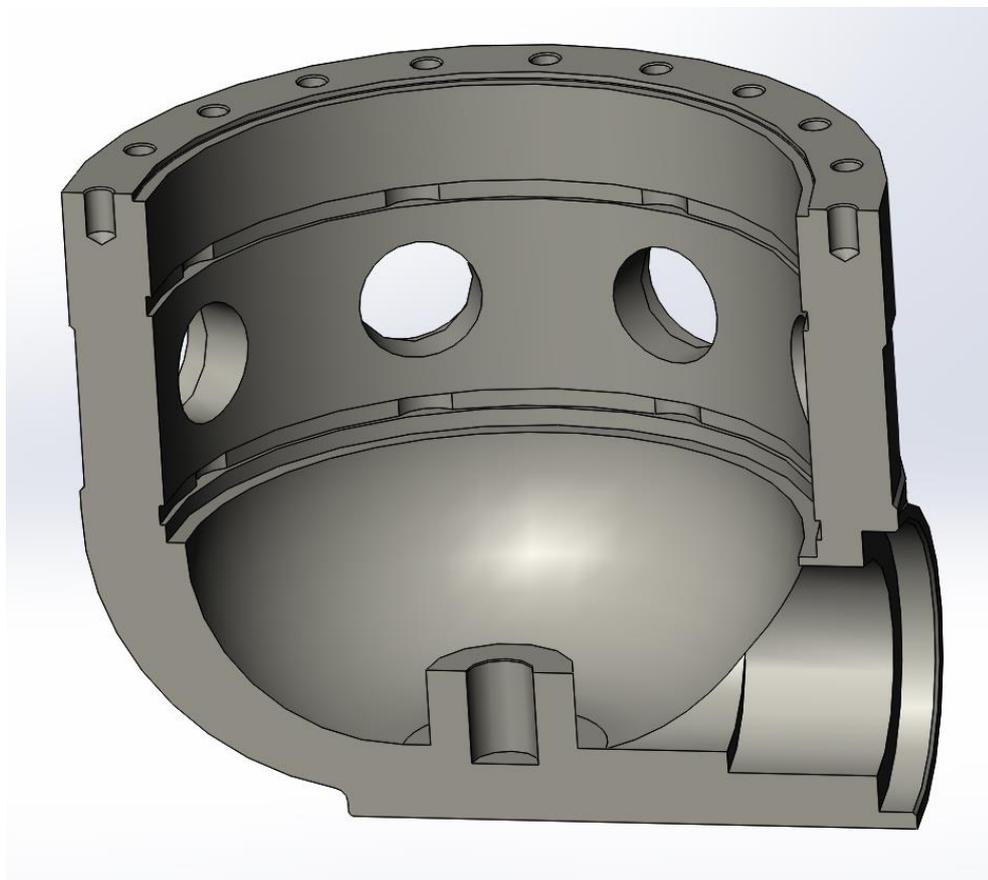


Fig.26 The completed model of the MSSM housing

### 3.2. Preparation for the calculation

We check the geometry.

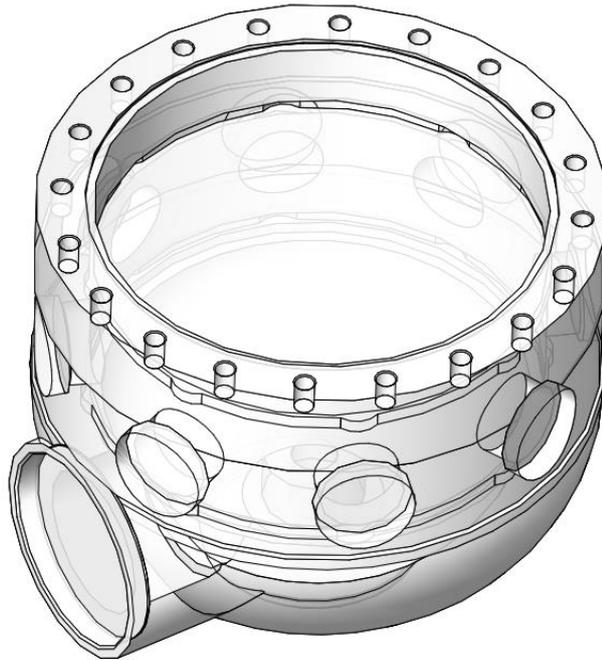


Fig.27 Geometry definition

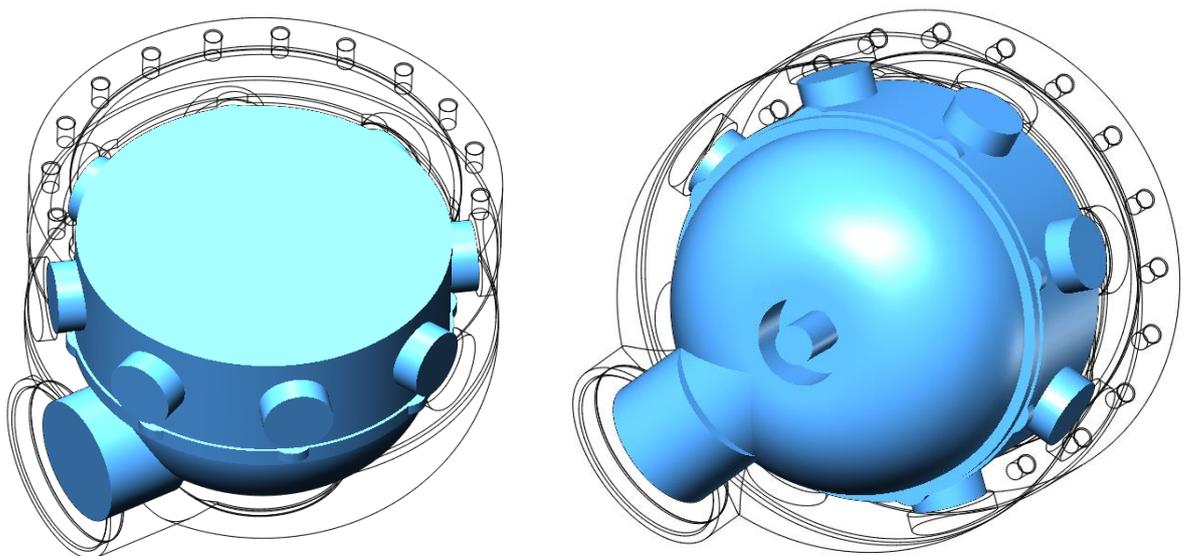


Fig.28 Geometry definition (top view and bottom view)

We make a choice of liquid. Then we determine the inlet and the verges of the imposition of forces.

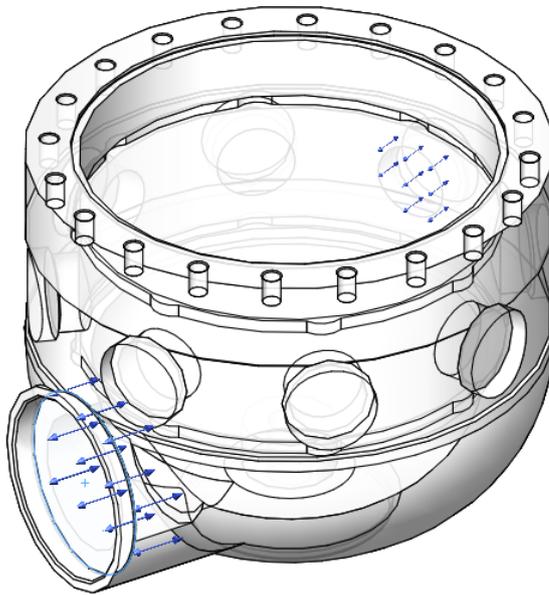


Fig.29 The imposition of forces

(a verge 1)

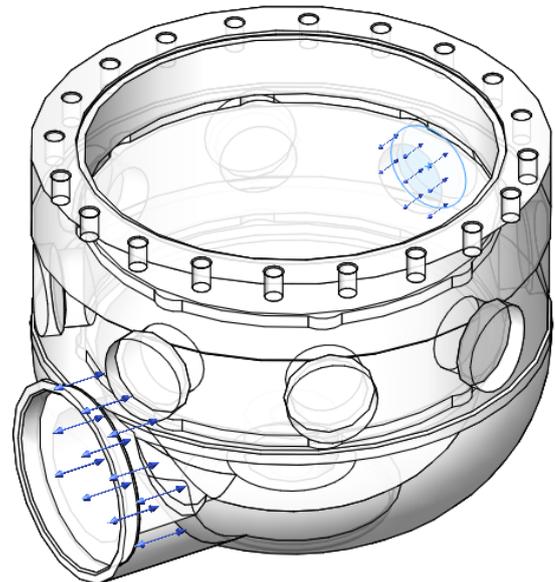


Fig.30 The imposition of forces

(a verge 2)

### 3.3. An analysis of results

SOLIDWORKS FloXpress is the first tool of a qualitative flow analysis, which help to understand how fluid or air flows inside a model designed in SOLIDWORKS. To get quantitative results, such as a pressure difference, flow rate, etc., you must use the SOLIDWORKS Flow Simulation program. Visit [www.solidworks.com](http://www.solidworks.com) for more information about SOLIDWORKS Flow Simulation features.

Table 1 Medium Pressure 1

Type	Medium Pressure
Faces	Verge<1>@Lug-Pull out1
Meaning	Medium Pressure: 101325.00 Pa

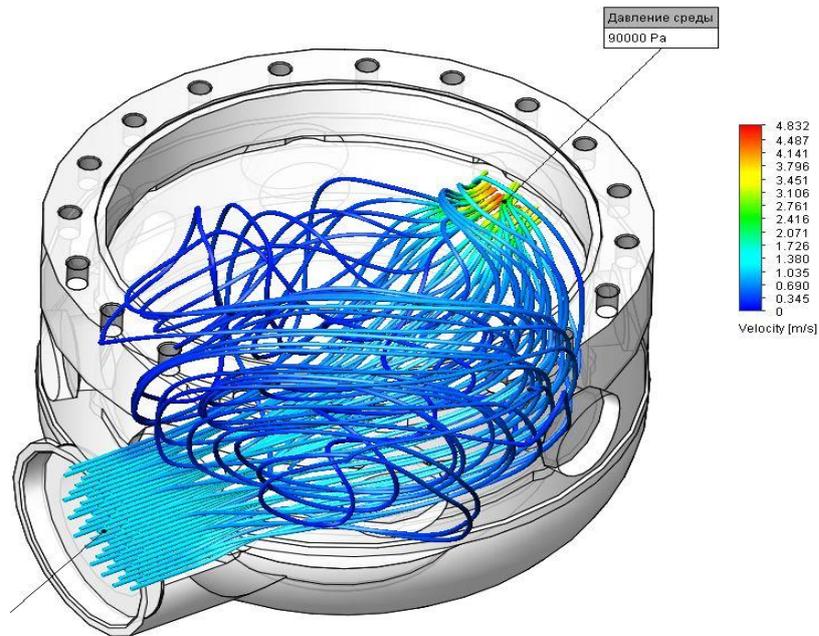
	Temperature: 293.20 K
--	-----------------------

Table 2 Medium Pressure 2

Type	Medium Pressure
Faces	Verge<2>@Lug-Pull out5
Meaning	Medium Pressure: 90000.00 Pa Temperature: 293.20 K

Table 3 Results

Name	Unit	Meaning
Maximum speed	m/s	4.823



According to the results, it can be observed that the maximum pressure will be at the outlet, in the groove of the outlet.

### **3.4. An analysis of experience in solving this problem**

The first solution to this problem was proposed to make the MSSM housing of stainless steel. Since stainless steel is resistant to corrosion in the atmosphere and aggressive environments.

This option is not profitable from an economic point of view, since a stainless steel case will significantly increase the cost.

The second possible option was to produce MSSM housings or to make restoration by surfacing a corrosion-resistant coating on the inner surface of the housing. It is possible to manufacture or make restoration by the Central Production Services Base for Drilling and Oilfield Equipment of the Open Joint-Stock Company “Surgutneftegas”. Since 2007, in “Surgutneftegas” there are mastered technologies of the production of new MSSM housings, as well as the restoration of worn ones, including using of corrosion-resistant surfacing. When restoring the worn MSSM housing, the groove of the inner worn surface is made, at which all flaws, defects of the gully, and cavity are removed. After that, a corrosion-resistant wire is attached to the sharpened part. Then, machining and grinding of the weld surface is performed. Thus, the MSSM housing is not inferior in its characteristics to the new one.