

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

Институт нефти и газа
Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э. А. Петровский
« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов
нефтегазового производства»

**Разработка универсального бурового инструмента для строительства
термокейсов**

Руководитель	_____	_____	А. К. Данилов
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		А. А. Кусакин
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

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

Институт нефти и газа

Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« ____ » _____ 2017 г.

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

Студенту Кусакину Андрею Александровичу

Группа ГБ 13-07

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка универсального бурового инструмента для строительства термокейсов»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР А.К. Данилов, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Параметры бурения, категории встречаемых пород по шкале профессора М.М. Протодяконову, глубина бурения 50 м, крутящий момент базовой буровой машины 32кНм.

Перечень разделов ВКР:

Введение.

Раздел 1 – Обзор используемых технологий бурения. Общие сведения.

Раздел 2 – Расчет и обоснование выбора режущей части рабочего инструмента.

Раздел 3 – Проектирования рабочего инструмента.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Сборочный чертеж бурового инструмента (1 лист формата А1), чертеж корпуса инструмента (1 лист формата А1), сборочный чертеж долота(1 лист формата А3), чертёж резца (1 лист формата А4), чертёж втулки (1 лист формата А4) презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР _____ А. К. Данилов

Задание принял к исполнению _____ А. А. Кусакин

«___» _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка универсального бурового инструмента» содержит 66 страниц текстового документа, 42 рисунка, 6 таблицы, 2 приложение, 13 использованных источников, 5 листа графического материала.

ТЕРМОКЕЙС, МЁРЗЛЫЙ ГРУНТ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИНСТРУМЕНТ, БУРЕНИЕ, СКВАЖИНА.

Цель работы: Создание универсального бурового инструмента, позволяющего эффективно разрабатывать грунты и породы различных категорий с применением технологии удаления шлама при помощи промывочной жидкости.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- проведен анализ существующих конструкций;
- патентно-информационный обзор;
- выбрана конструкция бурового инструмента;
- расчёт параметров рабочего инструмента;
- спроектирован эскиз рабочего инструмента.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Обзор используемых технологий бурения. Общие сведения.....	8
1.1 Термоизолирующее направление	8
1.1.1 Термокейс фланцевым соединением. Патент № RU74415	9
1.1.2 Термокейс с резьбовым соединением. Патент № RU1601..	11
1.2 Обзор используемого инструмента	12
1.2.1 Шнековое бурение.....	13
1.2.2 Колонковое бурение	15
1.2.3 Реактивно-турбинное бурение	16
1.2.4 Бурение скважин с применением шарошечных расширителей	19
1.3 Патентный обзор.....	23
1.3.1 Патент № 2578229	23
1.3.2 Патент № 2068068.....	25
1.3.3 Патент № 2072047	27
1.3.4 Патент № 6800761.....	29
1.4 Выводы к главе.....	30
2 Расчет и обоснование выбора режущей части рабочего инструмента.....	31
3 Проектирования рабочего инструмента	38
3.1 Построение корпуса.....	38
3.2 Построение долота.....	47
3.3 Построение втулки крепления резца	49
3.4 Сборка конструкции	51
3.5 Исследование в программе SOLID WORKS Flow Simulation.....	53
Заключение	57
Список используемой литературы	59
Приложение А	61
Приложение Б	66

ВВЕДЕНИЕ

Структура поверхностного слоя земли включает в себя различные категории грунтов и пород. Они имеют большой диапазон крепости. На небольшом участке поверхностного слоя могут встретятся как мягкие песчаники, так и твердые скалистые породы. Классические системы бурения не справляются с разработкой постоянно меняющейся структурой породы. Особенно эта проблема выражается при бурении скважин большого диаметра, как раз необходимых для установки термоизолирующего направления.

В связи с этим, целью работы является создание универсального бурового инструмента, позволяющего эффективно разрабатывать грунты и породы различных категорий

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач. Требуется провести анализ конструкций буровых инструментов, используемых для бурения скважин большого диаметра в настоящее время. На основании проведенного анализа выявить преимущества и недостатки существующих конструкций и выбрать такую конструкцию бурового инструмента, которая будет включать в себя преимущества используемых решений и максимально исключать недостатки.

В данной работе будет представлена разработка новой конструкции бурового инструмента. Проектирование ведется в несколько этапов. После сбора и анализа информации о существующих конструкциях разрабатывается эскизный проект, в котором показано конструктивное отличие проектируемого объекта от уже используемых.

Далее идет этап непосредственно проектирования, в котором на основании расчетов строится модель разрабатываемого устройства, разрабатывается техническая документация. Полученная модель в свою очередь анализируется и дорабатывается.

Конечным результатом данной работы является модель конструкции универсального бурового инструмента способного эффективно разрабатывать как мягкие так и твердые грунты породы

1 Обзор используемых технологий бурения. Общие сведения

1.1 Термоизолирующее направление

В настоящее время основная часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в северных широтах в условиях вечной мерзлоты. Освоение месторождений в данном случае приводит к значительному повышению капитальных затрат, связанных с необходимостью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород. В случае слишком близкого расположения устьев скважин друг к другу при эксплуатации происходит активное растепление окружающих пород, в результате чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Например, в результате образования протяженных каверн конструкция скважины может потерять продольную устойчивость и деформироваться. Поэтому месторождения нефти и газа в северных широтах обустроиваются с достаточно большим расстоянием между устьями скважин. Например, на Заполярном и Ямбургском газовых месторождениях расстояние между кустовыми скважинами составляет 40 метров. А ведь увеличение расстояния между устьями ведет к значительному увеличению капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет один-два метра.

В настоящее время эта проблема решается применением термоизолирующего направления обсадной трубы (термокейса). Конструкция термокейса разработана и запатентована компанией ЗАО «СИБПРОМКОМПЛЕКТ» (г.Тюмень) в 2008 году. Колона изготавливается из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуританом (ППУ). По типу соединения секций термокейсы изготавливаются в двух вариантах с фланцевыми и резьбовыми соединениями, о чем свидетельствуют патенты RU74415 и RU160010.

1.1.1 Термокейс фланцевым соединением. Патент № RU74415

Для защиты грунта от растепления глубиной до 30 метров используются термокейсы с фланцевым соединением. Конструкция термокейса представлена на рисунке 1.

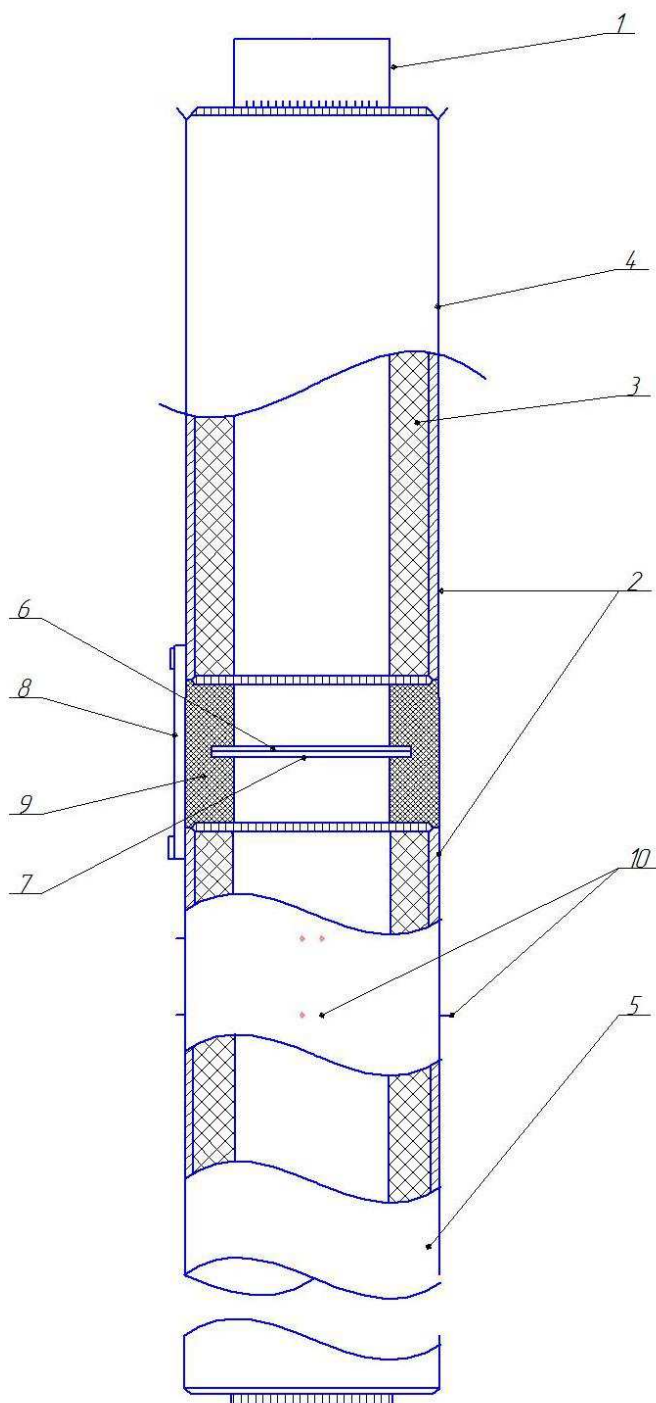


Рисунок 1 – Конструкция термокейса с фланцевым соединением

Термоизолирующее направление состоит из коаксиально расположенных внутренней и наружной труб 1 и 2, между которыми размещен теплоизолирующий материал 3. Направление выполнено сборно-разборным из верхней части 4 и нижней части 5. В зоне стыка внутренние трубы 1, выступают из наружных труб 2 верхней и нижней частей направления и снабжены фланцами 6 и 7, которые соединены между собой. Зона стыка между наружными трубами перекрыта обечайкой 8, при этом полость между обечайкой 8 и внутренней трубой 1 заполнена теплоизолирующим материалом 9. На наружной трубе нижней части 5 выполнены крепежи 10, предназначенные для временной фиксации ребер. Перед спуском нижней части 5 в скважину на крепежи 10, которыми могут быть шпильки, закрепленные в стенке наружной трубы 2, устанавливают ребра. При спуске в скважину нижняя часть направления ребрами опирается на стенки скважины. Затем производят монтаж (сборку) направления. На нижнюю часть устанавливают верхнюю, соединяют фланцы, зону стыка заполняют теплоизолирующим материалом и перекрывают обечайкой. После чего снимают ребра с крепежей и спускают направление на заданную глубину.

1.1.2 Термокейс с резьбовым соединением. Патент № RU 160010

Для защиты грунта от растепления глубиной свыше 30 метров, используются термокейсы с резьбовым соединением. Конструкция термокейса представлена на рисунке 2.

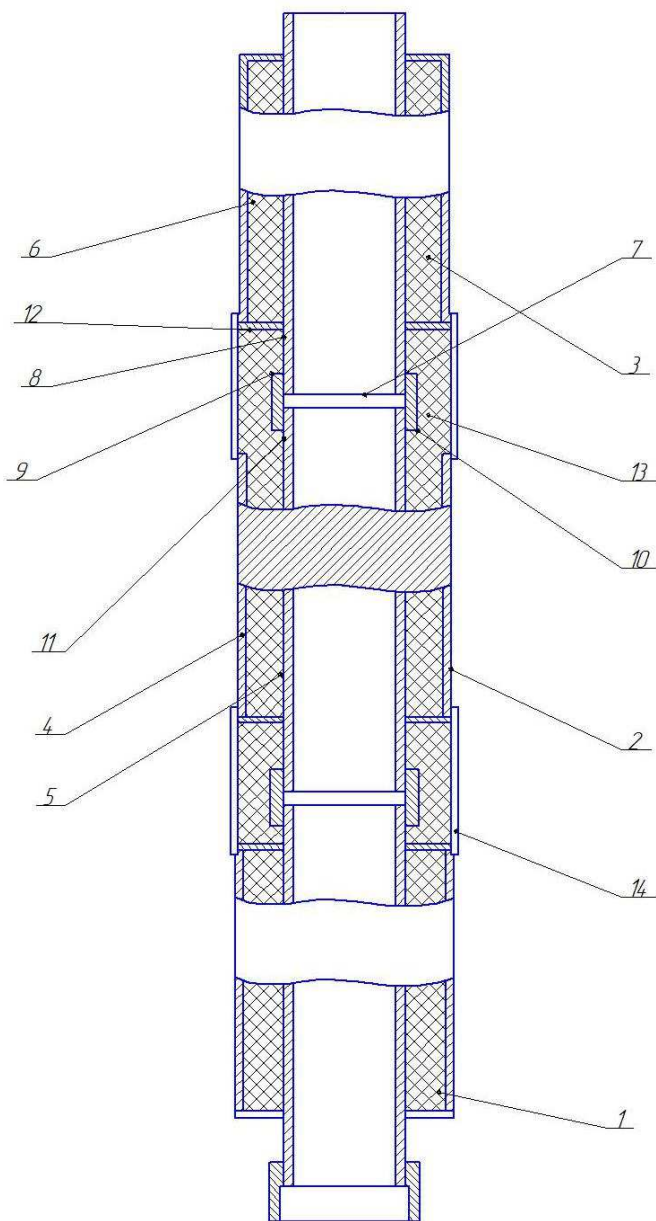


Рисунок 2 – Конструкция термокейса с резьбовым соединением

Термоизолирующее направление буровой скважины состоит из трех секций 1, 2, 3. Каждая из секций 1, 2 и 3 в зоне стыка 7 имеет выступающие из наружной трубы 5 нижние концы 8 внутренней трубы 4. Нижние концы 8 внутренней трубы 4, содержащие ниппельную часть 9 в секции 2, связываются посредством резьбовой муфты соединения 10 с верхними концами 11 внутренней трубы 4, нижней секции 1, что обеспечивает повышение надежности и долговечности работы узлов стыка секций термоизолирующего направления. Каждая полость 12, в зоне стыка 13 секций 1 и 2 между наружными трубами 5 и связанными между собой, внутренними трубами 4 заполнена теплоизоляционным материалом 6, который представляет собой установленные теплоизоляционные скорлупы, перекрытые в зоне стыка 13 обечайкой 14, зафиксированной посредством хомута.

1.2 Обзор используемого инструмента

При использовании термокейсов возникает необходимость бурения скважин большого диаметра (до 1000 мм) и глубиной до 50 метров. В данной главе проведен литературно-патентный обзор существующего для этих задач оборудования [1].

В настоящее время для бурение скважин большого диаметра применяются следующие технологии:

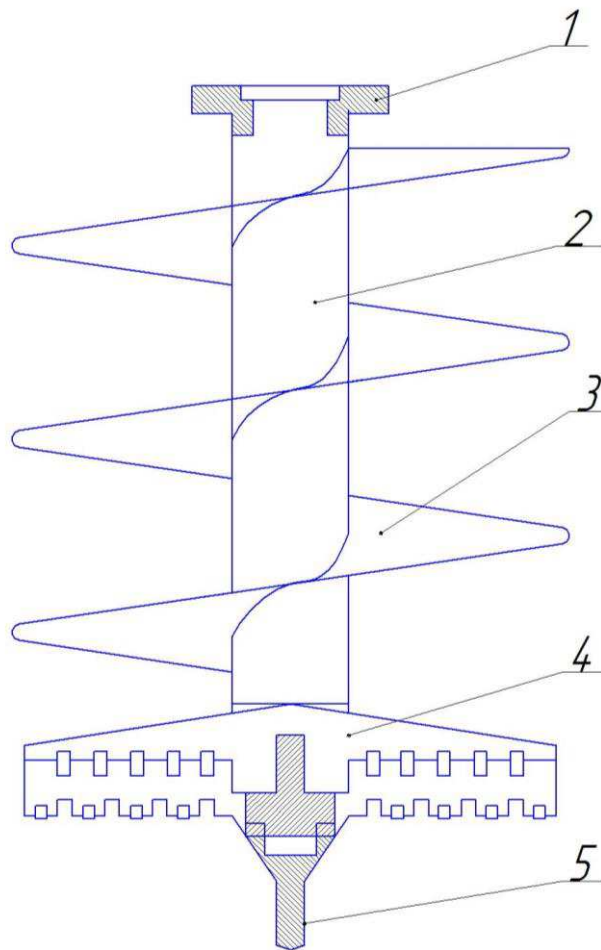
- Шнековое бурение;
- Колонковое бурение;
- Реактивно-турбинное бурение;
- Бурение скважин с применением шарошечного расширителя.

1.2.1 Шнековое бурение

Бурение скважин шнековым методом применяется в основном для песчаных и гравийно-песчаных грунтов. Оно производится инструментом, который имеет буровую головку, следом за которой идет шнековая навивка, отводящая грунт. Конструкция шнекового инструмента представлена на рисунке 3

Для шнекового бурения применяют буровые установки с подвижным вращателем с повышенным крутящим моментом, имеющие ход подачи в основном 1,8-3,0, иногда до 15 м. Шнеки соединяются между собой посредством резьбы или элементов фигурного сечения. В процессе бурения режущие элементы долота охлаждаются разрушенной породой [2].

Подъем породы происходит благодаря её скольжению по шнековой спирали, поскольку трение породной массы о поверхность шнека меньше, чем трение о стенки скважины. При нормальном транспортировании разрушенная порода заполняет 0,2-0,4 объема межвиткового пространства. Производительность шнекового транспортёра обычно больше или равна производительности долота, выраженной в объеме разрушенной породы.



1 – фланец; 2 – вал; 3 – шнековая навивка; 4 – буровая коронка; 5 – забурник.

Рисунок 3 – Конструкция шнекового инструмента

При бурении скважин шнековым методом наиболее эффективными считаются шнеки, имеющие центральный канал. Через него подается воздух или вода при помощи гидравлического насоса, что снижает трение и охлаждает режущую часть инструмента при бурении.

В станках для шнекового бурения скважин применяются литые буровые головки, имеющие режущие лопасти и хвостовик. Режущая кромка лопастей обычно должна быть наплавлена твердым сплавом. В случае бурения на особо твердых породах буровая головка должна быть оснащена техническими алмазами.

Шнековое бурение используется для проходки скважин глубиной до 50 диаметром от 60 до 600-800 мм в мягких и рыхлых породах, а также в

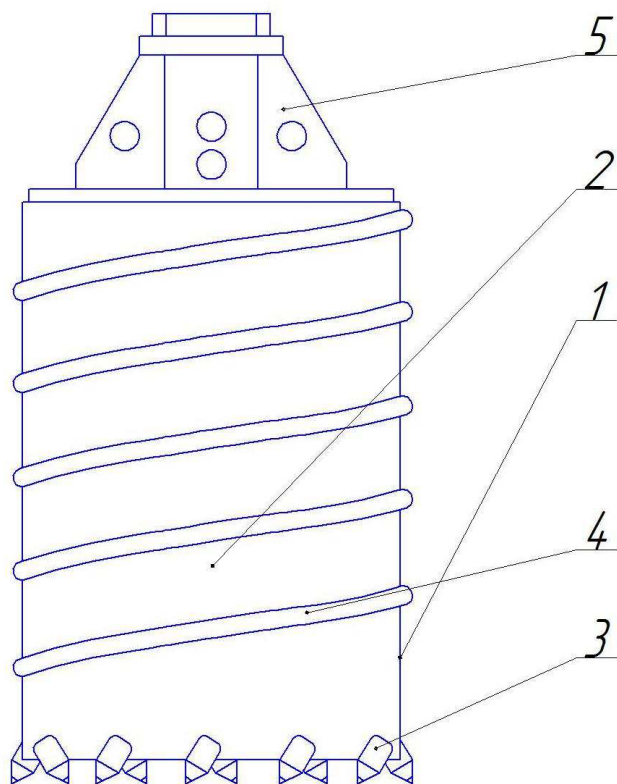
породах средней твёрдости, но с увеличением диаметра скважины уменьшается глубина возможного бурения.

1.2.2 Колонковое бурение

Технология колонкового бурения скважин схожа с технологией шнекового бурения, однако режущая часть бура имеет совсем другое устройство.

Данный способ характеризуется тем, что грунт разрушается по кругу, очерчивая контуры диаметра будущей скважины. Когда осуществляется бурение колонками, внутренняя часть отверстия остаётся целой. Этот керн в последующем извлекается на поверхность. Давление на грунт идет с помощью специальных коронок – пустотелых цилиндров со специальными резцами на одной из сторон. Эти резцы и выполняют основную работу по бурению. Они вгрызаются в породу, в то время как пустотелая часть попросту заполняется грунтом, что отсекается от общей матрицы

Буровой инструмент представляет собой пустотелый цилиндр, на нижней части которого размещены напайки из высокопрочных материалов, способные справиться с грунтами средней твердости. Шлам скапливается внутри инструмента и вычищается при подъеме бура на поверхность. Данному способу характерно большое количество спускоподъёмных операций. Конструкция колонкового бура представлена на рисунке 4.



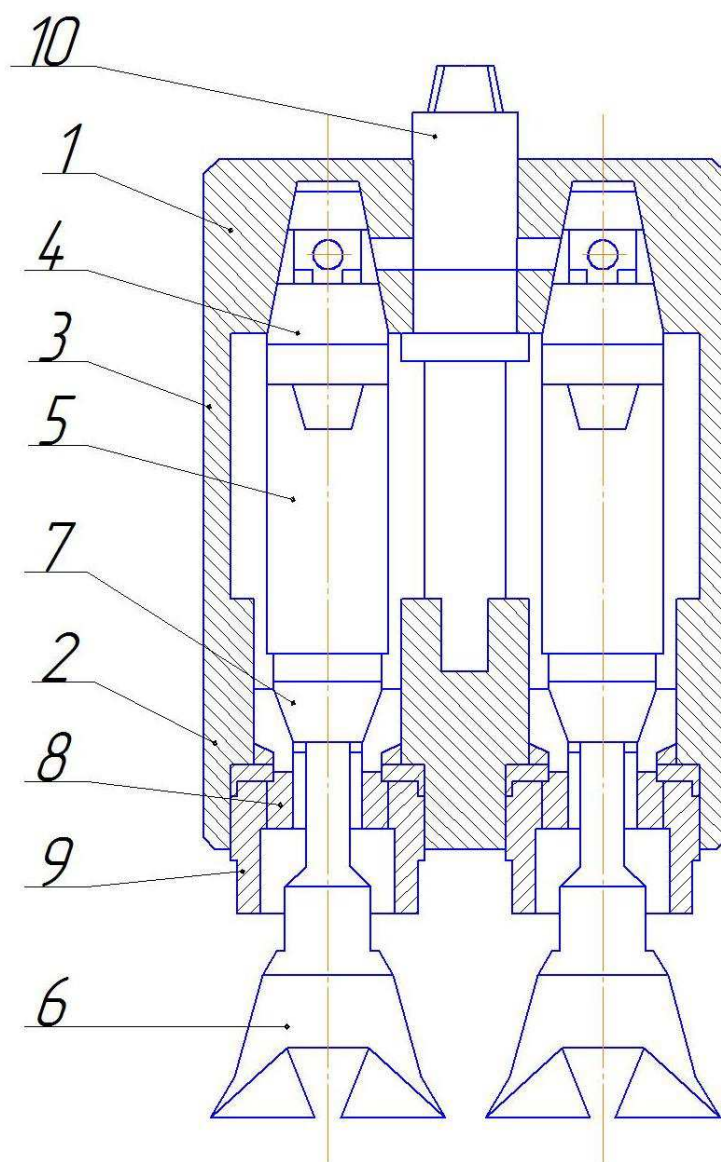
1 – корпус; 2 – керноприемное пространство; 3 – скальные резцы;
 4 – направляющая навивка; 5 – крепеж бурильной колонны.

Рисунок 4 – Колонковый буровой инструмент

1.2.3 Реактивно-турбинное бурение

Технология реактивно-турбинного бурения была разработана в 50-х годах советскими учеными Булахом и М. Т. Гусманом. Метод заключается в бурении скважин большого диаметра несколькими турбобурами, соединенными в один агрегат с долотами, совершающими планетарное движение по всей площади забоя. Турбобуры преобразуют энергию потока жидкости (бурового раствора) в механическую энергию вращения валов с закрепленными на них шарошечными долотами. Долота, взаимодействуя с разрушаемой породой, создают реактивный момент, направленный в сторону обратную вращению

долот, в результате чего бурильная колонна приводится в движение. Бур может вращаться как за счет сил реакции забоя, так и за счет принудительного вращения его ротором. Применяется для создания шахт и скважин большого диаметра. Конструкция инструмента представлена на рисунке 5.



1 – траверса; 2 – направляющая плита; 3 – соединительный патрубков; 4 – переводник;
5 – корпус турбобура; 6 – буровое долото; 7 – nipple турбобура; 8 – цапга конической
втулки; 9 – дифференциальная гайка; 10 – переходник на бурильную колонну.

Рисунок 5 – Конструкция агрегата РТБ

Инструмент для реактивно-турбинного бурения могут состоять из двух, трех, четырех и более параллельно расположенных турбобуров. Данная компоновка связана между собой поперечными скважинами. Нижняя сторона траверсы крепится к корпусам турбобуров, а верхняя крепится к бурильной колонне.

Промывочный раствор поступает через верхнюю траверсу, которая имеет полую конструкцию, в турбобуры, после чего попадает в турбобуры и далее на долота для обеспечения охлаждения режущего инструмента и прочистки забоя. Очистка забоя производится струями жидкости выходящими из сопел, а вынос её мелких фракций на поверхность осуществляется восходящим потоком жидкости. Схема движения промывочной жидкости представлена на рисунке 6. Крупные обломки разбуренной породы убираются из забоя в перерывах процесса бурения через бурильные трубы с помощью периодически включаемого эрлифта.

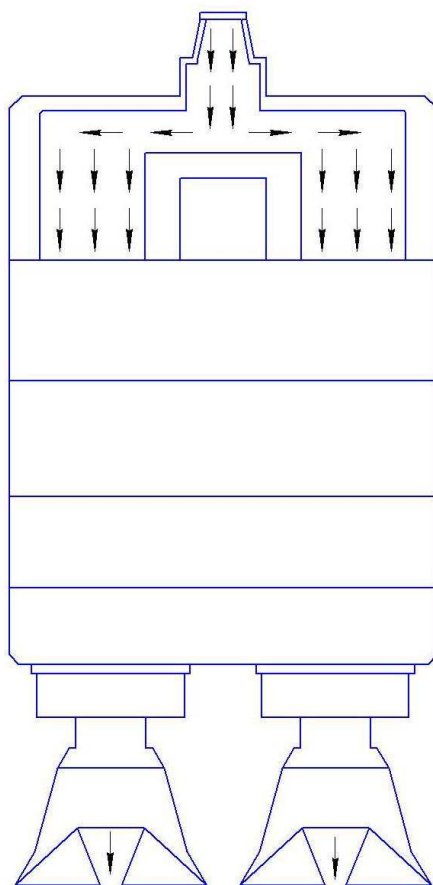


Рисунок 6 – Направление промывочной жидкости

Нижняя траверса жёстко связывает нижнюю часть корпусов турбобуров. На ней устанавливаются грузы. Они имеют вид цилиндров с отверстиями, через которые проходят корпуса турбобуров [3].

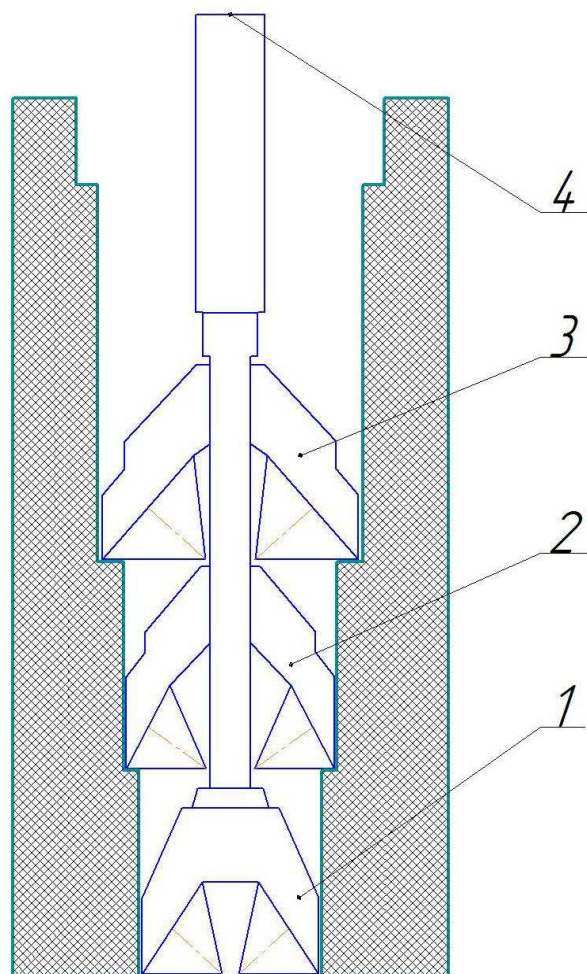
1.2.4 Бурение скважин с применением шарошечных расширителей

Часто буровые работы вызывают трудности связанные с трудной проходимостью скалистого грунта. Для решения этих задач целесообразно использовать шарошечные расширители.

Шарошечные расширители применяются для последовательного расширения ствола скважины, предварительно пробуренной долотом меньшего диаметра, а так же при бурении методом опережающего ствола. Расширители данного типа имеют огромное количество конфигураций диаметра и длины, что позволяет подобрать инструмент под решение конкретных буровых задач. Для бурения в мягком грунте применяются шарошки с режущим инструментом в качестве зубьев узкого типа, для средних и твердых пород применяются зубья широкого и плоского типа, а для бурения скважин в плотных породах используются шарошки с имплантированными вставками из вольфрамово-карбидного сплава.

Расширители изготавливаются из секций шарошечных долот с герметизированной и открытой опорой с твердосплавным или фрезерованным вооружением. Опора может комплектовать тремя и более шарошечных навесов.

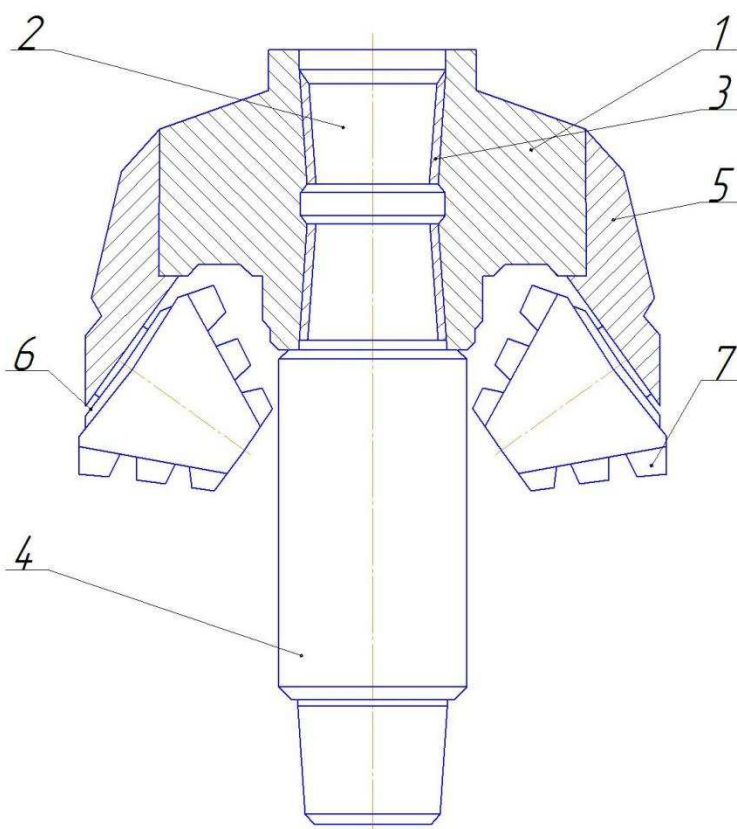
В компоновку бурового агрегата может входить несколько расширителей с различным рабочим диаметром. Это делается для постепенной фрезеровки ствола скважины, что позволяет снизить износ каждого отдельного инструмента. Пример оснастки агрегата показан на рисунке 7, который совершает бурение скважины для установки термокейса диаметром 820 мм. Как видно на рисунке 7 бурение производится с применением направляющего долота 490 СЦВ и шарошечными расширителями РШ-630 МС и РШ-1100 МС.



1 – долото 490 СЦВ; 2 – расширитель типа РШ-650 МС; 3 – Расширитель типа РШ-1100 МС; 4 – стол ротора.

Рисунок 7 – Схема бурения скважины под термокейс диаметром 820 мм

Расширитель содержит полый корпус с осевым каналом, на концевых участках которого выполнены резьбы для присоединения с бурильной колонной, пилотным наконечником и промывочной системой. На корпусе жестко закреплены лапы с шарошками, вооружение которых выполнено в виде фрезерованных или литых зубьев. Вид выбираемого вооружения определяется физико-механическими свойствами разбуриваемых пород. В проеме между шарошками размещены промывочные патрубки. Разрушенная порода удаляется промывочной жидкостью, подаваемой через полость корпуса и промывочные патрубки. Конструкция расширителя представлена на рисунке 8.



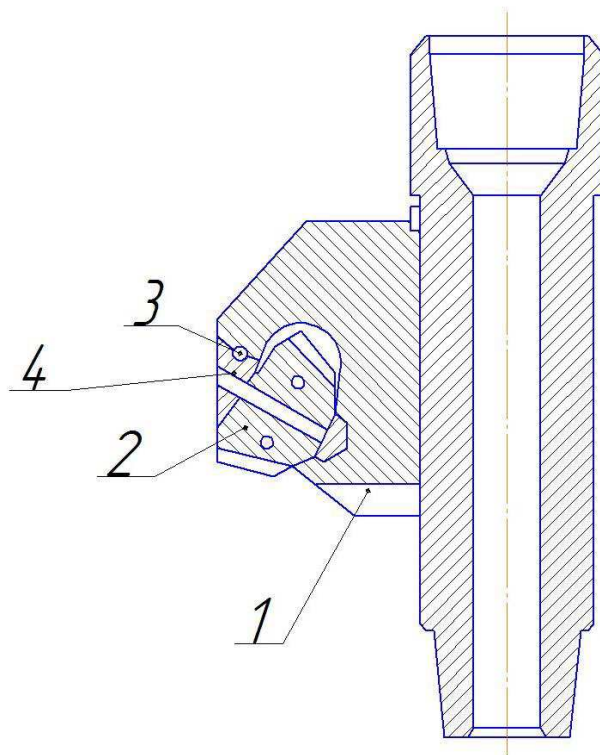
1 – корпус; 2 – осевой канал; 3 – резьба для присоединения бурильной колонны;
4 – пилотный наконечник; 5 – лапа; 6 – шарошка; 7 – зубья.

Рисунок 8 – Конструкция расширителя

Расширители шарошечные типа РШУ рисунок 9, предназначенные для расширения опережающих (пилотных) стволов скважин при их одновременном или раздельном бурении.

Расширитель состоит из корпуса и сменных, унифицированных для размерного района, породоразрушающих узлов, которые крепятся с помощью эксцентричных пальцев и штифтов. Корпус расширителя выполнен в виде ствола, имеющего нижнюю и верхнюю присоединительные резьбы, с приваренной к нему короной, которая у расширителя диаметрами 555 и 660 мм – сварная из отдельных лап, скрепленных между собой верхним и нижним фланцами. Расширители имеют центральную промывку, но в них

предусмотрены гидромониторные узлы, которые могут быть изготовлены по различным размерам.



1 – корпус; 2 – породоразрушающий узел; 3 – эксцентричный палец; 4 – штифт.

Рисунок 9 – Расширитель РШУ

Бурение с применением шарошечных расширителей является наиболее часто используемым видом бурения скважин большого диаметра [4].

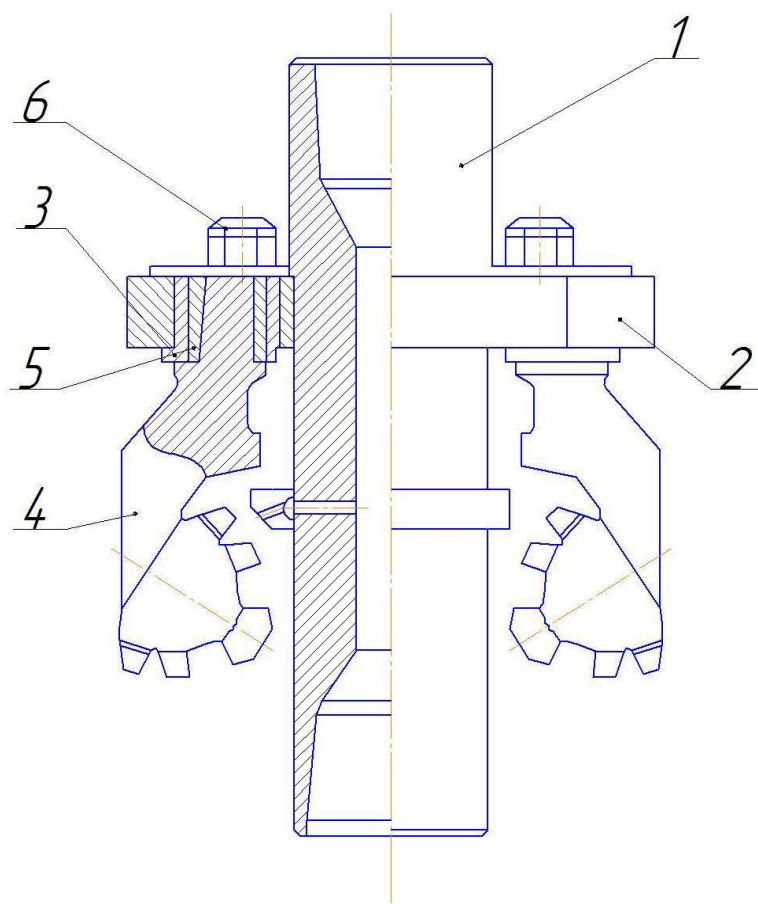
1.3 Патентный обзор

1.3.1 Патент № 2578229

Данный патент описывает модернизацию шарошечного расширителя. Цель изобретения заключается в повышении надежности и более точной установки сменных шарошечных секций расширителя.

Цель достигается тем, что в шарошечном расширителе, содержащем вал с элементами присоединения и корпус, в котором своими хвостовиками устанавливаются шарошечные секции, причем гнезда для установки сменных шарошечных секций изготовлены в виде полукруглых отверстий, а хвостовики секций выполнены в форме вала полукруглого сечения, при этом между поверхностями полукруглого сечения гнезда корпуса и хвостовика секции применены две переходные втулки, одна из которых приварена к гнезду корпуса, а другая - к хвостовику секции.

Секции фиксируются и крепятся винтом, вынесенным из призабойной зоны в верхнюю часть расширителя. Винт имеет большое сечение, обеспечивая повышенный момент затяжки и возможность стопорения.



1 – вал; 2 – корпус; 3 – переходная втулка; 4 – сменные шарошечные секции;
5 – переходная втулка; 6 – винтовое соединение.

Рисунок 10 – Конструкция технического предложения патента №
2578229

Расширитель со сменными шарошечными секциями, представленный на рисунке 10, состоит из вала с элементами соединения с бурильной колонной, корпуса с гнездами, выполненными в виде отверстий полукруглого сечения. Сменные шарошечные секции устанавливаются в гнезда корпуса своими ниппельными хвостовиками, выполненными в форме вала полукруглого сечения согласно отверстиям гнезда. В осевом направлении секции фиксируются винтовым соединением, включающим в себя: шайбу, гайку, контргайку со шплинтом, или каким либо другим креплением. Для обеспечения технологичности изготовления сопрягаемых

поверхностей полукруглого сечения применяются две переходные втулки. Втулка приваривается в отверстие корпуса, втулка приваривается к хвостовику секции. При этом к поверхностям отверстия корпуса и хвостовика не предъявляются высокие требования по допуску на размер и отклонению формы. Втулки вырезаются из трубы, причем сопрягаемые поверхности втулок обрабатываются перед сваркой.

Преимущество данного изобретения по сравнению с аналогичными конструкциями заключается в том, что любые шарошечные секции серийных долот разнообразной формы и конструкции могут после незначительной доработки устанавливаться на расширитель с обеспечением точного базирования относительно корпуса и соседних секций. Упрощается конструкция крепления. Повышается надежность расширителя, поскольку исключается произвольное раскручивание крепежных болтов.

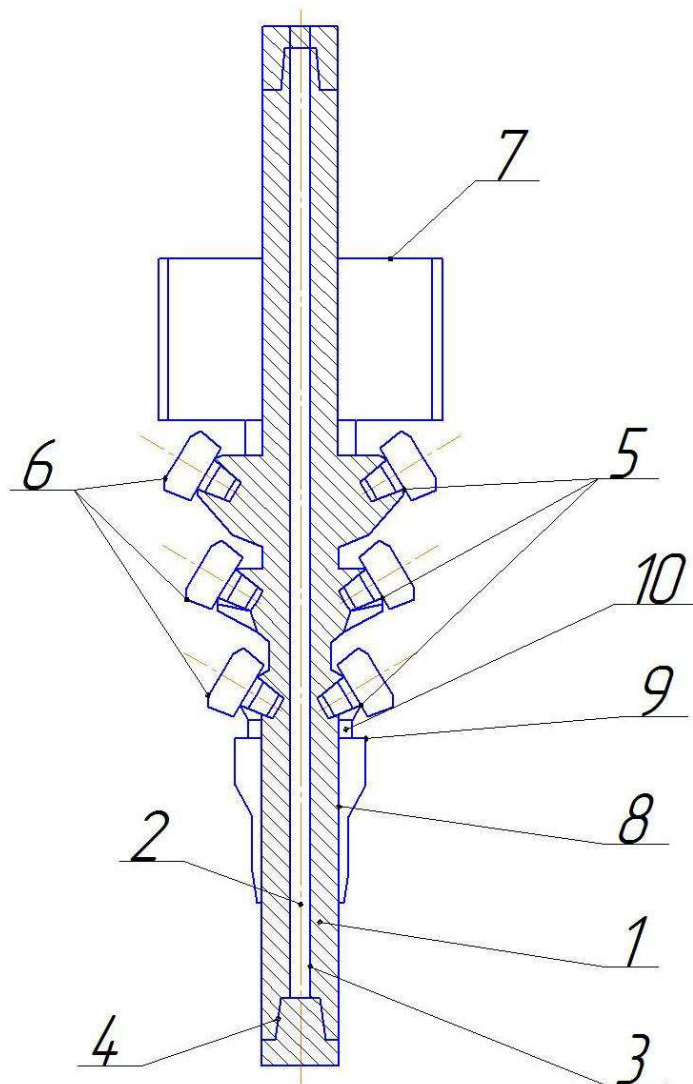
1.3.2 Патент № 2068068

Данное изобретение относится к области бурения скважины, используемого при бурении устья нефтяных или газовых скважин для увеличения диаметра существующей передовой скважины.

Расширитель скважины, показанный на рисунке 11 содержит корпус с каналом, расположенным вдоль продольной оси корпуса, и средством для подсоединения с между секциями бурильной колонны, выполненным в виде резьбового соединения, консольно закрепленные на корпусе цапфы, на свободном конце которых в подшипниках установлены шарошки, стабилизатор и изнашивающее кольцо, имеющее направляющие ребра.

К корпусу приварено упорное кольцо, служащее стопорящим элементом для заменяемого изнашивающегося кольца.

Стабилизатор имеет стабилизирующие ребра, на радиально удаленном конце каждого из которых смонтирован изнашивающийся элемент с возможностью отсоединения от соответствующего ребра.



1 – корпус; 2 – канал; 3 – продольная ось корпуса; 4 – резьбовое соединение; 5 – цапфы;
 6 – шарошки; 7 – стабилизатор; 8 – кольцо; 9 – направляющие ребра;
 10 упорное кольцо.

Рисунок 11 – Конструкция инструмента предложенная патентом 2068068

Данный расширитель обладает следующими преимуществами: приспособлен для бурения галечных и бутовых пород; он хорошо защищен от износа; обеспечена возможность быстрой и удобной замены изношенных

частей; обеспечена возможность легкого управления с пульта на палубе платформы; хорошая стабилизация, конструкция расширителя является жесткой и надежной.

1.3.3 Патент № 2072047

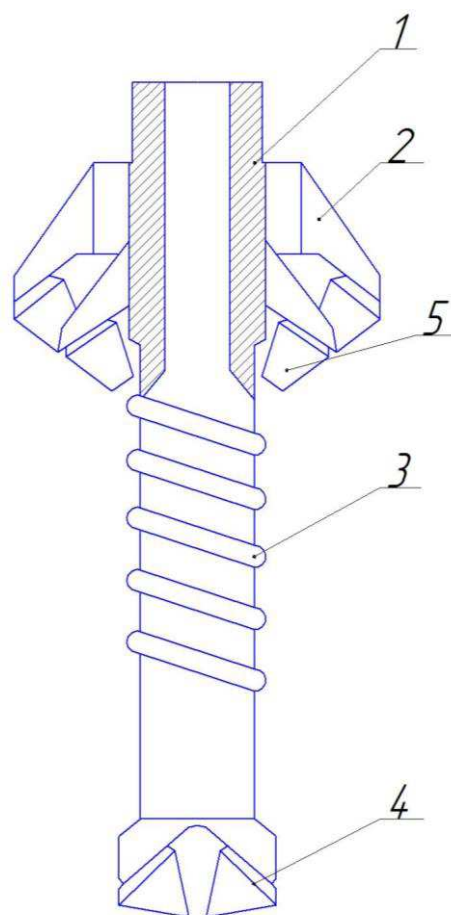
Изобретение относится к технике бурения скважин большого диаметра для различного целевого назначения. Бурение данным инструментом осуществляются следующим образом. Двойную колонну меньшего диаметра соединяют с долотом такого же или чуть большего диаметра посредством шнекового транспортера с расширителем скважины.

В начальный момент забуривания воздух через кольцевую полость подается к породоразрушающим элементам пилот-долота и, охлаждая их, он захватывает выбуренные частицы и выносит в кольцевой зазор скважины. Поток воздуха частицы породы направляются к шламоприемным окнам. Лопастей препятствуют проникновению выбуренных частиц до расширителя и направляют их к шламоприемным окнам.

При дальнейшей углублении скважины вступают в работу расширитель и шнековый транспортер. Причем расширитель формирует конусообразный забой, вершиной обращенный к лидирующей скважине. Поэтому буровая мелочь падает на лопасти, захватывается ими и, заполняя межвинтовые впадины, транспортируется к шламоприемным окнам, а оттуда подхватывается воздухом и уносится в осевой канал 6 вместе со шламом забоя лидирующей скважины.

Шлам в межвинтовых впадинах препятствует выходу воздуха в полость большой скважины, и весь воздух поступает в приемный канал 6. Поэтому транспортирующая способность воздуха по центральному каналу абсолютно не зависит от диаметра расширенной части скважины. Это делает предлагаемое устройство универсальным относительно диаметра бурения.

Инструмент состоит двойной колоны, расширителя, шнекового транспортера и шарошечного долота. Транспортер имеет кольцевую межтрубную полость и осевой канал для выноса шлама, сообщающиеся с соответствующими каналами двойной колонны. На наружной поверхности транспортера выполнены подающие лопасти, противоположной вращению навивками. В конце лопастей выполнены шламоприемные окна. Для подавления пыли, разупрочнения пород забоя расширяемой части скважины и охлаждения вооружения расширителя над долотами расширителя установлены оросители. Конструкция предлагаемого инструмента представлена на рисунке 12.



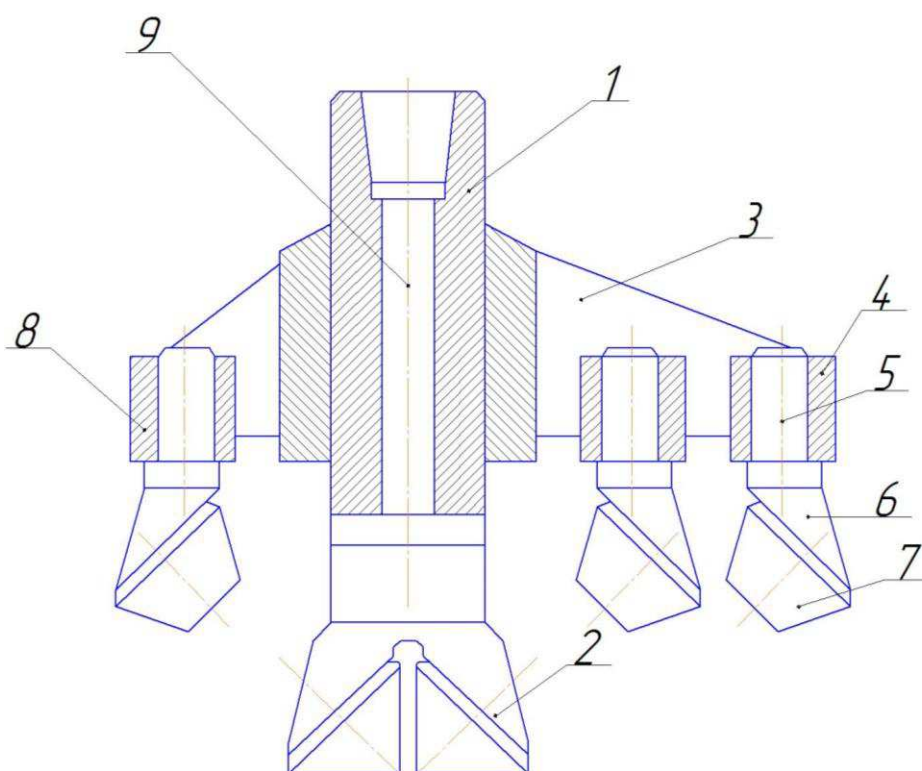
1 – колона; 2 – корпусная лапа; 3 – шнековый транспортер;
4 – шарошечное долото; 5 – шарошечная оснастка

Рисунок 12 – Конструкция инструмента предложенная
патентом № 2072047

1.3.4 Патент № 6800761

Данное изобретение направлено на разработку конструкции бурового инструмента для бурения скважин большого диаметра.

Данный инструмент состоит из цельного вала с установленным на нем пилот-долотом. На центральном валу жестко, парами, параллельно друг другу закреплены радиальные ребра. Между двумя параллельными ребрами установлены державки. Соседние пары радиальных ребер соединены друг с другом вытянутыми в продольном направлении связями. Державки выполнены с гнездами, в которых закреплены хвостовики лап с установленными на них шарошками. Державки выполнены в виде втулок. Центральный вал имеет промывочный канал. Конструкция изобретения показана на рисунке 13.



1 – центральный вал; 2 – пилот долото; 3 – радиальные ребра; 4 – державки;
5 – хвостовики; 6 – лапы; 7 – шарошка; 8 – втулка; 9 – промывочный канал

Рисунок 13 – Конструкция инструмента предложенная патентом

№6800761

При бурении скважины на забой по центральному валу подается промывочная жидкость, которая на выходе из промывочного канала подхватывает частички породы, выбуриваемые шарошками. Поток промывочной жидкости вместе со шламом минуя радиальные ребра, державки и связи без существенных гидравлических потерь поднимается по скважине вверх, вынося разрушенную породу на поверхность.

1.4 Выводы к главе

При проведении патентно-информационного обзора были сделаны следующие выводы. Существующий буровой инструмент не обладает условиями универсальности.

Шарошечные долота с расширителями имеют проблему разработки мягких грунтов, это выражается в интенсивном износе режущей части. Так же у данного оборудования возникает проблема эвакуации шлама из за большого сечения призабойного пространства, а попытки решения, путем увеличения плотности бурового, приводят к ухудшению прочистки забоя.

Шнековый буровой инструмент так же имеет ряд недостатков. При бурении шнеком существует проблема в разработке твердых пород. Так же имеется ограниченность в глубине бурения. Бурильная труба с шнековой навивкой для бурения скважин большого диаметра имеет массивные размеры и не всегда имеется возможность транспортировки данного оборудования к труднодоступным месторождениям.

2 Расчет и обоснование выбора режущей части рабочего инструмента

На существующей буровой установке вращатель обеспечивает крутящий момент равный 32 кНм, при 60 оборотах в минуту. В связи с этим необходимо определить эффективность бурового инструмента на различных категориях пород [6].

Расчет среднемаксимальной величины касательной составляющей силы резания.

В основу расчета положена формула профессора А.Н. Зеленина, в которую введены коэффициент влияния скорости резания K_v , характеризующий влияние вида резания на сопротивления грунтов и пород при ступенчато-шахматной схеме расстановки резцов [7]. Показатель степени при h результатам обработки экспериментальных данных равных 0,1.

$$P_k = 10Ch^{1.2} (1 + 0,55b) \left(1 - \frac{90-\alpha}{150}\right) \cdot \Delta \cdot K_v, \quad (1)$$

где C – количество ударов плотномера ДорНИИ в точке расположения резца;

h – толщина стружки, м;

b – ширина резца, м;

α – угол резца, град.;

Δ – коэффициент, учитывающий затупление резца ($\Delta = 1$ для поворотного резца);

K_v – коэффициент влияния скорости резания, $K_v = 1$.

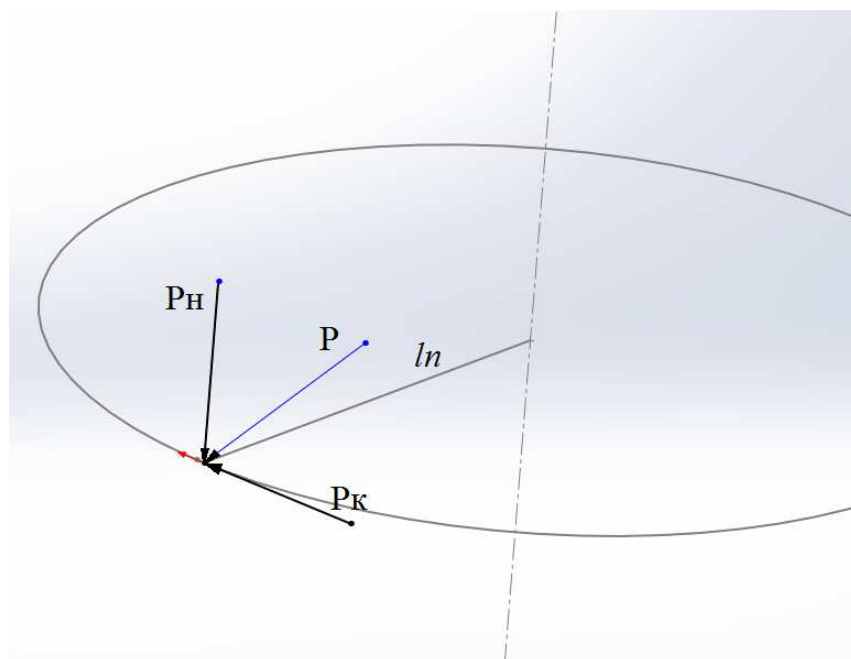


Рисунок 14 – Схема действующих сил на единичный резец

В связи с тем что категории прочности изменяются в широком диапазоне а зависимости от внешних условий необходимо рассмотреть производительность на категориях прочности III, V, VII по проф. М.М. Протодяконову. Профессор М. М. Протодяконов предложил количественную оценку крепости пород – коэффициент крепости (f). Им была разработана шкала горных пород по крепости, в соответствии с которой все горные породы разделены на 10 категорий. К первой категории относятся породы имеющие высшую степень крепости ($f = 20$) к десятой – наиболее слабые плавучие породы ($f = 0,3$) [8].

Классификация М. М. Протодяконова основана на сопоставлении сопротивляемости горной породы механическим воздействиям с ее прочностью на одноосное сжатие ($\delta_{сж}$). Величину коэффициента крепости М. М. Протодяконов определял их соотношения:

$$f = \delta_{сж} \cdot 10^{-7}, \quad (2)$$

где $\delta_{сж}$ – прочность на сжатие, МПа.

$$f = \frac{\delta_{сж}}{10}, \quad (3)$$

Таблица 1 – Классификация горных пород (по проф. М.М. Протодьяконову)

Категория	Степень крепости пород	Породы	Коэффициент крепости f	Количество ударов плотномера ДорНИИ
III	Крепкие	Известняки (крепкие), некрепкий гранит, крепкие песчаники, крепкий мрамор, доломит, колчедан	8	400
V	Средней крепости	Крепкий глинистый сланец, некрепкий песчаник известняк, мерзлый грунт	4	200
VII	Мягкие	Глина (плотная), мягкий каменный уголь, крепкие наносы	1	150

Для расчета среднемаксимальной касательной силы резания систематизируем исходные данные в таблице:

Таблица 2 – исходные данные

C_{III}	C_V	C_{VII}	h, см	b, см	$\alpha, ^\circ$	$\Delta, 12$	$K_V,$
400	200	150	0,1	0,2	45	1	1

Производим расчет среднемаксимальной касательной силы с учетом различной категорией прочности породы :

$$P_{k III} = 10 \cdot 400 \cdot 0,1^{1.2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 195,8 \text{ кг}$$

$$P_{k V} = 10 \cdot 200 \cdot 0,1^{1.2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 97,9 \text{ кг}$$

$$P_{k VII} = 10 \cdot 150 \cdot 0,1^{1.2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 73,9 \text{ кг}$$

Определения суммарного момента сопротивления резания бурового инструмента, кг · м:

$$M_B = \sum_{i=l_1}^n P_k \cdot l_n, \quad (4)$$

где P_k – среднемаксимальная касательная сила резания, Н;

l_n – величина плеча действия силы на резец, м.

Для определения величины плеча действия силы на резец разрабатываем схему приложения нагрузок на резцы для каждой лопасти, схема для каждой лопасти представлена на рисунке 15.

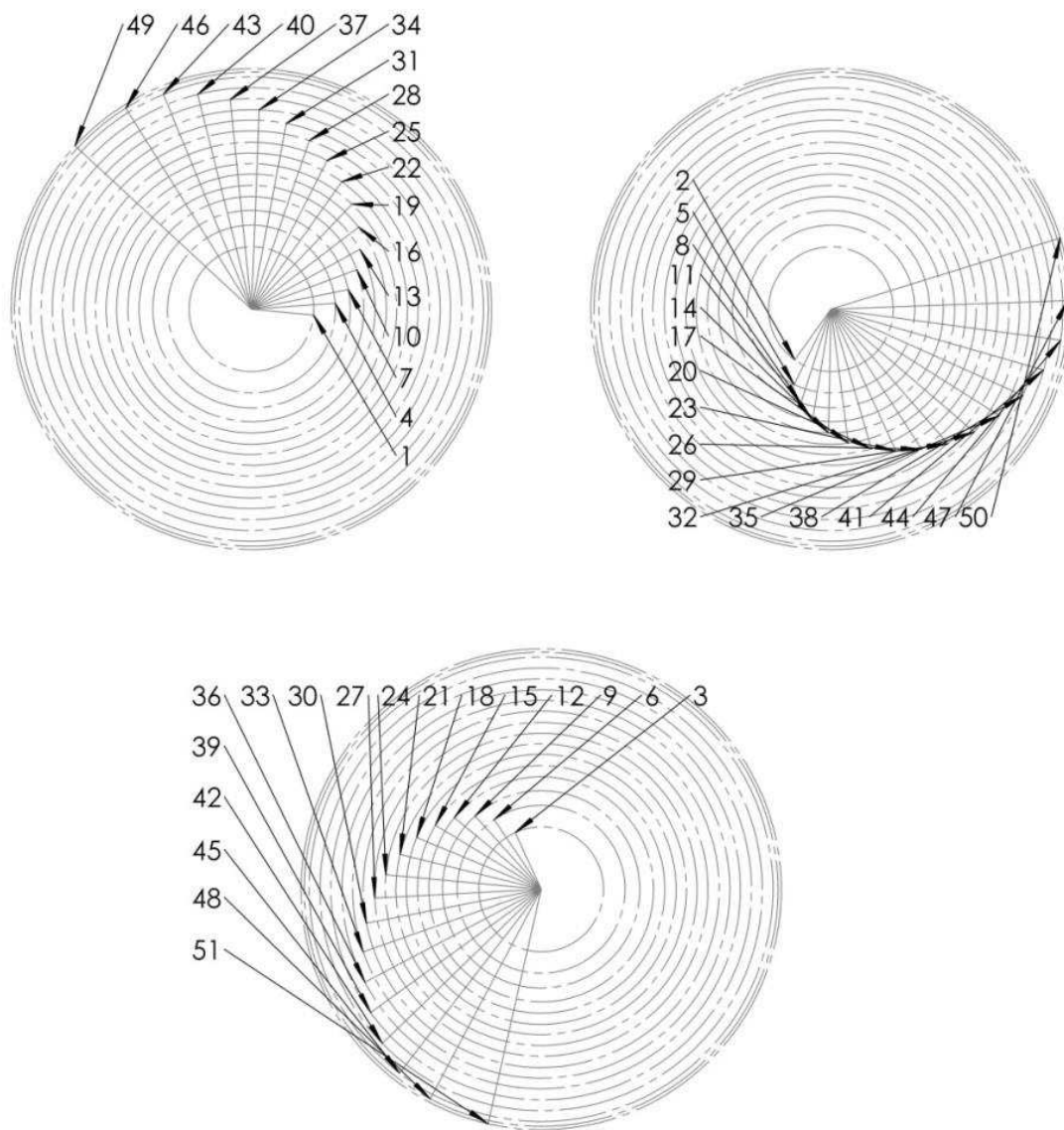


Рисунок 15 – Расчетная схема расстановки резцов на лопастях

Таблица 3 – Величины плеча действия силы на каждый резец, мм

0,0966	0,2068	0,2629	0,30731	0,35019	0,39407	0,4131	0,41708
0,1159	0,2196	0,2691	0,31324	0,35659	0,40028	0,41412	0,41735
0,1352	0,2329	0,27534	0,31918	0,36298	0,40313	0,41451	
0,1446	0,2388	0,28156	0,32512	0,36921	0,40597	0,41499	
0,1618	0,2448	0,28778	0,33134	0,37543	0,40882	0,41547	
0,1775	0,2507	0,29429	0,33757	0,38165	0,4107	0,41595	
0,1938	0,2569	0,3008	0,34379	0,38786	0,41282	0,41662	

Исходя из данных таблицы 3 рассчитываем суммарный момент сопротивления резания бурового инструмента для III, V и VII категории грунта:

$$M_{III} = 3149,27 \text{ кг} \cdot \text{м} = 30,88 \text{ кНм}$$

$$M_{V} = 1574,63 \text{ кг} \cdot \text{м} = 15,44 \text{ кНм}$$

$$M_{VII} = 1180,57 \text{ кг} \cdot \text{м} = 11,58 \text{ кНм}$$

Построим зависимость суммарного момента от прочности породы:

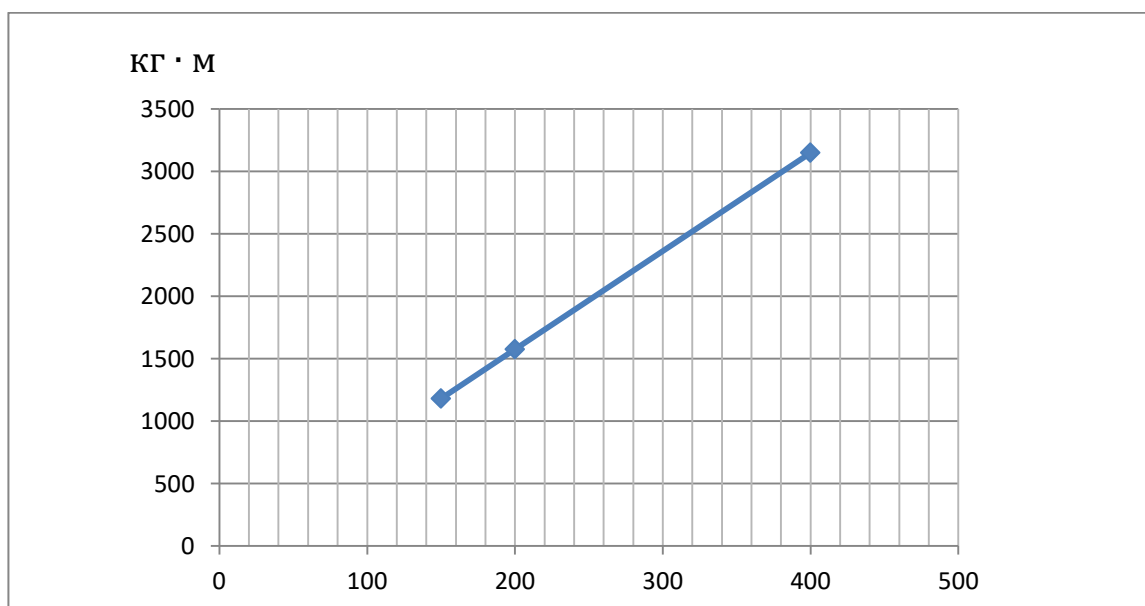


Рисунок 16 – график зависимости

Данный график, рисунок 16, характеризует, что при бурении породы III категории прочности (по проф. М.М. Протодьяконову), крутящий момент составляет 30,88 кНм что входит в диапазон силовых характеристик привода вращения бура, а так как на более мягких породах усилия требуется меньше, то производительность инструмента будет увеличиваться.

3 Проектирование рабочего инструмента

Рассмотрим этапы проектирования бурового инструмента в программе SOLID WORKS 2016. SolidWorks — программный комплекс САПР для автоматизации работ промышленного предприятия на этапах конструкторской и технологической подготовки производства. Обеспечивает разработку изделий любой степени сложности и назначения.

3.1 Построение корпуса

Процес проектирования начинаем с направляющей трубы диаметром 100мм и толщиной стенки 20 мм (рисунок 17).



Рисунок 17 – Направляющая труба

На поверхности трубы строим спираль высотой 830 мм и шагом равным 1000 мм (рисунок 18).

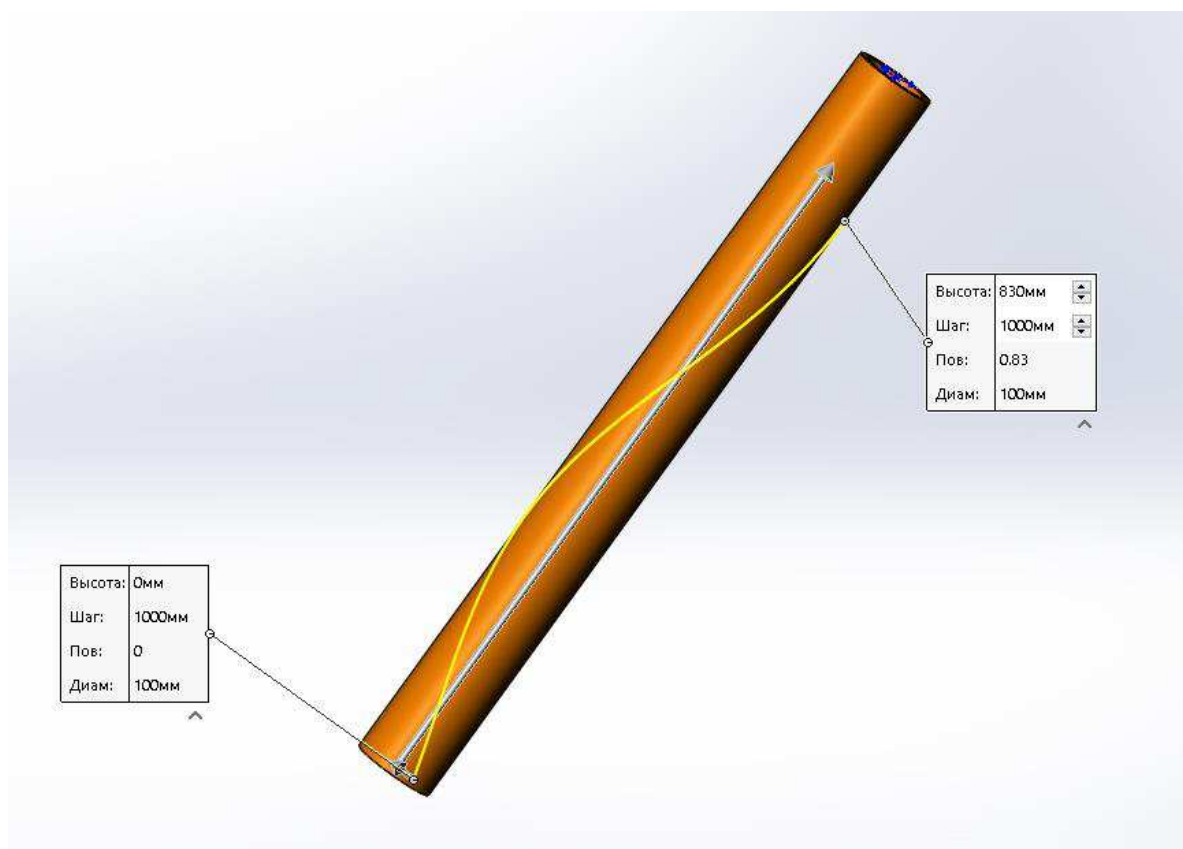


Рисунок 18 – построении спирали

Следующей задачей является построение шнековой завивки. Для этого строим дополнительную плоскость в точке начала спирали и создаем эскиз профиля будущего шнека. С помощью операции основание по траектории строим навивку (рисунок 19).

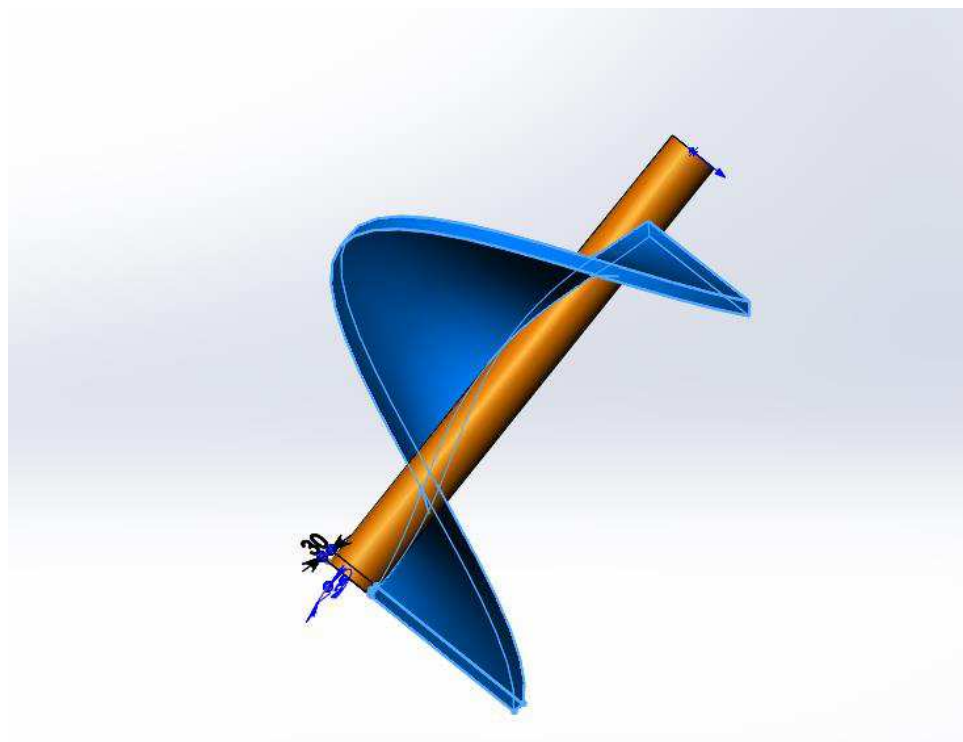


Рисунок 19 – шнековая навивка

Выбираем получившийся виток и производим круговой массив в количестве 3 экземпляров (рисунок 20).

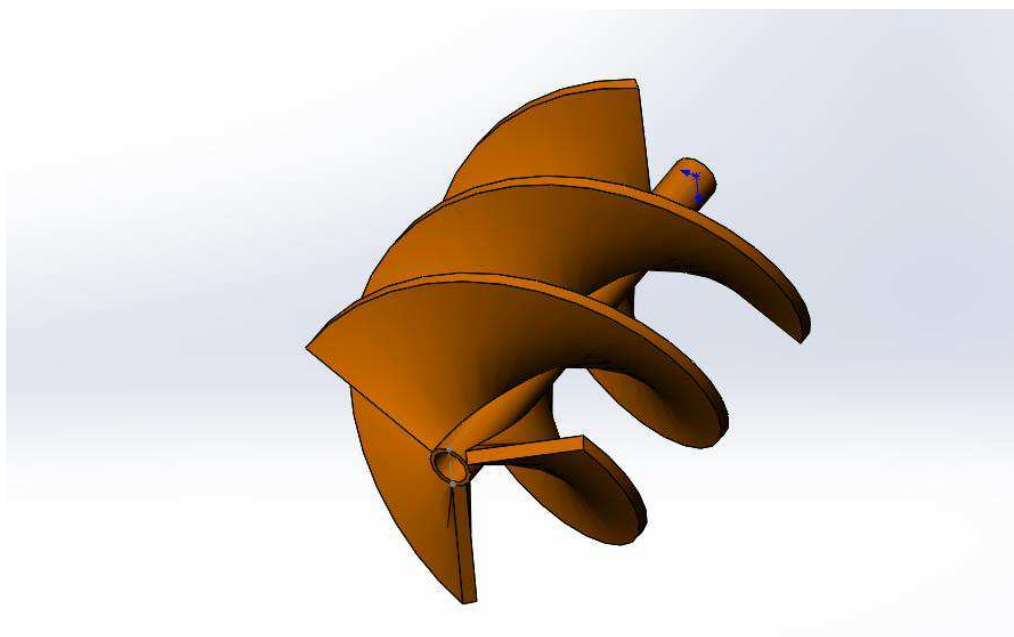


Рисунок 20 – круговой массив шнековой навивки

Для формирования конусной формы инструмента произведем повернутый вырез (рисунок 21).

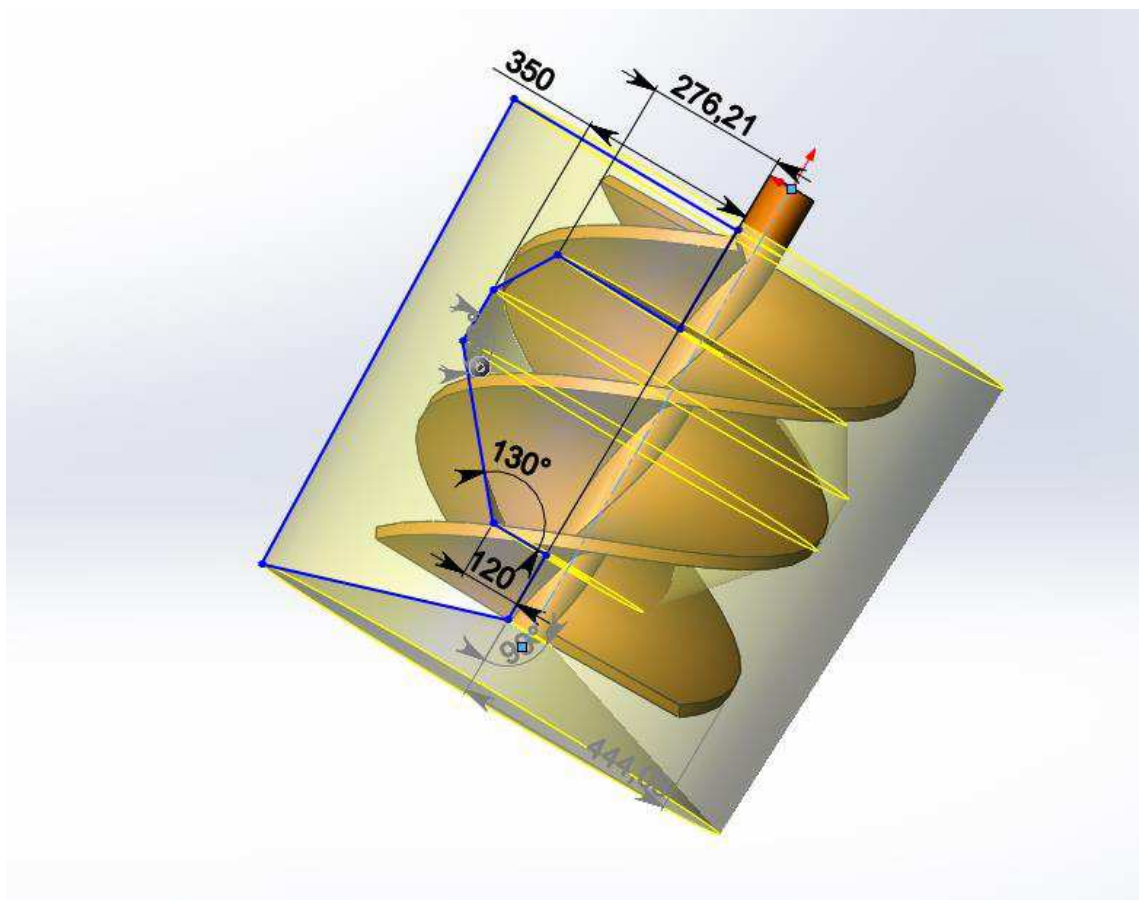


Рисунок 21 – Повернутый вырез

По аналогии с предыдущими действиями производим построений ребер жесткости шнековой формы в количестве 3 экземпляров. Производим повернутый вырез (рисунок 22).

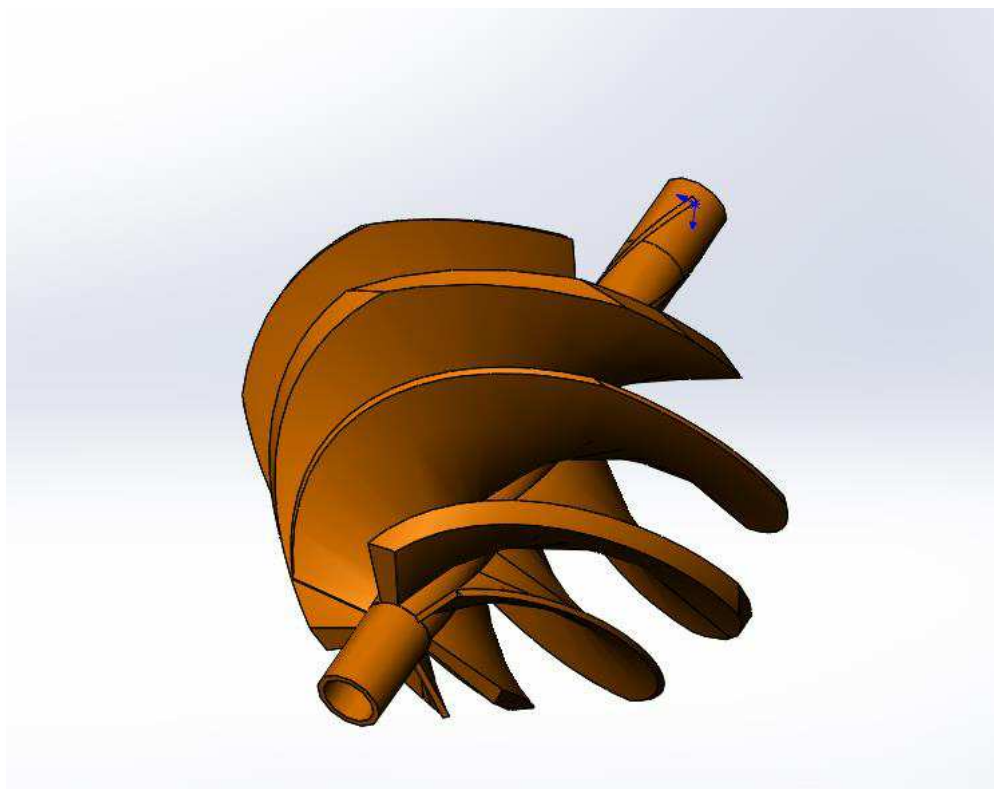


Рисунок 22 – построение ребер жесткости

Строим внутреннюю конусную полость инструмента. Создаем эскиз и тело вращения вокруг вала (рисунок 23)

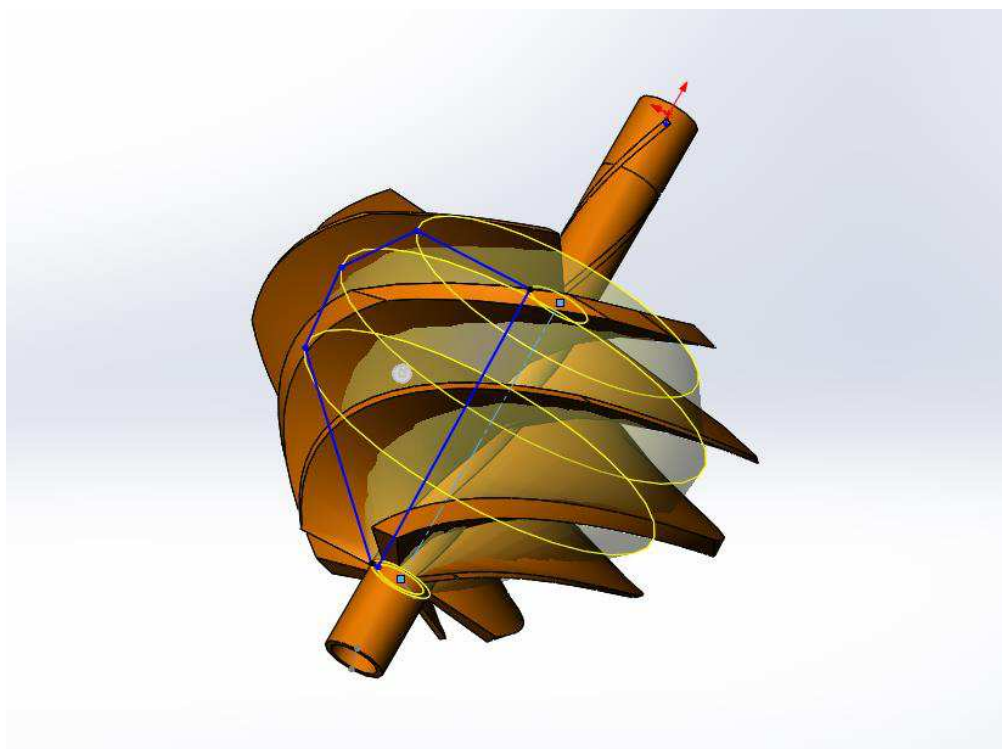


Рисунок 23 – тело вращения

С помощью инструментов «Скругление» и «Фаска» обрабатываем участок между лопастью шнека и ребром жесткости (рисунок 24), тем самым модулируем канал для удаления шлама.

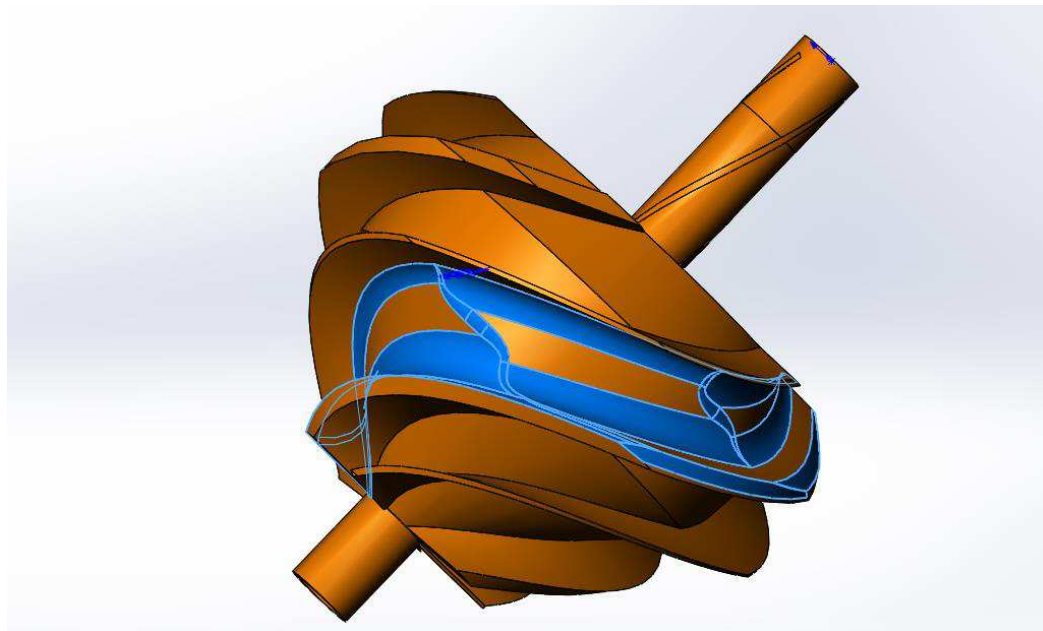


Рисунок 24– Построение канала для удаления шлама

Дальнейшей задачей является создания отверстий по резцы. Для этого строим вспомогательную плоскость на расстоянии 7,5 мм от поверхности шнека. В этой плоскости строим осевую линию от центра инструмента к краю главного шнека, после чего откладываем угол в размере 120° как показано на рисунке 25.

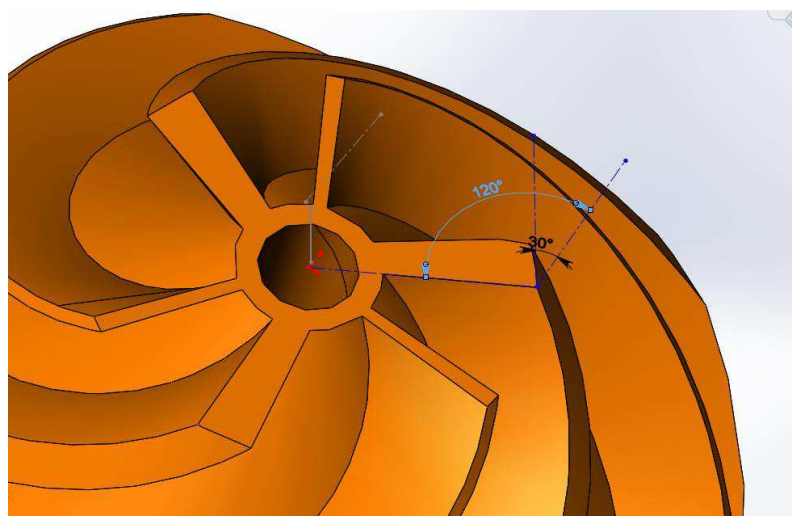


Рисунок 25 – построение вспомогательной геометрии

Для построения отверстия под резец строим еще одну вспомогательную плоскость параллельную полученной ранее линии. В построенной плоскости чертим эскиз выреза диаметром 30 мм, как показано на рисунке 26. Установка резца осуществляется под оптимальным углом для резания в 45 градусов.

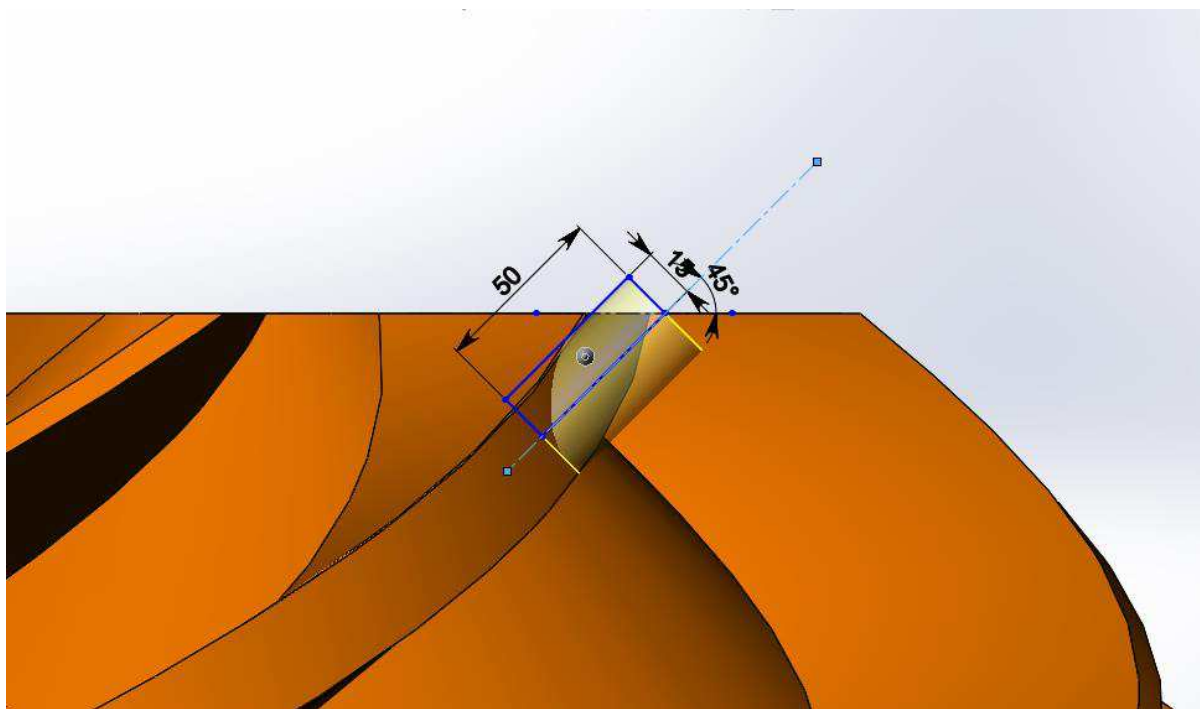


Рисунок 26 – Построение выреза под резец

Повторяем данную операцию по всей площади направляющего шнека, рисунок 27, выбираем оптимальный шаг в 22,5 мм. После компоновки одной лопасти отверстиями, повторяем данную операцию для двух оставшихся лопастей. Единственное различие будет заключаться в начальной координате первого резца, если до этого расстояние от плоскости начала шнека до плоскости резца составляло 7,5 мм, то это расстояние для 2 лопасти будет 15 мм и 22,5 мм для 3 лопасти соответственно. Это сделано для ступенчато-шахматной расстановки резцов. Это позволит каждому резцу иметь свою уникальную линию резания, что в следствии увеличит общую работу.

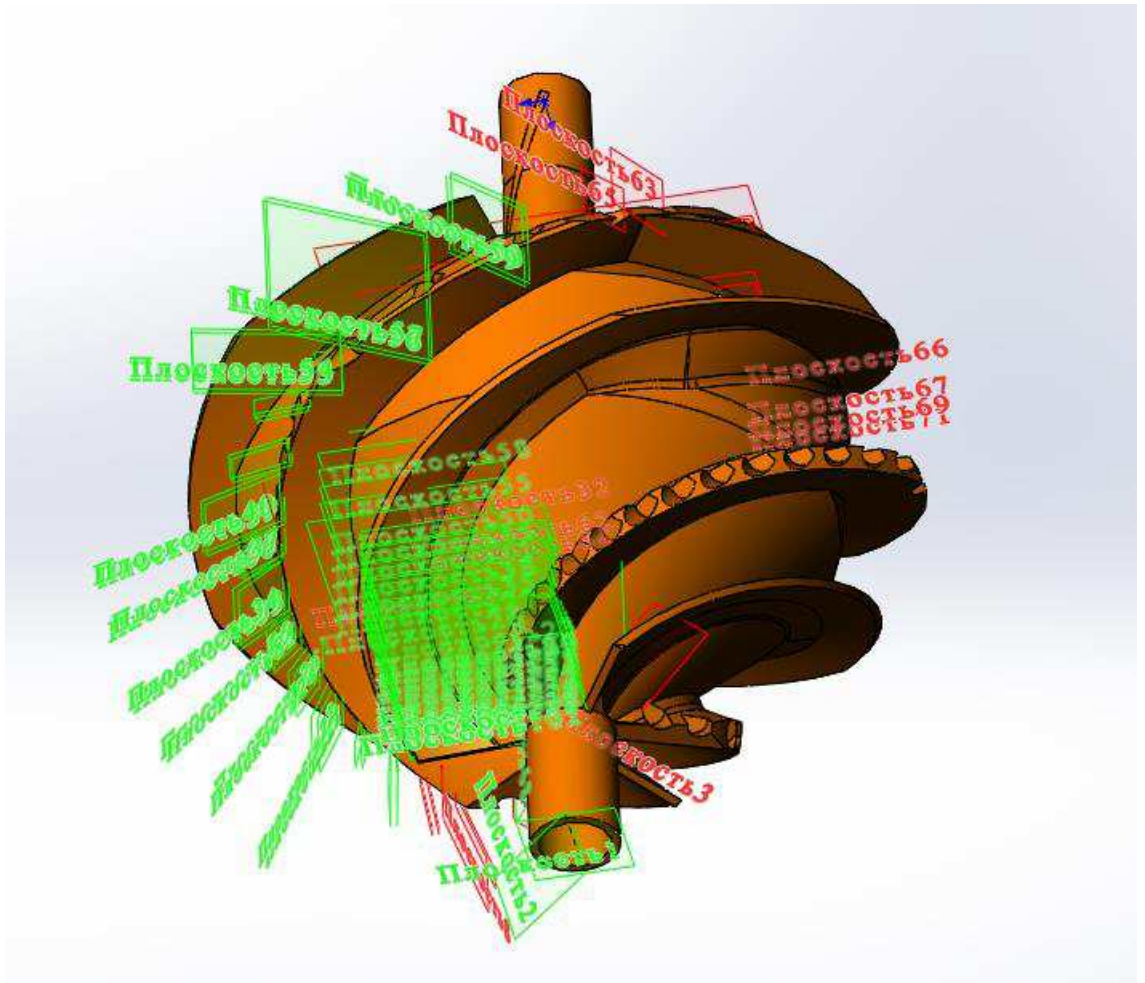


Рисунок 27– построение вырезов под резцы

Следующим шагом в построении инструмента является заполнения пространства между основными шнеком и ребрами жесткости, для получения основных лопастей инструмента.

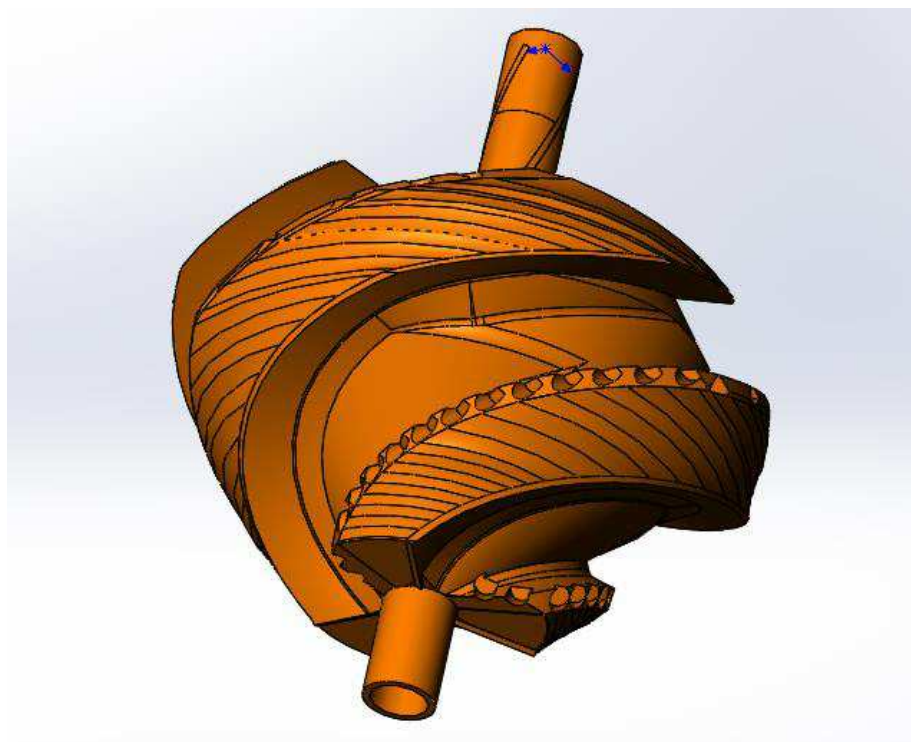


Рисунок 28 – Заполнения пространства между шнеком и ребрами жесткости

От направляющей трубы до поверхности лопастей строим каналы для промывочной жидкости (рисунок 29).

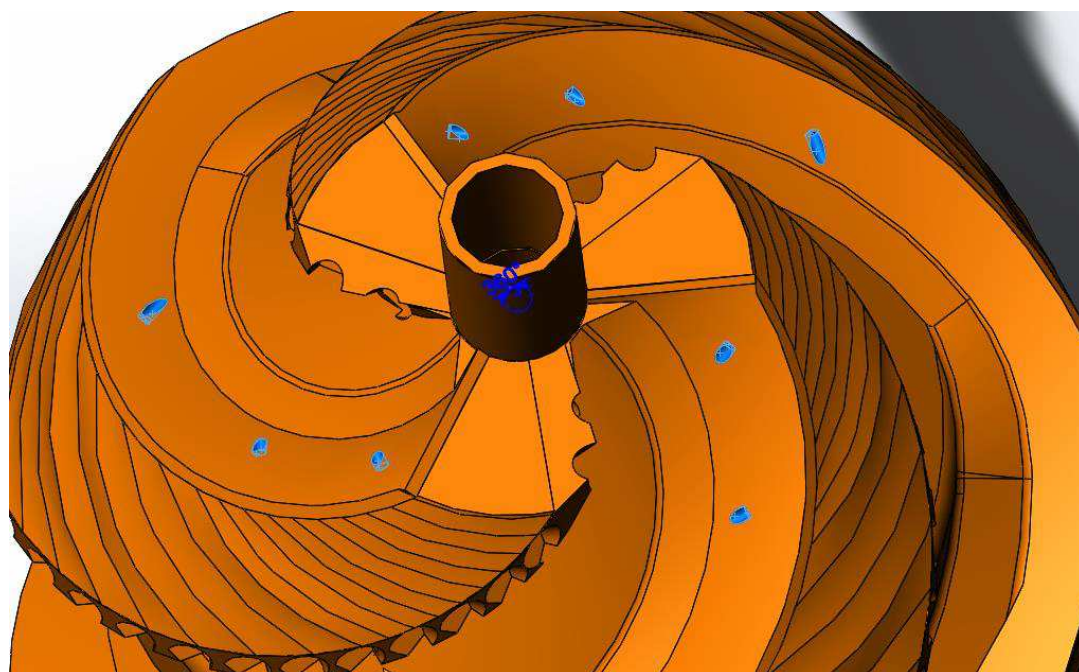


Рисунок 29 – каналы для промывочной жидкости

3.2 Построение долота

В качестве долота построим конструкцию трехлопастного породоразрушающего инструмента. Эти разновидности долот имеют сравнительно простое устройство, их достаточно легко выпускать и обслуживать. Устройства лопастного типа отличаются по числу лопастей. Наиболее часто в нефтяной и газовой отрасли применяются трехлопастные приспособления, а также шестилопастные конструкции.

Процесс проектирования долота начнем с построения корпуса. Чертим эскиз и создаем тело вращения, рисунок 30.

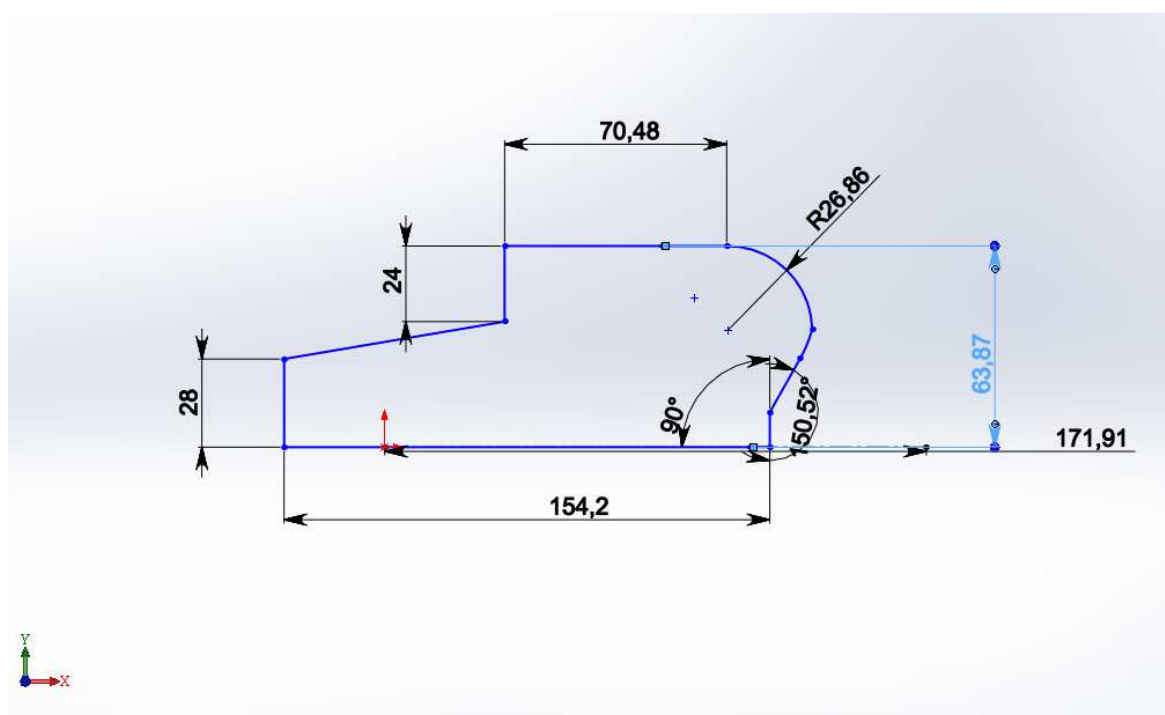


Рисунок 30 – Эскиз корпуса долота

На поверхности основания бура вырезаем 7 отверстий под промывочную жидкость диаметром 12 мм, как показано на рисунке 31.

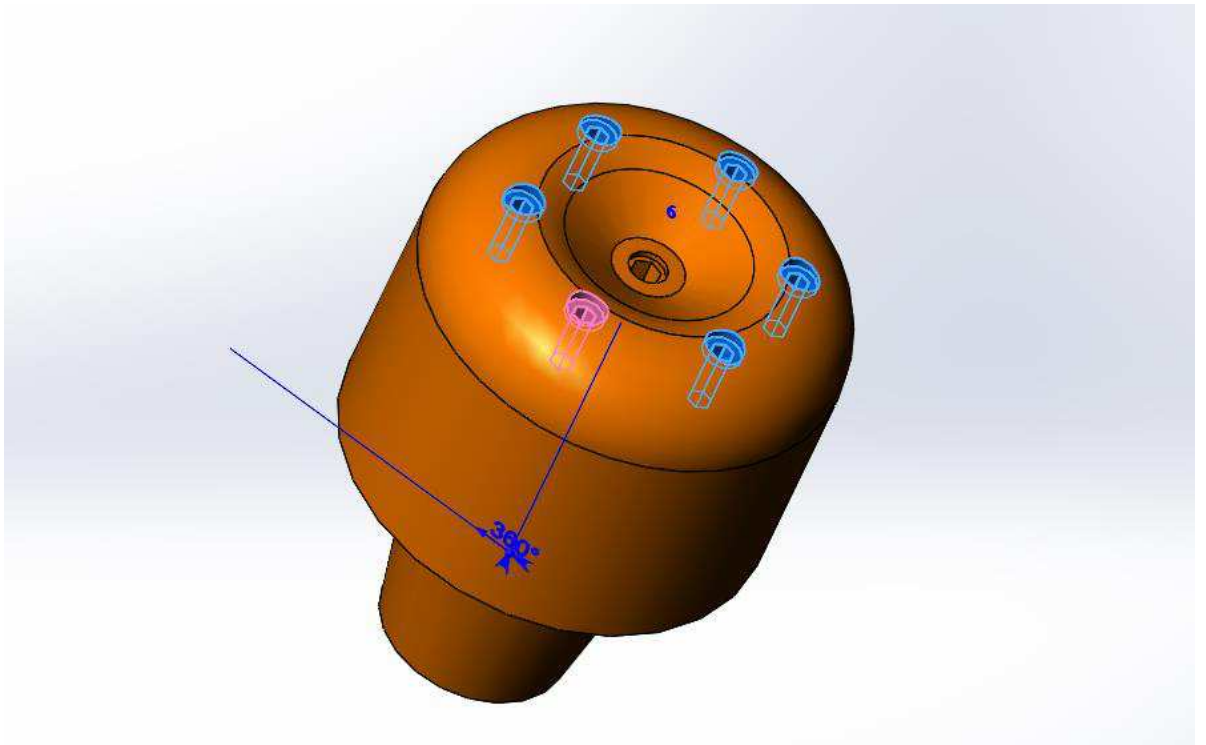


Рисунок 31 – Отверстия под промывочную жидкость

Следующим шагом является построение лопастей, рисунок 32. С помощью выреза тела вращения создаем тело лопасти. На поверхности моделируем пазы для резцов.

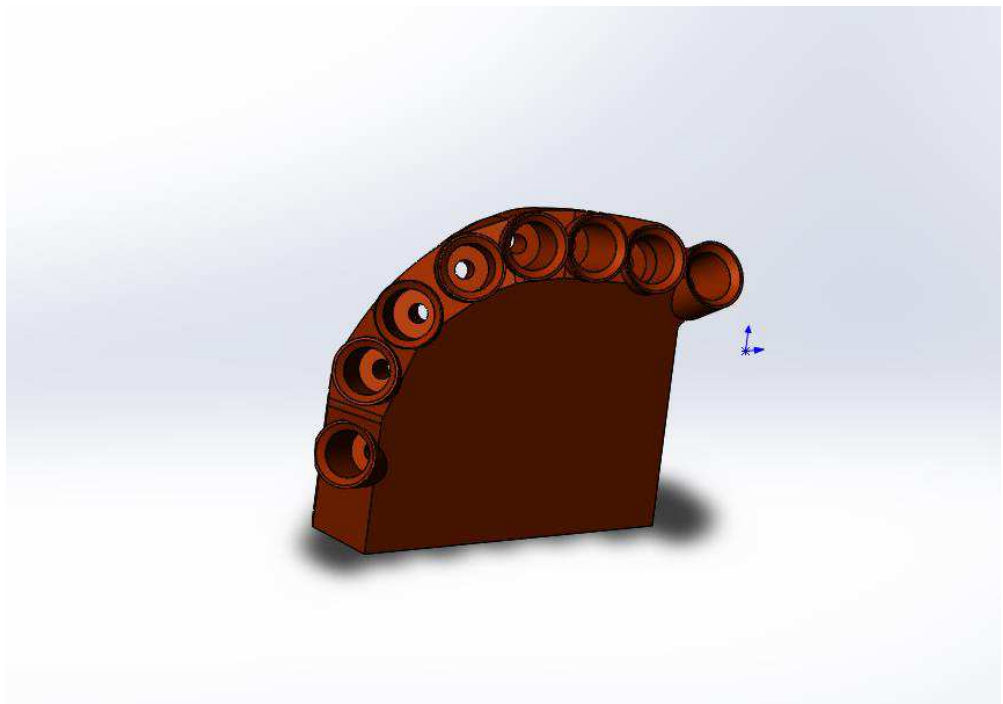


Рисунок 32 – Лопасть долота

Производим сборку долота, рисунок 33. Устанавливаем лопасти по окружности, начиная от внутреннего сечения.

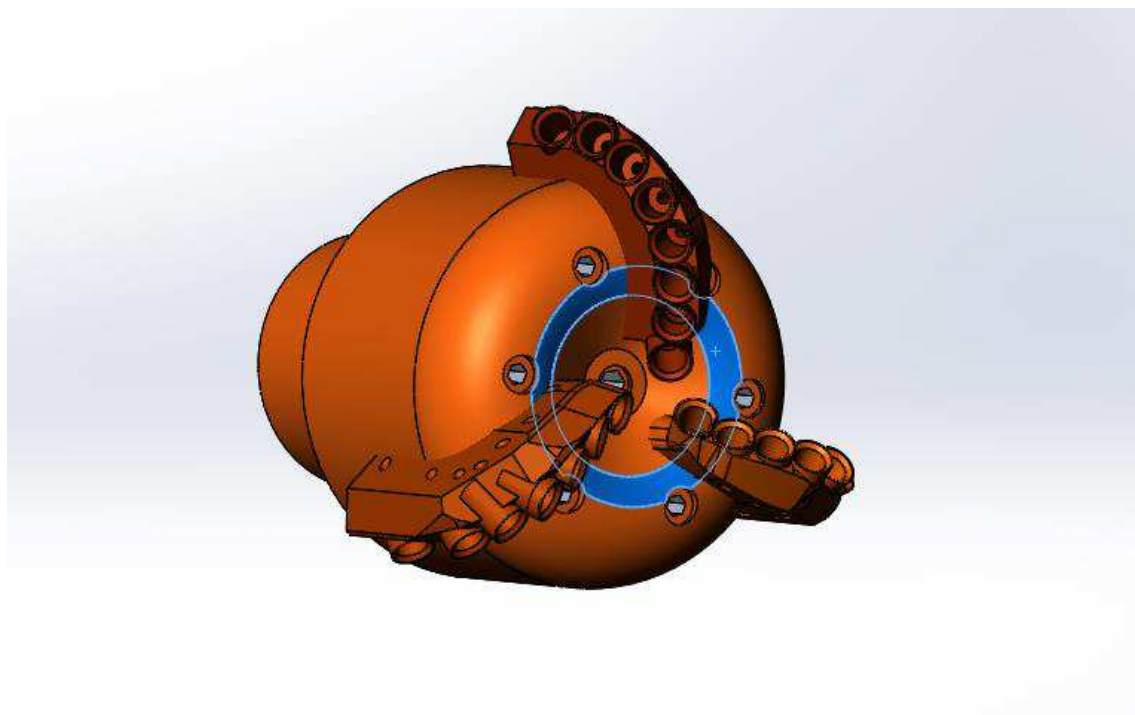


Рисунок 33– сборка долота

3.3 Построение втулки крепления резца

В качестве режущего инструмента выбираем твердосплавные резцы. Для обеспечения крепления резца в инструменте разрабатываем специальную втулку.

Построения втулки начнем с эскиза, рисунок 34. Внутренний диаметр втулки равен 20 мм, а внешний 30 мм. С помощью созданного эскиза строим тело вращения. На внутренней поверхности втулки вырезаем канавку с помощью которой будет обеспечение крепление резца.

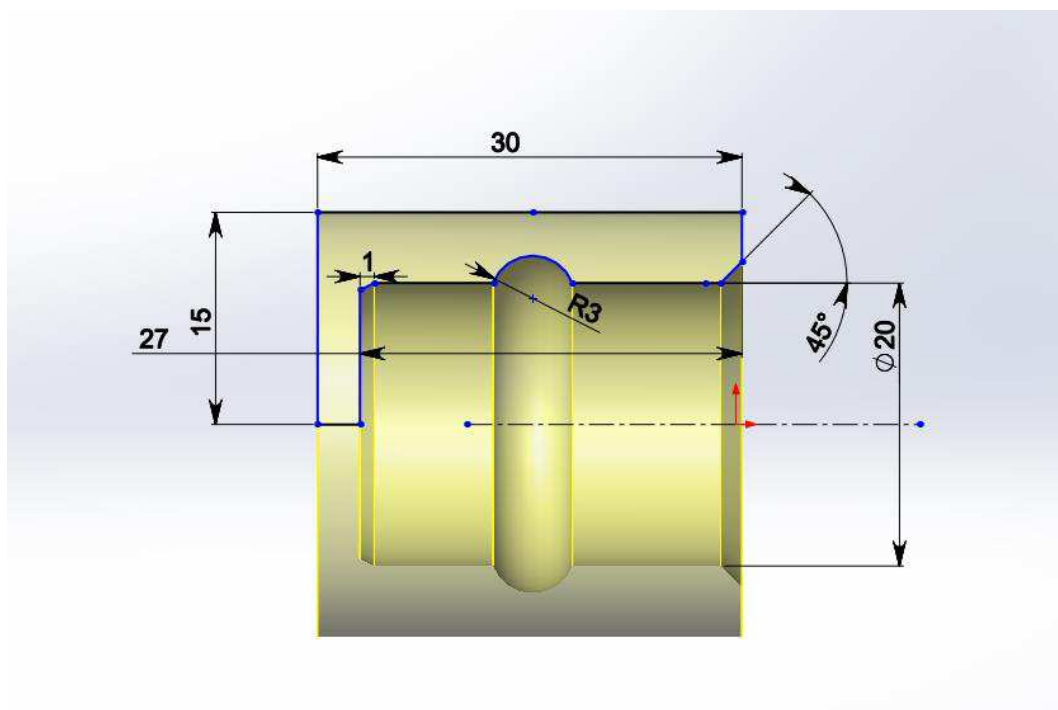


Рисунок 34 – Эскиз втулки

На внешней поверхности втулки делаем отверстие в направлении вырезанной канавки. Так же делаем отверстие на торцевой поверхности втулки, рисунок 35.

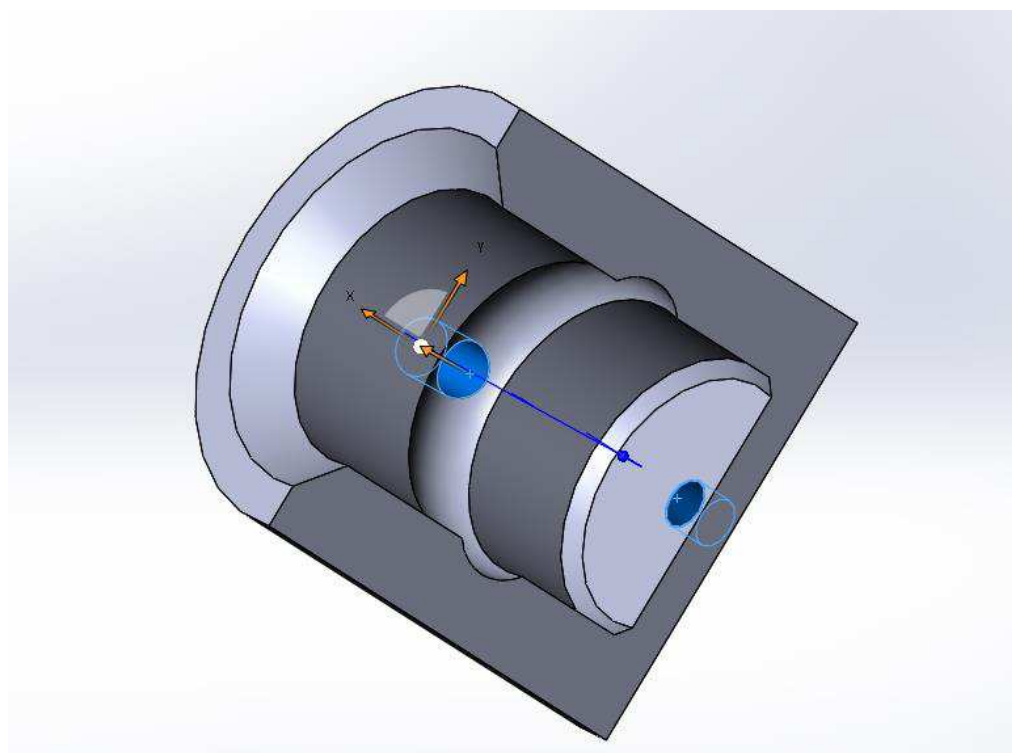


Рисунок 35 – втулка в разрезе

Втулка обеспечивает крепление резца следующим образом. На внутренней поверхности втулки и резца делается канавка. При установки резца во втулку эти канавки совпадают. В боковое отверстие втулки запрессовывается жидкий композитный материал, гелькоут. Гелькоут заполняет канавки и застывая образует кольцо, которое обеспечивает крепление резца.

С помощью данной конструкции резец можно заменять. При стирании резца необходимо нагреть втулку, тем самым расплавить застывший гелькоут, и с помощью клина выбить резец через отверстие у основания. Крепление резца представлено на рисунке 36.

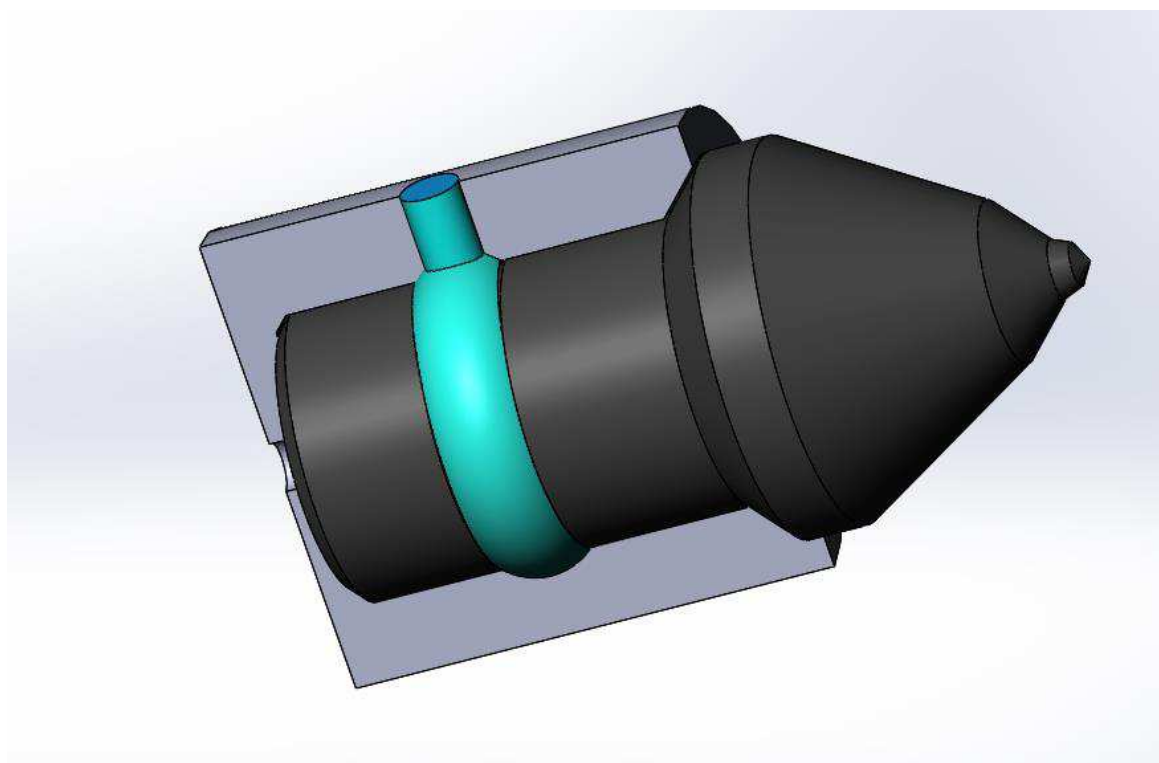


Рисунок 36– разрез втулки с закрепленным резцом

3. 4 Сборка конструкции

После построения всех основных деталей инструмента необходимо совершить сборку. Основным инструментом создания сборки в программе SOLID WORKS 2016 является «Сопряжение», с помощью него совершается

установка деталей на корпус. Полученный результат представлен на рисунке 37 и 38.

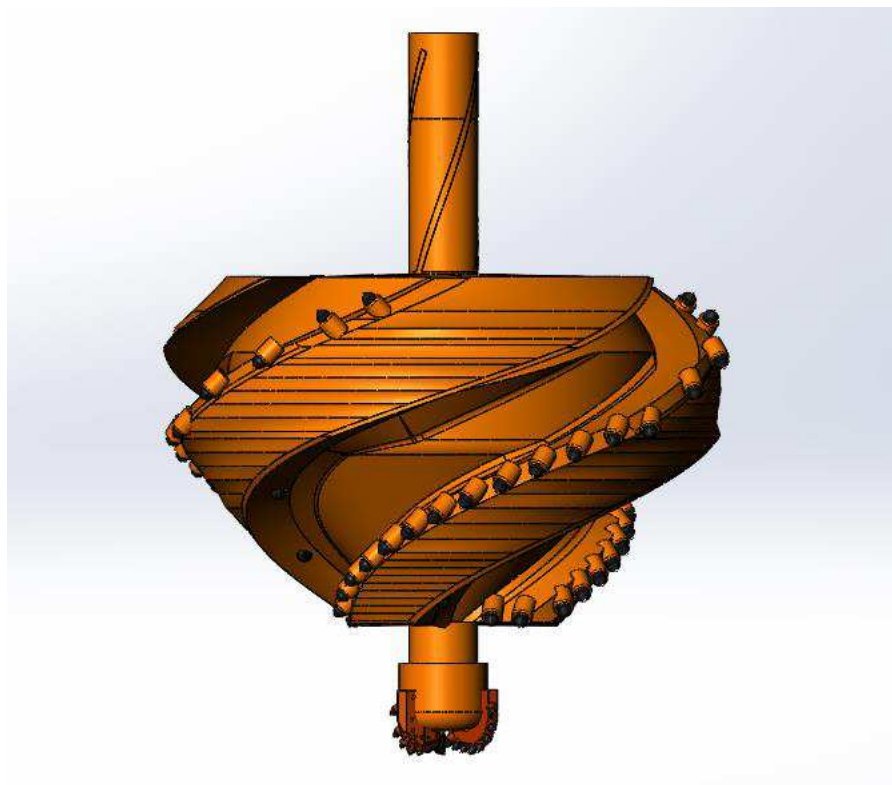


Рисунок 37 – вид сбоку

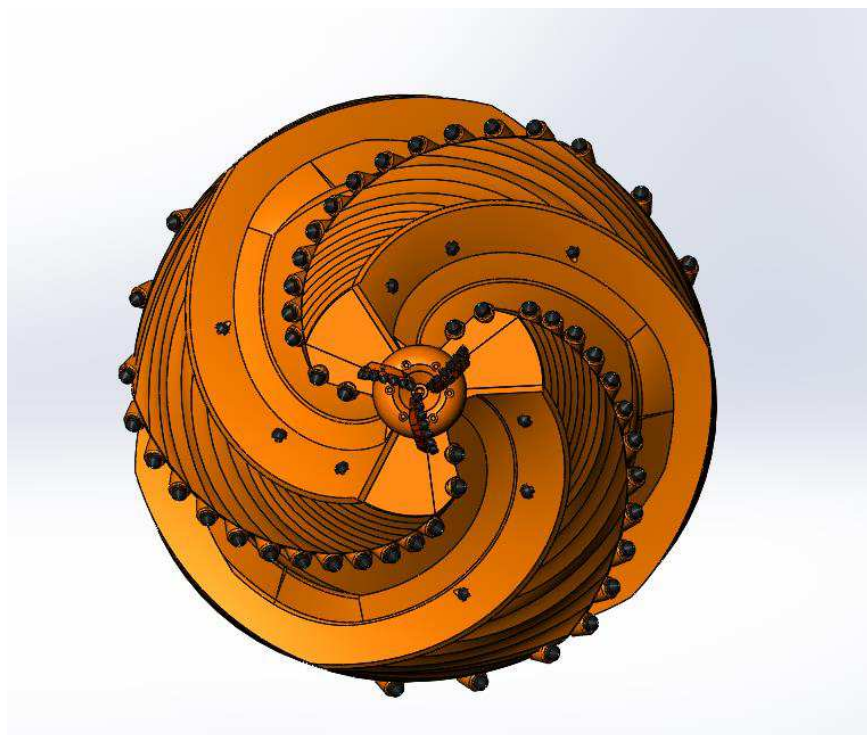


Рисунок 38 – вид сверху

3.5 Исследование в программе SOLID WORKS Flow Simulation

Solid Works Flow Simulation пакет модулей по газо/гидродинамическим расчетам. Данный модуль включает в себя:

- моделирование течения жидкостей и газов, управление расчётной сеткой, использование типовых физических моделей жидкостей и газов, комплексный тепловой расчёт, газо/гидродинамические и тепловые модели технических устройств, нестационарный и нестационарный анализ, расчёт вращающихся объектов;

- моделирование для теплового расчёта электронных устройств. Имеет базу данных по виртуальным вентиляторам; материалам электротехнического назначения, термоэлектрическим охладителям (элементы Пельтье), двухрезисторным компонентам. Имитация прохождения постоянного тока и джоулева нагрева постоянным током, модели двухрезисторных компонентов, тепловых трубок, многослойных печатных плат.

- систему расчёта вентиляции, отопления и кондиционирования. Имеет расширенные базы данных по строительным материалам и вентиляторам, уточнённая модель теплообмена излучением с учётом отражения, преломления и спектральных характеристик, расчёт параметров комфорта: средней прогнозируемой оценки, допустимого числа неудовлетворённых, среднерадиационной температуры.

С помощью данного модуля производим анализ движения промывочной жидкости в забое. Для этого загружаем спроектированную 3D модель бурового инструмента, создаем модель забоя, рисунок 39.

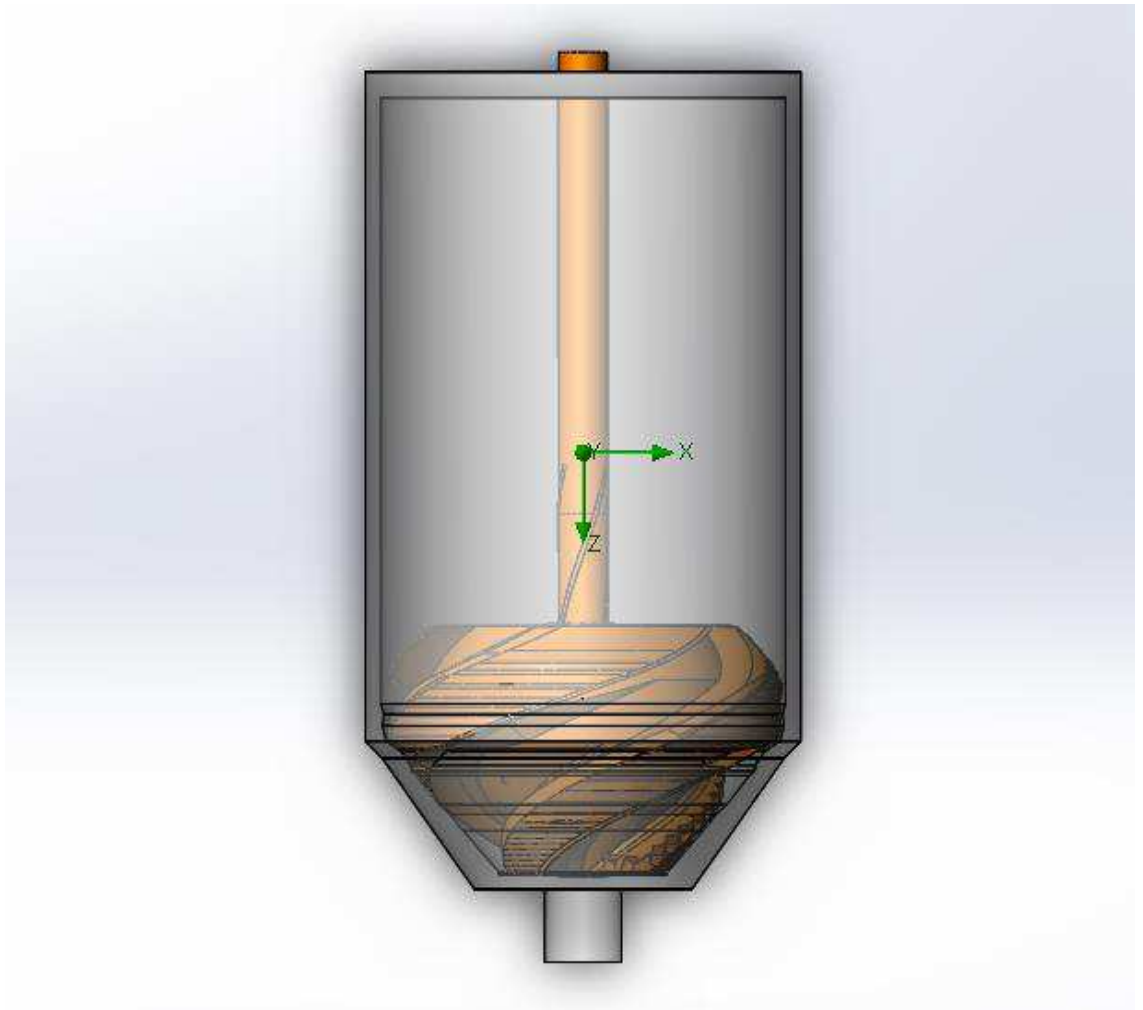


Рисунок 39– инструмент в забое скважины

Задаем параметры промывочной жидкости, устанавливаем массовый расход $G=10$ кг/с, указываем давление окружающей среды со стороны устья $P=1$ Мпа. Результаты симуляции процесса показаны на рисунке 40, 41 и 42.

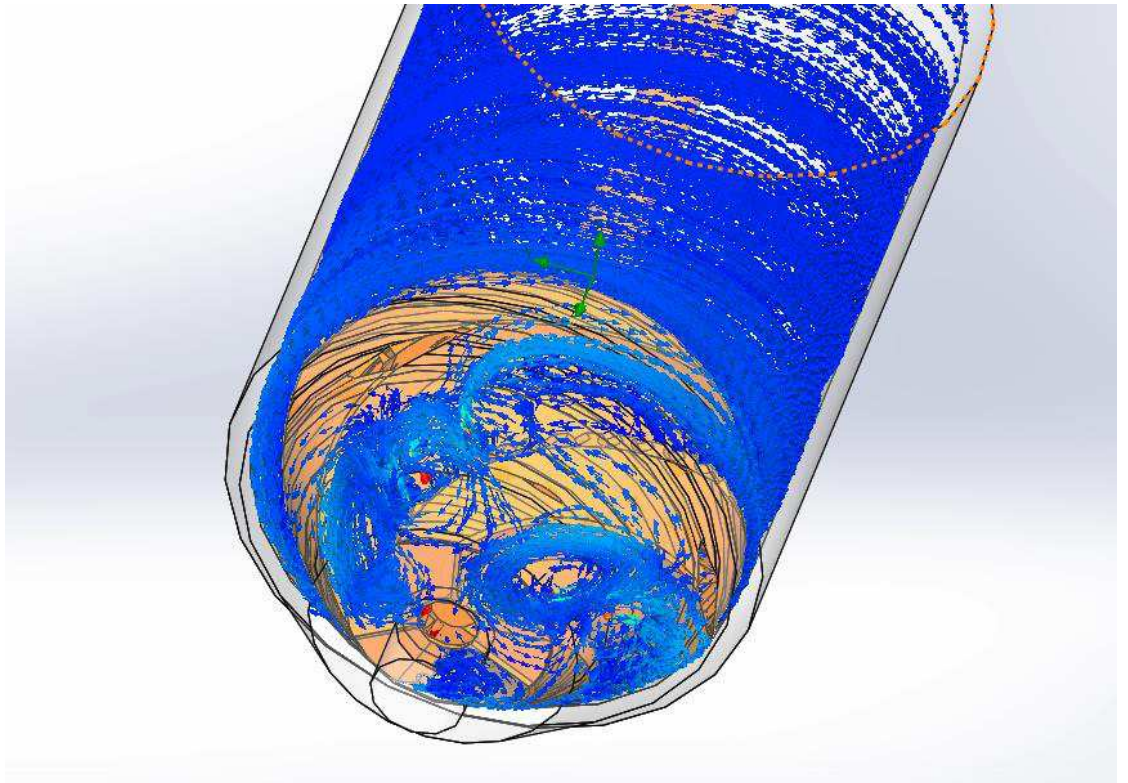


Рисунок 40 – результаты моделирования потоков

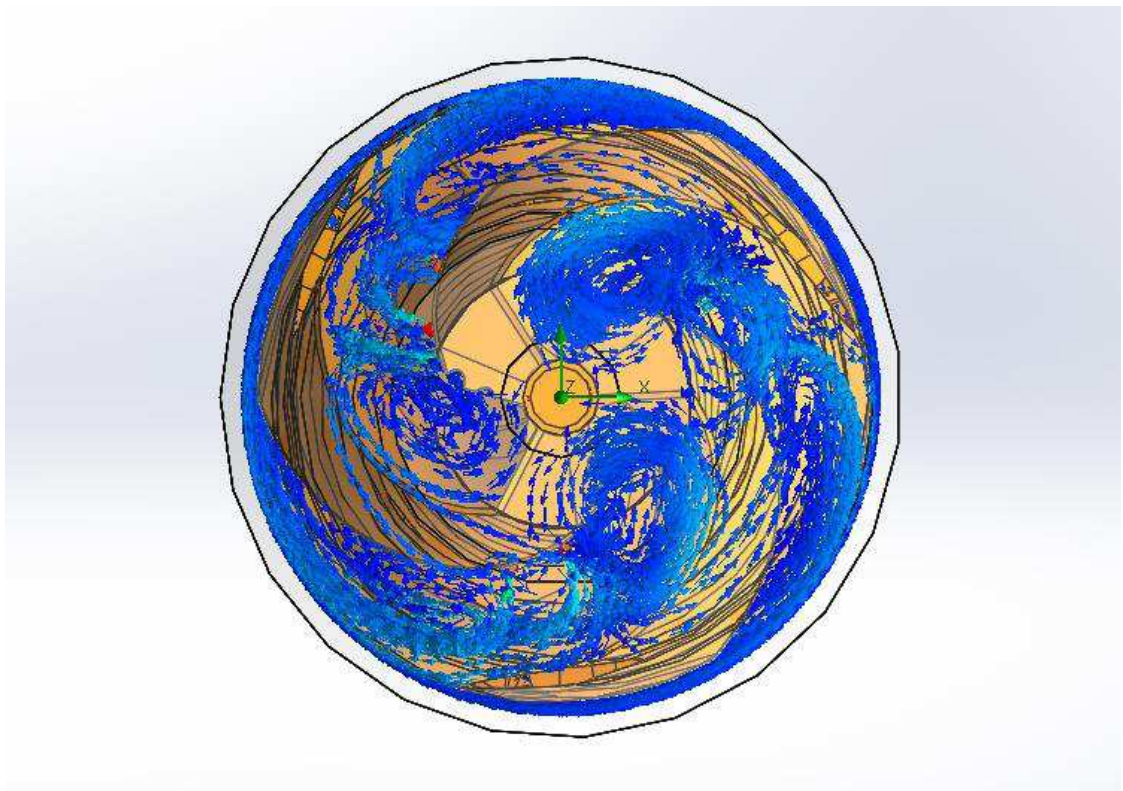


Рисунок 41 – результаты моделирования потоков

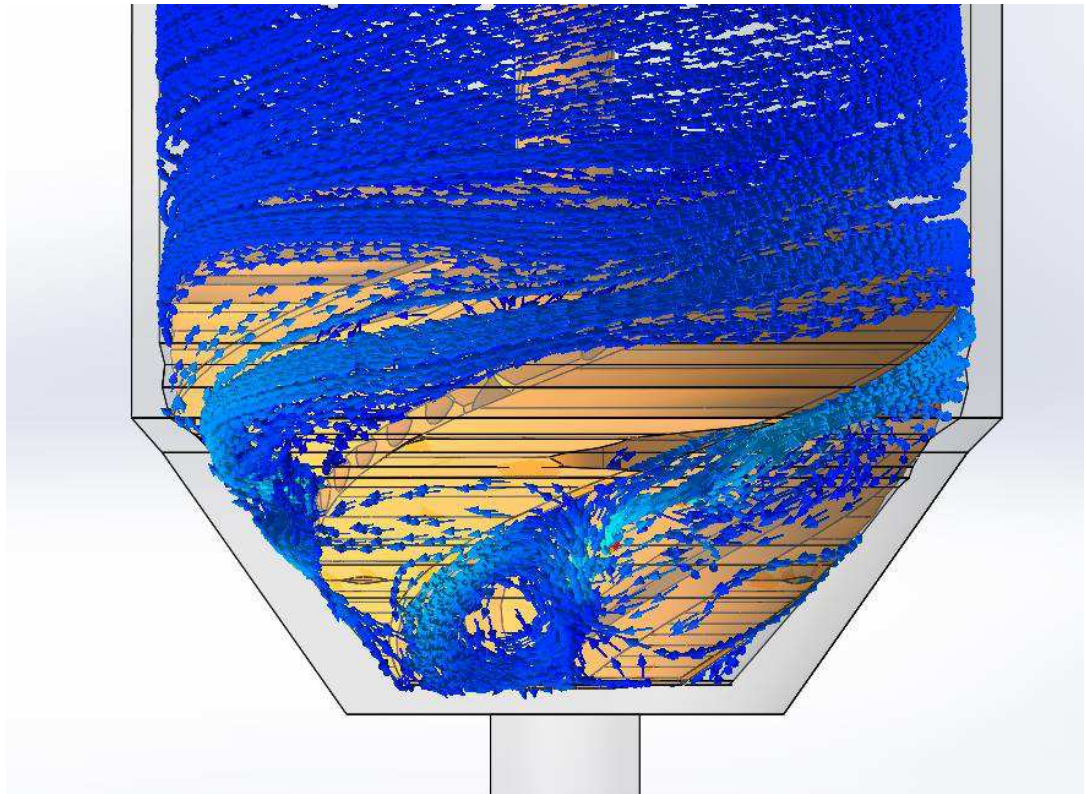


Рисунок 42 – результаты моделирования потоков

По результатам анализа движения жидкости в призабойном пространстве можно сказать что струя промывочной жидкости, направляемая специально вмонтированными соплами, создает условие турбулентности потока проходя по специальным сечениям уменьшенного диаметра, что в свою очередь положительно влияет на транспортировку шлама из забоя

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большое количество разрабатываемых месторождений в настоящий момент находится в условиях вечной мерзлоты. Близкое расположение скважин может привести к растеплению вечномерзлых грунтов, что в свою очередь может привести к непоправимым последствиям, неполадкам работы оборудования, деформации и разрушению наземного оборудования. Для решения данной задачи применяется специальная конструкция обсадной трубы, оборудованная теплоизоляцией. Такая конструкция получила название термоизолирующее направление обсадной трубы или термокейс. Сложность данного решения заключается в том, что за счет изменения конструкции диаметр направления обсадной трубы значительно увеличился, и встает необходимость в бурении скважины большого диаметра.

Целью данной работы была разработка инструмента с конусным формированием забоя, для бурения скважин большого диаметра, который способен эффективно разрабатывать грунты и породы различных категорий.

В ходе выполнения работы был проведен анализ используемых технологий как в бурении нефтяных и газовых скважин, так и в области бурения горнодобывающих машин. Был проведен патентный обзор. Рассмотрен основной вид используемого инструмента, выявлены его плюсы и минусы.

Так же была разработана схема установки режущего инструмента. Проведен расчет эффективности бурового инструмента с учетом различной крепости грунтов и пород.

В основной части работы произведено трехмерное конструирование модели инструмента в программе SOLIDWORKS. Смоделирована конструкция инструмента, конструкция втулки крепления резца, конструкция лидирующего долота. Разработана схема крепление режущей части к буровому инструменту.

Так же был произведен анализ движения жидкости в призабойном пространстве с помощью модуля SolidWorks Flow Simulation. Данный анализ показал, что струя промывочной жидкости, направляемая специально смонтированными соплами, проходя по специальным сечениям уменьшенного

диаметра, создает турбулентность потока, что в свою очередь положительно влияет на транспортировку шлама из забоя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2 Буровой инструмент / Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. – Москва: «Издательство Недра», 2003 – 494 с.
2. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра / Ю.Г. Буримов [и др.]. – Москва: ОАО «Издательство Недра» 1975 г. – 225 с.
3. Зварыгин, В.И. Буровые станки и бурение скважин: учебное пособие / В.И. Зварыгин. – 2-е изд., стер. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012 - 256с.
4. Нексромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. пособие. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2014.-288 с.
5. Цытович Н.А.– Механика мёрзлых грунтов. - М.: Изд-во МГУ, 1978г.
6. Кулепов, В.Ф. Определение нагрузок на рабочие органы ледорезных машин на основе численной реализации математической модели / В.Ф. Кулепов, А.Л. Малыгин, В.В. Романов //Труды НГТУ– Т.45. - Н.Новгород. 2004. С.105-109.
7. Зеленин А.Н.- Физические основы теории резания грунтов. - М, АН СССР, 1950г.
8. Шевченко Л.В., Ширшова И.В. Прочностные свойства мерзлых глинистых грунтов // Геоэкология. 2008. № 1. С. 78-84.
9. Родин И. И. Основы проектирования многоковшовых экскаваторов непрерывного действия: учебное пособие / И. И. Родин, Л. К. Соколов. - Красноярск: Изд-во Красноярск. ун-та, 1987.
10. Смирнов, А.А. Трёхмерное геометрическое моделирование: учеб. пособие по курсу «Основы автоматизации проектирования» / А.А. Смирнов. — М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2010. — 40 с. : ил.
11. Анурьев, В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3-х т. Т.2 – 9-е изд. перераб. и доп / В.И. Анурьев; под ред. И.Н. Жестковой. – Москва: Машиностроение, 2006 – 960 с

12. Абатуров В.Г. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент: учеб. пособие для вузов / В.Г. Абатуров. – Тюмень: изд-во Нефтегазовый университет, 207 – 238 с.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Определения момента сопротивления резания на единичный резец для трех видов крепости пород

Производим расчет момента сопротивления резания на единичный резец для определения суммарного момента:

$$M_B = \sum_{i=l_1}^n P_k \cdot l_n,$$

где P_k – среднемаксимальная касательная сила резания, Н;

l_n – величина плеча действия силы на резец, м.

Момент сопротивления резания на единичный резец:

$$M_n = P_k \cdot L_n,$$

Таблица 3 – Величины плеча действия силы на каждый резец L, мм

0,0966	0,2068	0,2629	0,30731	0,35019	0,39407	0,4131	0,41708
0,1159	0,2196	0,2691	0,31324	0,35659	0,40028	0,41412	0,41735
0,1352	0,2329	0,27534	0,31918	0,36298	0,40313	0,41451	
0,1446	0,2388	0,28156	0,32512	0,36921	0,40597	0,41499	
0,1618	0,2448	0,28778	0,33134	0,37543	0,40882	0,41547	
0,1775	0,2507	0,29429	0,33757	0,38165	0,4107	0,41595	
0,1938	0,2569	0,3008	0,34379	0,38786	0,41282	0,41662	

В таблице 3 приведена длина плеча для каждого из 51 резца.

Расчет среднемаксимальной касательной силы с учетом различной категорией прочности породы :

$$P_{kIII} = 10 \cdot 400 \cdot 0,1^{1,2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 195,8 \text{ кг}$$

$$P_{kV} = 10 \cdot 200 \cdot 0,1^{1,2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 97,9 \text{ кг}$$

$$P_{kVII} = 10 \cdot 150 \cdot 0,1^{1,2} (1 + 0,55 \cdot 0,2) \left(1 - \frac{90 - 45}{150}\right) = 73,9 \text{ кг}$$

Производим расчет момента сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы III категории. Данный расчет произведем в программе MS Excel. Результаты расчета занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Момент сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы III категории

18,9142	40,4914	51,47582	60,1713	68,5672	77,15891	80,88498	81,66426
22,6932	42,9976	52,68978	61,33239	69,82032	78,37482	81,0847	81,71713
26,4721	45,6018	53,91157	62,49544	71,07148	78,93285	81,16106	
28,3126	46,7570	55,12945	63,6585	72,29132	79,48893	81,25504	
31,6804	47,9318	56,34732	64,87637	73,50919	80,04696	81,34903	
34,7545	49,0870	57,62198	66,09621	74,72707	80,41506	81,44301	
37,946	50,3010	58,89664	67,31408	75,94299	80,83016	81,5742	

Производим расчет момента сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы V категории. Данный расчет произведем в программе MS Excel. Результаты расчета занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Момент сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы V категории

9,45714	20,2457	25,7379	30,0856	34,2836	38,5794	40,4424	40,83213
11,3466	21,4988	26,3448	30,6662	34,9101	39,1874	40,5423	40,85857
13,2360	22,8009	26,9557	31,2477	35,5357	39,4664	40,5805	
14,1563	23,3785	27,5647	31,8292	36,1456	39,7444	40,6275	
15,8402	23,9659	28,1736	32,4381	36,7546	40,0234	40,6745	
17,3772	24,5435	28,8109	33,0481	37,3635	40,207	40,7215	
18,9730	25,1501	29,4483	33,6570	37,9714	40,415	40,787	

Производим расчет момента сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы VII категории. Данный расчет произведем в программе MS Excel. Результаты расчета занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Момент сопротивления резания на единичный резец, при разработке породы VII категории

7,09044	15,1791	19,29686	22,55655	25,70395	28,92474	30,32154	30,61367
8,50706	16,1186	19,75194	22,99182	26,17371	29,38055	30,39641	30,63349
9,92368	17,0948	20,20996	23,42781	26,64273	29,58974	30,42503	
10,6136	17,527	20,6665	23,86381	27,10001	29,7982	30,46027	
11,8761	17,9683	21,12305	24,32036	27,55656	30,00739	30,4955	
13,0285	18,401	21,60089	24,77764	28,01311	30,14538	30,53073	
14,2249	18,856	22,07872	25,23419	28,46892	30,30099	30,57991	

Исходя из данных таблиц 4, 5 и 6 рассчитываем суммарный момент сопротивления резания бурового инструмента для III, V и VII категории грунта:

$$M_{III} = 3149,27 \text{ кг} \cdot \text{м} = 30,88 \text{ кНм}$$

$$M_{V} = 1574,63 \text{ кг} \cdot \text{м} = 15,44 \text{ кНм}$$

$$M_{VII} = 1180,57 \text{ кг} \cdot \text{м} = 11,58 \text{ кНм}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

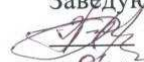
- 1) Сборочный чертеж бурового инструмента. (1 лист, формат А1);
- 2) Чертеж корпуса инструмента. (1 лист, формат А1);
- 3) Сборочный чертеж долота (1 лист, формат А3);
- 4) Чертеж резца (1 лист, формат А4);
- 5) Чертеж втулки (1 лист, формата А4)

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

Институт нефти и газа
Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


 Э. А. Петровский
«06» июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов
нефтегазового производства»

**Разработка универсального бурового инструмента для строительства
термокейсов**

Руководитель		доцент К.Т.Н	А. К. Данилов
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник		06.06.2017	А. А. Кусакин
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017