

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Разработка и исследование механических свойств полимерных центраторов обсадных труб	

УДК 622.245.1.057.9-036.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г. Р.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования магистрант

Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	<i>Теоретическая часть работы</i>	50
15.04.2019	<i>Выполнение расчетной части работы</i>	40
12.05.2019	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г. Р.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	УК-1, УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, , ОПК-2, ОПК-6,
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач</i> развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	ответственность за результаты работы	26).

<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК- 29, ПК-30, (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания технологического оборудования	ОПК-5, ОПК-6, ПК-3, ПК-7, ПК-9, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-21, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия с целью повышения надежности, долговечности и эффективности работы технологического оборудования	ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-10, ПК-12, ПК-17, ПК-21, ПК-23, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»
P11	Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.	ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-10, ПК-17, ПК-30, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович

Тема работы:

Разработка и исследование механических свойств полимерных центраторов обсадных труб	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.02.2019; 852/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Провести исследование механических свойств полимерного центратора для обсадных колонн и подобрать материал для его изготовления.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Аналитический обзор литературных источников с целью выявления современных методов решения поставленной задачи. 2. Механическое исследование полимерного центратора, трехмерное моделирование и подбор материала. 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 4. Социальная ответственность. 5. Заключение по работе.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентация
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В. Б., доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Черемискина М. С., ассистент
Раздел, выполненный на иностранном языке	Бекишева Т. Г., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны иностранном языке:	
Приложение А	

Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику	04.02.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г. Р.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович		

Реферат

Дипломная работа включает в себя: 145 страниц, 55 рисунков, 27 таблиц, 44 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: обсадная колонна, буровая колонна, полимерный центратор, пружинный центратор, скважина, ось, соосность, спуск обсадной колонны, бурение, цементирование, трение.

Объект исследования: полимерный центратор для обсадных колонн.

Цель работы: расчет и разработка полимерного центратора путем проведения исследований механических характеристик материала и расчета моделей в ПО.

Задачи:

- провести механические испытания материала, эксплуатируемого полимерного центратора;
- выполнить анализ возможных материалов для изготовления центратора;
- Разработать 3D модель полимерного центратора;
- произвести расчеты полимерного центратора в программном обеспечении;
- подобрать материал исходя из результатов расчета.

Результатом проведенной работы являются 3D модель полимерного центратора и расчеты в программном обеспечении SolidWorks.

Область применения: полимерный центратор для обсадных колонн используется для спуска колонн в скважину. Центратор выравнивает геометрические оси обсадной колонны и скважины, чтобы облегчить спуск. Также полимерные центраторы имеют низкий коэффициент трения относительно центраторов металлического типа.

Оглавление

Введение.....	10
1. Обзор литературы.....	12
2.Объекты и методы исследования.....	22
2.1 обсадная колонна.....	22
2.2 подготовка и спуск обсадной колонны.....	26
2.3 Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн.....	29
2.4 виды центраторов, их область применения.....	35
2.5 Полимерный низкофрикционный центратор.....	48
3. Расчетная часть.....	52
3.1 Исследование механических свойств полимерного центратора.....	52
3.2 Анализ возможных материалов для разработки полимерного центратора из библиотеки SolidWorks.....	60
3.3 Подбор материала для центратора обсадных колонн.....	69
3.4. Проведение расчетов в ПО SolidWorks.....	71
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	84
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	85
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	86
4.3 Планирование работ по научно-техническому исследованию.....	88
4.3.1 Определение трудоемкости этапов НИР.....	90
4.3.2 Построение графика работы.....	93
4.4 Бюджет научно-технического исследования.....	94
4.4.1 Основная заработная плата исполнителей темы.....	95
4.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	98
4.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды.....	99
4.4.4 Накладные расходы.....	100
4.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	100
4.4.6 Определение ресурсоэффективности проекта	101

5. Социальная ответственность.....	108
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	108
5.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя)	
правовые нормы трудового законодательства.....	108
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	
исследователя.....	112
5.2. Профессиональная социальная безопасность.....	113
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть	
на рабочем месте при проведении исследований.....	114
5.2.2. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия	
опасных и вредных факторов.....	114
5.3. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	120
5.3.1. Анализ «жизненного цикла» объекта исследования.....	120
5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	121
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект	
исследований.....	123
5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка	
порядка действия в случае возникновения ЧС.....	124
Заключение.....	126
Список используемых источников.....	127
Приложение А.....	132

Введение

К середине XX века в мировой нефтяной и газовой добывающей инфраструктуре в проекты и планы по устойчивому закреплению скважин стали внедряться оборудования, которые выполняли функцию центрования обсадных колонн в скважине. Это проекты играли важную роль в нефтегазовой промышленности, так как возрастали требования к качеству эксплуатируемых скважин, необходимо было увеличить срок работы скважины до капитального ремонта. Идя из этого необходимо было обеспечить качественное цементирование затрубного пространства скважины, а для этого необходимо равномерное заполнение раствором все затруднённые участки. Для выполнения поставленной задачи начали использовать комплекс оборудования для оптимальной работы скважины, а именно для центрирования обсадных колонн в момент спуска в скважину, которые называются центраторы.

Во время цементации ствола скважины необходимо вытеснить буровой раствор, затем закачивать тампонажный, чтобы это было более эффективнее, обсадные трубы центрируются относительно оси скважины. Центраторы для обсадных колонн изготавливают из различных материалов и сплавов, в основном они квалифицируются на металлические и полимерные. В случае применения пружинных центраторов (металлических) с незначительной деформируемостью, циркуляция и течение вязкопластичных суrowых растворов восстанавливаются без образования застойных зон даже в области структурного режима течения в скважинах. При значительной деформации пружинных центраторов (до диаметра долота) их эффективность незначительна.

Центраторы также облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных

завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов, облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн благодаря центрированию из верхних концов. Как правило, центраторы устанавливаются на колонне в средней части каждой обсадной трубы, т.е. там, где происходит наибольший ее изгиб. Не рекомендуется размещать центраторы в зоне расположения муфт обсадной колонны. Вытеснение следует вести при турбулентном движении растворов. Центрирование колонн способствует равномерному распределению цементного раствора вокруг обсадной колонны, повышает качество разобщения пластов, улучшает проходимость обсадной колонны по стволу скважины. Именно этот эффект центрирования обсадных колонн постоянно привлекает внимание специалистов. В последние годы было разработано и опубликовано несколько методик и инструкций по центрированию обсадных колонн в скважинах.

Для улучшения качества цементирования и облегчения спуска обсадной колонны в скважину начали применять центраторы, которые выполнены из полимерного материала. Такой центратор более легкий, чем металлический пружинный, имеет низкий коэффициент трения, что способствует легкому спуску обсадной колонны в скважину, а также обладает более низкой стоимостью, относительно металлических. Для улучшения распространения тампонажного раствора в скважине стали использовать полимерные центраторы турбулизаторы. Благодаря необычной формы ребер, которые выполнены в виде спиралей, тампонажный раствор приобретает турбулентное движение, что способствует лучшему заполнению.

1. Обзор литературы

Центраторы представляют собой устройства, выполняющие опорно-центрирующую функцию. Чаще всего они применяются там, где происходит бурение скважин для забора нефти и газа. Данные устройства устанавливаются на бурильную колонну либо действующий в забое двигатель, направляя их в нужную сторону, что позволяет выпрямить ось скважинного ствола, а при необходимости даже изменить направление скважины.

В зависимости от специфики применения центраторы делятся на два вида: колонные и передвижные. Первые соответственно устанавливаются на колонну, а вторые – на двигатель. При этом колонные центраторы используются при бурении глубоких ровных скважин, а передвижные – при создании наклонных скважин.

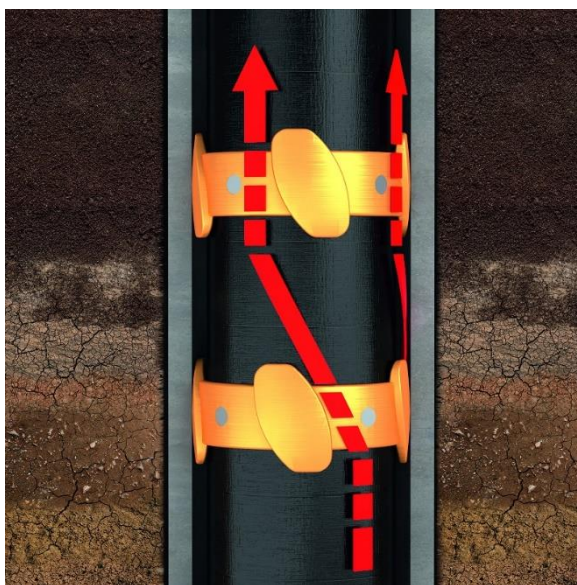


Рисунок 1 – Центратор на колонне труб



Рисунок 2 – Центратор при бурении скважин, над породоразрушающим инструментом

Помимо центрирующей и опорной функции, колонные центраторы также выполняют калибровку скважины. Их следует использовать при бурении наиболее глубоких скважин, когда долото попадает под серьезную нагрузку.

Особое отличие колонных центраторов заключается в исполнении: они имеют монолитную конструкцию. При этом их комплектуют тремя специальными лопастями, прошедшими процедуры армирования и прессовки. Они расходятся в стороны, касаясь стен скважины. Для повышения стойкости центратора лопасти обрамляются дополнительным вооружением на концах. Это свойство также гарантирует длительное сохранение центрирующих возможностей устройства. В комплексе армирование и вооружение позволяет повысить прочность и долговечность изделия.

Если колонные центраторы необходимо установить на соединение между упрочненными бурильными трубами (УБТ), то их производят с двумя типами замков – внешней и внутренней резьбой. Для монтажа центратора над долотом оба замка делаются изнутри. Последний тип колонного центратора может снабжаться режущим элементом для калибровки поверхности скважины.

При необходимости изменения направления скважины используются передвижные центраторы. Они изготавливаются на базе анализа поставленной технологической задачи. При этом учитывается необходимый уровень стабилизации ствола скважины и угол изменения её наклона. Такие центраторы состоят из главной муфты, лопастей и цанги. Шесть армированных лопастей располагаются на поверхности муфты. А цанга, имея обычную коническую резьбу, вкручивается в муфту. Обычно это необходимо, чтобы закрепить передвижной центратор на двигателе. При повороте муфты цанга начинает сжиматься, надежно закрепляя корпус двигателя. С этой же целью на внутренней поверхности цанги делают продольные полосы из сплава вольфрама и кобальта.

Непрерывно стоит отметить маркировку, проставляемую на центраторах. Она зависит от типа пород, через которые способно проходить устройство. Например, маркировка МС говорит о возможности прохода центратора через мягкие пласты пород, имеющие прослойки средней жесткости. Маркировка С обозначает центраторы, работающие с породами средней жесткости, а буквой Т маркируются центраторы для максимально твердых пород.

[1] Русские авторы Нугайбеков Р. А., Валиков Э. В., Данилов А. М., Рассказчиков А. А. предложили в своем патенте центратор для обсадной колонны. Предложенная авторами модель можно отнести к оборудованию для процессов бурения нефтегазовых скважин, к выполняемым процессам, которые производят центрирования обсадных труб относительно геометрической оси скважины. Корпус центратора является полым, нижняя часть которого выполнена в виде усеченного конуса с продольными разрезами, втулку, центрирующие ребра. Верхняя цилиндрическая часть корпуса снабжена наружной резьбой, а продольные разрезы расположены в нижней части корпуса, гайкой с пазами, расположенными на ее наружной поверхности под ключ для навинчивания на корпус, центрирующие ребра выполнены овальной формы с наклоном относительно продольной оси центратора и расположены на наружной поверхности втулки, а втулка и центрирующие ребра выполнены как одно целое с помощью литья, втулка имеет отверстие для фиксации на корпусе.

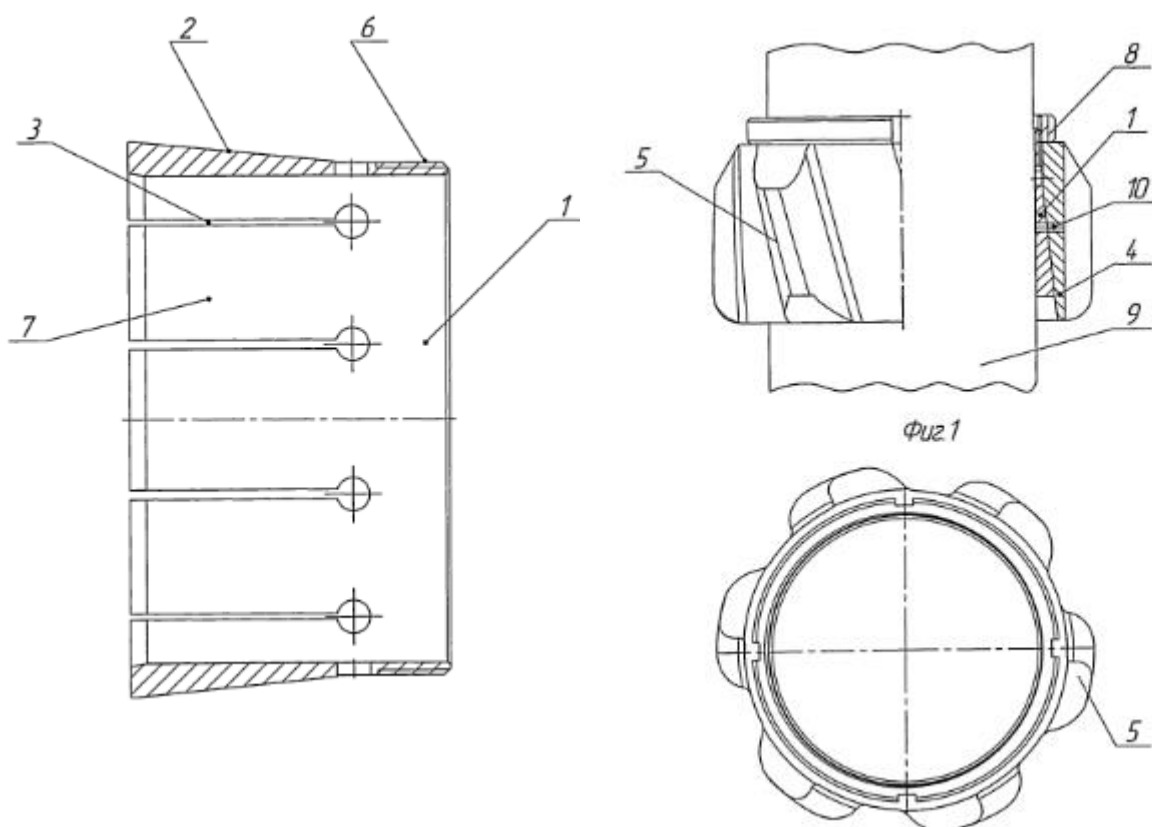


Рисунок 3 – Центратор для обсадной колонны

1 – корпус, 2 – конусная часть, 3 – продольные разрезы, 4 – втулка, 5 – центрирующая резьба, 6 – резьбовая часть корпуса, 7 – образующие лепестки, 8 – гайка, 9 – колонна обсадной трубы.

К недостаткам центратора можно отнести сложную конструкцию и в наклонном участке скважины низкую способность центрирования. Технический результат, на достижение которого направлена полезная модель, состоит в упрощении конструкции, снижении металлоемкости и, как следствие снижение стоимости изготовления центратора.

Центратор работает следующим образом.

Перед спуском обсадной колонны в скважину на трубу 9 одевают предварительно собранный центратор (корпус 1, втулка 4, гайка 8 и штифт 10), закрепляют в необходимом месте, гайку 8 затягивают. Под усилием завинчивания лепестки 7 корпуса 1 сжимаются и плотно прилегают по всей длине к стенкам трубы 9 обсадной колонны. Гайку 8 затягивают ключом до упора.

Далее обсадную колонну 9 опускают в низ по скважине. Тампонажный раствор в ходе цементирования вдоль наклоно-овальных ребер 5, и в итоге получается движение, которое называется турбулентное. Учитывается еще то, что угол наклона ребер равен 5 градусов, то эффект турбулизации усиливается, тем самым обеспечивает полное вытеснение бурового раствора тампонажным раствором.

За счет конструкции центратора происходит хорошее сцепление его с обсадной трубой, количество металла значительно уменьшается и, следовательно, повышается надежность и качество затвердевания тампонажного раствора, помимо всего, данный центратор обладает небольшой ценой и довольно прост в изготовлении на производстве.

[2] Для изменения свойств центратора, данные изобретатели Никитин В. Н., Ибрагимов Н. Г., Ожередов Е. В., Закиров А. Ф. предложили полимерный центратор для центрирования дополнительной обсадной колонны внутри основной обсадной колонны скважины.

Данный полимерный центратор относится к категории оборудования для добычи нефти и газа, так же его можно использовать для центрирования дополнительной обсадной колонны при спуске в основную обсадную колонну. Полимерный центратор имеет форму цилиндра с ребрами, количество ребер должно быть не меньше 4, ребра расположены относительно оси под углом 10 – 20 градусов. Внутренний диаметр цилиндрического корпуса центратора выполнен большим, чем наружный диаметр центрируемой обсадной колонны. Максимальный диаметр образующей ребер центратора выполнен меньшим, чем внутренний диаметр основной обсадной колонны. Угол наклона ребер выполнен с тем условием, что при закачке тампонажного раствора будет происходить турбулентное движение раствора, что тем самым будет благоприятно влиять на лучшее его смешивания и вытеснение бурового раствора, что повлияет на хорошее его затвердевание. Предложенная модель

разработана для снижения сопротивления движению жидкости в данном центраторе.

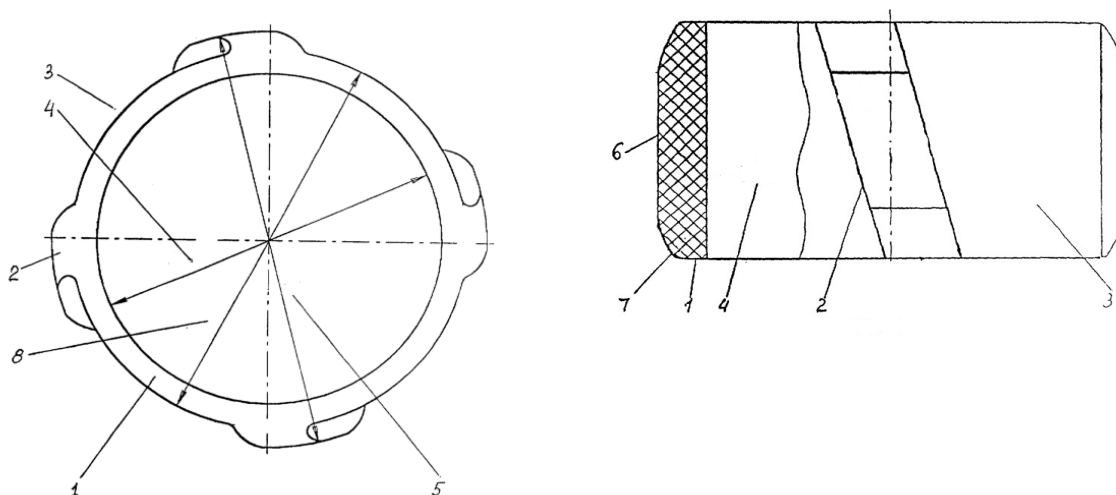


Рисунок 4 – Полимерный центратор для дополнительной обсадной колонны внутри основной обсадной колонны

1 – корпус, 2 – ребра, 3 – каналы, 4 – внутренний диаметр, 5 – максимальный диаметр, 6 – прямой участок, 7 – закругленный участок, 8 – наружный диаметр.

В ходе эксплуатации основной обсадной колонны могут возникать проблемы, которые плохо влияют на добычу и могут привести к авариям. Проблемы могут возникать из-за различных факторов, например, плохое качество цементирования основной колонны, возникновение коррозии, повреждение основной колонны в момент ее опускания. В этом отношении, чтобы обеспечить снижение расходов и продолжить эксплуатацию скважин, дополнительные последовательности колонны, которые обеспечивают более низкую пропускную способность и цементируют ее внутри, должны быть выполнены в главную последовательность колонны. В настоящее время могут быть проблемы, которые окажут негативное влияние на дальнейшую операцию скважин, это неравномерное цементирование межтрубного пространства. Причина этого может быть смежными из дополнительных обсадных колонн к главному кожуху в тех участниках, где хорошо повороты происходят. Это может привести к разгерметизации дополнительных последовательностей кожуха.

Чтобы улучшить качество центрирования, необходимо использовать дополнительные трубы с центраторами, которые сделаны из полиамида. Такие центраторы имеют преимущество перед металлическими центраторами. Например, центр полиамидов не будет вредить и повреждать главную обсадную трубу с внутренней части, таким образом, у этого материала будут более низкие коэффициенты воздействия относительно металла, это облегчает такую операцию как спуск дополнительного кожуха из-за меньшего числа стенок. Все это фактически избавляет от необходимости усилия, приложенные в контакте с центральной колонкой и кожухом.

Центраторы установлены на обсадной трубе между специальными сцеплениями, чтобы закрепить его плотно. Центратор может проворачиваться вокруг собственной оси, чтобы облегчить спуск колоны.

[3] Для уменьшения трения стенок центратора об стенки скважины, во время опускания колонны, автор Кисленко Н. Ф. предложил модель центратора с роликовыми вставками.

Авторы модель роликового центратора относят промышленности добычи нефти, которое будет центрировать спускаемую обсадную колонны относительно скважины, а также будет уменьшать трение, так как центратор выполнен из полимера и имеет специальные роликовые вставки. Центратор выполнен из полимера, следовательно, техническое решение данного центратора является уменьшение металла в конструкции. Так же на ребрах имеются ролики, которые при контакте со скважиной катятся, тем самым значительно уменьшают трение. Опорные элементы выполнены в виде упругих полос, концы которых прикреплены к регулировочным кольцам. Эластичные полосы в средней части имеют коробчатое сечение. Внизу коробки есть как минимум два слота для вывода роликов. Оси роликов установлены в отверстиях, выполненных по бокам коробки. Между боковыми сторонами коробок с эластичными полосами и трубой, на которой установлен центратор, имеется зазор, когда центратор не загружен.

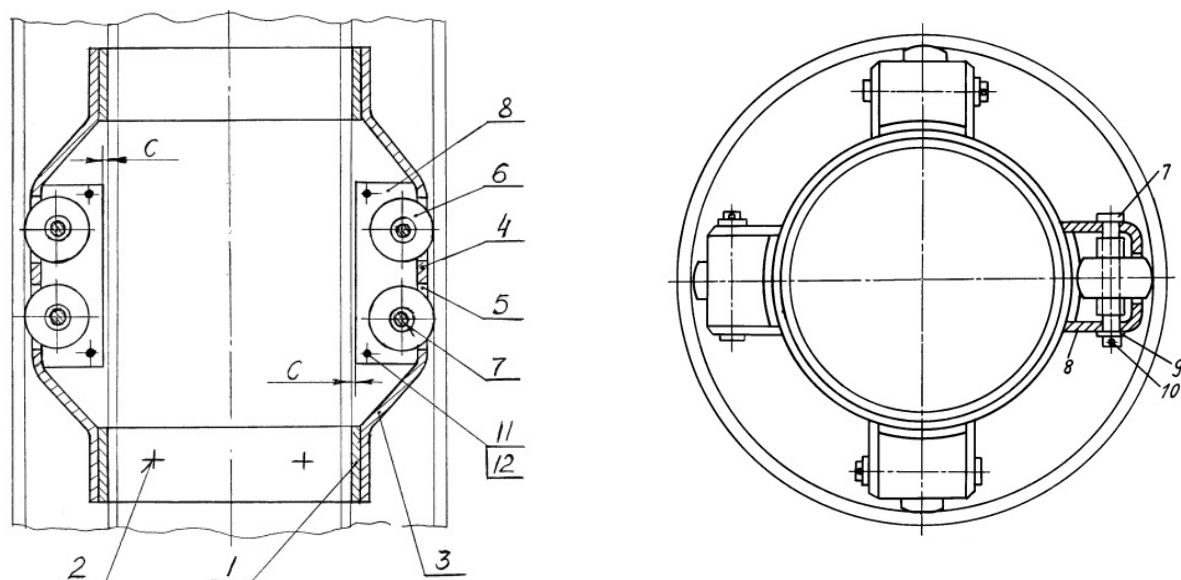


Рисунок 5 – Роликовый центратор для обсадной колонны

1 – установочные кольца, 2 – резьбовое отверстие, 3 – упругая планка, 4 – дно короба, 5 – пазы, 6 – выход роликов, 7 – ось, 8 – борт короба, 9 – крепление шайба, 10 – крепление шплинт, 11 – заклепка, 12 – распорная втулка

Данный центратор обладает значительно меньшим содержанием металла, относительно металлического пружинного центратора, и также обладает значительно меньшей стоимостью. Стоит отметить, что ролики не спрятаны в корпус центраторы, они выпирают из него, что тем самым уменьшает трение, что в свою очередь облегчает спуск обсадной колонны.

При ненагруженном состоянии центратора, на конструкции предусмотрен зазор C , который выбирается при увеличении нагрузки на центратор.

[4] Что бы повысить надежность крепления центратора на обсадную трубу, Курочкин Б. М., Абиян Х. Л., Яковлев С. С., Прусова Н. Л. предложили центратор для труб нефтяных и газовых скважин, который имеет винтовые нарезки из-за которых возрастает сопротивление осевому перемещению.

Предложенный авторами центратор-турбулизатор относится к буровой сфера оборудования для нефтяных и газовых скважин. Корпус выполнен в виде цилиндра, а ребра его расположены по принципу спирали. На внутренних сопрягаемых поверхностях центраторы выполнены винтовые нарезки, которые имеют противоположное направление. То есть спирали направлены

противоположно выполненной винтовой нарезки. Данный инженерный ход обеспечивает более надежное крепление центратора на колонне, чем другие его аналоги.

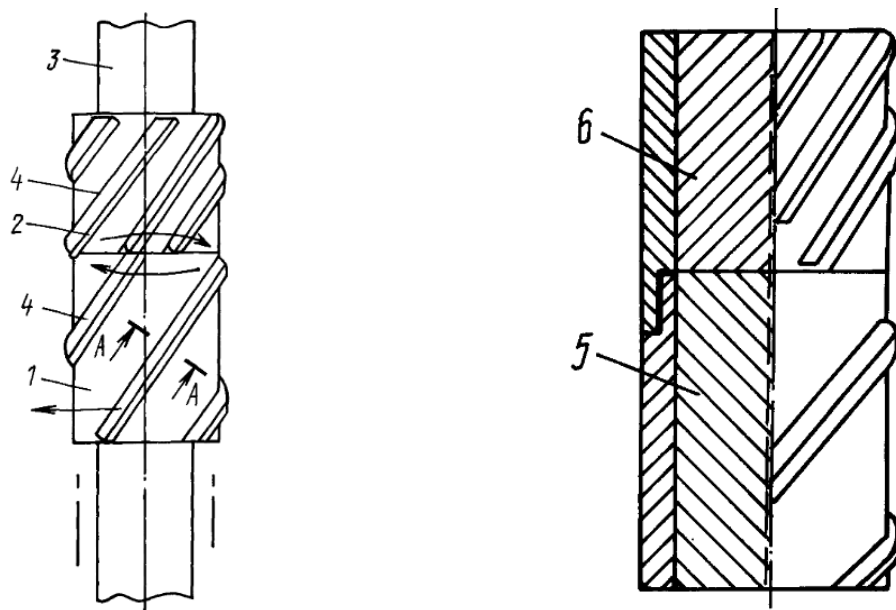


Рисунок 6 – Центратор для труб нефтяных и газовых скважин
1 – корпус, 2 – зажимная втулка, 3 – обсадная колонна, 4 – центрирующие ребра, 5,6 – винтовая нарезка

Задача изобретения - повышение надежности закрепления центратора на обсадной трубе.

Задача достигается тем, что центратор имеет цилиндрическую форму и состоит из двух составных частей, верхней и нижней. Свинчиваются между собой резьбой, обратной стороной вращения к буровой колонне, чтобы предотвратить развинчивание резьбового соединения. Ребра центратора выполнены в виде спиралей, что представляет из себя турболизатор. Это необходимо для лучшего перемешивания тампонажного раствора, происходит турбулентное движение.

Сущность изобретения заключается в следующем.

При спуске колонны на центраторе возникают осевые усилия и нагрузки, помимо этого некоторая часть осевой нагрузки переходит в крутящий момент. Если значение затягивания и значение крутящего момента совпадает, то осевые усилия будут работать в положительную сторону, будут

фиксировать центратор на обсадной колонне. Из-за спиральных ребер осевая нагрузка переходит в крутящий момент, следовательно, происходит дополнительная фиксация центратора на колонне. К тому же спиральные ребра первые принимают нагрузку,

Предлагаемое устройство работает следующим образом.

На поверхности, при подготовке к запуску обычного корпуса 3, на него надевают корпус 1 и зажимную втулку устройства 2. Труба 3 наматывается вокруг ранее опущенной трубы. Корпус и муфта перемещаются по трубе к месту установки устройства согласно геологическим и геофизическим данным. Они вставляются друг в друга и вращаются круговыми движениями. Из-за образования на сопряженных цилиндрических поверхностях круглого клина происходит взаимное затягивание корпуса 1, зажимной втулки 2 и трубы 3 относительно друг друга. Окончательная фиксация устройства осуществляется с помощью машинных ключей.

Корпус с устройством, закрепленным на нем, понижается и установлено сцеплением на роторе. Процесс повторяется с выпуском трубы с соответствующей установкой устройств в соответствии с планом запуска кожуха.

После понижения обсадной трубы на забой хорошо через него накачивают цементный раствор. Цементный раствор проходит через межтрубное пространство в конце процесса в структурном способе, начиная с подталкивания “стоп кольца” уменьшает производительность, чтобы не получить гидравлический удар, когда штепсель сжатия усажен на “кольце остановки”.

Чтобы гарантировать хороший контакт цементного раствора со скалой, ее структура разрушена из-за скручивания потока, используя спиральные ребра 4. Структура цементного раствора активно разрушена во время перехода от кузова к втулке (т.е. на их перекрестке во время перехода от спирали краев с уменьшенной подачей).

С проходом между ребрами центратора искривлен поток цементного раствора, который обеспечивает лучшую очистку поверхности стен скважин.

2.Объекты и методы исследования

2.1 Обсадная колонна

Совокупностью элементов, которые выступают в качестве основания для закрепления горной выработки, далее скважины, обеспечивающие в технологии безаварийную эксплуатацию скважины, герметизации пробуренного ствола от осыпающихся горных пород, пластовых вод и больших перепадов давления и температур, называется конструкция скважины. Конструкцию скважины принято называть обсадная колонна. Перед спуском проводят расчеты обсадной колонны, длину ее спуска и диаметры, исходя от дебита скважины.

Обсадная колонна представляет собой твердо закрепленные между собой обсадные трубы, свинченные и опущенные в скважину с целью изоляции добываемого ресурса от внешних факторов. Обсадная колонна состоит в основном из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Но в некоторых случаях необходимы и дополнительные колонны, это технологическая, которая устанавливается после кондуктора и хвостовик. Хвостовик единственная колонна, которая не цементируется.

Первое, что требуется от обсадных колонн это герметичность и прочность. Так как на колонну воздействуют колоссально большие нагрузки, к примеру, высокое давление. Для создания лучшей прочности и герметизации, пространство между стенками скважины и обсадными колоннами, которое называется затрубное, заполняется тампонажным раствором, который затвердевает и выступает в роли дополнительной защиты.

Основная задача данного элемента заключается в надежной фиксации скважин бурового типа и герметизация нефтяных и газовых слоев от загрязнения, возможно попадание шлака, а также горная порода. Если обсадную колонну планируют эксплуатировать долгое время, то колонны

между собой сваривают, что является прочным соединением, но данное соединение применяется редко. Чаще всего трубы между собой крепят винтами, соединение тоже является прочным, и его проще демонтировать. Что бы в резьбовом соединении создать максимальное условие герметизации, форма резьбы выполняется в виде трапеции, конуса или треугольника, также используют дополнительные уплотнения на резьбовых соединениях. Толщина стенки трубы находится в интервале от 50 до 160 мм, зависит это от условий, породы скважины, протяженностью, давления добываемого ресурса и так далее.

Чаще всего обсадная колонна делается из стальных ниппельных либо без ниппельных труб: они отличаются толщиной стенок и внутренним диаметром. Резьбовое соединение имеет защиту от механических повреждений, поэтому готовая конструкция отличается высокой степенью прочности. Без ниппельной трубы имеют диаметр от 33 до 89 мм, а ниппельные – от 25 до 145 мм (изделия подбираются, путем учета глубины, на которой находится продуктивный пласт).

Обсадная колонна состоит из следующих секций: первая это направление. Направление нужно для поддержания устойчивости верхней части скважины, приустьевой, чтобы предотвратить обрушения грунта и потери бурового раствора, в связи с этим направление обеспечивает хорошую циркуляцию жидкости. В правилах бурения принято, что направление всегда должно быть одно. В противном случае бывают скважины и с двумя направлениями, их используют при очень плохих горных породах, где необходимо усиленное закрепление. Направление бетонируют на всю длину от устья до забоя.

Существует два вида направлений, это шахтовое и удлиненное. Если длина направления варьируется от 3 до 10 метров, то используют шахтовое направление, если же длина достигает около 100 метров, то рентабельно использовать удлиненное направление. Направление как правило спускают в глинный пласт, то есть в тот, который имеет способность обсыпаться при

малейших внешних факторах. Диаметр первой колонны варьируется от 245 до 1250 мм.

Вторая колонна в структуре скважины — это кондуктор. Кондуктор нужен для изоляции от разреза горных пород, так же от водных горизонтов, для установки оборудования для эксплуатации бурового оборудования, это противовыбросное оборудование и подвески для устанавливания следующих обсадных колонн.

Длина опускания кондуктора может быть различной, она изменяется в зависимости от горной породы, способности ее обрушения и наличия пластовой воды, в основном длина кондуктора составляет 100 м, но бывают и исключения, что длина достигает до 600 м. Диаметр данной секции обсадной колонны составляет 177 – 508 мм.

В скважине главные конструкции — это направление и кондуктор, без них конструкция не будет полноценность и обрушится при первой возможности.

Далее после кондуктора идет промежуточная колонна, в отличии от колонн выше, промежуточная может быть из нескольких частей, она нужна для разделения бурения по несовместимым условиям. Данные условия проектируются заранее и уточняются специалистами.

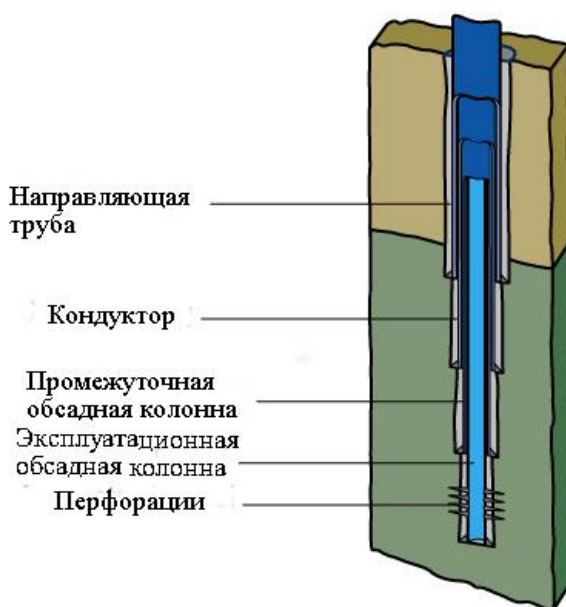


Рисунок 7 – Обсадная колонна

В зависимости от условий колонны промежуточного типа могут быть различными:

- Сплошные, то есть которые перекрывают всю скважину от устья до забоя, изолируя ее от внешних условий;
- Хвостовики, предназначенные для крепления необсаженного интервала скважины;
- Летучки, они перекрывают только трудные условия горных пород, и не связывают себя с другими осадными колоннами.

Спуск обсадных труб по последовательности и креплением скважин с хвостовиками является, во-первых, практическим решением проблемы опускания тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решение задачи упрощения конструкции скважины, сокращение диаметра труб, пространства между колоннами и стенами скважин, сокращение потребления металла и цементирующих материалов, увеличения скорости бурения и сокращения стоимости процесса.

Эксплуатационная колонна опускается после промежуточной и является последней колонной по счету в скважину. Она служит уже для эксплуатации пласта, добычи нефти и газа и других природных ресурсов, для закачки в пласты воды и газа для поддержания пластового давления.

Длина и диаметр обсадных колонн определяется научным методом, путем расчётов и изучения горной породы. Не правильный подбор длины и диаметра приведет за собой к различным последствиям, которые могут привести к обрушению скважины. Так как на обсадные колонны действуют различные внешние силы, это давление внутри скважины, высокая температура, ее перепады, пластовые воды, глинистые и соляные отложения и так далее.

Для правильного и плавного спуска обсадных колонн используют специальное оборудование, это буровая лебедка, буровая вышка, механизмы для подвешивания труб, талевая система и другие. Основными параметрами для обсадной колонны является ее диаметр и длина.

Проектирования диаметров обсадных колонн начинают с самого низу, с забоя скважины и начинают с подбора долота, его диаметра. Затем подбор диаметра каждой колонны подбирается в зависимости от диаметра нижней обсадной колонны. Расчет ведется изначально от дебита скважины и его горных пород.

2.2 Подготовка и спуск обсадной колонны

Во избежание возникновения сложностей при спускоподъемных операциях выполняют специальные работы, которые подразумевают в себя подготовку ствола скважины. Длительность и конкретность работы зависит от горной породы скважины, ее геологического разреза, от длины и состояния горной выработки. Состояние ствола скважины анализируют путем экспериментов, а именно спуска и подъема труб в скважину, выявляют прихваты, посадки, затяжки, обсыпание грунта и так далее.

После проведения таких спускоподъемных операциях отмечают затруднение участки, перегибы, зоны сужения ствола. В таких интервалах отдельно проводят проработку. Конкретнее устанавливают новое долото с центральной промывкой, опускают его на нужную глубину скважины, удерживая на весу прорабатывают скважину. Если было сужение ствола, то скважину расширяют, если отмечались затруднение участки, то их срезают. Долото подают в скважину со скоростью примерно 40 м/ч, для улучшений показателей проработки. Удерживать на весу долото запрещено, так как возможно пробурить новый ствол скважины. Если ощущается затруднение в проработке, то буровой инструмент приподнимают и опускают несколько раз. В сложных участках подают долото с промывкой со скоростью не более 25 м/ч, чтобы не повредить породоразрушающий инструмент.

После окончания работ по проработки скважины, ствол необходимо шаблонировать. Для этого собирают обсадные трубы общей длиной 25 метров,

собирают их на бурильной колонне и опускают в скважину на всю глубину закрепляемого участка.

После завершения всех подготовительных и прорабатывающих работ, проводят операции по спуску обсадных колонн в скважину.

Для определения последовательности спуска колонны в скважину, необходимо определить конструкцию обсадной колонны. Подготовить центраторы металлические и полимерные, скребки для обслуживания скважины, турбулизаторы для лучшего прохождения тампонажного раствора, башмаки для лучшей проходки. Уточнить в индивидуальном плане работ по подготовки скважины, спуску и цементированию, который разрабатывается своевременно отделом по бурению скважин. Во время спуска проводят строгий контроль за оборудованием, за колоннами и режимом работы.

Изначально в готовую скважину опускают нижний участок обсадной колонны, на котором имеется башмак колонный, патрубок заливочный, кольцо упорное и обратный клапан. С помощью смазки на основе эпоксидной смолы все элементы свинчиваются в одну сборочную единицу, эпоксидная смола застывает и делает все элементы неразборными самопроизвольным путем. В пробуренных скважинах возможны отложения газопроявления, и поэтому обратный клапан необходим в данной операции. Перед спуском колонны все элементы проверяются на работоспособность, в том числе и обратный клапан. Его проверяют путем прогона через него жидкости, циркулируют систему с помощью цементирующего агрегата. Затем, после очередных проверок работоспособности всех элементов, подают обсадные трубы, наращивают их шаблонированием и опускают в скважину.

При поднятии трубы шаблон должен свободно проходить через нее и выпадать. Если шаблон запаздывает, то колонна перебирается. Над устьем, начиная с нижнего конца поднятой трубы, необходимо скрутить вместе предохранительное кольцо, промыть и смазать резьбу.

Для предотвращения самопроизвольного развешивания обсадных труб, а именно кондуктора и промежуточных колонн, проваривают прерывисто сварным швом, чтобы жестко зафиксировать резьбовое соединение.

Во время проведения операции спуска обсадных колонн ведется учет в виде нормативного документа. В нем учитываются количество труб в обсадной колонне, возможные дефекты и отбраковки, маркировки труб, номера труб, прочность стали, массу каждой трубы, общую массу колонны и общую длину. Также указываются возможные условия и осложнения в скважине при спуске обсадной колонны. Если трубу необходимо заменить, то данная операция также помечается в нормативном документе. Средняя скорость спуска обсадной колонны составляет от 0,3 – 0,8 м/с, без учета остановок из-за различных ситуаций.

Так как на конце колонны установлен обратный клапан, то необходимо после спуска 10 – 20 труб нагнетать промывочную жидкость внутрь колонны, чтобы не допустить и предотвратить деформацию труб из-за избыточного наружного давления на обсадную колонну. Изредка по ситуации необходимо промывать промежуточные колонны с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса.

В данное время разработан метод спуска обсадных колонн в скважину, называется секционный метод спуска. Он основан на том, что длина секций определяется с учетом общей грузоподъемности буровой установки. То есть имеется малая буровая установка, то она не выдержит большие веса обсадной колонны и попросту упадет. Поэтому, чтобы это предотвратить, спуск необходимо производить секциями, использовать максимально допустимый вес для буровой установки. Такой метод позволяет значительно снизить нагрузку на буровое оборудование, которое возникает в момент спуска, также он повышает надежность и прочность цементирования затрубного пространства. У данного метода кроме плюсов, имеются и недостатки. Заключается в том, что возможно нарушить герметичность секций при их

соединении, и секционный метод спуска значительно увеличивает продолжительность вида работ.

2.3 Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн

Для обеспечения нормальных условий спуска обсадных колонн, а также цементирования затрубного пространства в условиях вертикального и наклонно-горизонтального бурения используют комплекс технических средств. В такое оборудование входит:

1. Колонный башмак, который имеет возможность вращения;
2. Металлический пружинный центратор, для центрирования обсадных труб с геометрической осью скважины;
3. Полимерный центратор-турбулизатор, который имеет низкий коэффициент трения. Он выступает в качестве элемента для центрования колонны, а также для турбулизации тампонажного раствора;
4. Подвеска хвостовика, которая не цементируется.

Что бы обеспечить хорошие условия спуска обсадной колонны в скважину, необходимо достигнуть хорошей центровки колонны, то есть сделать так, чтобы геометрические оси обсадной колонны и скважины были соосны, тем самым у нас будут уменьшаться силы трения при спуске колонны, также буровой раствор будет лучше замешиваться и заполнять все затрубное пространство. Все эти факторы обеспечит правильный подбор комплекса технологического оборудования, материалов и центрующих устройств. К примеру, для уменьшения коэффициента трения следует использовать полимерный центратор-турбулизатор, он свою очередь будет выступать и в роли турбулизатора для тампонажного раствора.

Успешный спуск обсадной колонны в скважину можно определить по следующим факторам:

- Ствол скважины должен быть подготовленным, не должны быть преграды для спуска обсадной колонны. Не должны быть резкие сужения, шламовые пробки, осложнение скважины, размывание ствола;
- Пространственное искривление скважины должно быть отсутствовать;
- Перед спуском необходимо подготовить комплекс технических средств для улучшения спуска обсадной колонны.

При спуске обсадной колонны скважину возникают силы трения, такой процесс можно сравнить с перемещением плунжера внутри втулки, происходит контакт двух поверхностей цилиндрической формы. Силы трения и характер зацепа зависит в первую очередь от коэффициентов трения объектов и от поверхностей контакта.

Коэффициент трения определяется пятном контакта плунжера с внутренней поверхностью втулки, то есть если в скважине, то пятно контакта центраторов обсадной колонны со стенками скважины.

При спуске в скважину возникает трения между двумя поверхностями, это спуск, к примеру, эксплуатационной колонны, трение происходит между колоннами, внешняя стенка эксплуатационной колонны и внутренняя стенка направления и кондуктора. А также трение возникает и между стенками колонны со необсаженной стенкой скважины. Для снижения сил трения, уменьшения пятна контакта используют низкофрикционные материалы и буровой раствор, который своими свойствами уменьшает силы трения, смазывает поверхности. Для лучшего уменьшения трения следует использовать оборудование для центровки колонны в скважине, максимум ее от центровать. Это способствует уменьшению трения, облегчению спуска и лучшему прохождению, и застыванию тампонажного раствора, что в свою очередь увеличивает прочность скважины, которая готова к эксплуатации. В местах поворота, например, при наклонно-направленном бурении необходимо

использовать центраторы полимерного и металлического типа, что бы стенки колонны не касались стенок скважин, тем самым не повреждали себя.

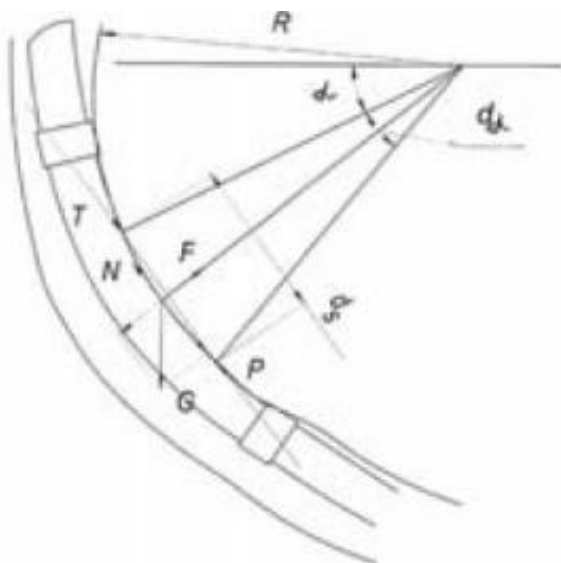


Рисунок 8 – Силы, которые действуют на обсадную колонну при спуске
 α – текущий угол от горизонтали, $d\alpha$ – приращение угла, R – радиус кривизны, ds – участок обсадной колонны, G – вес участка обсадной колонны, N – сила сопротивления движению, F – нормальная составляющая прижимающего усилия, P – сила трения, T – усилие спуска

Если использовать пружинный центратор с обсадными колоннами, то колонна будет стремиться изменить свое положение, чтобы геометрические оси колонны и скважины совпали, но при этом центратор будет испытывать радиальную нагрузку F , которая зависит от веса всей колонны в момент поворота. Если нагрузка F будет меньше радиально центрирующего усилия, то центровка, которая создается центратором будет эффективна.

По стандарту ISO 10427 установка центратора должны быть выдержана. Считается, что правильно установленный центратор на обсадную колонну, будет обеспечивать прогиб колонн между установленными центраторами не больше чем на 67%.

Данным стандартом проводится контроль пружинного центратора, а именно его параметров:

- Значение осевого усилия в момент насаживания центратора на колонну;

- Значение радиального центрирующего усилия в момент поворота колонны в скважине;
- Значение остаточной деформации при получении на него нагрузок после 50 циклов.

Для обеспечения оптимальных условий спуска обсадной колонны используют башмак колонный. Он предназначен для направления колонны по скважине и лучшего прохождения сложных зон скважины. Это связано с тем, что башмак имеет конструкцию, которая своим наконечником преодолевает все уступы и преграды, легко их проходит. Особенно это эффективно в сложных участках и на наклонно-направленном бурении.

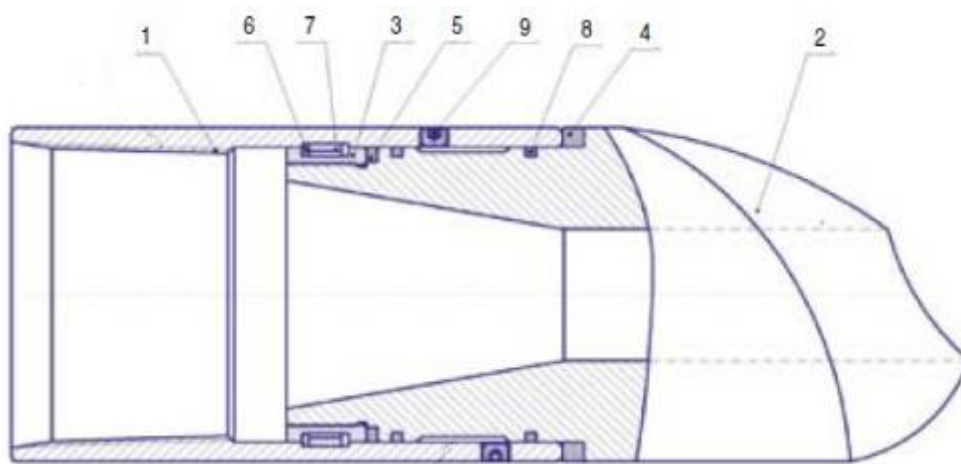


Рисунок 9 – Башмак колонный с возможностью вращения
1 – муфта, 2 – головка эксцентричная, 3 – гайка упорная, 4,5,6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая

Существует такой тип центратора как пружинный металлический. Он состоит из двух стальных стопорных колец и ребер, выполненные в стиле рессоров, которые по своей конструкции являются упругими и центрируют колонну относительно скважины. У данного вида центраторы есть и недостатки. При высокой центрирующей способности, при уменьшении диаметра ствола скважины происходит ограничение движения колонны, что создает сопротивление при спуске, а также данный центратор имеет высокие показатели сопротивления по проталкиванию его на колонну, что затрудняет монтаж обсадных колонн. Рессоры центратора при спуске не скользят об поверхность скважины, они режут горную породу за счёт своей

прямоугольной формы и острых кромок, так же ребра со временем стираются, теряются способность низкого трения и создает сильное усилие, возрастает коэффициент трения и затрудняет спуск колонны.

Для оптимизации данного центратора было предложено техническое решение, необходимо на ребра металлического центратора наносить полимерное покрытие, которое уменьшает коэффициент трения и облегчает спуск колонны в скважину.



Рисунок 10 – Центратор пружинный

Чтобы избежать плохих условий спуска с металлическим центратором, следует использовать центраторы-турбулизаторы жесткого типа, которые выполнены из полимерного материала. Такой материал обладает низким коэффициентом трения, что способствует более легкому спуску обсадной колонны в скважину. Также центратор-турбулизатор обладает важной способностью закручивает поток тампонажного раствора, турбулизировать его движение, что приводит к лучшему его распространению по затрубному пространству и качественному затвердению.

Полимерные центраторы, в отличие от пружинных металлических, не обладают пружинными свойствами. Такие виды центраторов устанавливают

на обсадную колонну в строго заданных рассчитанных интервалах и фиксируются при помощи стопорных колец, что блокирует перемещение центратора в осевом направлении. Центраторы-турбулизаторы имеют:

- Низкий коэффициент трения, до 0,15;
- Небольшой вес, что способствует переноски и монтажа центратора вручную;
- Свойства сопротивляться неблагоприятным средам;
- Стойкие свойства к различным жидкостям, нефть, ингибиторы;
- Большой рабочий интервал от минус 40 до плюс 160 градусов;
- Большие ударные нагрузки.



Рисунок 11 – Полимерный центратор-турбулизатор

Хвостовик — это не цементируемая часть обсадной колонны, применяется для спуска и имеет возможность вращения. Устройство выпускается в трех исполнениях, которые отличаются по способу перекрытия внутренней полости транспортировочной колонны и точке промывки при спуске:

- при помощи шара;

- при помощи шара, промывка при спуске производится через башмак.

Хвостовики применяются в скважинах, которые имеют диаметр в среднем 178 мм, в которые производится спуск обсадной колонны диаметром 114 мм без учета цементирования. В момент эксплуатации хвостовика возникают такие операции как вращение хвостовика, проведение промывки. Повышение давления за счет сброса шара и закачка бурового раствора, проведение промывки колонны. Применяются в основном в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Эксплуатируется в буровом и тампонажном растворах, хим. реагентах, пластовыми водами, нефтепродуктами с температурой до 100 градусов.

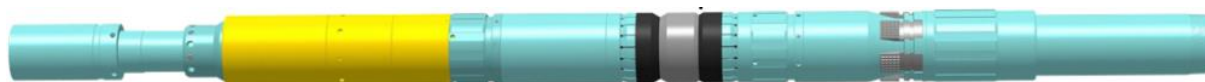


Рисунок 12 – Подвеска хвостовика

2.4 Виды центраторов, их область применения

Для облегчения спуска обсадных колонн в скважину необходимо колонну отцентровать относительно оси скважины, для этого используются центраторы обсадных колонн. Их использование позволяет получить равномерный зазор между стенками скважины и обсадной колонной, что исключает возможность их контакта и разрушения, обеспечивает лучшее протекание тампонажного раствора и улучшение качеств его затвердевания. Следует изолировать контактные пятна буровым раствором, он выполняет функцию смазывания, что увеличивает срок службы труб и центратора, а также уменьшает силы трения и скорость коррозии.

Существенно повышается качество цементирования за счёт выполнения центраторами функции металлической арматуры в железобетоне, образующемуся за колонной после затвердевания цемента.

Оборудование для обсадных колонн, а именно центраторы устанавливают на колонны с примерным интервалом 10 м, фиксируют его с помощью стопорных колец, для предотвращения возможного перемещения в осевом положении, далее колонну с центраторами спускают в скважину, которая заполнена буровым раствором, буровой раствор проходит через лопатки центраторов и тем самым происходит лучшее его замешивание. Использование центраторов необходима, так как скважина может быть искривлена, следовательно, в таких участках нагрузка на обсадную колонну возрастает в разы.

К основным видам центраторов, которые применяются для ровного спуска обсадных колонн, относят роликовые центраторы, пружинные и полимерные низкофрикционные.

>> Центраторы, в ребрах которых установлены ролики чаще всего используются в скважинах горизонтального и наклонно-направленного направления. Ролики используются для снижения механического трения, путем перекатывания роликов об стенки скважин. В результате осевое трение уменьшается, стенки скважин не разрушены и можно проводить цементирование скважины. Но запас прочности роликов ограничен, возможные частые выходы из строя, тем самым центартор становится не работоспособным.

Такие центраторы широко используются в более мягких пластах, в песчаных и глинистых. Данная конструкция секции труб с роликовым центратором снижает механическое трение намного лучше, чем буровые растворы, которые также выполняют роль смазочного элемента.

Стоит отметить преимущества роликового центратора:

- Роликовые центраторы изготовлены из антикоррозионных материалов, которые могут работать в тяжелых окружающих условиях и не подвергаться внешней коррозии;
- Внутренние диаметры таких центраторов выполнены по стандарту, размеры соответствуют внешнему диаметру обсадных труб;

- Ролики выполнены из износостойкого материала, что позволяет ему работать в затрудненных условиях;
- Роликовые центраторы также полезны при извлечении обсадной колонны или насосно-компрессорных труб.

Роликовые центраторы бывают двух видов, это центраторы с ровными ребрами, и центраторы с угловыми. Применяются в зависимости от свойств тампонажного раствора.



Рисунок 13 – Роликовый центратор с прямыми ребрами



Рисунок 14 – Роликовый центратор с угловыми ребрами

>> Стальные пружинные центраторы предназначены для надежного центрирования обсадных колонн и "хвостовиков" при спуске в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Применение центраторов способствует выдерживать одинаковый зазор в затрубном пространстве между обсадной трубой и стенкой скважины, в результате происходит качественное цементирование затрубного пространства и предотвращает повреждение фильтров при спуске хвостовика.

Существует два вида пружинных центраторов, центратор разъемного типа и неразъемного.

Центраторы пружинные сварные разъемные типа ПЦР предназначены для оснащения обсадных колонн из труб по ГОСТ 632 с целью их центрирования при спуске в скважину и цементовании участков ствола скважины.

Металлические пружинные центраторы изготавливаются с аркообразными ребрами, выполнены в виде автомобильных рессор, приварены с двух сторон к основным кольцам корпуса. Для фиксации центраторов на обсадной колонне применяются ограничительные кольца со спиральными клиньями или винтами.

Центраторы изготавливаются в двух модификациях – ПЦР-1 и ПЦР-2, отличающихся конструктивными элементами изделий и их упругими свойствами:

- упругие центраторы ПЦР-1 – изделия с плоскими изогнутыми планками, упруго деформирующимися в пределах кольцевого пространства в скважине. Область применения центраторов ПЦР-1 ограничена вертикальными и слабо искривленными скважинами, а также скважинами, имеющими увеличенный диаметр открытого ствола по сравнению с внутренним диаметром предыдущей колонны.
- упруго-жесткие центраторы ПЦР-2 – изделия с внутренним выступом на планках, придающим центратору упруго-жесткую характеристику при деформации в пределах кольцевого пространства в скважине. Область

применения центраторов ПЦР-2 – искривленные и наклонно-направленные скважины.

Центраторы типа ПЦР совмещают в себе удобство при транспортировке и эксплуатации, как у центраторов типа ЦЦ, но обладают увеличенной прочностью за счет приварки планок к полукольцам.



Рисунок 15 – Пружинный центратор разъемного типа

>> Металлический пружинный полужесткий центратор производится из прокатанных листов низколегированной среднеуглеродистой стали.

Данный центратор проходит специальную термическую обработку, после которой он обладает остаточной деформацией около 2% от общего числа деформации после полного прогиба. Благодаря его аркообразной формы и термической обработки, он обладает хорошими упругими свойствами.

Для фиксации центратора ЦПН на обсадной колонне применяются установочные винты М12х10 с моментом затяжки 20-30 Нм или стопорные кольца с винтами. Осевое усилие страгивания при этом составляет не менее 55 кН.



Рисунок 16 – Пружинный центратор неразъемного типа

Преимущества центраторов пружинного типа:

- Прочная, неразборная конструкция;
- Имеет маленькое осевое усилие проталкивания;
- Радиальное центрирующее усилие имеет оптимальную величину;
- Способность эксплуатировать безаварийно;
- Простота монтажа центратора на обсадные колонны.

>> Полимерные центраторы являются по своей конструкции центраторами жесткого типа, что позволяет добиваться высокого уровня центрирования, а также проходить места сужения ствола скважины. Спиральные лопасти и свободная посадка на колонне между стопорными кольцами позволяют центраторам «самоориентироваться» и свободно вращаться на колонне. Свободное вращение полимерных центраторов облегчает спуск в осложненных участках скважины.

Существенно снижает скручивающие и осевые нагрузки, обеспечивая возможности улучшенного применения и извлечения в скважинах с большим отходом забоя от вертикали, с сильным уклоном и горизонтальными стволами, в следующих ситуациях:

- Пониженное расположение песчаного фильтра;
- Горизонтальные хвостовики (зацементированные или нет);
- Использование пакеров с глубокой посадкой;
- Вращение цементируемых хвостовиков;
- Бурение с обсадной колонной/хвостовиком;
- Изоляция НКТ;
- Окна в обсадной колонне/многоствольные заканчивания;
- Многоствольные заканчивания;
- Защита в открытом стволе пакеров и др.;
- Трудные условия в открытом стволе.



Рисунок 17 – Полимерный центратор

>> Центратор турбулизатор-шариковый Предназначен для снижения механического трения, закручивания вокруг обсадной колонны и турбулизации потока жидкости в затрубном пространстве, центрирования колонны в скважине. Обеспечивает оптимальную производительность, когда: обсадная колонна, хвостовик и фильтры спускаются в горизонтальные скважины и скважины с большим отклонением по вертикали, вращаются длинные и/или тяжелые хвостовики для цементирования.

Шарики, прилегающие к внешней стенке ствола скважины, легко снижают коэффициенты осевого трения на 60%, как при спускоподъемных работах, так и при вращении обсадной колонны.

Центратор ЦТШ, снижающий механическое трение, делает возможным вращение трубы, ранее ограничивавшееся крутящим моментом, обеспечивая оптимальную эффективность вытеснения бурового раствора и образование цементного кольца.

Центратор фиксируется четырьмя винтами М12, вкрученными в корпус.



Рисунок 18 – Центратор-турбулизатор шариковый

>> Типы жесткого прямолопастного стального и алюминиевого центратора следует использовать в областях, где требуется хорошая работа по первичному цементированию, включая наклонные и горизонтальные скважины. Хорошо подходят для обсадной колонны труб.

Центратор изготовлен из высокопрочной, цельной литой стали. Данная сталь хорошо защищена от ударов и коррозии.

Торцы скошены на 30 градусов относительно центральной линии обсадной колонны, что обеспечивает превосходный ввод при ограничениях и уменьшает сопротивление при столкновении.

Он сделан из более мягкого материала, чем устьевое оборудование, чтобы избежать повреждения устья скважины при прохождении через него.



Рисунок 19 – Жесткий прямолопастной стальной центратор

Центратор изготовлен из высокопрочной, цельной литой стали. Данная сталь хорошо защищена от ударов и коррозии.



Рисунок 20 – Спиральновидный алюминиевый центратор

>> Композитный центратор представляет собой цельный центратор с гладкой, прочной, конической конструкцией, который может выдерживать ударные нагрузки и противостоять износу при высоких температурах. Он изготовлен из усовершенствованного композита с низким коэффициентом трения, который является теплостойким и долговечным. Лопасты предназначены для улучшения очистки отверстий с использованием максимальной площади потока. Они спроектированы для обеспечения

оптимального потока, и его ребра или лопасти перекрывают всю окружность открытого отверстия на 360 градусов. Поэтому он уменьшает площадь сечения между спиральной лопастью и создает вихревое движение, чтобы увеличить скорость жидкости. Увеличенная длина ребер обеспечивает максимальную централизацию, высокую стойкость и увеличивает кольцевую турбулентность. Термопластичный центратор выдерживает высокую температуру ствола скважины до 200 градусов Цельсия, обеспечивая максимальную горизонтальную стойкость.



Рисунок 21 – Композитный прямолопастной центратор

>> Алюминиевые спиральные твердотельные центраторы разработаны в ответ на необходимость лучшего цементирования в высоконаклонных и горизонтальных скважинах. Они разработаны для обеспечения оптимального потока, и его ребра или лопасти перекрывают всю окружность открытого отверстия на 360 градусов. Поэтому его уменьшенная область потока между спиралью обеспечивает и создает вихревое движение, чтобы увеличить скорость жидкости. Даже без вращения лопасти с изменяемым углом создают турбулентный поток для улучшения бурения. Угол уникально спроектированного спирального ребра обеспечил максимальное завихрение жидкости, таким образом, максимальное удаление шлака вокруг обсадной

трубы в любом типе отверстия. Эти центраторы выдерживают высокую температуру ствола скважины. Все центраторы хранятся окрашенными или покрытыми полиэфирным порошком.



Рисунок 22 – Спиральновидный алюминиевый центратор

>> Центратор - спирализор разработан специально для сильно отклоненных или горизонтальных скважин. Стальная конструкция обеспечивает дополнительную прочность. Спиральные ребра сводят к минимуму силу сопротивления при движении трубы. Ребра плавно скользят в нижней части горизонтальных отверстий. Широкие симметричные ребра плавно скошены на обоих концах, чтобы снизить коэффициент трения и облегчить перемещение корпуса в любом направлении. Конструкция ребер также выдерживает высокие боковые нагрузки. Стальная конструкция обеспечивает превосходную прочность по сравнению с другими материалами. Предназначен для прямой установки на трубу путем надевания и может быть снабжен совместимыми стопорными кольцами, скошенными с одной стороны, расположенными установочным винтом. Эти центраторы подвергаются специальному процессу покрытия фосфатом железа для предотвращения ржавчины, а затем покрываются специальным полиэфирным порошком.



Рисунок 23 – Центратор – спирализатор стальной

>> Полужесткие пружинные стальные центраторы обладают способностью выдерживать высокие боковые нагрузки. Это устройство обеспечивает высокую эффективность при буровых работах на наклонных и горизонтальных скважинах. Такой центратор представляет объединение стандартных пружинных центраторов и жестких центраторов. Обладает высокой восстанавливающей силой и высокой стойкостью на отрыв с низкой силой хода, что идеально подходит для наклонных и горизонтальных скважин, где нагрузка на пружины максимальна. Пружинная пружина изготовлена из легированной стали высшего качества под жесткой термообработкой. По сравнению с другими центраторами это устройство отличается высокой стойкостью к поломке из-за хороших упругих свойств. Эти центраторы подвергаются специальному процессу покрытия фосфатом железа, чтобы предотвратить ржавчину, а затем покрываются специальным полиэфирным порошком.



Рисунок 24 – Полужесткий пружинный стальной центратор

>> Центраторы бурильных труб имеют сварную дуговую конструкцию и используются для центровки бурильных труб на цементных работах. Ребра этих центраторов подвергаются термообработке в специальной печи, что придает особый эффект «пружинной дуги». Ребра с термообработкой позволяют этим центраторам обеспечить лучшую центровку. Сталь - это «специальная», изготовленная из комбинации или разных металлов, для обеспечения одного из лучших значений прочности на разрыв, а также действия пружинной пружины.



Рисунок 25 – Стальной центратор для бурильных труб

>> Шарнирные несварные центраторы - турбулизаторы имеют все характеристики стандартного центратора с дугообразными ребрами в отношении пускового усилия. Основным отличием является то, что стальной центратор - турбулизатор имеет дополнительные ребра, установленные на стандартных ребрах. Эти ребра турбулизатора специально изготовлены из термообработанной пружинной стали. Эти ребра установлены на нижнем основании основных ребер. Металлические ребра установлены на основных ребрах, чтобы помочь вызвать турбулентность в цементном растворе во время работы насоса. Пружинное действие ребер делает их гибкими, что сводит к минимуму повреждения при движении в забое. Это устройство улучшает очищающее действие буровых растворов. Распределяет цементный раствор по неровностям ствола скважины и минимизирует образование каналов. Эти турбулизаторы для обсадных труб подвергаются специальному покрытию фосфатом железа для предотвращения ржавчины, а затем покрываются специальным полиэфирным порошком.



Рисунок 26 – Стальной центратор - турбулизатор

2.5 Полимерный низкофрикционный центратор

Полимерный центратор незаменим для центровки колонны в скважине, характеризуется пониженными коэффициентами трения, что сказывается на

снижении крутящего момента и потерь на трение. Основная часть отливается из полимера, под воздействием высокой температуры и высокого давления.

Центраторы предназначены для оснащения обсадных колонн из труб с целью центрирования колонны в скважине, закручивания вокруг обсадной колонны и турбулизации потока жидкости в затрубном пространстве при спуске и цементировании обсадных колонн, а также снижения усилий во время спускоподъемных операций при бурении горизонтальных и наклонно-направленных стволов скважин.

ПЦ предлагается в исполнении из полимерного композита, подходящего для большинства цементажных работ, а также из полимерного самосмазывающегося композита для применения с буровыми растворами на основе воды. Инструменты предлагаются в Спиральной (22-25°) или Пассивной (5°) угловой лопастной конфигурации. Овальная форма этих конфигураций, позволяет центратору беспрепятственно проходить через сложные места, такие как многозонные окна, промывы и узкие участки.



Рисунок 27 – Полимерный центратор спиральной формы

Закручивание потока существенно повышает эффективность вытеснения и замещения бурового раствора тампонажным в зоне действия турбулизаторов на кавернозных участках ствола, а также при эксцентричном положении колонны в скважине.

Турбулизация потока жидкости в кольцевом пространстве скважины в совокупности с его закручиванием повышает качество цементирование за счет обеспечения смыва пленки глинистого раствора с обсадных труб, разрушения структуры бурового раствора в кавернах и желобах, более полного вытеснения и замещения его тампонажным раствором.

Наиболее эффективное использование полимерных центраторов будет в случае их применения в самых ответственных интервалах ствола скважины в комплексе с корончатыми скребками и при одновременном расхаживании цементируемой колонны.

Область применения таких центраторов универсальна - вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные, геологоразведочные, нефтяные и газовые скважины. Температура эксплуатации от -50С до 130С.

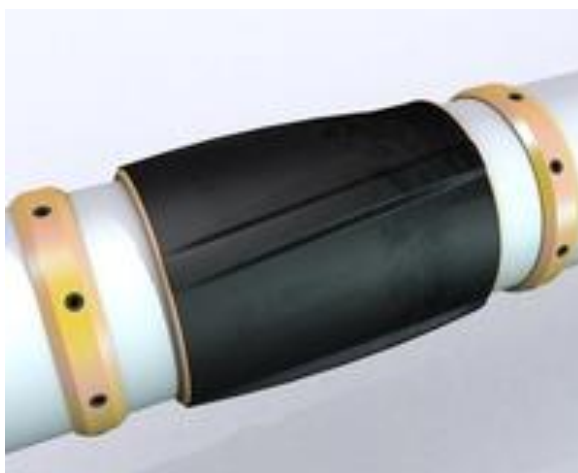


Рисунок 28 – Полимерный центратор пассивной формы

Преимущества полимерного центратора:

- Снижает силу трения при осевых нагрузках (ребра плавно заканчиваются на концах центратора);
- Усиленная конструкция центратора способствует большему сопротивлению нагрузкам;
- Небольшой вес, легкий и безопасен в установке и обращении;
- Не вызывает коррозии;
- Меньшее трение из-за легкого веса центратора;
- Не искрит;

- Более стоек к кислотным и щелочным средам по сравнению с другими неметаллическими аналогами;
- Выдерживает высокие рабочие температуры;
- Улучшает производственную эффективность, помогая передаче мощности на инструмент, а не на преодоление силы трения;
- Повышает безопасность вследствие сокращения ручного труда;
- Позволяет постоянно вращать хвостовик во время цементирования, тем самым обеспечивая лучшую зональную изоляцию;
- Высокая ударопрочность.

К особенностям полимерного центратора можно отнести:

- Материал ультранизкого коэффициента трения;
- Высокая прочность и износостойкость;
- Термальная стабильность;
- Термальная изоляция;
- Композит малого веса и низкой плотности;
- Лопасти овальной формы;
- Лопасти спиральные 25 градусов или пассивные 5 градусов;
- Высокая прочность на сжатие;
- Химическая инертность;
- Компактная конструкция;
- Защита пакеров/оборудования в открытом стволе при длительной горизонтальной эксплуатации, например, многозонном ГРП;
- Снижение сопротивления растяжению позволяет извлечь колонну, в случае, если не удалось достичь запланированной глубины;
- Обеспечивает термоизоляцию/центровку рабочей колонны;
- Предотвращает дифференциальный прихват.

3. Расчетная часть

3.1 Исследование механических свойств полимерного центратора

Испытания на растяжение

Для анализа и подбора материала для изготовления полимерного центратора необходимо было провести механические испытания образцов на растяжение, сжатие и изгиб, которые были выполнены из натурального изделия центратора. Путем проведения механических операций, таких как вырезка из корпуса центратора (рисунок 29) с соблюдением размеров по ГОСТам, шлифование и полировка, были изготовлены образцы для механических испытаний.



Рисунок 29 – Полимерный центратор для обсадных труб

Испытания на растяжения проводились в соответствии с ГОСТом 11262-80 «пластмассы, метод испытания на растяжение». По ГОСТ был выбран первый тип образца, и по данным размерам выполнили образцы для испытаний. Образцы были выполнены без вздутий, сколов, трещин, не имели других видимых дефектов, также имели ровную поверхность.



Рисунок 30 – Образцы для испытания на растяжение

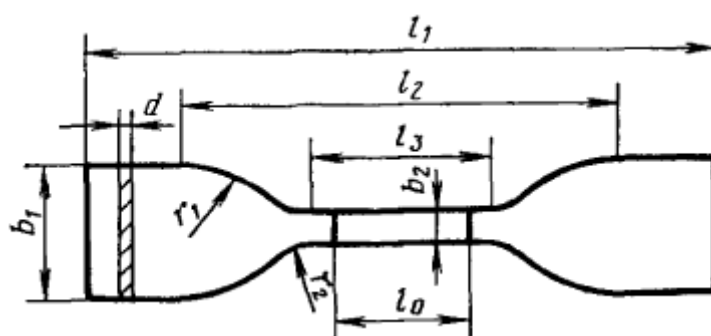


Рисунок 31 – Образец тип №1

Таблица 1 – Значения образца № 1 по ГОСТ 11262-80

Общая длина L_1 , не менее, мм	115
Расстояние между метками L_2 , мм	80 ± 5
Длина рабочей части L_3 , мм	33 ± 1
Расчетная длина L_0 , мм	25 ± 1
Ширина головки b_1 , мм	25 ± 1
Ширина рабочей части b_2 , мм	$6 \pm 0,4$
Толщина d , мм	$2 \pm 0,2$
Большой радиус закругления r_1 , °	25 ± 1
Малый радиус закругления r_2 , °	$14 \pm 0,5$

Метод основан на растяжении испытуемого образца с установленной скоростью деформирования, при которой определяют показатели. Данный гост не подходит для образцов, которые выполнены из ячеистой пластмассы и пленки толщиной меньше 1 мм. Перед испытанием на образцы наносят специальные метки, по которым визуально видно растяжение материала.

Данные метки не должны влиять на качество образцов, не должны выступать в роли концентраторов напряжений. Для расчета начального поперечного сечения образец замеряют в трех местах и высчитывают среднее арифметическое значение. Испытания проводят в нормальных условиях, температура 23 ± 2 °С и относительная влажность $50 \pm 5\%$.

При испытании измеряют нагрузку и удлинение образца непрерывно или в момент достижения предела текучести, максимальной нагрузки, в момент разрушения образца.

Таблица 2 – испытания образцов на растяжение по ГОСТ 11262-2017

Рабочая длина образца, мм	Толщина образца, мм	Ширина образца, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Деформация разрушения, %	Модуль упругости, МПа
33,0	6,0	6,2	37,2	-	-	-	-
33,0	6,0	7,4	44,4	97,29	-	1,772	-
33,0	6,0	7,0	42,0	99,76	-	1,954	-
33,0	6,0	5,0	30,0	108,66	-	1,618	-
Среднее				101,89		1,781	-

После проведения испытаний, результаты были занесены в таблицу.

Формула расчета поперечного сечения образца:

$$A_0 = b \cdot c \quad (1)$$

Расчет площади поперечного сечения для первого образца:

$$A_0 = b \cdot c = 6,0 \cdot 6,2 = 37,2 \text{ мм}$$

Расчет площади поперечного сечения для второго образца:

$$A_0 = b \cdot c = 6,0 \cdot 7,4 = 44,4 \text{ мм}$$

Расчет площади поперечного сечения для третьего образца:

$$A_0 = b \cdot c = 6,0 \cdot 7,0 = 42,0 \text{ мм}$$

Расчет площади поперечного сечения для четвертого образца:

$$A_0 = b \cdot c = 6,0 \cdot 5,0 = 30,0 \text{ мм}$$

Далее необходимо рассчитать предел прочности данных образцов, МПа.

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} \quad (2)$$

Расчет предела прочности для второго образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{4320 \text{ Н}}{44,4 \text{ мм}} = 97,29 \text{ МПа}$$

Расчет предела прочности для третьего образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{4190 \text{ Н}}{42,0 \text{ мм}} = 99,76 \text{ МПа}$$

Расчет предела прочности для четвертого образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{3260 \text{ Н}}{30,0 \text{ мм}} = 108,66 \text{ МПа}$$

Испытания на сжатие

Испытания на сжатие производились в соответствии с ГОСТ 4651-2014 «пластмассы, метод испытания на сжатие». Данный метод используют для проведения испытаний образцов на механическую прочность, а именно испытание на сжатие, обращают внимание на определение прочности материала в момент сжатия, определения модуля упругости и других механических характеристик, которые выводятся из испытаний образцов на сжатие.

Данный метод испытаний возможен к таким материалам, как:

- Материалы, которые обработаны термически, являются жесткими или полужесткими, используемые для формования и экструзии;
- Термореактивные материала формовочного типа, которые являются жесткими или полужесткими. Могут включать в себя армированные композиции, листы термореактивных материалов;
- термотропным жидкокристаллическим полимерам.

Метод настоящего стандарта предусматривает использование образцов, которые могут быть изготовлены формованием, механической обработкой из готовых изделий или полуфабрикатов, таких как отформованные заготовки, слоистые пластмассы и листы, полученные экструзией или литьем.

Образцы для испытания были выполнены аналогично с образцами на растяжение. Вырезаны из натурального полимерного центратора, выдержаны размеры и обработаны механическими операциями. В результате получили гладкие поверхности образцов. Особое внимание уделили на торцы объекта. Они должны быть идеально гладкими, плоскими, параллельными поверхностями друг к другу, перпендикулярны к оси. Образцы для испытаний должны быть цилиндрической формы, представлять из себя прямой трубки или длинной призмы. Обязательно обращают внимание на наличие видимых дефектов, их быть не должно. Бракуются образцы, если обнаружили изогнутости, вмятины, царапины, неровности, трещины, раковины, шлаки. Проведение испытаний проходит путем сжатия образца вдоль оси вплоть до его разрушения. Прикладываемую нагрузку на образец измеряют в течении всего процесса испытаний, важно, чтобы она была всегда постоянная.



Рисунок 32 – Образцы для испытания на сжатие

Для проведения испытаний образцы устанавливают в специальные машины таким образом, чтобы стенки образца плотно легли к прессу оборудования. Следует убедиться еще раз в параллельности стенок образца и кромок оборудования, если образец лег не ровно, следует переставить его. В процессе сжатия образец может скользить по опорным поверхностям, что в

свою очередь может привести к изменению формы, следовательно, результаты измерений будут недостоверными. Скорость скольжения зависит от твердости материала, чем он мягче, тем больше вероятности, что он начнет смешаться.

Таблица 3 – испытания образцов на сжатие с видеоэкстензометрией по ГОСТ 4651-2014

Рабочая длина образца, мм	Толщина образца, мм	Ширина образца, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Деформация разрушения, %	Модуль упругости, МПа
10,0	6,0	10,1	60,60	162	74	2,5	5100
10,0	5,4	9,8	52,92	176	100	15,2	4500
10,0	5,7	9,8	55,86	176	137	28,2	4900
Среднее				171	104	15,3	4800

Расчет площади поперечного сечения для первого образца:

$$A_0 = b \cdot c = 6,0 \cdot 10,1 = 60,60 \text{ мм}$$

Расчет площади поперечного сечения для второго образца:

$$A_0 = b \cdot c = 5,4 \cdot 9,8 = 52,92 \text{ мм}$$

Расчет площади поперечного сечения для третьего образца:

$$A_0 = b \cdot c = 5,7 \cdot 9,8 = 55,86 \text{ мм}$$

Далее необходимо рассчитать предел прочности данных образцов, МПа.

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0}$$

Расчет предела прочности для первого образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{9817 \text{ Н}}{60,60 \text{ мм}} = 162 \text{ МПа}$$

Расчет предела прочности для второго образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{9313 \text{ Н}}{52,92 \text{ мм}} = 176 \text{ МПа}$$

Расчет предела прочности для третьего образца:

$$\sigma = \frac{F_{max}}{A_0} = \frac{9831 \text{ Н}}{55,86 \text{ мм}} = 176 \text{ МПа}$$

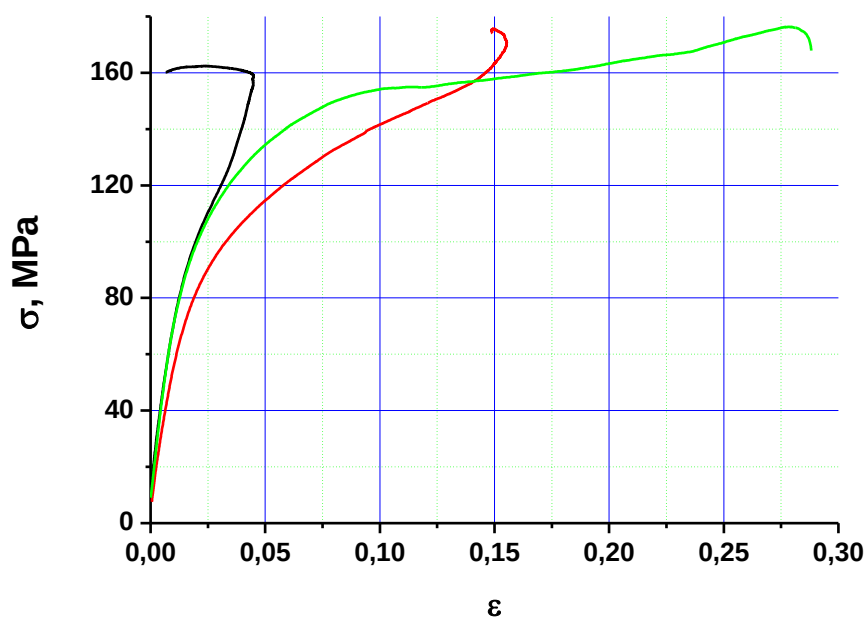


Рисунок 33 – График испытаний на сжатие

Испытания на статический изгиб

Испытания на статический изгиб проводят в соответствии с ГОСТ 4548-2014 «пластмассы, метод испытания на статический изгиб». Метод на изгиб используется для проведения исследований пластмасс на изгиб, определения их прочности и модуля упругости, а также других механических показателей. Метод заключается в установлении образца на двух опорах, на которые в среднюю точку будет накладываться нагрузка, в моменты изгиба значения снимаются и фиксируются в документацию.

Метод для испытания образцов на статический изгиб применяют:

- материалы, которые являются термопластиком, использующихся для формования и экструзии, прочные композиции, жесткие листы, которые являются пластинчатыми и обработаны термически;
- материалы термореактивные для использования формования, материалы в виде термореактивных листов;

Сущность метода заключается в следующем. Образец должен быть прямоугольной формы. В момент испытания он должен находиться на двух опорах, к центру образца будет прикладываться нагрузка с постоянной скоростью до полного его разрушения или необходимого прогиба. В момент разрушения

снимаются показатели нагрузки и записываются в нормативно-техническую документацию для проведения дальнейших действий.

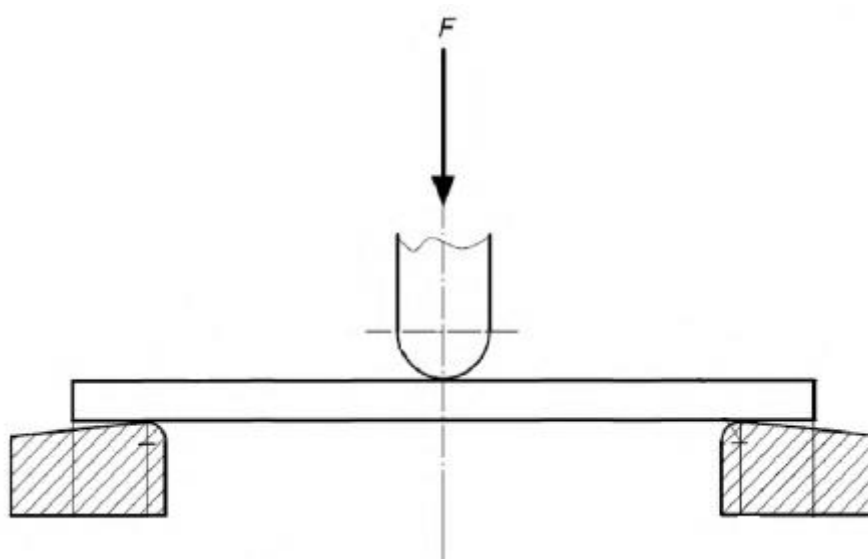


Рисунок 34 – Положение образца в начале испытания

Испытуемые образцы не должны иметь видимых дефектов, должны быть идеально ровными и гладкими, то есть все грани образцов должны быть параллельными и перпендикулярными. Образцы не должны иметь вмятины, царапины, заусенцы, изгибы, раковины, надрывы, неровные поверхности, при обнаружении дефекта образец бракуется и не допускается к исследованию.



Рисунок 35 – Образцы для испытания на статический изгиб

Испытание не было проведено, так как образцы не соответствовали стандартам испытания на статический изгиб.

Испытание на определение коэффициента трения

Для подбора и изготовления центратора из нового материала необходимо так же определить коэффициент трения, который является важной единицей в характеристике полимерного центратора. Ведь, если коэффициент трения будет высок, то сопротивление при спуске обсадных колонн в скважину будет большое, что будет влиять на скорость и качество работы по укреплению скважины.

Испытания проводили на штифтодисковой машине. Суть состоит в следующем, проводят испытания с двумя дисками, это металлический диск, который имитирует обсадную трубу и диск, выполненный из твердого песчаника, имитирующий твердую горную породу. Образец зажимают в опорах, диски вращают и соприкасаются с образцом, одновременно с этим используют буровой раствор, для обеспечения смазки поверхностей трения.

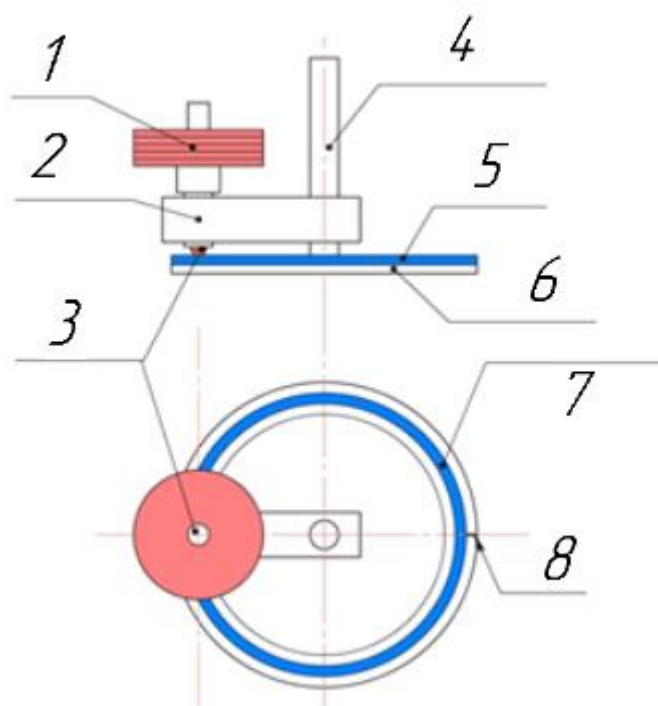


Рисунок 36 – Схема штифтодисковой машины для определения коэффициента трения
1 – грузы, 2 – фиксатор штифта, 3 – штифт материала, 4 – вал приводной, 5 – диск из стали (диск из песка), 6 – диск опоры, 7 – след трения, 8 – датчик температуры

В результате проведения исследования были получены следующие результаты, значение коэффициента трения об металлический диск составило 0,12 – 0,2, а об твердый песчаник 0,12 – 0,23.

3.2 Анализ возможных материалов для разработки полимерного центратора из библиотеки SolidWorks

Перед компьютерным моделированием полимерного центратора был проведен анализ возможных полимерных и композитных материалов, которые применяются в нефтяной и газовой промышленности, в машиностроении, в приборостроении и в других технических областях, где возникают высокие силы трения и напряжения между контактируемыми деталями. Материалы взяты из библиотеки программного обеспечения SolidWorks, в котором и будет производиться расчет полимерного центратора с подобранным материалом.

Материал будет подходить в том случае, если его предел прочности будет выше предела прочности исследуемого образца (см. таблицы 1 ,2), учитывать его коэффициент трения, а также следует обращать внимание на вес полимерного или композитного материала.

РА тип 6 (Полиамид) — конструкционный полимерный материал, обладающий хорошими прочностными и антифрикционными свойствами. Данный полиамид химически стоек к воздействию масел, бензина, спирта, слабых кислот, разбавленных и концентрированных щелочей, нетоксичен. Является продуктом гидролитической полимеризации капролактама, соответствует химической формуле $(-NH-(CH_2)_5-CO-)_n$. РА 6 имеет высокий уровень водопоглощения и низкую стойкость к солнечной радиации, что объясняет его недолговечность. Данная марка полиамида является наиболее распространенной в силу своей относительно низкой цены. Он используется для изготовления технических изделий, применяемых в машиностроении, автомобилестроении и других областях.

Таблица 4 – физико-механические свойства полиамида тип 6

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
1,13-1,14	2620	103,65	90	110	0,34	-50/+180

РЕ высокой плотности (поэтилен). РЕ высокой плотности или поэтилен имеет такое название из-за высокого уровня плотности в материале, показатель плотности доходит до 0,96 г/см³. Он также имеет другое название, так как его получают путем полимеризации с катализаторными системами, называется поэтилен низкого давления.

Данный тип поэтилена образует в своей кристаллической решетки зоны кристалличности, которое напрямую влияют на физико-механические свойства образца, в свою очередь на его плотность и твердость. РЕ представляет из себя термопласт, который является твердым, жестким и прочным материалом. Применяется для литьевого и выдувного формования емкостей, в промышленности разных категорий, он легко заменяет металлические конструкции в некоторых сборочных единицах.

Таблица 5 – физико-механические свойства РЕ высокой плотности

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
0,95-0,96	1070	25	22,1	30-38	0,41	-60/+110

ПЭНД перерабатывается практически всеми базовыми способами, используемыми при работе с термопластами – экструзия, выдув, литье под давлением, рототормование.

Производят трубы для Газоснабжение, холодное водоснабжение, защита электросетей, дренаж, внешняя канализация, внутренняя канализация,

обсадные трубы для скважин из ПЭНД при помощи экструзии. При помощи литья под давлением выполняют детали для автомобилей. Эстакады для мойки колес автомобилей изготавливают с помощью операции ротоформование.

АБС ПА композит пластика и полиамида

Таблица 6 – физико-механические свойства АБС ПА

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
1,02-1,08	2410	30	35-50	46-80	0,38	-40/+180

АБС-пластик – не что иное, как техническая смола термопластического типа, обладает высокими ударопрочными свойствами и изготовлена на основе акрилонитрила в сочетании с другими компонентами (бутадиеном и стиролом). Материал непрозрачный (хотя существует способ достижения относительной прозрачности), но может быть окрашен в любой нужный цвет. Большой плюс – нетоксичность, то есть безвредность для живых организмов. Но это свойство работает только в умеренных условиях эксплуатации. Материал долговечен и выдерживает перепады температур, но меняет свою структуру под действием УФ и солнечных лучей. Применяется во многих областях современной науки, а также в быту и в технике.

АБС/ПА – смесь пластика с полиамидом. Ударопрочный материал, может быть аморфным или кристаллизующимся. Выдерживает кратковременный нагрев до 180 °С, рабочая температура – до 110 °С. Чем выше содержание полиамида в смеси, тем выше показатель ударопрочности. Отличается высокой износостойкостью, стойкостью к растрескиванию, устойчив к агрессивным средам. Является хорошим диэлектриком.

Следующий полимерный материал это полибутилентерефталат (ПБТ, PBT), который имеет такие физико-механические свойства как высокая плотность, хорошая жесткость и твердость, так же является хорошим

диэлектриком. Стоит отметить, что полибутилентерефталата имеет низкий коэффициент трения. Коэффициент трения у него ниже, чем у других полимерных материалов с этой группы.

PBT также обладает хорошими свойствами водоотталкивания, что позволяет ему сохранять свои свойства при работе с водной средой.

Этим полимерным материалом заменяют металлические детали, которые являются ответственными в какой-либо конструкции. Заменяют такие материалы как цинк, бронзу и алюминий, считается, что замещение деталей полимером будет рентабельнее, и ресурс конструкции возрастет. Помимо этого, PBT может заменять детали электротехнических устройств, благодаря его свойствам по непроводимости электрического тока.

Таблица 7 – физико-механические свойства PBT

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °C
1,25-1,35	1930	46-60	40-60	75	0,39	До 140

Затем рассматриваем полиэфирэфиркетон (PEEK, ПЭЭК) является полукристаллическим полимером с высокотемпературной устойчивостью и имеет выдающиеся механические, химические и электротехнические эксплуатационные характеристики, сохраняющиеся при рабочих температурах до 310 градусов в по Цельсию.

Стоек к высокоэнергетическим лучам (даже ультрафиолетовые лучи приводят только к легкому пожелтению материала). Полиэфирэфиркетон – самый устойчивый из термопластов к действию водяного пара. Имеет наименьший из пластиков уровень выделения вредных газообразных веществ под действием открытого пламени. Характеризуется очень высокой размерной стабильностью.

ПЭЭК применяется в сферах, где необходимы улучшенные свойства устойчивости к высоким температурам или устойчивость к химически агрессивной среде, также используется при сильных радиоактивных излучениях и электрических нагрузках, что позволило этому материалу стать универсальным. Его применение стало традиционным в аэрокосмической, химической и ядерных областях. Благодаря своей универсальности в использовании полиэфирэфиркетон часто применяется в производстве оборудования с высокотехнологичной составляющей механизмов в разных областях промышленности. К таким областям можно отнести автомобильную, нефтяную, химическую, фармацевтическую, газовую, и военную, а также много других сфер промышленности.

Этот материал часто применяется в изготовлении шестерней, опор, которые необходимы для использования в аэрокосмической области, и в том числе различного военного оборудования.

Таблица 8 – физико-механические свойства ПЭЭК

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °C
1,32	3900	110	95	125	0,4	-60/+250

Другой возможно подходящий полимер для поцентратора это ПОМ (полиоксиметилен, полиформальдегид, полиацеталь, РОМ) это полукристаллический термопластичный материал, полученный гомополимеризацией (РОМ-Н) или сополимеризацией (РОМ-С) формальдегида.

Неармированный ПОМ является одним из наиболее жестких термопластичных материалов, проявляет хорошую стабильность размеров. Материал становится хрупким лишь при температуре -40°C, выдерживает кратковременное нагревание до 150°C и длительное до 110°C. Благодаря своей

поверхностной твердости и низкому коэффициенту трения, POM проявляет хорошее проскальзывание и износостойкость. Хорошие изолирующие и диэлектрические свойства слабо зависят от температуры и частоты. Проявляет низкую проницаемость для газов и органических веществ. POM подвергается действию сильных кислот (pH4) и оксидантов. Не растворим в обычных растворителях, включая минеральные масла и топлива, и лишь слегка набухает.

Литьевые изделия из POM заменяют высокоточные изделия, обычно производимые из металла: шестерни, подшипники, катушки, фитинги, подшипники насосов, резервуары для топлива (стабилизированные марки), с помощью «окутывающего» литья под давлением, монтажные платы с порядка 120 функциональными отлитыми частями. Смесь POM и ПУ используют для получения нагружаемых звездочек передач, корпусов, шарниров, лыжного крепления и молний.

Таблица 9 – физико-механические свойства POM

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °C
1,63	2600	83	71,5	110	0,38	-40/+110

Один из более подходящих материалов является nylon 6/10 (нейлон) - семейство синтетических полиамидов, используемых преимущественно в производстве волокон. В промышленности нейлон применяется для изготовления втулок, вкладышей, плёнок и тонких покрытий. Нейлон, нанесённый на трущиеся поверхности в виде облицовки или тонкослойного покрытия на тонкие металлические втулки, вкладыши и корпуса подшипников, повышает их эксплуатационные качества. В подшипниковых узлах трения удельные давления, диапазон рабочих температур примерно такие же, как у баббита. Нейлон имеет низкий коэффициент трения и низкую

температуру на трущихся поверхностях. Коэффициент трения у нейлона при работе по стали без смазки или при недостаточной смазке равен 0,17-0,20, с масляной смазкой — 0,014-0,020, с водой в качестве смазки — 0,02-0,05. Хорошие антифрикционные свойства позволяют применять нейлон в парах трения без смазки или при недостаточной смазке. Лучшим смазывающим материалом для композитов на основе нейлона являются минеральные масла, эмульсии и вода. При температурах до +150 °С на нейлон не влияют минеральные масла, консистентные смазки. Он не растворяется в большинстве органических растворителей, не поддаётся воздействию слабых растворов кислот, щелочей и солёной воды.

Нейлоны при нагревании на воздухе подвергаются термоокислительной деструкции, ведущей к снижению прочностных характеристик: при выдерживании на воздухе при температурах +100 - +120 °С предел прочности на растяжение снижается в 5-10 раз. Деструкция ускоряется под воздействием ультрафиолетового излучения.

Таблица 10 – физико-механические свойства Nylon 6/10

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
1,14	8300	139	142,5	185	0,28	-40/+150

В библиотеки ПО SolidWorks также имеется и полифениленсульфид, сокращенно ПФС или PPS, является одним из пластиков с действительно выдающимися характеристиками. Он очень прочен и хорошо выдерживает высокие температуры. Полифениленсульфид не плавится при температурах ниже примерно 300°С. К тому же он устойчив к воздействию пламени. Переработчики, работающие в области производства пластмасс называют пластики с очень хорошими характеристиками, как например, полифениленсульфид, суперконструкционными пластиками.

Полифениленсульфид очень дорог, поэтому он используется только в том случае, когда необходима действительно высокая устойчивость к воздействию пламени. Он успешно заменяет не только другие пластики, но, также, реактопласты и металлы. Электрические розетки и другие части электрической силовой аппаратуры делаются из ПФС. Также он применяется в некоторых деталях автомобилей, микроволновых печей и фенов для укладки волос.

Применяется в различных отраслях. Детали подкапотного пространства, воздухоподводящей системы, насосов, вентилей автомобиля; топливные рамы и т.п. Детали интерьера самолетов и космических кораблей. Детали погружных насосов, шестерни, поршни и корпуса прецизионных насосов (для аппарата «искусственная почка», оборудования для автоматического проявления пленок и др.). Теплостойкие детали электротехнического назначения, подложки микросхем, штекеры, переключатели, корпуса катушек, детали реле. Имеет преимущества перед другими пластмассами из-за практического отсутствия ионных примесей.

Таблица 11 – физико-механические свойства PPS

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °C
1,67	9610	139	102	122	0,4	-60/+220

SMC или Листовой рулонный ламинированный компаунд является композитным материалом на основе термостойкой матрицы с добавлением рубленого стекловолокна, находящимся в вязком состоянии, формовка которого производится на прессе с предварительной термической обработкой. Поскольку материал находится в вязком состоянии, необходимо наличие систем, обеспечивающих активный контроль параллельности ползуна в момент формовки заполняющего пресс-форму материала толщиной от 0,08

мм и гарантирующих высочайшие допуски по толщине и наилучшее качество деталей. Кроме того, наличие системы контроля параллельности позволяет прессу испытывать минимальные горизонтальные усилия.

SMC имеет рабочую температуру, от -40 до +200 и выше, благодаря армированию длинными стекловолокнами и сшитой трехмерной молекулярной структуре полиэфирной смолы. Одинаковый с металлами коэффициент линейного расширения позволяет широко применять при литье и прессовании металлические закладные детали без риска появления внутренних напряжений в изделии. Изготавливают детали и элементы грузового, легкового и пассажирского авто и транспортного строения, такие как бампера, панели торпед и дверей, крылья и пороги, различные обтекатели и элементы багажника, подножки, масляные поддоны и т. д.

Таблица 12 – физико-механические свойства SMC

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °C
1,5-2,0	1380	120	138	149	0,3	-40/+200

Заключительным материалом для центратора является полиэфирная смола. Прозрачная смола является продуктом нефтехимической переработки, который широко применяется в композитной индустрии для производства различных изделий путем заливки в специальные формы. Сфера использования полиэфирной смолы для заливки включает различные отрасли промышленности и строительства. Комбинируя ее со стекломатериалами, можно изготовить самые разные изделия: навесы, перегородки, душевые кабинки и т.д. Широко применяется полиэфирная смола для заливки при производстве искусственного камня, декоративных изделий, сувениров и украшений.

Для того чтобы смола стала твердой, необходимо ввести в нее соответствующий катализатор. Оба компонента смешиваются в определенных пропорциях, при тщательном перемешивании. Это позволяет достигнуть однородности материала и избавит от появления внутри смолы пузырьков воздуха. Подготовленную смолу достаточно залить в форму или распределить по рабочей поверхности и дождаться ее затвердения. Она проста в обработке, устойчива к перепадам температур, имеет небольшую температуру, небольшой вес, хорошие диэлектрические свойства и устойчивость к коррозии и химическим воздействиям.

В качестве преимуществ этих составов можно выделить: хороший уровень прочности, который достигается после застывания материала. Готовая продукция очень твердая, надежная, долговечная.

Устойчивость к негативным факторам разных видов начиная от химических веществ и заканчивая повышенными температурами (всё зависит от конкретного вида смолы). Материал также не окисляется, не боится воздействия влаги, сохраняет свои характеристики при длительном воздействии солнечных лучей.

Выгодные механические свойства. Помимо прочности, полиэфирные смолы обладают хорошим уровнем растяжимости, упругости.

Таблица 13 – физико-механические свойства полиэфирной смолы

Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
1,04-1,07	19000	90	190	230	0,2	-60/+ 110

3.3 Подбор материала для центратора обсадных колонн

По результатам механических испытаний и проведенного анализа возможных материалов для центратора, который используется с обсадными трубами в момент спуска колонны в скважину. Подбор материала ведется по

критериям предела прочности, ведется сравнение пределов прочности механических испытаний (см. таблицу 1,2) и пределы прочности возможных материалов для центратора. Необходимо, чтобы предел прочности у материала был выше, чем результаты механических испытаний.

Таблица 14 – сравнение полимерных материалов

	Плотность, г/см ³	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент Пуассона	Рабочая температура, °С
РА тип 6	1,13-1,14	2620	103,65	90	110	0,34	- 50/+180
РЕ высокой плотности	0,95-0,96	1070	25	22,1	30-38	0,41	- 60/+110
АБС ПА	1,02-1,08	2410	30	35-50	46-80	0,38	- 40/+180
PBT	1,25-1,35	1930	46-60	40-60	75	0,39	До 140
ПЭЭК	1,32	3900	110	95	125	0,4	- 60/+250
POM	1,63	2600	83	71,5	110	0,38	- 40/+110
Nylon 6/10	1,14	8300	139	142,5	185	0,28	- 40/+150
PPS	1,67	9610	139	102	122	0,4	- 60/+220
SMC	1,5-2,0	1380	120	138	149	0,3	- 40/+200
Полиэфирная смола	1,04-1,07	19000	90	190	230	0,2	-60/+ 110

Условие подбора материала состояло в том, чтобы пределы прочности материалов были больше значений испытуемого образца, с которым проводили механические испытания на растяжение, сжатие и изгиб. После механических результатов показатели прочности были следующие: предел прочности на растяжение 102 МПа, предел прочности на сжатие 171 МПа.

После проведения анализа возможных материалов для центратора были выделены такие материалы как Nylon 6/10, PPS (полифениленсульфид), SMC (Листовой ламинированный компаунд) и полиэфирная смола. Материалы

Nylon 6/10 и полиэфирная смола подходят однозначно, так как данные пределы прочности выше пределов прочности испытуемого образца. Материалы PPS и SMC подходят лишь по одному критерию, это предел прочности на растяжение. Но в конечном итоге, все четыре материала будут рассчитаны в ПО SolidWorks и проверены путем моделирования.

3.4. Проведение расчетов в ПО SolidWorks

Для проведения расчетов необходимо было построить 3D модель центратора, соблюдая при этом точные размеры. Размеры снимались с объекта исследования, модель центратора проектировалась в ПО SolidWorks.



Рисунок 36 – Объект исследования полимерный центратор

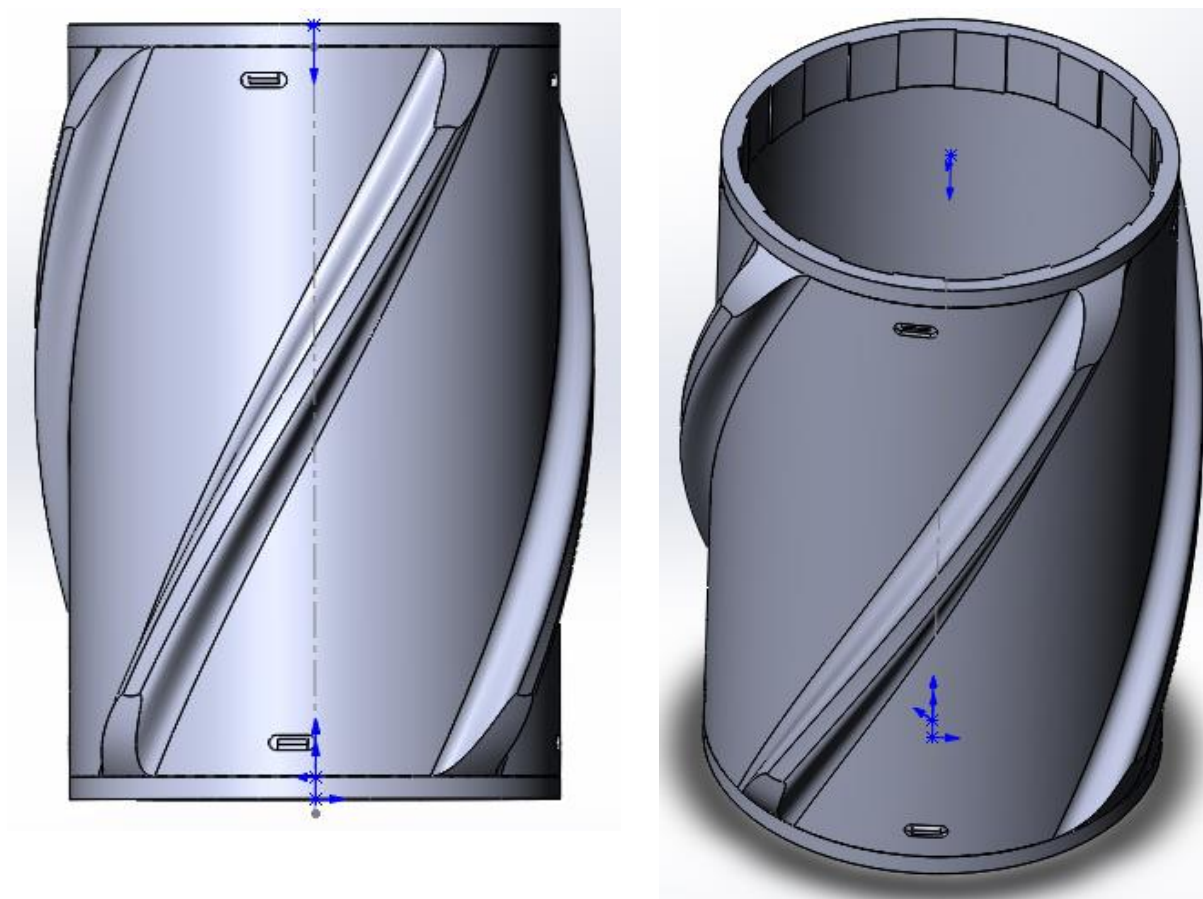


Рисунок 37 – 3D модель центатора обсадных колонн

Перед проведением расчетов необходимо знать, какие нагрузки и в каком направлении действуют на центратор в момент спуска скважины. В момент спуска обсадной колонны в скважину, на центратор в основном действуют две нагрузки, это осевая, когда центратор врезается в породу в осевом направлении, либо под углом и радиальная нагрузка, когда ребра центратора соприкасаются с горной породой при переходе на горизонтально или вертикально-горизонтальную скважину. На сайте завода изготовителя были указаны нагрузки, которые действуют на центратор в радиальном и осевом направлении, значение радиальной нагрузки 800 кг, значение осевой нагрузки 190 кг. Для расчета нам нужна другая система единиц, то есть в Ньютонах.

Перевод нагрузки из кг в Ньютон. Если $1 \text{ кг} = 9,8066 \text{ Н}$, то:

$$F_r = 800 \cdot 9,8066 = 7845,321 \text{ Н} \quad (3)$$

$$F_o = 190 \cdot 9,8066 = 1863,264 \text{ Н}$$

Где F_r – радиальная нагрузка; F_o – осевая нагрузка.

Алгоритм решения в ПО. Необходимо загрузить модель в раздел Simulation. Далее задаем необходимый нам материал, накладываем силы в радиальном и осевом направлении, закрепляем центратор с двух торцов, то есть проводим имитацию того, что центратор закреплен с двух сторон стопорными кольцами, для расчета необходимо создать сетку, которая необходима для его проведения.

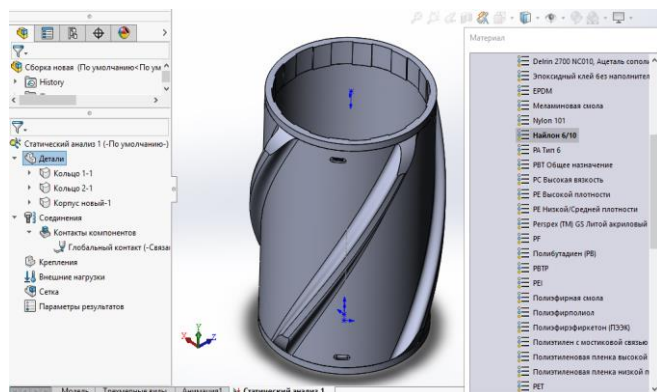


Рисунок 38 – Выбор материала

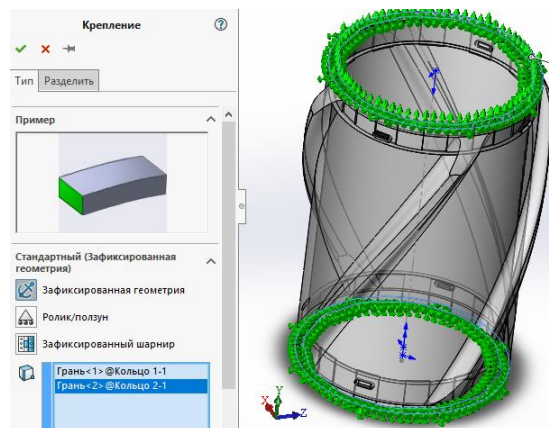


Рисунок 39 – Зафиксированная геометрия

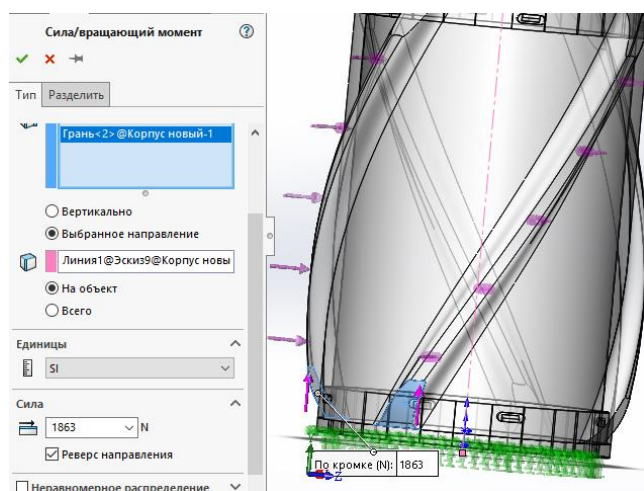


Рисунок 40 – Создание силовых нагрузок

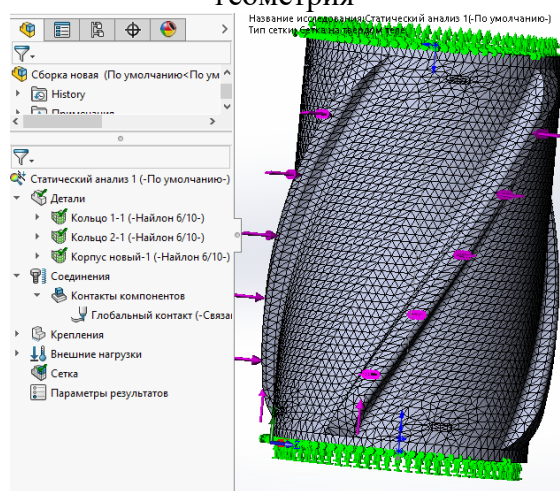


Рисунок 41 – Создание сетки

Примем, что центратор одновременно принял осевую и радиальную нагрузку на два ребра.

Решение в ПО для материала Nylon 6/10.

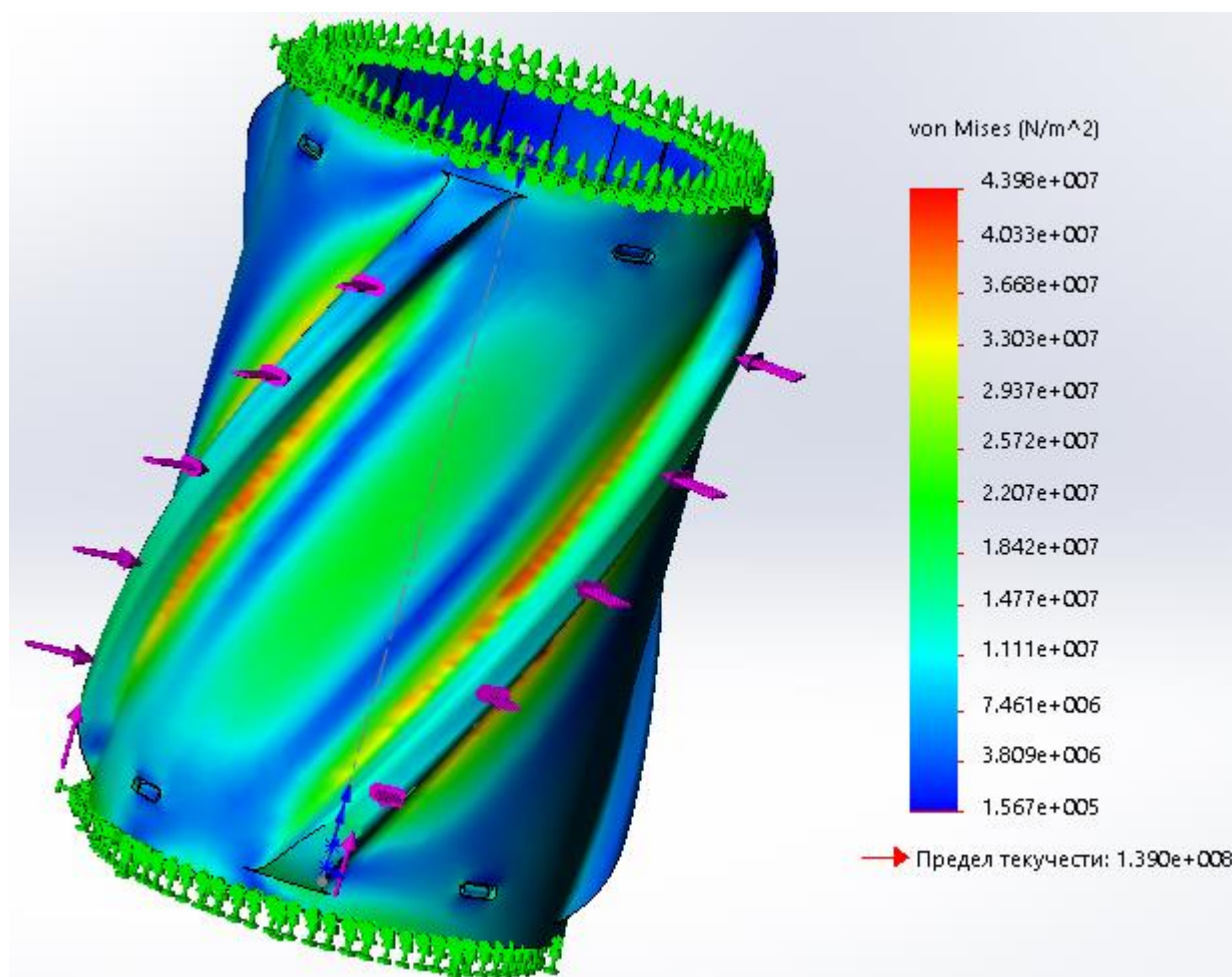


Рисунок 42 – Действующие напряжения на центратор

Как видно по результату расчета напряжений, данный материал способен выдержать нагрузки, действующие на центратор. Предел текучести данного материала составляет 139 МПа, а максимальное его напряжение составило 43 МПа, следовательно, материал выдержит приложенные нагрузки.

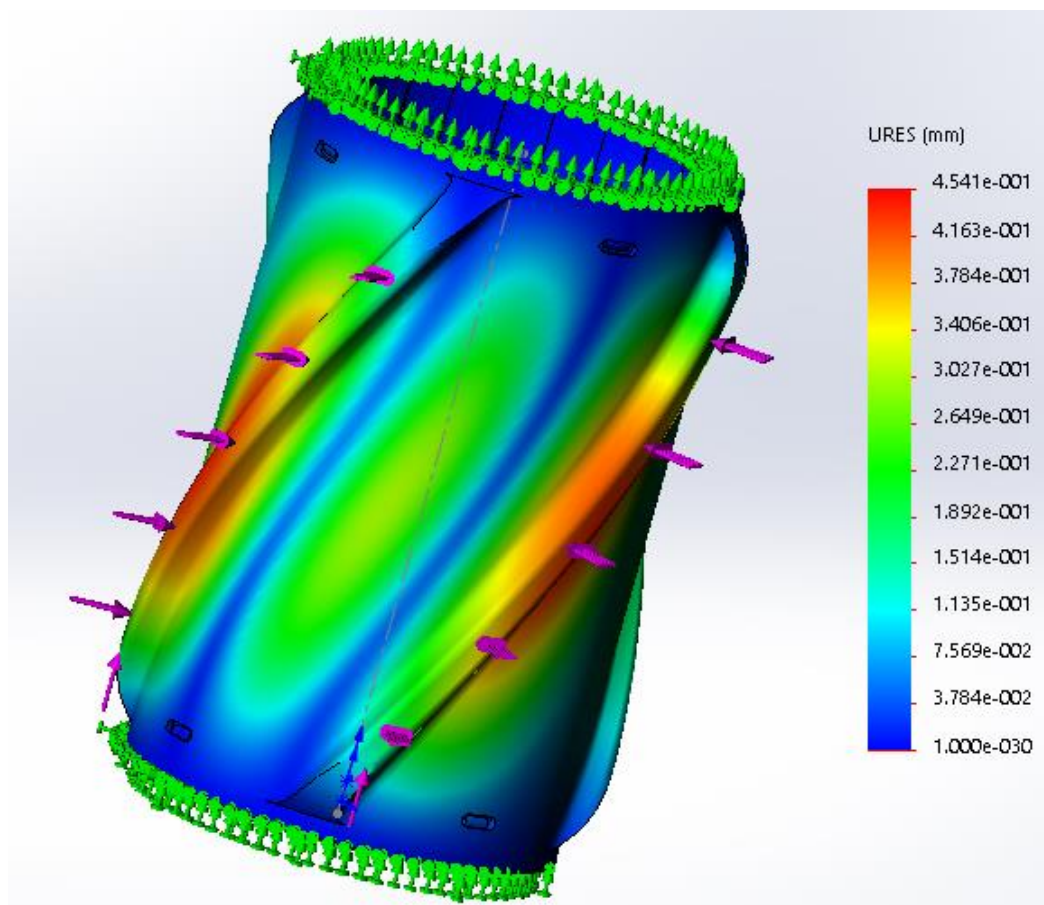


Рисунок 43 – Перемещения ребер центратора
Перемещение получилось 0,45 мм.

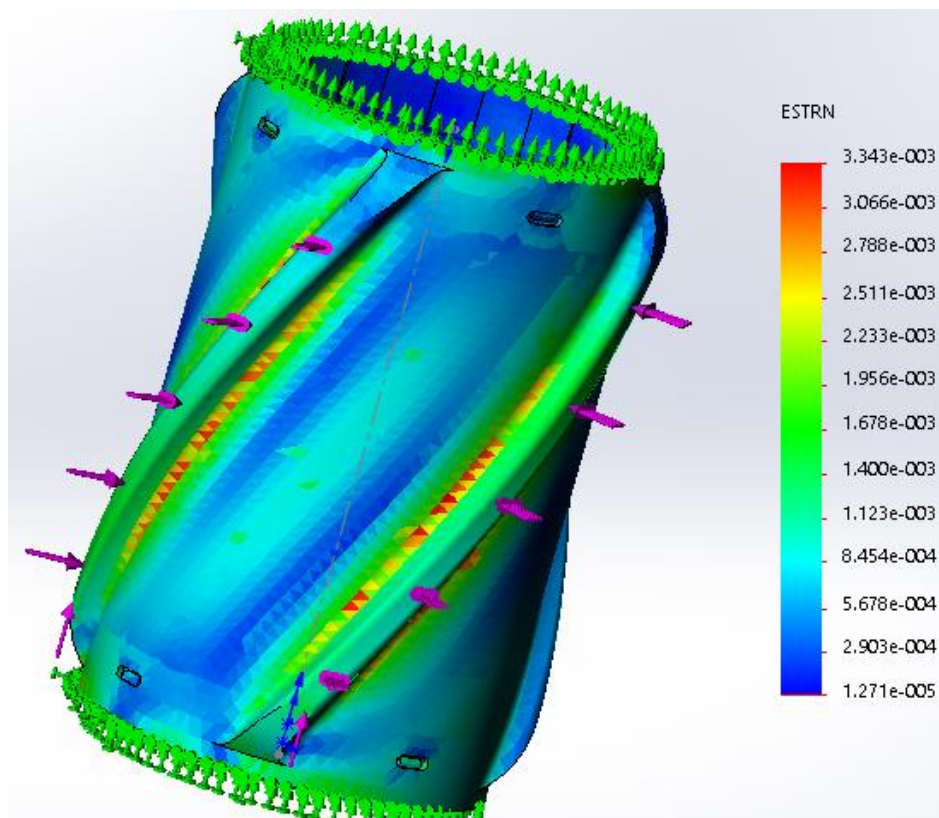


Рисунок 44 – Деформация ребер центратора

Решение в ПО для материала PPS (полифениленсульфид).

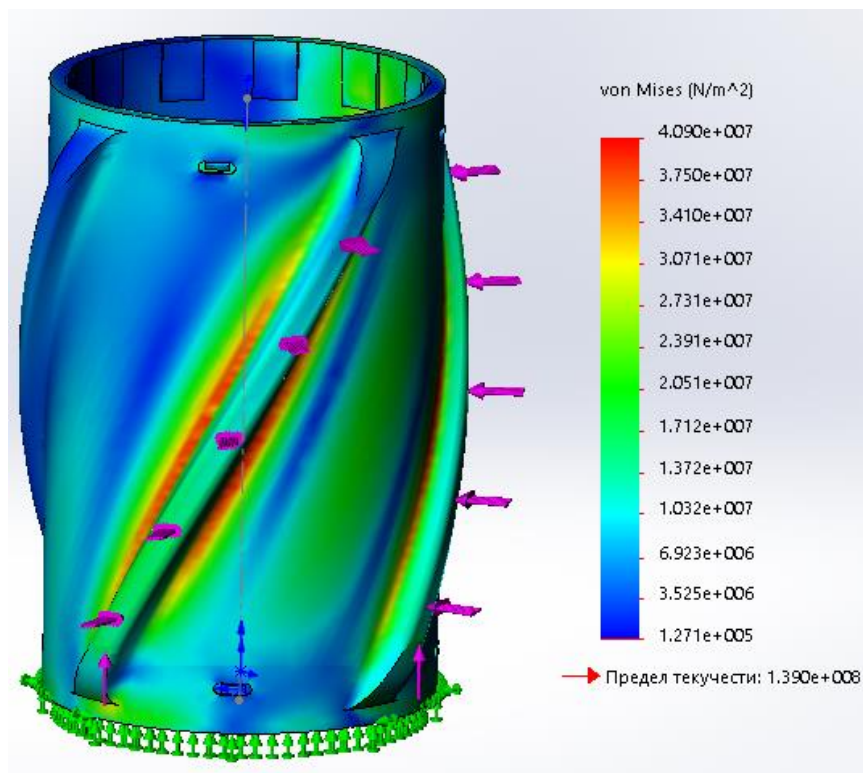


Рисунок 45 – Действующие напряжения на центратор
Максимальная нагрузка составила 40,9 МПа.

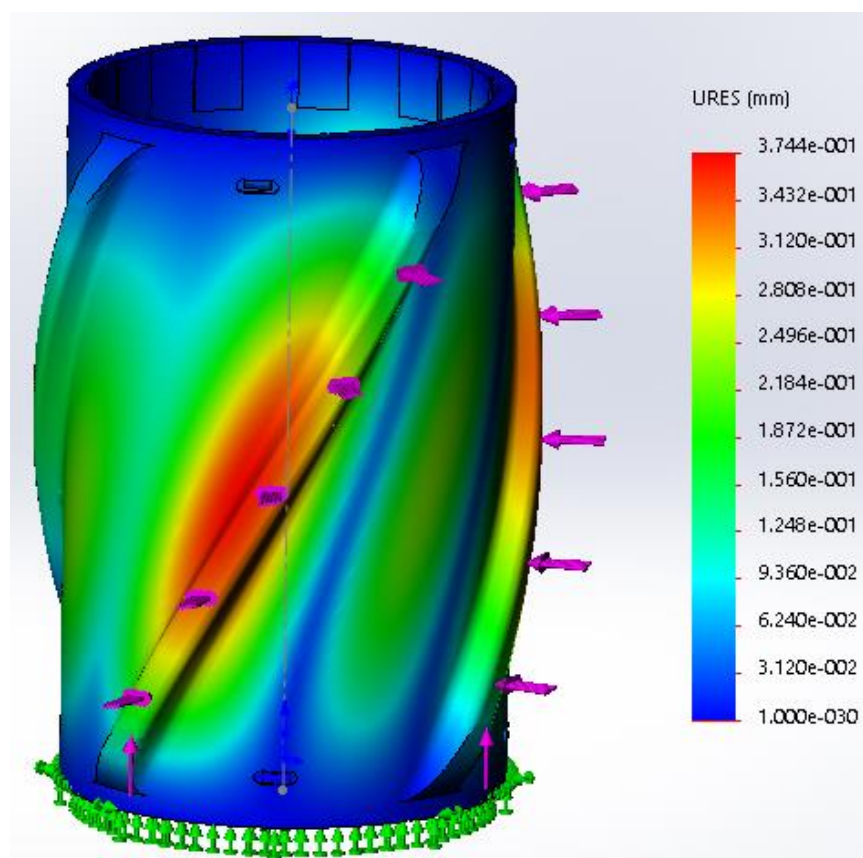


Рисунок 46 – Перемещения ребер центратора
Перемещение получилось 0,37 мм.

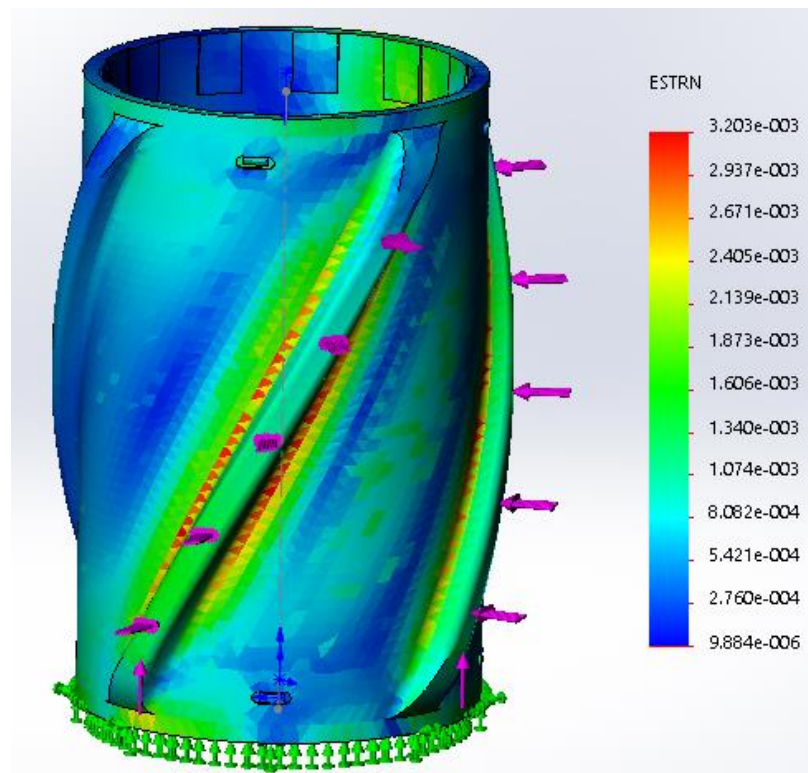


Рисунок 47 – Деформация ребер центратора

Решение в ПО для материала SMC (Листовой ламинированный компаунд).

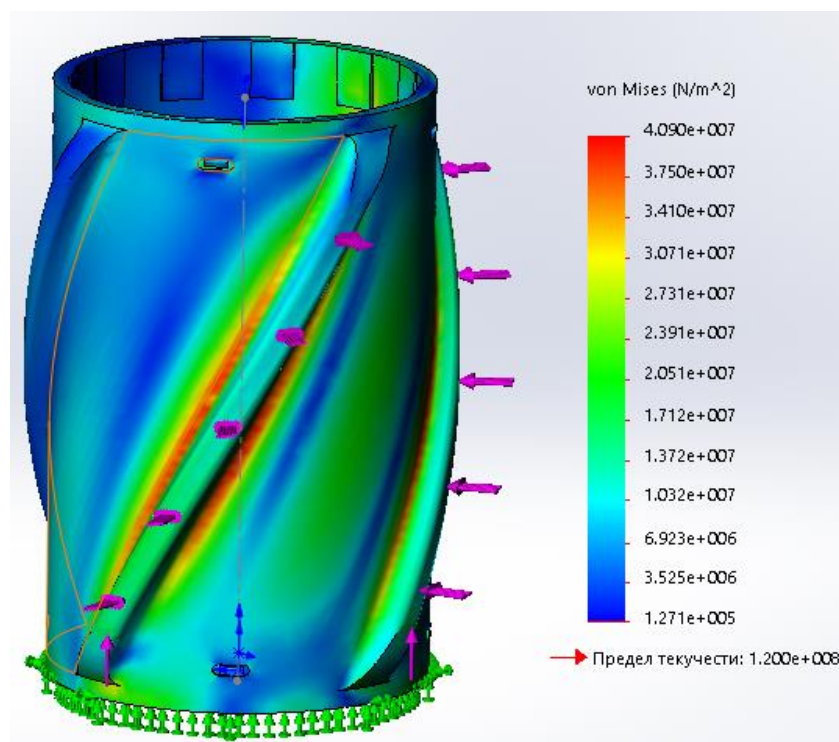


Рисунок 48 – Действующие напряжения на центратор
Максимальная нагрузка составила 40,9 МПа.

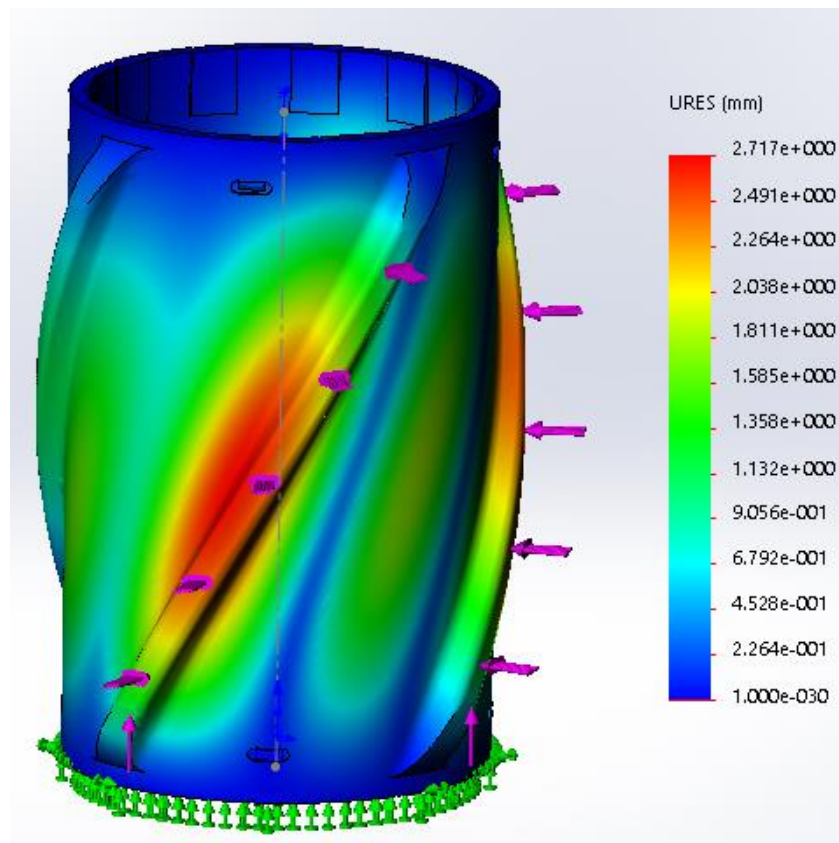


Рисунок 49 – Перемещения ребер центратора
Перемещение получилось 2,7 мм.

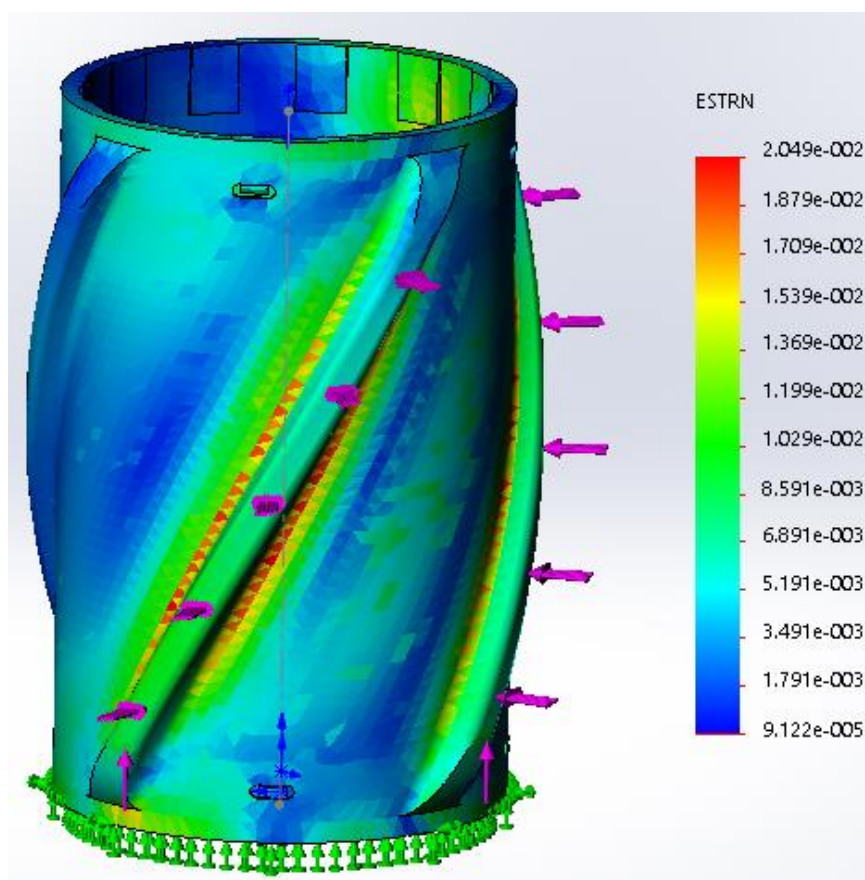


Рисунок 50 – Деформация ребер центратора

Решение в ПО для материала полиэфирная смола.

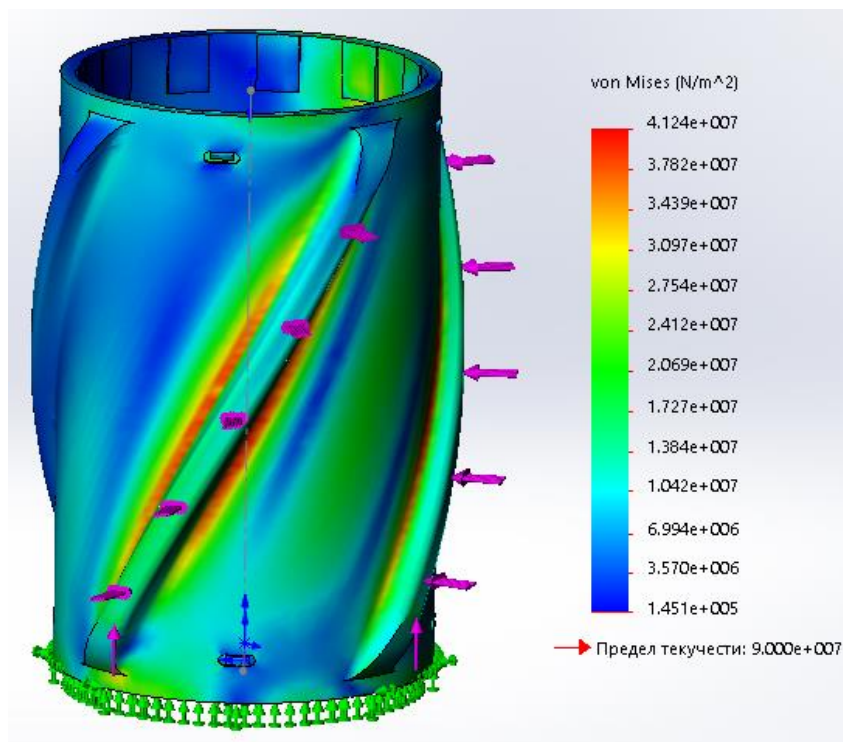


Рисунок 51 – Действующие напряжения на центратор
Максимальная нагрузка составила 41,2 МПа.

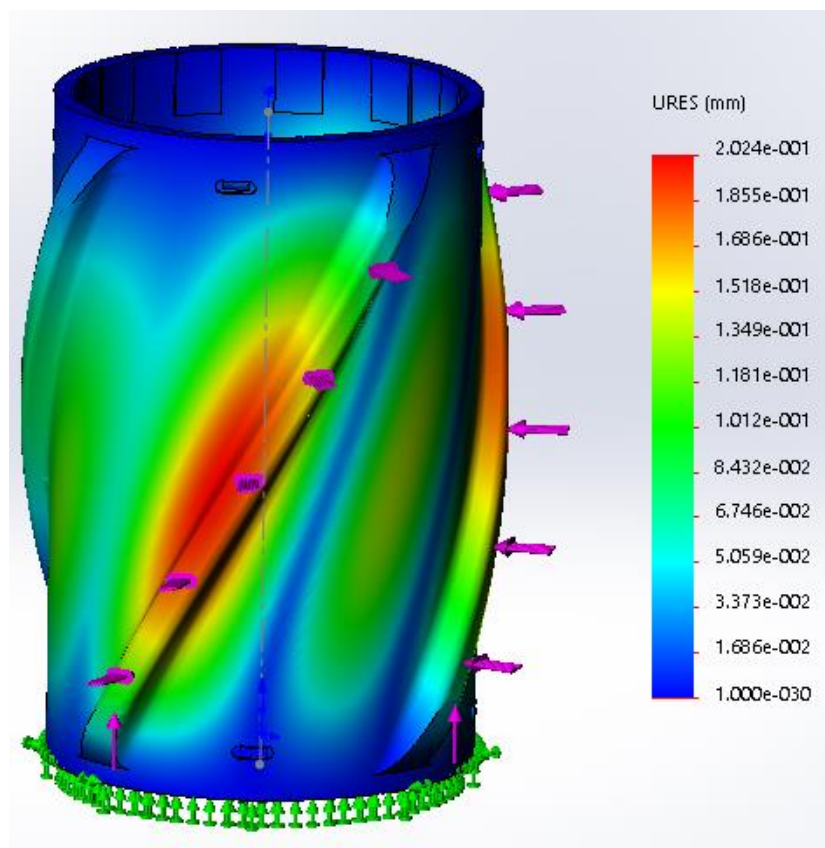


Рисунок 52 – Перемещения ребер центратора
Перемещение получилось 0,2 мм.

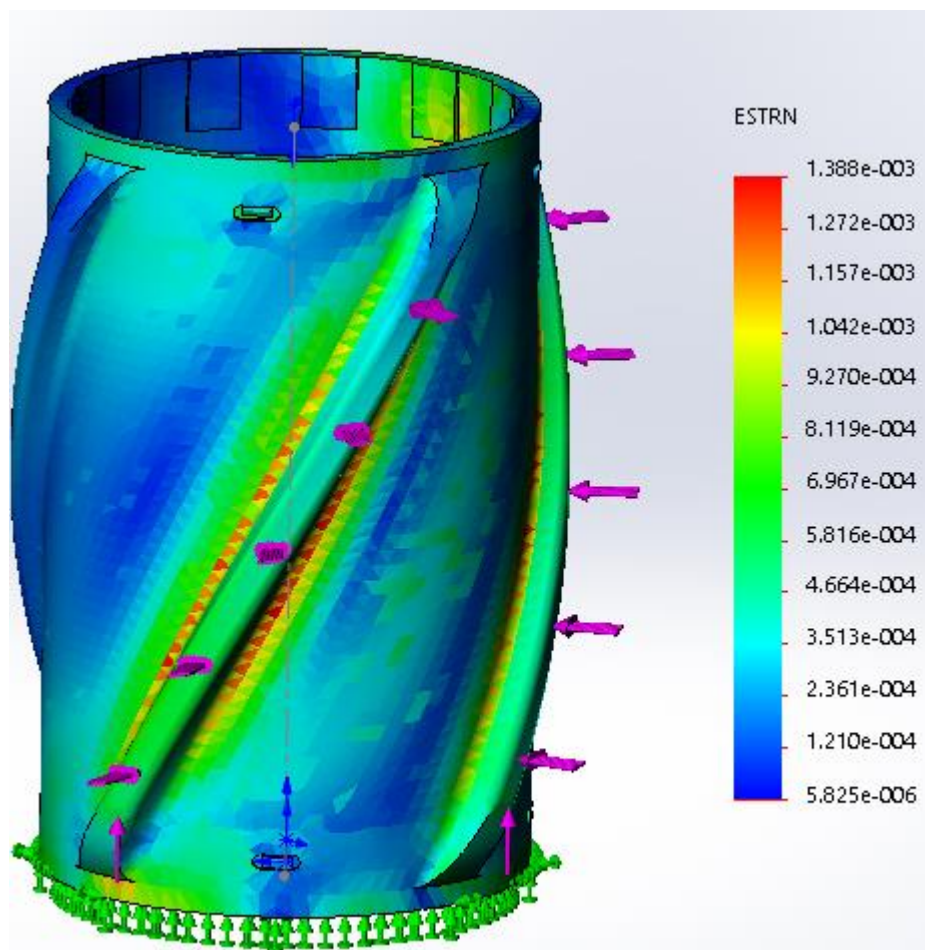


Рисунок 53 – Деформация ребер центратора

Результаты проведенного исследования

Исходя из расчетов можно сделать вывод, что Nylon 6/10 имеет достаточный запас предела прочности для приложенных нагрузок. К тому же его перемещение составляет 0,45 мм, что является допустимым для данного изделия. Стоит так же отметить, что нейлон является очень прочным, твердым материалом, имеет хорошие антифрикционные свойства (коэффициент трения составляет 0,10-0,2), низкую температуру в момент соприкосновения трущихся частей. Данный материал применим в нефтегазовой промышленности.

PPS (полифениленсульфид) аналогично имеет запас прочности, и перемещение его составляет 0,37 мм. Кроме того, что он является теплостойким и огнеупорным материалом, имеет низкий уровень водопоглощения и выступает в качестве хорошего диэлектриком, он не может

быть использован в качестве материала для центратора обсадных колонн, так как по критерию прочности на сжатие не является допустимым.

SMC (Листовой ламинированный компаунд) имеет максимальное напряжение в 40,9 МПа, а предел текучести составляет 120 МПа, он обладает хорошим запасом на приложенные нагрузки. Но его перемещения составляют 2.7 мм, что относительно других моделируемых материалов является большим значением, которое не подходит для данного изделия.

Полиэфирная смола обладает большими значениями пределов прочности на растяжение и сжатие, предела текучести, также в ценовом факторе превосходит другие материалы, но полиэфирная смола является хрупкой, то есть обладает низкой ударной вязкостью, следовательно, при ударной нагрузке, которая может произойти в скважине в момент спуска обсадной колонны, центратор из полиэфирной смолы разрушится или приобретет трещину, что уже будет не допустимым для дальнейшего его использования. Так же данный материал обладает высоким коэффициентом трения (0,6 – 0,8), что является недопустимым для его эксплуатации. Чтобы повысить стойкость к ударам, в смолу добавляют мелкое стекло, но такая добавка способствует возникновению дефектов при застывании изделия (раковины, поры, трещины).

Стоит отметить материал, который по всем критериям подходит для центратора обсадных колонн, это Nylon 6/10.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ74	Жигареву Дмитрию Александровичу

Инженерная школа природных ресурсов		Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, включая стоимость интернета – 360 руб. в месяц.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Учитываются следующие нормы и нормативы оплат труда: 30 % премии 20 % надбавки 30% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система н/о с учетом льгот для учреждений 27,1% отчисления во внебюджетные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. 2.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3.Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования.

	5. Основная заработная плата исполнительной темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Ресурсоэффективность	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений.
2. Матрица SWOT.
3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
4. Альтернативы проведения НИ.
5. График проведения и бюджет НИ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Разработка НИР производится группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и студента.

Данная выпускная квалификационная работа заключается в исследовании механических свойств полимерного центратора, который применяется для центрирования обсадных колонн. А также производится подбор полимерного материала на центратор путем решения задач в программном обеспечении SolidWorks. Объектом исследования при ее выполнении является полимерный центратор, а рабочей зоной – машинный зал 3-го корпуса в НИТПУ, в нем проводятся механические испытания и персональный компьютер для проведения расчетов и подбора материала.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является получение результатов от механических испытаний, создание 3D модели в ПО и проведение расчетов, анализ материалов и подбор материала.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Оценить коммерческий потенциал и перспективность разработки;
2. Осуществить планирование этапов выполнения исследования;
3. Рассчитать бюджет затрат на исследования;
4. Произвести оценку научно–технического уровня исследования и оценку рисков.

К научно–исследовательским работам относятся работы поискового, теоретического и экспериментального характера, которые выполняются с целью расширения, углубления и систематизации знаний по определенной научной проблеме и создания научного задела.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

		Вид исследования полимерного центратора (ПЦ)		
		Расчет ПЦ	3D модель и проведение решения	Подбор материала
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

- «Газпромнефть»
 - «Татнефть»
 -«Иркутская нефтяная компания (ИНК)»

В проведении различных исследованиях в полимерном центраторе нуждаются прежде всего крупные компании, так как полимерный центратор обладает рядом преимуществ перед стандартным металлическим, он намного легче, лучше переносит нагрузки, имеет низкий коэффициент трения, но цена его гораздо выше, что в больших объемах может позволить себе только крупная компания. Средние и мелкие также нуждаются в центраторах хорошего качества, но не все могут позволить закупить партию для эксплуатации. Так как, к примеру, для одной скважины требуется около 200 центраторов.

3D модель имеет не мало важную роль для подбора материала для центратора, а также его исследование с применением различных нагрузок, так как при создании трехмерной модели в ПО SolidWorks можно смоделировать мелкие нюансы его конструкции, нанести на него нагрузки различной тяжести и различной величины, посмотреть как он будет себя вести в критических условиях. То есть для проведения исследований не надо будет опускать в скважину реальные центраторы, все это возможно сделать в ПО и получить достоверные результаты, что в свою очередь экономить время и средства.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Коммерческого потенциала у данного исследования нет, поскольку оно выполняется в рамках ВКР и в большей степени олицетворяет теоретическую значимость полученных результатов.

Произведем также в данном разделе SWOT–анализ НТИ, позволяющий оценить факторы и явления способствующие или препятствующие продвижению проекта на рынок. В таблице описаны сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации, которые могут появиться в его внешней среде.

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

Таблица 15 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	-	0
	B2	-	-	+	-
	B3	-	0	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2, B2C3.

Таблица 16 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	0
	B2	-	0	-
	B3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1.

Таблица 17 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	-	0
	У2	-	-	-	-
	У3	+	+	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1У3С1С2.

Таблица 18 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	-	0	-
	У3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 5).

Таблица 19 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Высокая экономичность технологии. С2. Экономичность технологии. С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	Сл1. Трудность внедрения функции. Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Сокращение времени простоев.	– Достижение повышения производительности агрегатов. – Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. – Своевременная поставка нефти и природного газа потребителям.	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые производства; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. 2. Доработка проекта 3. Сложность реализации проекта.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 2. Остановка проекта. 3. Проведения других проектов

4.3 Планирование работ по научно-техническому исследованию

Для правильного планирования, а также финансирования и определения трудоемкости выполнения НИР необходимо ее разбить на этапы. Под этапом

понимается крупная часть работы, которая имеет самостоятельное значение и является объемом планирования и финансирования.

НИР имеет:

1. Подготовительный этап. Сбор, изучение и анализ, имеющийся информации. Определение состава исполнителей и соисполнителей, согласование с ними частных задач. Разработка и утверждение задания.
2. Разработка теоретической части.
3. Проведение численного эксперимента
4. Выводы и предложения по теме, обобщение результатов разработки.
5. Завершающий этап.

Рассмотрение результатов исследования. Утверждение результатов работы. Подготовка отчетной документации.

Данную НИР можно разделить на следующие этапы (Таблица 1):

- а) Разработка задания на НИР;
- б) Выбор направления исследования;
- в) Теоретические и экспериментальные исследования;
- г) Обобщение и оценка результатов;
- д) Оформление отчета НИР.

Работу выполняло 2 человека: руководитель, студент–дипломник. Трудоемкость выполнения НИР оценивается экспертным путем в человеко–днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 6:

Таблица 20 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные задания	№ работы	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания	Руководитель Студент
	2	Изучение литературы	Студент

Выбор направления исследования	3	Разработка трехмерной модели	Студент
	4	Календарное планирование работ	Руководитель Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование проведения численных экспериментов	Руководитель Студент
	6	Снятие показаний	Руководитель Студент
	7	Обработка полученных данных	Руководитель Студент
Обобщение и оценка результатов	8	Анализ полученных результатов, выводы	Студент
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель Студент
Оформление отчета	10	Составление пояснительной записки	Студент

4.3.1 Определение трудоемкости этапов НИР

Расчет трудоемкости осуществляется опытно–статистическим методом, основанным на определении ожидаемого времени выполнения работ в человеко–днях по формуле

$$t_{ожj} = \frac{2t_{minj} + 2t_{maxj}}{5}, \quad (4)$$

где

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

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

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

Для установления продолжительности работы в рабочих днях используем формулу:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (5)$$

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.

Для удобства построения календарного план–графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}, \quad (6)$$

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.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (7)$$

где

$T_{кал} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых} = 104$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 104 - 10} = 1,45$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

все рассчитанные значения сведены в таблице.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

все рассчитанные значения сведены в таблице 7.

Таблица 21 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел-дни	t_{max} , Чел-дни	$t_{ож}$, Чел-дни			
Составление и утверждение задания	1	5	2,6	Руководитель Студент	1,3	2
Изучение литературы	5	15	9	Студент	9	39
Разработка трехмерной модели	4	12	7,2	Студент	3,6	5
Календарное планирование работ	16	30	21,6	Руководитель Студент	10,8	4
Планирование проведения численных экспериментов	12	16	13,6	Руководитель Студент	6,8	2

Снятие показаний	6	12	8,4	Руководитель Студент	4,2	6
Обработка полученных данных	6	9	7,2	Руководитель Студент	3,6	5
Анализ полученных результатов, выводы	5	9	6,6	Студент	6,6	3
Оценка эффективности полученных результатов	7	15	10,2	Руководитель Студент	5,1	4
Составление пояснительной записки	5	13	8,2	Студент	8,2	9

4.3.2 Построение графика работы

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Этапы	Вид работы	Исполнители	T _к	Февраль	Март	Апрель	Май
1	Составление и утверждение задания	Руководитель Студент	3				
2	Изучение литературы	Студент	39				
3	Разработка трехмерной модели	Студент	5				

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{\text{по}} = 24000 + 2000 = 26000 \text{ руб.}$$

где d_k – стоимость компьютера;

$d_{\text{по}}$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

4.4.1 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 22 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение задания	Руководитель Студент	2,6	930	2418
2	Изучение литературы	Студент	9	930	8370
3	Разработка трехмерной модели	Студент	7,2	50	360

4	Календарное планирование работ	Руководитель Студент	21,6	70	1512
5	Планирование проведения численных экспериментов	Руководитель Студент	13,6	800	10880
6	Снятие показаний	Руководитель Студент	8,4	80	672
7	Обработка полученных данных	Руководитель Студент	7,2	1000	7200
8	Анализ полученных результатов, выводы	Студент	6,6	1000	6600
	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель Студент	10,2	572	5834
	Составление пояснительной записки	Студент	8,2	860	7052
Итого:					50898

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн} ,$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51180 \cdot 10,4}{199} = 2674 \text{ руб.}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 23 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные		
- праздничные	118	118
Потери рабочего времени:		
- отпуск	48	72
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,5) \cdot 1,3 = 51180 \text{ руб.}$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 24 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,5	1,3	51180	2674	21	56154
Исполнитель проекта	14000	0	0	1,3	18200	118	48	5664
Итого:								61818

4.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 56154 = 7300 \text{ руб};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 5664 = 736 \text{ руб},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (56154 + 7300) = 17196 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 25 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	56154	7300
Студент	5664	736
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	17196	

4.4.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 \\ &= (61180 + 7300 + 17196) \cdot 0,16 = 13708 \text{ руб}, \end{aligned}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 26 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	61818	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7300	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	17196	

4. Затраты на покупку компьютера	26000	
5. Накладные расходы	13708	16% от суммы 1-2
6. Бюджет затрат НТИ	126022	Сумма ст. 1-5

4.4.6 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{126022}{126022} = 1,$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 27 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Центратор из сплавов металлов	Металлический центратор	Полимерный центратор
1. Безопасность	0,1	4	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	3	4	4
3. Срок службы	0,15	3	3	5
4. Ремонтопригодность	0,20	3	5	5
5. Надёжность	0,25	4	4	4
6. Материалоёмкость	0,15	4	3	5
Итого:	1	3,5	3,9	4,6

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,6.$$

$$I_p = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 3,9.$$

$$I_p = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4.$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у полимерного центратора.

Таким образом, полимерный центратор остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной квалификационной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был

произведены SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 126022 руб. основная часть которого приходится на зарплаты сотрудников.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ74	Жигареву Дмитрию Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность 21.04.01 «Нефтегазовое дело»	«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место – буровая установка, площадка для проведения спуско-подъемных операций. Оборудование: обсадная колонна с полимерными центраторами, для центрирования геометрической оси колонны труб с геометрической осью скважины. Вредные факторы: – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Действие силы тяжести, падение объектов на работающего; – Недостаток искусственного освещения. Опасные факторы: – Механические опасности. Воздействие на окружающую среду: – Загрязнение атмосферы; – Загрязнение литосферы. Защита в чрезвычайных ситуациях: – Техногенная ЧС.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Физико-химическая природа вредных веществ: – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Действие силы тяжести, падение объектов на работающего; – Недостаток искусственного освещения. Действие факторов на организм человека: – Повышение кровяного давления; – Ухудшение внимательности и памяти; – Снижение остроты зрения и слуха; – Замедление скорости реакции; – Быстрое утомление. Средства коллективной защиты: – Демферы и виброгасители; – Звукоизолирующие кожухи. Средства индивидуальной защиты: – Одежда с виброизолирующими элементами; – Защитные очки и каска; – беруши; – Противошумные наушники; – Противошумные вкладыши;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Источник опасных факторов: – Обрыв колонны труб; – Падение объектов на работающих. Средства защиты: – Своевременные проверки. Причины проявления опасных факторов: – Неправильная эксплуатация оборудования; – Недостаточное крепление; – Износ оборудования.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на атмосферу: – Выброс газов внутреннего сгорания с БУ; – Выброс газов с утилизации полимерных веществ. Воздействие на литосферу: – Старое оборудование.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Наиболее типичная ЧС: – Пожар, взрыв на заводе изготовителе полимерного центратора. ЧС может случиться из-за: – Возгорание элементов; – Короткое замыкание; – Ошибка персонала, человеческий фактор; – Сбой автоматизированного процесса.

	В случае возникновения данной аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай возникновения ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правила безопасного ведения работ регламентируются ИПБОТ 229-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях во время ремонта и освоения скважин» Во время подъема и спуска труб должны соблюдаться следующие правила: – рабочие, работающие у устья скважины, должны отойти в сторону и наблюдать за подъемом и спуском; – подходить к устью следует только после окончания подъема и спуска; – элеватор должны переносить двое рабочих; – нельзя класть трубу концом на ротор или на колонный фланец; – для подтаскивания трубы к устью необходимо предварительно скатить ее со стеллажей на мостки в направляющий желоб; – посадку труб на элеватор, клиновую подвеску, спайдер необходимо производить плавно; – при спуске различных компоновок проходящие муфтовые соединения труб через клиновую подвеску, спайдер необходимо производить с наименьшей скоростью во избежание зацепления муфтой за "сухари" клиновой подвески. – На скважинах, выделяющих газ, во избежание взрыва и пожара при спуске насосно-компрессорных труб необходимо применять направляющую воронку из материала, не дающего искр при ударе. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации: 1. сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ); 2. ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью

	выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ); 3. повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович		

Введение

В ВКР производится исследование механических свойств полимерного центратора с дальнейшей его разработкой, который используется для центрирования обсадных колонн в момент опускания их в скважину, а также для равномерного заполнения межтрубного пространства тампонажным раствором. Полимерные центраторы также используют в бурильных работах, при эксплуатации скважины, то есть опускания в скважину электроцентробежного насоса. Существуют центраторы для обсадных колонн из других материалов, но полимерные обладают множеством преимуществ. Стоит отметить, что у него низкий коэффициент трения, что позволяет облегчить спуск обсадных колонн в скважину.

В данной разделе рассматриваются вопросы по эксплуатации центратора, безопасности рабочих в момент опускания обсадной колонны на буровой, факторы, которые пагубно влияют на здоровье персонала, а также чрезвычайные ситуации, которые могут произойти в момент опускания колонн на бурой или в процессе изготовления полимерных центраторов на заводах изготовителях.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.

Вахтовый режим работы — особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Законодатель устанавливает продолжительность вахты. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха в данном вахтовом поселке. Рабочая смена может длиться ежедневно 12 ч подряд. Продолжительность вахты,

включающая как рабочее время, так и время отдыха, не может превышать одного месяца.

В исключительных случаях с учетом мнения профкома продолжительность вахты может быть увеличена до трех месяцев (ст. 299 ТК РФ). За работу вахтовым методом производится доплата.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых дней с последующим предоставлением дополнительных дней отдыха.

В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать следующие общие требования:

1) обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, обучении и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества;

2) при определении объема и содержания обрабатываемых персональных данных работника работодатель должен руководствоваться Конституцией Российской Федерации, настоящим Кодексом и иными федеральными законами;

3) все персональные данные работника следует получать у него самого. Если персональные данные работника возможно получить только у третьей стороны, то работник должен быть уведомлен об этом заранее и от него должно быть получено письменное согласие. Работодатель должен сообщить работнику о целях, предполагаемых источниках и способах получения персональных данных, а также о характере подлежащих получению персональных данных и последствиях отказа работника дать письменное согласие на их получение;

4) работодатель не имеет права получать и обрабатывать персональные данные работника о его политических, религиозных и иных убеждениях и частной жизни. В случаях, непосредственно связанных с вопросами трудовых отношений, в соответствии со статьей 24 Конституции Российской Федерации работодатель вправе получать и обрабатывать данные о частной жизни работника только с его письменного согласия;

5) работодатель не имеет права получать и обрабатывать персональные данные работника о его членстве в общественных объединениях или его профсоюзной деятельности, за исключением случаев, предусмотренных настоящим Кодексом или иными федеральными законами;

6) при принятии решений, затрагивающих интересы работника, работодатель не имеет права основываться на персональных данных работника, полученных исключительно в результате их автоматизированной обработки или электронного получения;

7) защита персональных данных работника от неправомерного их использования или утраты должна быть обеспечена работодателем за счет его средств в порядке, установленном настоящим Кодексом и иными федеральными законами;

8) работники и их представители должны быть ознакомлены под роспись с документами работодателя, устанавливающими порядок обработки персональных данных работников, а также об их правах и обязанностях в этой области;

9) работники не должны отказываться от своих прав на сохранение и защиту тайны;

10) работодатели, работники и их представители должны совместно вырабатывать меры защиты персональных данных работников.

Лица, виновные в нарушении норм, регулирующих получение, обработку и защиту персональных данных работника, привлекаются к дисциплинарной и материальной ответственности в порядке, установленном настоящим Кодексом и иными федеральными законами, а также привлекаются

к гражданско-правовой, административной и уголовной ответственности в порядке, установленном федеральными законами.

Размер оклада может зависеть от разных факторов, ведь, кроме бурильщика КРС, есть и ряд других смежных профессий, а также большую роль играет регион по добыче и, естественно, чем суровее условия и жизнь сотрудника в них, тем больше он зарабатывает и может рассчитывать на дополнительные финансовые надбавки.

В крупных компаниях, таких как «Газпром Нефть», работники получают действительно солидные суммы. Средняя зарплата в Газпроме составляет порядка 350 тысяч рублей, но этот показатель может быстро меняться, в том числе и от времени года. Лукойл около 161 тысяч рублей, Роснефть 140 тысяч рублей, Сургутнефтегаз 60-76 тысяч рублей.

Специальность Средняя месячная зарплата Инженер 115 тыс.; Инженеры наклонно-направленного бурения 100 тыс.; Специалисты керамисты и каротажики 87 тыс.; Штатный геолог 81 тыс.; Оператор-управляющий буровой установкой 67,5 тыс.; Взрывотехник 65 тыс.; Главный маркшейдер 62 тыс.; Автоматчики и главные технологи 60 тыс.; Оператор по обслуживанию установки и обезвоживанию, и обессоливанию нефти 58 тыс.; Геофизик 55 тыс.; Бурильщик 45,8 тыс.

Вместе с тем отдельные нормативные акты содержат положения о размере доплат за работу во вредных условиях труда. Так, постановлением Министерства труда РФ от 25 апреля 1995 года N 25 рекомендовано при оплате труда работников организации внебюджетной сферы экономики тарифные ставки (оклады) на работах с тяжелыми и вредными условиями труда увеличивать по сравнению с тарифными ставками (окладами) для аналогичных работ с нормальными условиями труда на 12%, а на работах с особо тяжелыми и особо вредными условиями труда — на 24%.

Компенсационные выплаты, связанные с режимом работы с условиями труда — выплаты, установленные в соответствии с инструкцией Госкомстата

РФ "О составе фонда заработной платы и выплат социального характера" от 10 июля 1995 г. № 89 включают выплаты, связанные с районным регулированием заработной платы, доплаты за работу во вредных и опасных условиях труда и на тяжелых работах, оплату работы в выходные и праздничные дни, оплату сверхурочной работы, оплату работникам за дни отдыха (отгулы), предоставленные в связи с работой сверх нормальной продолжительности рабочего времени в случаях установленных законодательством, выплату разницы при временном замещении, компенсации за неиспользованный отпуск, оплату льготных часов подростков и т.д.

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.

Производственные объекты и помещения необходимо располагать с наветренной стороны (по розе ветров) по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

На территории промплощадок должны быть установлены хорошо видимые устройства для определения направления ветра (конус, флюгер и др.). В темное время устройства необходимо освещать. Число, типы и места установки этих устройств определяются проектом.

Производственные объекты, газоопасные места и прилегающая к ним территория (в том числе подъездные пути), а также трассы действующих газо-, нефте- и конденсатопроводов должны быть обеспечены необходимыми знаками безопасности и надписями.

Помещения для приготовления и приема пищи, отдыха свободной от работы вахты размещаются на расстоянии не менее 200 м от устья скважины. Помещения буровых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении ПДК.

График оснащения помещений буровых установок вентиляционным оборудованием согласовывается с местными органами Госгортехнадзора.

5.2. Профессиональная социальная безопасность.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Действие силы тяжести, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего			+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
Повышение уровня общей вибрации			+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
Повышение уровня шума		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Отклонение показателей микроклимата		+		СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003.

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

Действие силы тяжести, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего.

К источникам возникновения данного фактора относятся возможные падения объектов на буровой вышке. Например, обрыв троса и падение бурильной колонны во время работы, или при спуско-подъемных операциях может произойти авария, и колонна обрушится на землю, что тем самым может нанести вред различной тяжести рабочему. При плохом креплении оборудования, может обрушиться талевая система, а именно кронблок или талевый блок, что может привести к серьезным последствиям.

Данный фактор может принести большой вред рабочему, возможно получение травмы различной степени тяжести, а также возможен летальный исход.

Для предотвращения несчастных случаев следует соблюдать правила техники безопасности при спуско-подъемных операциях. К примеру, запрещается рабочему находиться у устья во время работы талевой системы; для выброса труб на мостки применяется специальный направляющий желоб; при перемещении труб с мостков и свечей с подсвечников к устью запрещается находиться между трубой и устьем; находиться в зоне рабочих ключей вблизи рабочих и страховых канатов.

При работе на буровой вышке при спуско-подъемных операциях следует соблюдать средства индивидуальной и коллективной защиты. Рабочий обязан быть в полном комплекте защиты, рабочая одежда, сделанная из огнеупорного материала, которая не пропускает электрические заряды, одеть в соответствии с погодными условиями, про резиновые перчатки, обувь с высоким голеноостопом и стальными вставками на передней стороне обуви, защитные очки и каска, защищающая от падения мелких предметов с высоты. Для минимизации воздействия данного фактора не следует находиться в тех местах, в которых возможно падение объектов.

Повышение уровня общей вибрации.

Источником вибрации на буровой установке могут быть различны. Но в данном случае нас интересует спуск труб в скважину, на которые установлены центраторы. Центраторы созданы для уменьшения сил трения стенок труб об горную породу и для выравнивая оси колонны труб относительно скважины, либо же при бурении. При спуске колонны труб, может возникать вибрация, так как центратор, касаясь горную породу, создает трение, в следствии чего возникает вибрация различной частоты, зависит от твердости горной породы. Данная вибрация передаются на устье скважины, на буровую площадку, где находится рабочий персонал. Так же вибрация возникает при бурении скважин и при любых спуско-подъемных операциях.

Вибрация на человека воздействует по-разному, если ее частота не высока, то кроме как легких колебаний рабочий персонал и не почувствует. Если же вибрация будет превышать уровень допустимого значения, то колебания будут воздействовать на организм человека, возможно будет проблема с суставами ног, так как вибрация будет передаваться с поверхности земли, а также может развиваться вибрационная болезнь, что может плохо отражаться на здоровье рабочего.

К средствам коллективной защиты входят такие устройства, которые способны глушить вибрацию, это демферы и виброгасители. Но на производстве так же необходима и индивидуальная защита. В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации для рук и ног используются защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитная обувь, стельки и подметки. Виброизоляционные элементы одежды отличаются от обычных наличием упругодемпфирующим элемента. Для защиты рук от вибрации также применяют рукавицы с эластично-трубчатыми элементами. Трубчатые элементы крепятся накладками перпендикулярно оси рукавицы или вставляются в накладной карман. Виброзащитная обувь изготавливается в виде сапог, ботинок, полусапог и полуботинок и оснащена подошвой или

вкладышем из упругодемпфирующего вещества. Применение всех средств индивидуальной защиты от вибрации снижает ее деструктивное воздействие на организм.

Повышение уровня шума.

На буровой установке источник шума возникает из-за работающих двигателей, которые приводят в действие насосы, генераторы, комплекс оборудования для бурения скважин, комплекс для очистки бурового раствора, комплекс для проведения спуско-подъемных операций.

Повышенный уровень шума пагубно влияет на организм человека, а именно на слуховой аппарат. При длительном нахождении без СИЗ возможно временное потеря слуха, головные боли и тошнота, так же возможно такой исход, что возможно потерять слух.

Наиболее неблагоприятными по уровню звукового двигателя и уровень звука для работников буровой установки следует считать спуско-подъемные операции. При работе ротора шум достигает отметку в 94 дБ, при спуско-подъемных операциях в 115 дБ. Суммарный уровень шума является 99 – 104 дБ на буровых с дизельным приводом, а в период спуско-подъемных операций – на буровых с электроприводом 100 – 117 дБ. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха, громкость от 0 до 20 дБ – очень тихая, от 20 до 40 дБ – тихая, от 40 до 60 дБ – средняя, от 60 до 80 дБ – шумная, от 80 дБ – очень шумная.

Средства индивидуальной защиты должны быть у каждого работника буровой установки, независимо где он находится, обязательно должны быть беруши и специальные звукопоглощающие наушники, такой комплект СИЗ не даст работнику потерять слух.

5.2.2. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.

Во время подъема и спуска труб должны соблюдаться следующие правила:

- рабочие, работающие у устья скважины, должны отойти в сторону и наблюдать за подъемом и спуском;
- подходить к устью следует только после окончания подъема и спуска;
- элеватор должны переносить двое рабочих;
- нельзя класть трубу концом на ротор или на колонный фланец;
- для подтаскивания трубы к устью необходимо предварительно скатить ее со стеллажей на мостки в направляющий желоб;
- посадку труб на элеватор, клиновую подвеску, спайдер необходимо производить плавно;
- при спуске различных компоновок проходящие муфтовые соединения труб через клиновую подвеску, спайдер необходимо производить с наименьшей скоростью во избежание зацепления муфтой за "сухари" клиновой подвески.
- На скважинах, выделяющих газ, во избежание взрыва и пожара при спуске насосно-компрессорных труб необходимо применять направляющую воронку из материала, не дающего искр при ударе.

При подъеме труб с жидкостью необходимо пользоваться приспособлением против разлива жидкости (юбкой) и отвода ее в сторону.

При спуске и подъеме НКТ пол рабочей площадки и мостки необходимо систематически очищать от грязи, снега, парафина, нефти.

При спуско-подъемных операциях для размещения ручного инструмента в определенном порядке, удобного и облегченного пользования им необходимо применять инструментальный столик, а для укладки очередной трубы на мостки - "козелок-подставку".

Запрещается подавать НКТ к скважине непосредственно руками. Для этого необходимо пользоваться вилкой для подачи труб и отводными крючками.

При спуске резьбовые соединения НКТ должны смазываться специальной консистентной смазкой.

Выброс на мостки и подъем с них штанг разрешается производить только по одной штанге.

При отвинчивании полированного штока и соединения его со штангами устьевой сальник должен прикрепляться к штанговому элеватору.

В случае заклинивания плунжера глубинного насоса насосные штанги следует отвинчивать только безопасным круговым ключом.

При развинчивании и свинчивании трубы и штанг подъемный крюк должен иметь возможность свободного вращения, иметь амортизатор и исправную пружинную защелку, предотвращающую выпадение штропов.

При подъеме труб, штанг с мостков и при подаче их на мостки элеватор должен быть повернут замком вверх. Штыри, вставленные в проушины элеватора, должны быть привязаны к штропам.

При выбросе трубы из скважины на мостки свободный конец ее должен быть установлен на скользящую прокладку (салазки, лоток).

При использовании механизма для свинчивания труб и штанг устьевой фланец скважины должен быть расположен на высоте 0,4-0,5 метра от пола рабочей площадки.

Штанговый и стопорный ключи автомата для свинчивания и развинчивания штанг должны устанавливаться после полной остановки механизма на штанги и сниматься с них.

В зависимости от условий производственной среды в соответствии с правилами устройства оборудования для проведения СПО рассматриваются следующие вопросы.

Выбор и обоснование вида буровой вышки в зависимости от глубины будущей скважины, конструкции буровой вышки, А-образная или Т-образная, от веса спускоподъемного оборудования, от вида добываемого ресурса.

Мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий. Основные меры предупреждения аварий с бурильными Трубами следующие:

1) организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;

2) технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и обмером их, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

3) организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания;

4) обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;

5) использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков;

6) бесперебойное снабжение Дуровых специальными смазками.

3. Экологическая безопасность.

Увеличение объема потребления полимеров приводит к загрязнению почв и грунтовых вод продуктами неполного разложения отходов, росту территорий свалок, отчуждению земельных угодий. В странах, где охране окружающей среде придают большое значение, законодательство обязывает перерабатывать полимерные отходы. Однако на практике возможность утилизации часто ограничивается их свойствами, нестабильными по сравнению с исходным материалом.

В настоящее время 30 % всех существующих пластиков представляют собой смеси различных полимеров. Для достижения определенных свойств и

лучшей переработки в некоторые материалы вводят различные химические добавки, часть которых токсична.

5.3. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Полимерный центратор во время эксплуатации не оказывает ни какие влияния на загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы. Но в процессе утилизации данного материала возможны загрязнение. К примеру, при сжигании данного полимера возможен выброс в атмосферу токсичных отходов, в виде паров и газов, которые загрязняют окружающую среду, со временем при сжигании данные пары могут накапливаться и в конечном итоге создают парниковый эффект. При другой утилизации полимера, его захоронение в почву. В конечном итоге, в течении долгого времени, он будет разлагаться, его остатки тоже могут пагубно влиять на окружающую среду. Возможно, в этом месте некоторое время не будет находиться растительность и тд.

5.3.1. Анализ «жизненного цикла» объекта исследования.

В настоящее время при создании изделий из ПМ решают две главные задачи. Первая – правильно выбрать ПМ (или создать композицию), чтобы он полностью подходил для заданных условий эксплуатации и был технологичным при переработке. Вторая задача – максимально сохранить свойства ПМ на всех стадиях его жизненного цикла, чтобы обеспечить его эффективную работоспособность в заданных условиях эксплуатации в течение всего требуемого срока службы.

В течение жизненного цикла ПМ проходят несколько различных стадий, на каждой из которых они могут подвергаться негативному воздействию различных факторов (тепло, кислород, высокие напряжения сдвига, влага, УФ-излучение и др.). В результате этого ПМ деструктируют (разрушаются на

молекулярном уровне) и теряют свои технологические и эксплуатационные свойства, что обуславливает острую необходимость решения становящейся все более актуальной задачи – защиты ПМ от негативного влияния факторов окружающей среды на каждой стадии их жизненного цикла, чтобы в полной мере реализовать возможности их эффективного использования.

Срок разложения полимерных изделий в почве очень велик, больше 500 лет.

5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Повторное использование в качестве наполнителей, армирующих элементов, в том числе создание композиционных материалов. Основной недостаток: даже тщательно отделенные от другого мусора отходы практически невозможно переработать в полимерный рециклат с удовлетворительными свойствами вследствие их термодинамической несовместимости.

Сжигание для получения тепловой энергии. При использовании смеси полимеров с основным углеродным топливом (коксом или каменным углем) для выплавки чугуна в доменных печах при 1 200–1 400 °С выброс диоксинов в окружающую среду фактически отсутствуют (0,6 мкг/т). Однако, если полимер содержит различные стабилизирующие добавки и пигменты, в состав которых входят соли тяжелых металлов, то при температуре выше 700 °С они переходят в газообразное состояние, и их последующее улавливание чрезвычайно затрудняется.

Депонирование (захоронение) на полигонах ТБО. При отсутствии системы селективного сбора отходов (в том числе, маркировки и идентификации полимерных материалов, центров сертификации вторичного сырья) и несовершенстве нормативно-технической базы объем утилизации полимерных отходов будет весьма низок.

Механический рециклинг. Полимерные отходы сортируют, измельчают ножевой дробилкой до частиц с размерами 3–12 мм (хлопья, или флексы), подвергают воздушной сепарации, мойке до остаточной влажности 0,02–0,05 %, флотации, а затем гранулируют и перерабатывают в готовый продукт на литьевых машинах.

Переработка и использования материала как вторичный продукт.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Существуют различные мероприятия по защите населения от ЧС. Это оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях; эвакуационные мероприятия; меры по инженерной защите населения; меры радиационной и химической защиты; медицинские мероприятия; подготовка населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

Самым главным является оповещение населения об опасности. Ведь как скоро выяснится, где опасность, тем быстрее проинформируют население о надвигающейся угрозе. Также важным является в этом сообщении то, как передают порядок правильных действий в сложившейся ЧС. Важно избежать паники населения. Своевременное оповещение производится органами гражданской обороны. Оно организуется, главным образом, по радио и телевидению. К примеру, услышав сигналы «Внимание всем!», нужно включить теле- и радиоприемники и ждать сообщения от органов власти. После выполнять дальнейшие действия по их указаниям!

Особое место занимает индивидуальная защита. Для защиты органов дыхания изготавливают тканевые маски, ватно-марлевые повязки, а для защиты кожных покровов используют различные накидки, плащи, резиновую обувь, резиновые или кожаные перчатки. Средства индивидуальной защиты обязательно должны присутствовать, как и на рабочем месте, так в домашних условиях.

Чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от их характера, сферы возникновения, масштабов и размеров ущерба.^[3]

По характеру источников возникновения: природного; техногенного; экологического; биолого-социального характера.

5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.

ЧС, которые могут возникнуть при производстве полимеров, а именно на заводе изготовителей полимерных центраторов, это ЧС техногенного характера и экологического.

Техногенные чрезвычайные ситуации связаны с производственной деятельностью человека и могут протекать с загрязнением и без загрязнения окружающей среды. Наибольшую опасность в техногенной сфере представляют транспортные аварии, взрывы и пожары, радиационные аварии, аварии с выбросом аварийно химически опасных веществ и др.

Техногенная чрезвычайная ситуация – это состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. Различают техногенные чрезвычайные ситуации по месту их возникновения и по характеру основных поражающих факторов источника чрезвычайной ситуации.

Причиной возникновения техногенной чрезвычайной ситуации может быть опасное техногенное происшествие, в результате которого на объекте, определенной территории или акватории произошла техногенная чрезвычайная ситуация. К опасным техногенным происшествиям относят аварии на промышленных объектах или на транспорте, пожары, взрывы или высвобождение различных видов энергии.

5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.

В число предупредительных мероприятий могут быть включены мероприятия, направленные на устранение причин, которые могут вызвать пожар (взрыв), на ограничение (локализацию) распространения пожаров, создание условий для эвакуации людей и имущества при пожаре, своевременное обнаружение пожара и оповещение о нем, тушение пожара, поддержание сил ликвидации пожаров в постоянной готовности.

Соблюдение технологических режимов производства, содержание оборудования, особенно энергетических сетей, в исправном состоянии позволяет, в большинстве случаев, исключить причину возгорания. Своевременное обнаружение пожара может достигаться оснащением производственных и бытовых помещений системами автоматической пожарной сигнализации или, в отдельных случаях, с помощью организационных мер. Первоначальное тушение пожара (до прибытия вызванных сил) успешно проводится на тех объектах, которые оснащены автоматическими установками тушения пожара.

При ликвидации последствий ЧС техногенного характера осуществляют следующие мероприятия:

- поиск пострадавших;
- определение масштабов, степени и характера повреждений зданий и сооружений;
- определение мест аварий на коммунально-энергетических и технологических сетях, угрожающих жизни пострадавших и затрудняющих проведение спасательных работ;
- отключение поврежденных участков магистральных и разводящих коммунально-энергетических и технологических сетей;
- расчистка магистральных маршрутов движения;

- расчистка подъездных путей к объекту ведения работ;
- расчистка площадок для расстановки техники на объекте ведения работ;
- обрушение (укрепление) строительных конструкций зданий и сооружений, угрожающих обвалом или затрудняющих проведение спасательных работ;
- фиксация завалов от смещения;
- высвобождение пострадавших (погибших) из-под завалов;
- оказание пострадавшим первой медицинской помощи и врачебной помощи на месте;
- эвакуация пострадавших в стационарные лечебные учреждения;
- оборудование мест для свалки строительного мусора;
- регистрация погибших (или их захоронение).

Исходя из данного раздела можно сказать, что эксплуатация полимерного центратора наносит незначительный вред рабочему персоналу и окружающей среде, так как сама конструкция безвредна для человека и полимер на открытом воздухе в нормальных условиях не выделяет никаких вредных факторов. Что касается спуска обсадных колонн, на которые установлен данный полимерный центратор, то в момент работы следует строго соблюдать технику безопасности, иметь средства коллективной и индивидуальной средств защиты, проводить своевременные проверки по знаниям промышленной безопасности персонала и рабочего оборудования, чтобы заранее предотвратить аварию, которая может привести к последствиям различной тяжести.

Заключение

Результатом проведения данной работы является изучение центраторов для обсадных колонн и их основных видов. Были рассмотрены преимущества и недостатки металлического пружинного центратора и полимерного низкофрикционного, которые применяются в сборе с обсадной колонной. Определены преимущества над металлическим пружинным центратором.

Также были проведены механические испытания опытного образца полимерного центратора на растяжение и сжатие, по полученным результатам произвели расчет полимерного центратора для обсадных колонн с последующим его моделированием, созданием 3D модели. Был выполнен анализ возможных материалов для центратора, подобран материал в ПО SolidWorks и выполнен проверочный расчет.

Проведен экономический расчет бюджета исследования и в разделе социальная ответственность выявлены некоторые положения безопасности при спускоподъемных операциях в момент спуска обсадных колонн в скважину.

Список используемых источников:

- 1) Нугайбеков Р. А., Валиков Э. В., Данилов А. М., Рассказчиков А. А. Патент № 131059, Центратор для обсадной колонны
- 2) Никитин В. Н., Ибрагимов Н. Г., Ожередов Е. В., Закиров А. Ф. Патент № 2263760, Центратор для центрирования дополнительной обсадной колонны внутри основной обсадной колонны скважины.
- 3) Кисленко Н. Ф. Патент № 2260667, Центратор обсадной колонны.
- 4) Курочкин Б. М., Абиян Х. Л., Яковлев С. С., Прусова Н. Л. Патент № 363962, Центратор для труб нефтяных и газовых скважин.
- 5) Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. — Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. — Библиогр.: с. 148 (27 назв.).
- 6) Пряников, Виктор Иванович. Техника безопасности в химической промышленности: учебное пособие / В. И. Пряников. — Москва: Химия, 1989. — 288 с.: ил. — Библиогр.: с. 240-242.
- 7) Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1992. — 93 с.: ил. — Библиотека электромонтера; Вып. 633. — Библиогр.: с. 94.
- 8) Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364- 365.
- 9) ГОСТ 11262-80 «пластмассы, метод испытания на растяжение».
- 10) ГОСТ 4548-2014 «пластмассы, метод испытания на статический изгиб»
- 11) ГОСТ 4651-2014 «пластмассы, метод испытания на сжатие»

12) Николаев Н.И., Кожевников Е.В., Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками, 2014 г.

13) Кожевников Е.В., Николаев Н.И., Розенцвет А.В., Лырчиков А.А., Опорно-центрирующая оснастка обсадных колонн для крепления боковых стволов, 2015 г.

14) Агзамов Р.А., Фатихов Р.И., экспериментальная оценка эффективности применения центриатора обсадной колонны при цементировании наклонных скважин, 2018 г.

15) Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Гидроаэромеханика бурения» для студентов специальности 0211 «Бурение нефтяных и газовых скважин». Расчет гидравлической программы проводки скважины. – Уфа: УНИ, 1987.

16) Рябов И.Н., Логинова М.Е., Гаймалетдинова Г.Л. Новшества для строительства скважин. Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы инновационного развития» (Москва, 30.11.2017 г.). – М.: Импульс, 2017. – С. 781–785.

17) Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979.

18) Гайворонский А.А. Крепление нефтяных и газовых скважин в США. -М, Гостоптехиздат, 1962.

19) Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин. -М., Недра, 1965.

20) Измайлов Л.И., Булатов А.И. Крепление нефтяных и газовых скважин. -М.,Недра, 1976

21) Шацов Н.И. Бурение нефтяных и газовых скважин, - М., Гостоптехиздат, 1961.

22) Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование наклонных скважин. - М.: Недра, 1983.- 352 с.

23) Нижник А.Е. Совершенствование некоторых элементов технологической оснастки, направленных на повышение качества крепления

скважин/НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -2008. №11. - С.34-36.

24) Нижник АЕ., Щелков М.Г., Щелков А.М. Особенности крепления скважин открытым забоем в стволе большого диаметра с открытым резервуаром. /НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -2007. №2. -С.43-45.

25) Нижник А.Е. Технические средства для спуска и цементирования хвостовиков, технология и результаты применения. /НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -2008. № 2. - С.49-51.

26) Орешкин Д. В., Янкевич В. Ф., Первушин Г. Н. Проблемы крепления стенок при строительстве нефтяных и газовых скважин //НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море — М.: 2002, № 7-8. — С.-43-46.

27) Ашрафьян М.О., Луничкин В. А., Динмухамедов Д.Х. Совершенствование технологии цементирования скважин. М.: Недра, 1986. 44с.

28) Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование наклонных скважин. -М.: Недра, 1983. С. 187-168.

29) Бочко Э.А., Никишин В.А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин. М. Недра, 1979. 168 с.

30) Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. - 296 с.31. Ивачев Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. М: Недра, 1982. 293 с.

31) Мамаджанов У.Д., Рахимов А.К., Поляков Г.Г. и др. Заканчивание газовых скважин. М.: «Недра», 1979. 174с.

32) Повышение качества крепления обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин // Труды VII Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2010. Том II С.55-57.

33) Нифонтов О.А., Николаев Н.И., Дернов Д.А. и др. Отечественные полимеры для бурения и заканчивания нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2005. №3. С. 26-29.

34) Поляков В.Н., Ишкаев Р. К, Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. Уфа: «ТАУ», 1999. с. 48-53.

35) Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М.: Недра, 1979. 303 с.

36) Т.Н. Бикчурин, Ф.А. Козлов, Р.С. Габидуллин. Технический прогресс в строительстве скважин // Казань, Таткнигоиздат. 1982.

37) Патент на изобретение №2275588. Центратор для обсадной колонны скважины, пробуренной трехшарошечным долотом. БИ №12 от 27.04.06 г. Катеев И.С., Катеев Т.Р., Габбасов Р.Т.

38) ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

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

40) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

41) ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

42) ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

43) СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

44) ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров

Раздел
Приложение А

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ74	Жигарев Дмитрий Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г. Р.	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бекишева Т. Г.			

Basic rules of descent of casing strings

Successful running of the casing string into the well, is indicated by the correctly prepared casing pipes, upper and lower parts of casing string, drilling tower, drilling equipment, tools and wellbore.

Preparation of casing strings. Casing pipe designed for the descent into the well. Loading and unloading casing pipes during transportation using the technical supply base to the pipe base and to the well are not necessarily carried out using special rollers or a truck crane. Unloading casing by dropping is strictly prohibited.

When inspecting pipes, it is necessary to pay attention to the curvature, the presence of cracks, the separation of the metal, the deformation of the couplings and the cut ends. Everything is tested in the well. In this case, all the pipes are sent for rejection. All the pipes must be free from the thickness of the coupling or from the end couplings until the pipes are connected to each other, the measurement results are recorded in form.

Pipes and couplings are flushed with kerosene and their calibers are proven. It is forbidden to clean the threads with metal scrapers, metal brushes, the ends of a tattered rope, and so on. After cleaning the threads of the couplings and pipes, they screw on the nipples and safety rings.

In case of accidental replacement of substandard pipes, it is necessary to have spare pipes at the rate of not less than 20 m for every 1000 m of columns. Depending on the pressure at 20% excess pressure when testing the column on tightness. After the pressure in the pipe rises to the set value, it must be maintained for 30 seconds. For pipes with gaps in the thread of the coupling connection, it is necessary to repeat the treatment after fastening.

The shoe and shoe nozzle of the column, screwed and welded to the first pipe on the pipe base, with a cast-iron guide plug welded and welded to the shoe; non-return valve treated to the pressure provided for in the column descent plan; stop ring, centering lanterns (centralizers), scrapers and turbulators, as well as, if

necessary, packers and equipment for the upper part of the casing string - should also be delivered together with the pipes to the drill.

Preparation of the tower and drilling equipment. Before starting the descent of the column carefully check the condition of the tower and drilling equipment. When inspecting the tower, all defects and irregularities in the joints of individual assemblies, belts, diagonals and leg attachments are immediately eliminated. Verify the verticality of the tower and the uniformity of the tension of angular delays.

When checking the winch and the drive, they pay attention to the strength of attachment of the winch, gearbox and engines to the foundations, as well as the condition of the sprockets, cam clutches, keys and brakes.

To prevent complications with the pulley system, check the diameter of the working pulley rope and the possibility of lowering the casing string on this rope and rigging; if necessary, the pulley rope is replaced with a new one before the last flushing of the well. The condition of the hook, traveling block, crown block and mass indicator (weight) should be checked especially carefully.

When preparing mud pumps for descending and cementing the column, check the condition of the rods, stuffing box, sockets, valves, connections in the drive part and eliminate all defects noted, and replace the parts with new ones. When checking prepared engines find out their condition and ability to work in harsh conditions lowering the casing and supplying cement at high pressure.

Borehole preparation for casing run. By the beginning of the descent of the column in the well, all research and measurement work (logging, calipers, testing promising objects, etc.) must be completed. Before the last well flushing, the drill pipes are subjected to a control measurement using a steel tape measure.

According to the device, the narrowing of the barrel is worked out at a speed of 20 ... 50 m / h. Before processing, as agreed with the geological service, oil or other substances that reduce the stickiness of the mud cake are added to the solution. When flushing, before the descent of the column, the parameters of the drilling fluid are carefully monitored and brought to the norm established for this well. After

working through and washing the well, its wellbore is often treated. For this purpose, a layout of 3 - 4 casing pipes is lowered into the well on the drill string and is made sure that they reach the bottom of the landing. At the end of the treatment, the well is washed, the duration of washing is 1-2 rounds of circulation.

During the preparation of the well bore for the descent of the casing string in the drill, the necessary tools and materials for this operation are checked: three serviceable and tested elevators, a set of slings, a circular wrench for casing, rope, lubricant, linseed oil, nails, etc. All preparatory works for casing string are produced during the development and flushing of the well.

The casing in the well. This process, as a rule, should be carried out in one step (one continuous section). It is allowed to lower the column in two sections using docking devices that were processed in the well under pressure, providing a tightness check for the columns.



Figure 54 – Descent of casing strings

Casing launch work must be organized in such a way that each member of the drilling crew clearly performs his duties. In order to avoid accidents during the start-up of the casing string into the well, all crew members must be thoroughly instructed, the workplace must be cleared of foreign objects. The work on the descent of the column should be managed by one person - the drilling foreman, who is responsible

for the work on the descent of the column, in accordance with the developed technical plan.

When organizing the workplace and arranging the manpower for running the casing string in each watch, the person, who is responsible for re-processing each pipe, preserving the template during the descent of the casing strings and checking compliance with the established procedure for the pipe descent is highlighted. The casing strings should be lowered with the help of wedge grips or casing wedges, which allow to strengthen the threaded connections during the descent process. Elevators can be used to lower casing into the well, when their weight is insufficient, and also when heavy columns are lowered, when factory fasteners are fixed (before descending the column), or pipes with couplings screwed on special adhesive lubricants are used.

To ensure the tightness of threaded connections of production casing in gas wells, special sealing compositions should be used as a lubricant. It is prohibited to use graphite grease or grease composed of zinc oxide and minimum on gas wells. To prevent the coupling of the intermediate column and the conductor from relaxing, the first 5 ... 10 pipes from the shoe after welding them with machine keys are welded from the subsequent impact of the drill string on them. In order to avoid collapsing the column when lowering it with a non-return valve, every screwed pipe, after removing it from wedges or elevators, is lowered so fast that the arrow of the weight indicator fluctuates within five divisions.

If there is a non-return valve, the column is filled with mud every 100 ... 200 m during descent. To avoid the formation of an airlock, the column should be filled at 50% pump feed. In the process of lowering the casing set systematic control over the density and viscosity of the mud is being forced out of the well. In case of occurrence of signs of gassing of the mud, the filling head is screwed into the sleeve of the last pipe and the once-carbonated solution is replaced with a fresh one. The well during the descent is washed at intervals provided for in the descent plan. The duration of flushing should not exceed one circulation cycle, and the main criterion for the termination of intermediate flushing is considered to be the necessary quality

and consistency of the indicators of the mud in terms of density and viscosity and pressure drop on the gauge to values equal to hydraulic resistance. Modes of a casing string launch and its subsequent cementing should be designed in such a way as to prevent fracturing of rocks and associated complications.

The casing string in the inclined hole should be lowered as quickly as possible. To this end, it is recommended to prepare part of the column in sections when preparing the well and install them into the rotor on the drilling rig. These pipes should be lowered into the well first, and their length should correspond approximately to the depth of the intermediate column. Since during the descent of the pipe the column experiences strong friction against the borehole walls, it is necessary to pay attention to the change in the load on the hook.

Monitoring the running of the casing should be carried out as follows: by recording and measuring the length of the column, as well as by recordings of the recording gauge of the weight indicator. The records of casing measurements indicate the number of lowered pipes and their total length. Descent of casing strings is one of laborious and responsible operations, the success of the whole drilling process depends on its pace. Currently, the following mechanization tools are widely used to facilitate the work of workers, as well as accelerating the casing. In the process of preparing for the launch of the production casing, two crossbars from pump compressor pipes are attached to the 2nd and 3rd belts of the tower. Between these crossbars on rollers mounted two-story cradle for a top worker. The cradle can move in both vertical and horizontal directions. The worker who is in the cradle centers the casing at the time of screwing.

For lifting the casing above the rotor, instead of the usual elevator, use a light hinged clamp, suspended from a hook on two lines. Clamp put on the pipe at the same time with the descent and installation of the column on the rotor. The screwed pipe is in a suspended state on the yoke only until the pipe is screwed on for 3 ... 4 threads. After that, the clamp is removed and continue to screw with the free upper end of the pipe. If a casing with welded connecting elements is lowered into the well,

the casing over the wellhead can be welded using both automated and semi-automatic welding units.

Before lowering the column, workers must be removed from the rotor table and be in a safe area;

The casing string should be lowered into the well smoothly, with constant monitoring of the weight indicator readings. In this case, the speed of descent of the column must be calculated so as to prevent hydraulic fracturing;

It is forbidden to unload a column of more than 5 tons on the weight indicator when a "landing" occurs during descent. In this case, you need to fasten the stackable pipe and throw it onto the receiving bridge, screw the lead pipe onto the column with the help of a sub and go through the "landing" zone with flushing;

In the process of lowering the column, it is necessary to monitor the position of the descending elevator so that when the latter is landed on the rotor, the convenience and safety of the operation for the transfer of lines is ensured. Otherwise, the movement of the elevator should be stopped at a distance of 1.5-2 m from the level of the rotor table and turn it to a comfortable position, holding the lines above the elevator;

Landing on the casing rotor should be carried out smoothly, avoiding the impact of the elevator on the rotor table;

It is forbidden to approach the elevator and the casing string until it stops moving completely;

With overflow of drilling mud during the descent of the casing string, the surface of the rotor table and the area around it must be systematically cleaned;

In the process of lowering the casing string, it is necessary to constantly monitor the condition of the equipment, tools and accessories used in the process. In case of any malfunctions, the casing line should be stopped and the malfunction rectified before resuming work;

After the elevator is seated on the rotor table, it is necessary to unload the traveling frame system smoothly in order to facilitate the transfer of the lines from one elevator to another;

When placing slings in the eyes of the elevator, as well as removing them from the lugs, it is necessary to take the slings at a distance of at least 40 cm from the lower edge of the slings;

After placing the slings in the eyes of the elevator, they should be secured with safety studs securely attached to the slings;

It is forbidden to turn the table of the rotor in the process of releasing the lines.

Descent of casing with the use of an elevator and pneumatic wedge grip;

When running the casing string, the wedges should be lifted from the rotor to the maximum height;

Casing strings in the well bore, which has ledges (curvature), should be made at low revolutions of the winch; in the case of a stop of the column, it is necessary to immediately lower the wedges in the rotor at the same time to brake the winch drum;

It is forbidden to abruptly land the pipes on the wedges;

After completion of the work on the casing strings in the well bore, the wedges should be removed and placed in the corner of the drilling site;

Supply of welded casing to the drill and raising them above the rotor should be carried out with a clamp, which is installed on the pipe in the groove and securely fastened with coupling screws up to the stop;

When performing welding work, it is necessary to strictly follow the rules for conducting hot work at a drilling rig, providing the workplace with the necessary fire extinguishing agents.

Main types and designs of casing strings

After deepening of the well as required, works on fastening of its trunk as casing strings are carried out.

Process of fastening of the well consists of two types of works:

- descent to the well of casing strings;
- cementation of casing strings.

Purposes of fastening of wells

- fixing of walls of the well in intervals of unstable rocks;

- isolation of zones of catastrophic absorption of washer fluid and zones of possible overflows of reservoir liquid on trunk;
- division of intervals where geological conditions demand uses of washing fluid with very different firmness;
- dissociation of the productive horizons and their isolation from water-bearing layers;
- formation of the reliable port in the well for extraction of hydrocarbons or supply of the liquid pumped in layer;
- creation of the reliable base for installation of the estuarial equipment of the oil and gas well.

Construction of the well is carried out according to the project of its design.

The structure of the well consists of the trunk drilled in rocks and several casing strings (UC) fixed in these breeds by means of cement.

The structure of the well is characterized:

- depth (extent) of the well and intervals under each casing strings;
- diameter of trunk of the well under each casing strings;
- quantity OK, lowered to the well, depth of their descent, their length, diameter and intervals of their cementation.

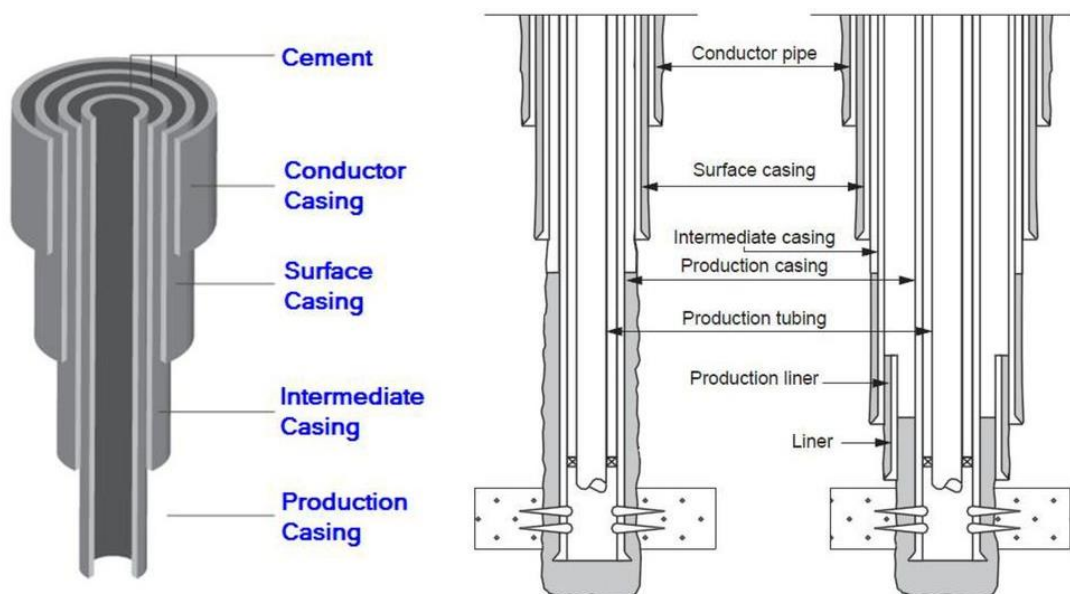


Figure 55 – Structure of the well

Designation of structure of the well

And — well cross-section

B — the working scheme of structure of the well

The first lowered to the well has the maximum diameter and is called – the direction, protects the mouth of wells from washout of soil the circulating drilling mud, its length is – 5 m, and diameter is– 527 mm. The following column – the conductor, serves for blanking of unstable top breeds and aquifers. At well-drilling in the conditions of permafrost the direction and the conductor are chosen taking into account future drilling of breeds. To prevent and eliminate complications while drilling, perform a downward operation with several intermediate columns. The last column intended for work in the productive horizon is called operational. At calculation of number of the columns lowered to the well, the direction and the conductor are not considered. The bottom of all lowered columns, comes to an end with the short thickened tube called as boot. With big depths of drilling there is need to lower the column blocking certain interval without exit to well head. Such column is called a shaft or a secret column.

After descent of each column cementation of space behind tube is made. Cementation is the operation consisting of pumping cement mortar in space of column and the subsequent endurance for hardening of this solution. Cementation is made for the purpose of dissociation of layers of crust and fixing of the lowered column of tubes in the well. For cementation a cement mortar is used — a mixture of the knitting materials (cements) shut by quantity of water, which is frequent with additives of chemical reagents. The cement mortar is applied in the described operation.

The number of casing strings is defined on the basis of the analysis of geological sectional view in the place of laying of the well, existence of zones where drilling is accompanied by big complications, the analysis of co-efficient change of anomaly of reservoir pressure and indexes of absorption and also the accumulated practical experience of conducting of wells.

Additional elements of casing strings:

The boot of casing strings is screwed on the lower end of the casing pipe first (from below) and fixed by welding. It serves for protection of the lower butt of casing strings from crushing and for its direction on well trunk in the course of descent.

The check valve is installed in the heel of casing strings one-two tubes higher than a boot. There are designs of columned boots which are turning on the check valve. The check valve serves for blanking of intake way of liquid in casing strings.

The filling branch pipe is established directly over boot (below check valve). It represents piece of tube about 1.5 m long with the bores located on the screw line. They connect space with the internal volume of casing strings. The filling branch pipe is applied to supply a cement mortar in space at cementation of casing strings.

The stop ring (ring of "feet") is established in casing strings 20 — 30 m higher than a boot. It has the narrowed inner diameter and serves for retardation of cementing plugs. The ring is produced from gray cast iron, sometimes the stop rings made of cement are applied.

The casing strings is equipped with filling clutch in case step cementation is provided. It allows to open at the right time ports for supply of cement mortar in annular space, and then again to block them. The installation site of clutch is determined by the extent of intervals of cementation in advance.

The pipe packer is entered into equipment of casing strings for creation of reliable isolation of separate intervals in space. The packer is established in places of bedding of steady impenetrable rocks. Reliable isolation of packers is reached by deformation of the elastic element, which is put on the building and its dense crushing with well wall.

Centralizers ("flashlights") are established on casing strings for maintenance of trunk of the well and the lowered casing strings and creating favorable conditions for equal distribution of cement mortar on ring spacing.

Scrapers are established on casing strings for removal of clay crust from walls of the well and increase in reliability of clutch of cement stone with well trunk walls. Scrapers are circular and rectilinear.

The main objective of this element consists in reliable fixing of wells of boring type and hermetic encapsulation of productive layers from hit of slag and external elements at the time of development. The casing strings has a compound structure: it is done of tubes, fastening with each other it is consecutive by means of screws or welding (the last method is applied less often when the well is planned to be developed for a long time, without making to design of changes). The thread of tubes for casing strings can have the form of cone, triangle or go on trapeze, if necessary to create the tightest joint use sealing elements. Tube wall thickness for casing strings varies within 0.5-1.6 cm tubes and classified depending on strength and fluidity.

Design of diameters of casing strings and chisels is begun with operational column and further with method from below-up. Calculation of diameters of casing pipes is conducted with diameter of operational column "from within". Proceeding from estimated output of the well and economic justification, diameter of operational column is chosen. Diameter of operational column determines diameters of drilling under casing strings for the whole well, and the quantity of intermediate columns defines the design of columned head. Increase in diameter of operational column allows using more productive borehole equipment, allows to operate in the well at the same time several layers and facilitates carrying out underground repair. On the other hand, increase in diameter of operational column leads to increase in metal consumption of casing strings, volume of drilling and cementation. Loads of columned head and its metal consumption increase. All this leads to increase in costs of construction of the well. Reduction of diameter of operational column reduces the cost of its construction, but increases the expenses connected with operation of the well. So use of the small-sized equipment leads to increase in costs of acquisition up to 2-3 times. The behavior of underground repair becomes complicated that leads, as a rule, to increase in expenses of time, and, therefore, and materials, and in certain cases does not allow to make necessary repair.

Prevention of accidents during descent of casing strings

During descent of column of casing strings breaks of tubes and their crushing are possible unscrewing of casing pipes or tire valves. For pipe joint, it is necessary to align the turned-away tube by means of the cone lowered on boring tubes and then to screw together it rotating from the top part of casing pipes column. If it is impossible to align the heel and to connect it to top, it is necessary to hoist, the top part of column of casing pipes, and then to take and hoist the turned-away heel by means of the tap or the pipe head lowered on boring tubes.

In the course of drilling the following is possible - unscrewing of the heel of casing pipes column with a boot or its break as a result of washout of trunk of the well and a lag of column. Elimination of these accidents is made by centering of the turned-away (come-off) part of column with the subsequent cementation of it or descent of casing strings of smaller diameter. If there is an opportunity to bring the top part of column of casing pipes to the surface, then elimination of accident can be made, the mode is described above. Similar modes liquidate the accidents which have happened because of wiping of walls of casing pipes in the course of drilling.

The accidents occur when raising casing pipes are similar to the accidents occur during descent and are liquidated by the same modes.

Descent of heavy casing strings (more than 100 t) needs to be made on spider elevators or by means of the top spider. Giving of casing pipes on boring should be made carefully at the screwed-on safety rings, which need to be removed at full readiness of tubes for screwing together. At the gate of tower, it is necessary to install the holding of adaptation-preventing blow of tubes about rotor when giving in boring.

Each casing pipe given for descent needs to be controlled, having assigned to the specified operation of the skilled assistant driller.

All threaded connections of shoe part of casing strings (50 - 60 m) after fixing with semolina keys have to be strengthened by faltering weld joint with obligatory application of special rings or electric rivets.

Welding works have to be performed by the qualified welders. Compulsory cooling of weld joint (water or drilling mud) is not allowed.

The last casing pipe of column is recommended to be lowered to the well with the minimum speed and washing.

Fastening of threaded connections of all casing strings has to be carried out with use of special keys.

In order to avoid absorption, hydraulic rupture of layers, violation of stability of walls of the well, crushing of casing strings in respect of works to specify the admissible speed of column descent. The speed of descent of suspender from boring tubes should not exceed speeds of descent of casing pipes.

For prevention of holding strap of casing strings in the course of its filling, restoration of circulation and intermediate washings the column needs to be held suspended and to walk up and down every 5 minutes.

If in the course of descent of column there was its need to walk up and down, then before it is necessary to add column to the mouth.

It is forbidden:

- to change design decisions without execution of the relevant protocol;
- to apply the measurement of boring and casing pipes of roulette the having amendments after their repair;
- to lower casing strings without preliminary hydraulic preparation of tubes;
- to apply casing pipes which had admissions in threaded connections by their preparation;
- to lower casing pipes in which joints after the screwing on the well the sides way of threaded connections is revealed;
- to make welding of threaded connections for "strengthening" at abnormal screwing together of casing pipes;
- to forcibly pass column through zones of landings.